

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 2740 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ)

УДК 622.143.622.243.22:622.323(24:181m2740)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Воробьёв Данил Владимирович		01.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалёв Артём Владимирович	К.Т.Н.		03.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н.		01.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н		01.06.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		05.06.2020

Томск – 2020 г.

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы <small>(бакалаврской работы, дипломного проекта работы, магистерской диссертации)</small>

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б62Т	Воробьев Данил Владимирович

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2740 метров на нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	03.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтегазоконденсатном месторождении (Томской 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 бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна); • Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); • Выбор буровой установки. • Применение циркуляционных переводников

Перечень материала <i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	графического	1. ГТН (геолого-технический наряд)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>		
Раздел		Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		Доцент, Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность		Ассистент, Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:		
1. Горно-геологические условия бурения скважины		
2. Технологическая часть проекта		
3. Сверхвысокочастотный канал связи «Забой-Устье»		
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		
5. Социальная ответственность		

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалёв Артём Владимирович	к.т.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Воробьев Данил Владимирович		29.02.2020

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 2019 /2020 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	03.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2020	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
27.04.2020	2. Технологическая часть проекта	40
24.03.2020	3. Сверхвысокочастотный канал связи «Забой-Устье»	15
24.04.2020	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
01.05.2020	5. Социальная ответственность	15
28.05.2020	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалёв Артём Владимирович	к.т.н.		29.02.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		29.02.2020

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б62Т	Воробьев Данил Владимирович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	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	1. Литературные источники. 2. Методические указания по разработке раздела. 3. Нормы времени на бурение согласно ЕНВ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта. Налоговый кодекс РФ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения НТИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Расчет технико-экономических показателей бурения скважины.
2. Планирование и формирование бюджета НТИ	1. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности НТИ	1. Расчет сметной стоимости строительства скважины.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Воробьев Данил Владимирович		29.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б62Т	Воробьев Данил Владимирович

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»

Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2740 метров на нефтяном месторождении (Томская область)
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>1.1 Основные положения об организации работы по охране труда в нефтяной промышленности</p> <p>1.2 «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ)</p> <p>1.3 ТК РФ глава 47</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>2.1 Проанализировать возможные вредные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины:</p> <ul style="list-style-type: none"> - неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе; - повышенные уровни шума и вибрации; - недостаточное освещение рабочей зоны; - повышенная запыленность загазованность; - необходимые средства защиты от вредных факторов. <p>2.2 Проанализировать возможные опасные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; - поражение электрическим током; - пожаровзрывоопасность; - необходимые средства защиты от опасных факторов; <p>работы на высоте.</p>
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>3.1 Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду:</p> <ul style="list-style-type: none"> - на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); - на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); - на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); <p>3.2 Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.</p>

<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>4.1 Провести анализ возможных и часто встречающихся ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте:</p> <ul style="list-style-type: none"> - техногенного характера (пожары и взрывы в зданиях); - природного характера (лесные пожары); <p>4.2 Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.</p>
---	--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Воробьев Данил Владимирович		29.02.2020

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 85 страницы, 8 рисунков, 48 таблиц, 41 литературный источник, 8 приложений.

Ключевые слова: скважина, нефть, бурение.

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

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2740 метров на нефтегазовом месторождении (Томская область).

Целью работы является – спроектировать технологические решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2740 м на месторождении Томской 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 циркуляционных переводников при строительстве нефтяных и газовых скважин.
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 с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин.

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

Определения. Обозначения. Сокращения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

БУ – буровая установка;

ГКС – гидравлический канал связи;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ГТН – геолого-технический наряд;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

КНБК– компоновка низа бурильной колонны;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

СНС – статическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

УБТ – утяжеленная бурильная труба;

ЦА – цементированный агрегат;

ЦКОД – цементировочный клапан обратный дроссельный;

ЭКС – электропроводной канал связи;

ЭМКС – электромагнитный канал связи.

Оглавление

Введение	13
1 Горно–геологические условия бурения скважины	14
1.1 Геологическая характеристика разреза скважин	14
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения	14
1.3 Зоны возможных осложнений.....	17
2 Технологическая часть проекта.....	18
2.1 Обоснование конструкции скважины	18
2.2 Проектирование конструкции скважины	18
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины.....	18
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	18
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	21
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото	23
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	23
2.3.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора.....	24
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	26
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны.....	26
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	27
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	29
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	31
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	32
2.4.1 Расчет обсадных колонн	32
2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	35
2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины.....	36
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин	39
2.5 Выбор буровой установки.....	41

3 Сверхвысокочастотный канал связи «Забой–Устье».....	42
3.1 Виды каналов связи «Забой–Устье», их достоинства и недостатки	43
3.2 Телесистемы с гидравлическим каналом связи	45
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	53
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	53
4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	54
4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	55
4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	57
4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	58
4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки ..	58
4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы.....	60
4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами.....	60
4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ.....	60
4.2 Линейный календарный график выполнения работ	61
4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины	62
4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины	62
4.3.2 Расчет технико–экономических показателей.....	63
5 Социальная ответственность	66
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	66
5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства	66
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	67
5.2 Производственная безопасность	68
5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов	69
5.2.1.1 Отклонение показателей микроклимата	69
5.2.1.2 Превышение уровня шума.....	70
5.2.1.3 Отсутствие или недостаток естественного света.....	70
5.2.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны	71
5.2.1.5 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	71

5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия	72
5.2.2.1 Электробезопасность	72
5.2.2.2 Пожаровзрывобезопасность.....	73
5.3 Экологическая безопасность.....	74
5.3.1 Мероприятия по защите селитебной зоны.....	74
5.3.2 Мероприятия по защите атмосферы.....	75
5.3.3 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы.....	75
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	76
Заключение.....	78
Список использованных источников.....	81
Приложение А	85
Приложение Б	90
Приложение В	92
Приложение Г	93
Приложение Д.....	98
Приложение Е	100
Приложение Ж.....	104
Приложение И.....	110

Введение

При строительстве нефтяных и газовых скважин вопрос необходимости оптимальных решений стоит остро, так как решается ряд проблем от которых зависит рентабельность разработки месторождения, получения достоверных горно-геологических данных и сроков строительства.

Полную картину о месторождении дает анализ уникальных горно-геологических условий. Разрез представлен нефтяным пластом, который сложен поровым типом коллектора. На протяженности всей скважины преимущественно выделяются мягкие и средние по твердости породы, сложенные из глин, песчаников, аргиллитов и алевролитов. В интервале всей скважины высокие коэффициенты кавернозности, в дальнейших расчетах это учитывалось для эффективного цементирования во избежание межпластовых перетоков, однако это не единственные осложнения, встречающиеся в разрезе. Рекомендуется придерживаться проектных параметров во избежание следующих осложнений: интенсивные поглощения в интервалах 0-450, 762-1647 метров, осыпи и обвалы в интервале 0-1647 метров, возникающие при повышенной водоотдачи и неудовлетворительной ингибирующей способности раствора, водопроявления и прихваты.

В продуктивном пласте наблюдаются нормальные пластовые давления. В настоящем проекте учитывается близкое расположение водонапорных горизонтов во избежание обводнения нефтеносного горизонта и дальнейших осложнений при очистке нефти.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2740 м на месторождении Томской области с учетом данных горно-геологических условий.

В работе ставится и частная задача: проанализировать использования сверхвысокочастотных каналов связи в процессе бурения нефтяных и газовых скважин, как инструмент для надежного и достоверного источника информации.

1 Горно–геологические условия бурения скважины

1.1 Геологическая характеристика разреза скважин

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико–механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в таблицах А.1–А.3 приложения А.

Краткая характеристика геолого–технического условия бурения скважины: литологическая характеристика скважины в интервале 0–2740 м представлена в большей степени глинами, аргилитами с переслаиванием алевролитов, песчаников.

По разрезу скважины представлены мягкие, средние и твердые по твердости горные породы, что обосновывает выбор породоразрушающего инструмента и оптимальные режимы бурения, для достижения максимальной механической скорости проходки.

Согласно сведениям по градиентам пластового давления и давления гидроразрыва пород несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения

Характеристика нефтегазоводоносности месторождения представлена в таблице 1.

Краткая характеристика флюидосодержащих пластов.

Разрез представлен 4 водоносными и 1 нефтеносным пластами. Вертикальная разведочная скважина проектируется для продуктивного интервала 2655–2710 м с забоем закрытого типа и ожидаемым дебитом 315 м³/сут.

Давление и температура по разрезу скважины представлены в таблице 2.

Таблица 1 – Характеристика нефтегазоводоносности месторождения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Давление насыщения в пластовых условиях, кгс/см ²	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
J _{3vs} (Ю ₁)	2655	2710	поровый	760	315	70	–
Водоносность							
Q–P ₃	0	230	поровый	1000	–	–	Да. Минерализ. 0,3 г/л
K ₁₋₂	762	1647	поровый	1010	300	–	Нет. Минерализ. 13 г/л
K ₁	1647	2627	поровый	1011	10–100	–	Нет. Минерализ. 26 г/л
J3	2627	2660	поровый	1019	10–50	–	Нет. Минерализ. 33 г/л

Таблица 2 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
	от	до	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного			градус, °С	источник
			кгс/см ² на м		ис-точник											
			от	до		от	до		от	до		от	до			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	30	0,100	0,100	ПГФ	–	0,100	ПГФ	0,200	0,200	ПГФ	–	0,230	ПГФ	6	ПГФ
P _{3нк}	30	180	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	6	ПГФ
P _{3сг}	180	230	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	10	ПГФ
P _{2ил}	230	420	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	15	ПГФ
P _{2тл}	420	450	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	16	ПГФ
K _{2gn}	450	600	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	19	ПГФ
K _{2sl}	600	645	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,180	0,180	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	22	ПГФ
K _{2ip}	645	742	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,180	0,180	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	26	ПГФ
K _{2kz}	742	762	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,180	0,180	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	27	ПГФ
K _{1-2pk}	762	1647	0,101	0,101	ПГФ	0,100	0,101	ПГФ	0,180	0,180	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	51	ПГФ
K _{1kis}	1647	2253	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	ПГФ	0,180	0,180	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	70	РФЗ
K _{1tr}	2253	2327	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	ПГФ	0,170	0,170	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	72	РФЗ
K _{1klm}	2327	2627	0,102	0,102	РФЗ	0,102	0,102	ПГФ	0,170	0,170	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	74	РФЗ
J _{3bg}	2627	2655	0,102	0,102	РФЗ	0,102	0,102	ПГФ	0,170	0,170	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	79	РФЗ
J _{3vs}	2655	2736	0,102	0,102	РФЗ	0,102	0,102	ПГФ	0,170	0,170	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	85	РФЗ

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице Б.1 приложения Б.

Краткая характеристика возможных осложнений.

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения.

В интервале 0–450 и 762–1647 метров ожидаются поглощения, поэтому рекомендуется бурить без увеличения плотности, вязкости, статическое напряжение сдвига бурового раствора над проектными значениями.

В интервале 0–1647 метров ожидаются осыпи и обвалы стенок скважины, поэтому рекомендуется бурение с высокой механической скоростью, поддержание оптимальной плотности раствора и низкой водоотдачи, а также обработка раствора химическими реагентами.

Интервалы 0–1647, 2253–2327 метров характеризуются также наличием прихватопасных зон, что означает необходимость в контроле отклонений параметров бурового раствора от проектных, удовлетворительной очистке от выбуренной породы и ограничений по оставлению инструмента в скважине без движения более 5 минут.

Интервалы 762–2627, 2655–2660 метров склонны к проявлениям в условиях несоблюдения параметров бурового раствора и скорости СПО.

2 Технологическая часть проекта

2.1 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины – это совокупность:

- числа колонн;
- глубин спуска колонн;
- интервалов затрубного цементирования;
- диаметров обсадных колонн;
- диаметров скважин под каждую колонну.

При проектировании конструкции скважины необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины, например, за счет уменьшения числа колонн, уменьшения диаметров колонн, уменьшения рекомендуемых зазоров или применения труб с безмуфтовыми соединениями.

2.2 Проектирование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза скважин и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается забой закрытого типа.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора. Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1.

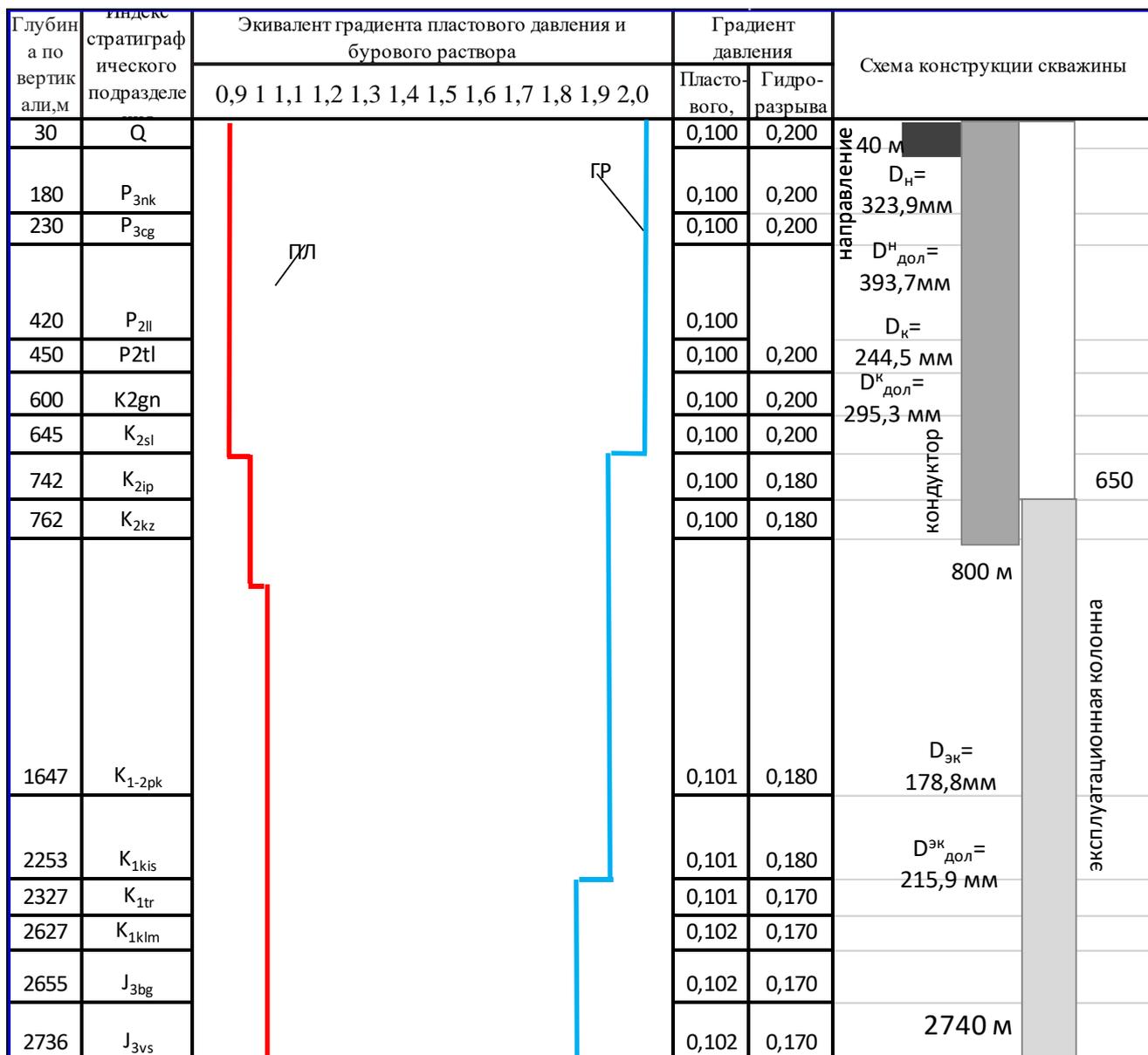


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта видно, что несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Мощность четвертичных отложений составляет 30 метров, поэтому предварительный расчет глубины спуска направления составляет 40 м с учетом посадки башмака в устойчивые горные породы.

Кондуктор спускается на глубину 800 м для перекрытия интервала

неустойчивых глин 0–800 м, с учетом величины перекрытия 50 м для посадки башмака в устойчивые породы

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2740 м.

С учетом вскрытия продуктивного пласта 2655–2710 м и бурения интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 30 м.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

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

- направление и кондуктор цементируются на всю длину;
- эксплуатационная и промежуточная колонна цементируется с учётом перекрытия башмака кондуктора на высоту 150 м для нефтяной скважины.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр колонны под эксплуатационную принимаем равным $D_{\text{ЭК}}=178,8$ мм. Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенкой скважины.

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{\text{МУ}}$.

$$P_{\text{МУ}} = 8,11 \text{ МПа.}$$

Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: **ОКК1–21–178x245 К1 ХЛ.**

ПВО, соответствующее пластовому давлению: **ОП5–280/80x21.**

2.3 Проектирование процессов углубления скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно–геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	40	Роторный
40	800	Гидравлический забойный двигатель (турбобур)
800	2740	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
2650	2715	Роторный (Отбор керна)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико–механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота типа RC (для интервала бурения под направления) и PDC (для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну), так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Характеристики выбранных долот представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал, м		0–40	40–800	800–2740
Шифр долота		Ш393,7 НьюТек Сервисез	295,3 (11 5/8) FD419SM Волгабурмаш	PDC БИТ В 713 УМ
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	МС	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 152	3 117	3 117
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2
Длина, м		0,40	0,441	0,4
Масса, кг		163	82	24
Осевая нагрузка G, тс	Рекомендуемая	3–8	9–15	5–15
	Предельная	25	15	15
n, об/мин	Рекомендуемая	40–60	100–140	140–180
	Предельная	200	250	220

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото 393,7 мм марки М (по типу горных пород), 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 295,3 мм марки МС (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко–средними горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC 215,9 мм марки СТ (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средне–твердыми горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с PDC, требуемая проходка обеспечена не будет. В интервале эксплуатационной колонны будет произведены операции по отбору керна.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При определении осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

- статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого – технических условиях;
- расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Усредненные значения осевой нагрузки на долото используемой при бурении нефтяных и газовых скважин представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0–40	40–800	800–2740
Исходные данные			
D_d , см	39,37	29,53	21,59
$G_{пред}$, тс	25,0	15,0	15,0
Результаты проектирования			
$G_{доп}$, тс	20,0	12,0	12,0
$G_{проект}$, тс	3,0	8,0	12,0

где D_d – 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 проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно методике, приведенной в методичке «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» [4], обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Все результаты расчета частоты вращения долота представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчета частоты вращения долота

Интервал, м		0–40	40–800	800–2740
Исходные данные				
Скорость, м/с ($V_{л}$)		3,0	2,0	1,3
Диаметр долота ($D_{л}$)	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования				
Расчетная частота вращения, об/мин ($n_{л}$)		145	129	115
Статическая частота вращения, об/мин ($n_{стат}$)		60	140	180
Проектируемая частота вращения, об/мин ($n_{проект}$)		60	140	180

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В данном случае применяется совмещенный режим бурения: роторный с применением ВЗД, для улучшения скорости проходки, поэтому проектируемые частоты вращения применяются такими.

2.3.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора

По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов обеспечения работы забойного двигателя, обеспечения производительности насосов. Результаты расчета расхода бурового раствора представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результат расчета расхода бурового раствора

Интервал, м	0–40	40–800	800–2740
1	2	3	4
Исходные данные			
Диаметр долота, м ($D_{л}$)	0,3937	0,2953	0,2159
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (K)	0,65	0,5	0,4
Коэффициент кавернозности ($K_{к}$)	1,3	1,3	1,5

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$)	0,15	0,12	0,1
Механическая скорость бурения, м/ч (V_m)	0,011	0,0083	0,0042
Диаметр бурильных труб, м ($d_{бт}$)	0,127	0,127	0,127
Максимальный диаметр, м ($d_{мах}$)	0,203	0,235	0,166
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ($d_{нмах}$)	0,0254	0,0127	0,0111
Число насадок (n)	3	5	9
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпмин}$)	0,5	0,5	0,5
Максимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпмах}$)	1,3	1,3	1,5
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)	1,2	1,15	1,08
Плотность разбуриваемой породы, г/см ³ (ρ_n)	2,0	2,26	2,12
Результаты проектирования			
Q_1 , л/с	79	34	15
Q_2 , л/с	76	41	12
Q_3 , л/с	164	59	50
Q_4 , л/с	73	38	21
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с	73–164	34–59	15–50
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с	70	59	48

где Q_1 – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины, л/с;

Q_2 – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность, л/с;

Q_3 – минимальный расход бурового раствора, исходя из условия предотвращения прихвата, л/с;

Q_4 – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, л/с.

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 40–800 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР–240.7/8.55 с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2–172.7/8РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Параметры забойных двигателей по интервалам бурения представлены в таблице В.1 приложения В.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические характеристики выбранных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР – 240.7/8.55	40–800	240	9,975	2432	30–75	62–180	26,0–39,0	114–430
ДРУ2–172РС	800–2740	172	5,000	1669	19–40	80–200	25,3	221–565

2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных или легкосплавных бурильных труб, ведущей бурильной тубы, резьбовых переводников, долота, двигателя, центраторов и

других составных элементов. КНБК выбирается из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции.

КНБК по интервалам бурения представлены в таблицах Г.1–Г.4 приложения Г.

Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект») представлены в таблице Д.1 приложения Д.

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:

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

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

Направление, интервал 0–40 м:

$$\rho_{бр} = \frac{k \times P_{пл}}{g \times L}, \left[\frac{кг}{м^3} \right], \quad (1)$$

$$\rho_{бр} = \frac{1,17 \times 4 \times 10^6}{9,81 \times 40} = 1151,9 \left[\frac{кг}{м^3} \right],$$

где $\rho_{бр}$ – плотность бурового раствора, кг/см³;

L – глубина скважины по стволу, м;

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

k – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым (при

$L < 1200 \text{ м } k \geq 1,10$, при $L > 1200 \text{ м } k \geq 1,05$);

$P_{пл}$ – пластовое давление, Па.

Кондуктор, интервал 40–800 м вычисляется по формуле (1):

$$\rho_{бр} = \frac{1,13 \times 800 \times 0,101 \times 10^6}{9,81 \times 800} = 1163,4 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right].$$

Эксплуатационная колонна, интервал 800–2740 м вычисляется по формуле (1):

$$\rho_{бр} \frac{1,05 \times 2740 \times 0,102 \times 10^6}{9,81 \times 2740} = 1091,7 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right].$$

Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер–глинистого раствора для бурения интервала 800–2740 м представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер–глинистого раствора для бурения интервала 800–2740 м

Наименование материала	Назначение	Упаковка, ед. изм.	Потребное количество реагентов	
			колонна эксплуатационная	
		кг	кг	уп
Каустическая сода	Регулирование кислотности среды	25	240	10
Глинопорошок	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение водоотдачи	1000	17122	17
Барит	Утяжелитель	25	209	8
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	25	171	7
ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25 канистр	343	14
Полиакрилат	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	51	2
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	25	188	8
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	1000	1027	1
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	25	342	14

Технологические показатели растворов представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технологические показатели растворов

Бентонитовый раствор под направление	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,152
Условная вязкость, с	50 и выше
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2
Полимерглинистый раствор под кондуктор	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,163
Условная вязкость, с	40–60
Пластическая вязкость, сПз	12–35
ДНС, дПа	50–90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10–40/20–60
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
рН	8–9
Содержание песка, %	< 0,5
Биополимерный раствор под эксплуатационную колонну	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,092
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

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все проектируемые колонны. Потребное количество бурового раствора под интервал 0–2740 м представлен в таблицах Е.1–Е.4 приложения Е.

2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- обеспечение гидромониторного эффекта;

– предотвращение размыва стенки скважины и т.д.

Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект». Гидравлические показатели промывки скважины представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					количество, шт	диаметр, мм		
Под направление									
0	40	Бурение	0,520	0,067	Периферийная	2	22,2	105,9	641,3
Под кондуктор									
40	800	Бурение	0,708	0,086	Периферийная	3	6; 19,1; 22,2	83,9	283,9
Под эксплуатационную колонну									
800	2740	Бурение	1,024	0,087	Периферийная	3	17,0	47	46,8
Отбор керна									
2650	2715	Бурение	0,788	0,067	Периферийная	3	11,0	86,4	121,8

Режим работы буровых насосов представлен в таблице 12.

Распределение потерь давлений в циркуляционной системе представлены в таблице 13.

Таблица 12– Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество, шт	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 минуту	производительность, л/с	
0	40	Бурение	УНБ–950	2	95	170	203,3	1,0	125	41,0	82,00
40	800	Бурение	УНБ–950	2	95	150	266,6	1,0	115	29,4	58,88
800	2740	Бурение	УНБ–950	1	95	150	266,0	1,0	125	32,0	32,00
2650	2715	Отбор керна	УНБ–950	1	95	140	309,7	1,0	110	24,7	24,64

Таблица 13–Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стойке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	40	Бурение	93,9	78,2	0	5,4	0,3	10,0
40	800	Бурение	256,5	48,2	121,0	64,4	12,9	10,0
800	2740	Бурение	263,4	14,6	86,0	90,9	61,8	10,0
2650	2715	Отбор керна	213,5	49,4	0	87,0	70,1	6,9

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Технические средства и режимы бурения при отборе керна представлены в таблице 14.

Таблица 14– 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
2645–2720	Бурильная головка БИТ215,9/100 (6×8 мм)	2–5	20–40	15–20

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн

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:

- 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.

Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора представлена на рисунке 2.

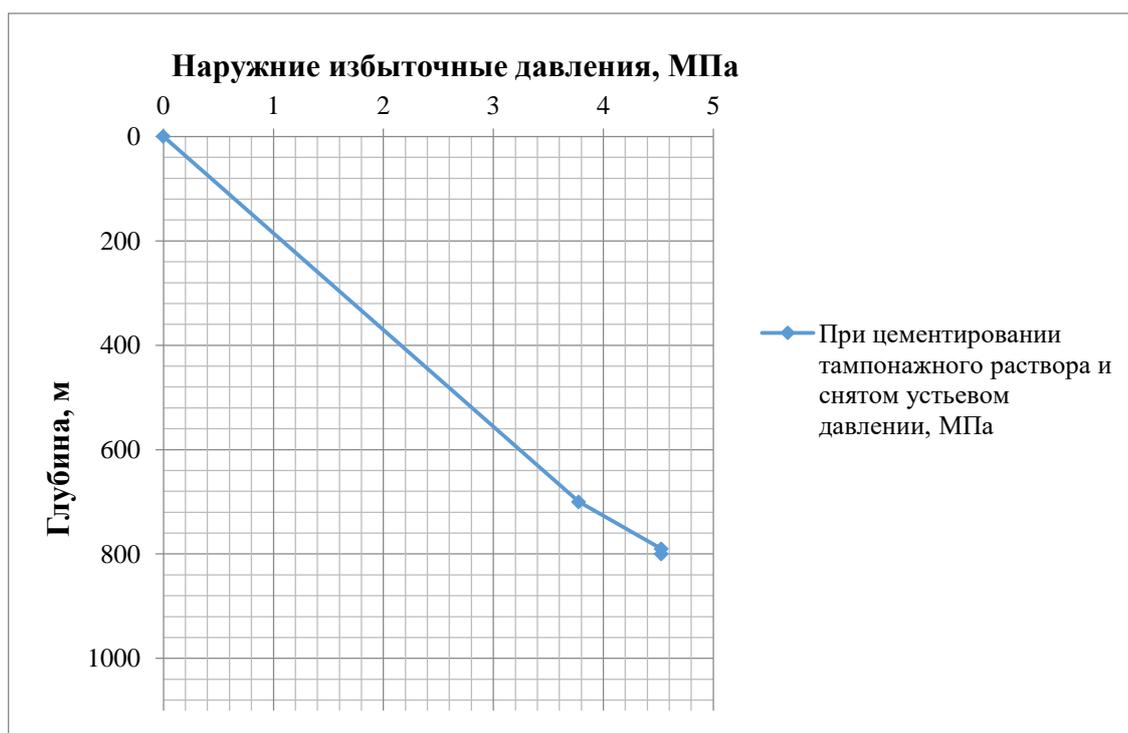


Рисунок 2– Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

Эпюра наружных избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении, а также в конце эксплуатации газовой скважины представлены на рисунке 3.

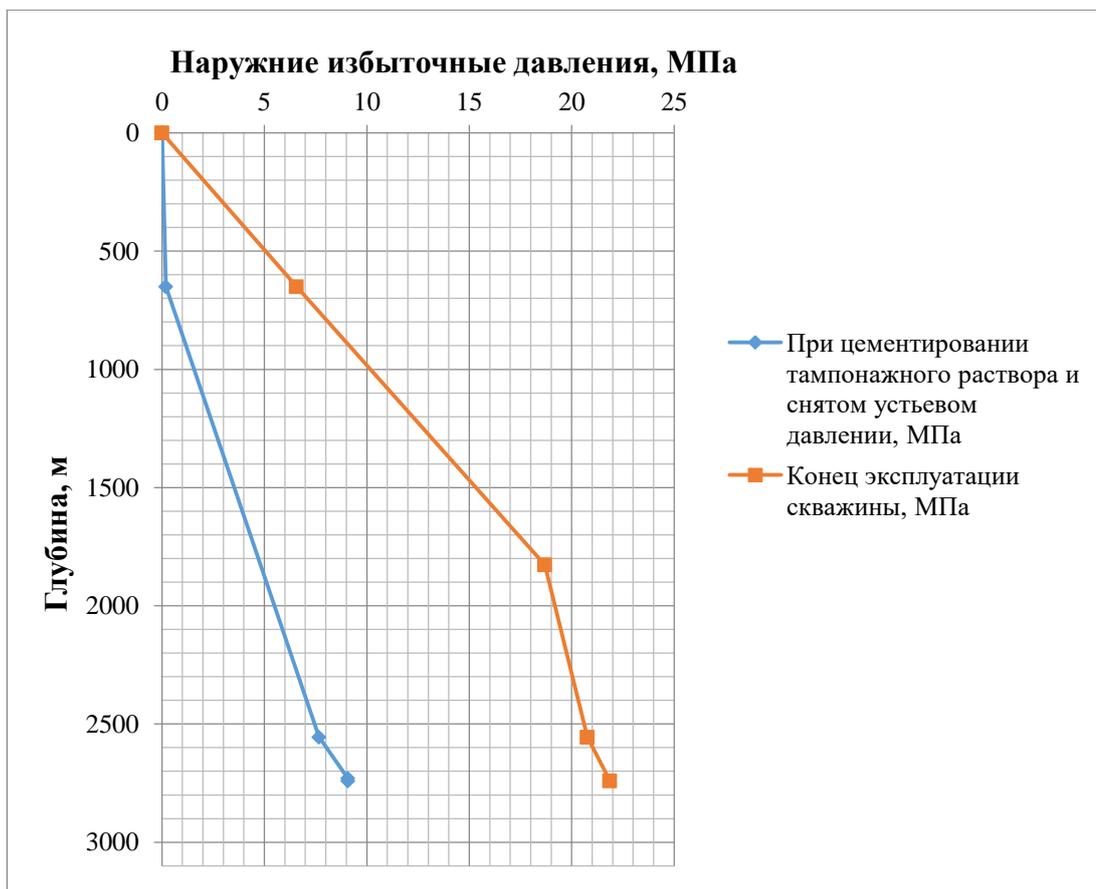


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны

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

Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора представлена на рисунке 4.

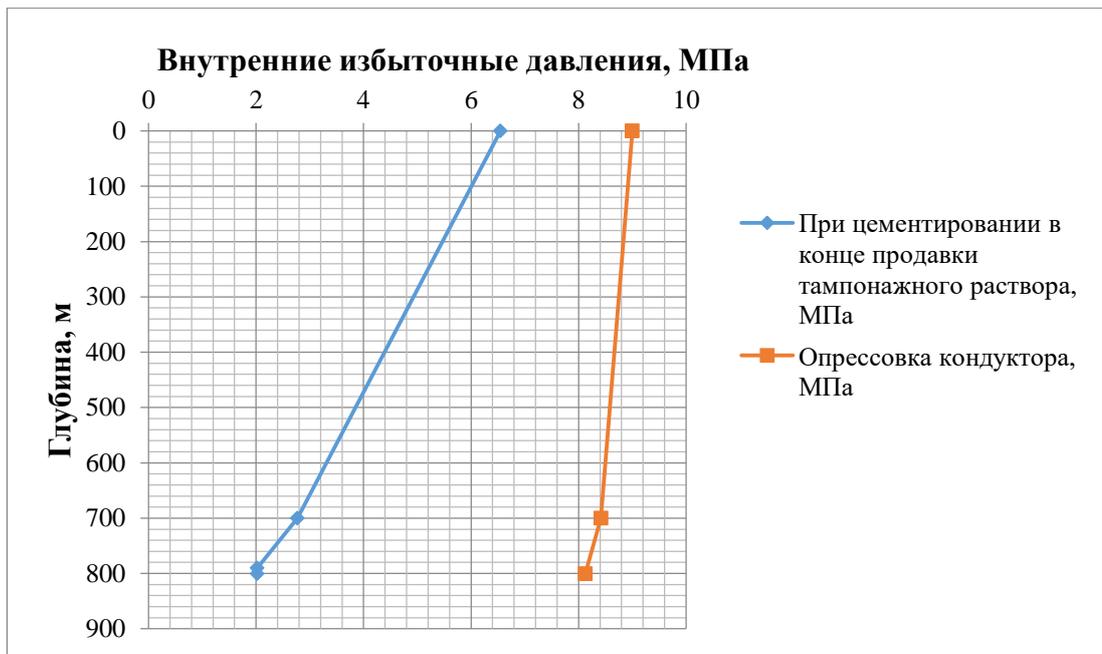


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора
 Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны
 представлена на рисунке 5.

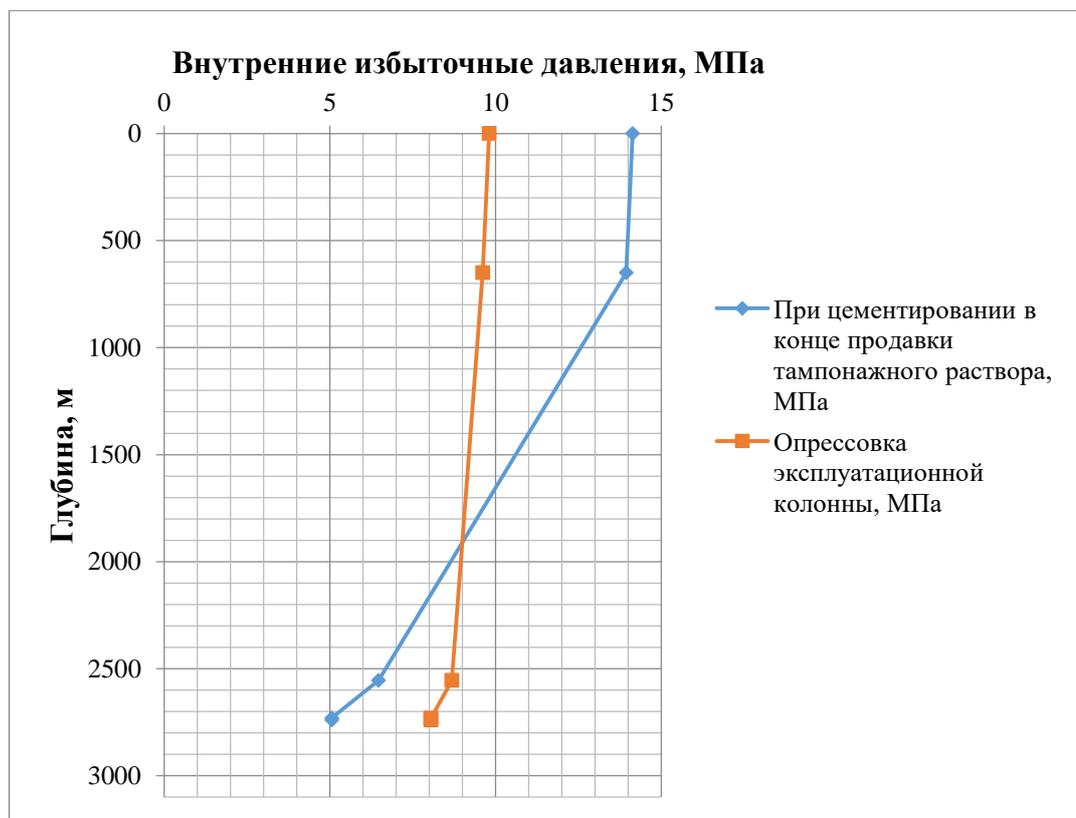


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной
 колонны

Характеристика обсадных колонн представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Характеристика обсадных колонн

Номер секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
Направление								
1	ОТТМ	Д	10	40	67	6264	6264	0–40
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	800	47,2	36097	36097	40–800
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	10,4	284	42,8	57780	149789	2605–2740
2	ОТТМ	Д	9,2	2740	38,3	113692		0–2740

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 16.

Таблица 16 – 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) по стволу	до (низ) по стволу		
1	2	3	4	5	6
Направление, 324	БКМ–324 «Нефтемаш»	40	40	1	1
	ЦКОДУ–324 «Нефтемаш»	30	30	1	1
	ЦПЦ 324/394 «Нефтемаш»	0	40	5	5
	ЦТ 324/394 «Нефтемаш»	0	40	2	2
	ПРП–Ц–В 324 «Нефтемаш»	30	30	1	1
Кондуктор, 245	БКМ–245 «Нефтемаш»	800	800	1	1
	ЦКОДУ–245 «Нефтемаш»	800	800	1	1
	ЦПЦ 245/295 «Нефтемаш»	0	40	2	29
		40	800	27	
	ЦТ 245/295 «Нефтемаш»	40	800	38	38
ПРП–Ц–В 245 «Нефтемаш»	800	800	1	1	

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6
Эксплуатационная, 178	БКМ-178 «Нефтемаш»	2740	2740	1	1
	ЦКОДУ-178 «Нефтемаш»	2730	2730	1	1
	ЦПЦ 178/216 «Нефтемаш»	0	800	16	65
		800	2740	49	
	ЦТ 178/216 «Нефтемаш»	800	2740	97	97
	ПРП-Ц-В 178 «Нефтемаш»	2720	2720	1	1
	ПРП-Ц-Н 178 «Нефтемаш»	2730	2730	1	1

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

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

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле 2:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 \times P_{гр}, \quad (2)$$

$$36,03 \text{ МПа} \leq 43,39 \text{ МПа.}$$

где $P_{гскп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора, МПа;

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

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа.

Условие выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей представлены в таблице 17.

Таблица 17 – 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
1	2		3	4	5	6
Буферная жидкость	7,37	1,84	1030	1,57	МБП–МВ	83
		5,53	1030	4,69	МБП–СМ	129
Продавочная жидкость	55,915		1000	55,915	–	–
Облегченный тампонажный раствор	61,488		1400	22,982	ПЦТ–III–Об (4–6)–150	–
					НТФ	–
Нормальной плотности тампонажный раствор	3,725		1820	2,231	ПЦТ–II–150	–
					НТФ	–

Рассчитываем давление на насосе «продавочного» цементирующего агрегата по формуле:

$$P_{ца} \geq P_{цг}/0,8, \quad (3)$$

где $P_{ца}$ – давление цементирующего агрегата, МПа;

$P_{цг}$ – давление на цементирующей головке в конце цементирования, МПа.

$P_{цг}$ найденно при «Расчете обсадной колонны на прочность»

$$P_{ца} \geq 20,49. \quad (4)$$

Ближайшее большее давление – 23 МПа при диаметре втулок 115 мм.

Затем рассчитываем необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах по формуле:

$$m = G_{сух}/G_б, \quad (5)$$

где $G_{сух}$ – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т;

$G_б$ – вместимость бункера смесителя.

Для цемента нормальной плотности:

$$m = 4,958/15 = 0,38.$$

Для облегченного

$$m = 42,635/15 = 5.$$

Технологическая схема обвязки цементировочной техники приведена на рисунке 6.

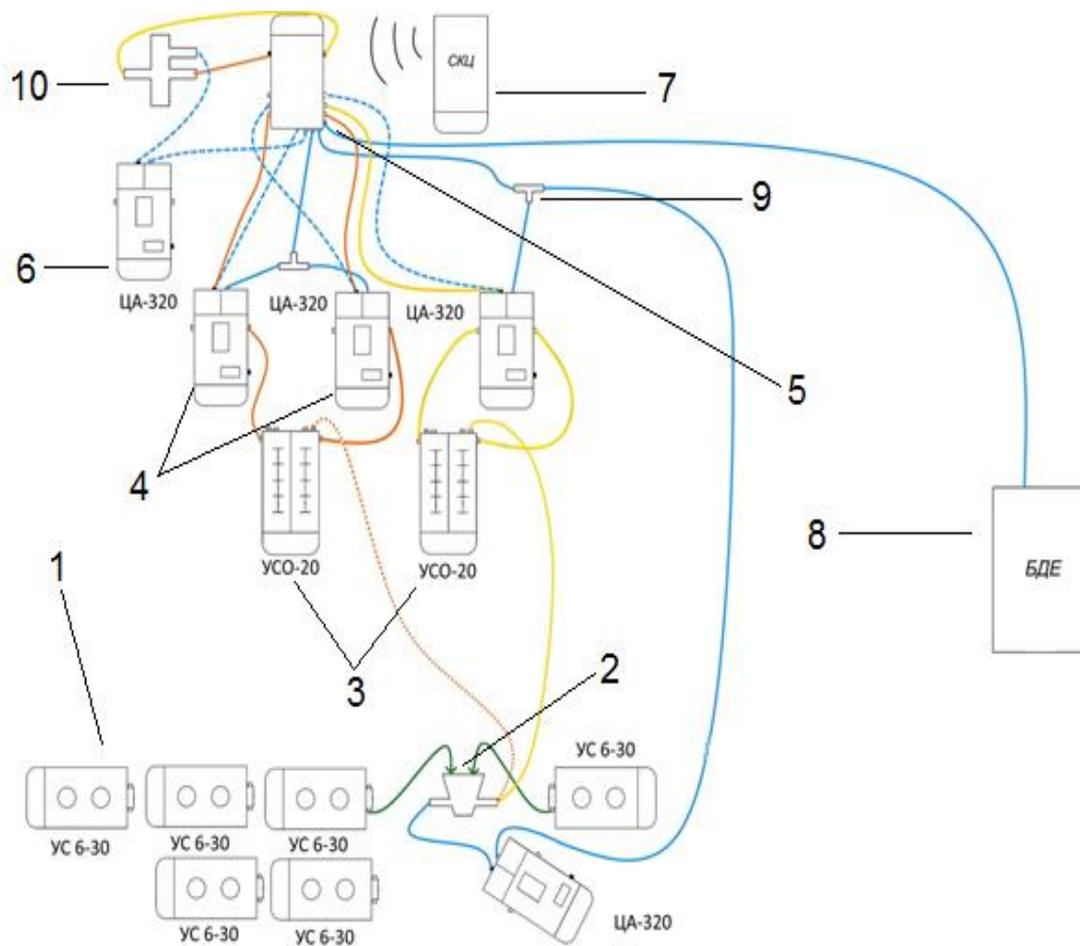


Рисунок 6 – Технологическая схема обвязки цементировочной техники:
1 – цементосмесительная машина УС6–30; 2 – гидворонка;
3 – осреднительная емкость УСО–20; 5 – цементировочный агрегат ЦА–320М; 5 – блок манифольдов СИН–43; 6 – цементировочный агрегат ЦА–320М (резервный); 7 – станция КСКЦ 01; 8 – блок дополнительных емкостей; 9 – тройник; 10 – цементировочная головка; 11 – подводящая линия; 12 – автоцистерна

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

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 по формуле (6) для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию.

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \times P_{\text{пл}}}{g \times h} = 1070 \text{ кг/м}^3, \quad (6)$$

где $\rho_{\text{ж.г.}}$ – плотность жидкости глушения, кг/м³;

k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым.

Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [5] давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{\text{пл}}$:

- на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$);
- на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$);

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление испытываемого пласта, Па;

h – глубина испытываемого пласта, м.

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [5] при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Требуемый объем жидкости глушения определяется по формуле (7) как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2.

$$V_{\text{ж.г.}} = 2 \times (V_{\text{внхв}} + V_{\text{внэк}}) = 2 \times (0 + 54,47) = 103,45 \text{ м}^3 \quad (7)$$

где $V_{\text{ж.г.}}$ – объем жидкости глушения, м³;

$V_{\text{внхв}}$ – внутренний объем хвостовика, м³;

$V_{\text{внэк}}$ – внутренний объем ЭК, м³.

Результаты проектирования перфорации скважины представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Результаты проектирования перфорации скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора, шт
15	Кабель	Кумулятивная	ORION 73КЛ	20	Ограничивается грузоподъемностью геофизического кабеля

В базовые функции пластоиспытателя входит:

- построение профиля пластового давления и профиля подвижности пластового флюида (ГДК);
- глубинный анализ пластового флюида;
- отбор глубинных представительских проб (PVT-проб).

Также прибор способен передавать данные оператору в режиме реального времени. Имеется система аварийной расфиксации при внештатных ситуациях.

Обработка гидродинамических данных, полученных ПЛГК–120, позволяет определить продуктивные пласты, емкость пласта, и выработать мероприятия оптимальной технологии извлечения нефти и газа, что ведет к более рациональному природопользованию.

Выбираем для установки арматуру фонтанную АФ1–80/65х21.

2.5 Выбор буровой установки

После подсчета веса бурильной колонны, обсадной колонны и максимального веса обсадной колонны, была выбрана буровая установка БУ 3000/200 ЭУК–1М. Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка БУ 3000/200 ЭУК–1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	80,01	[G _{кр}] / Q _{бк}	1,50
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	149	[G _{кр}] / Q _{об}	1,58
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	104	[G _{кр}] / Q _{пр}	1,92
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	200		

3 Сверхвысокочастотный канал связи «Забой–Устье»

Рост объемов кустового наклонно–направленного бурения, обусловленного экономической эффективностью бурения скважин на обширных пространствах Западной Сибири в условиях заболоченной местности, внедрение технологии бурения горизонтальных скважин протяженностью до 1 км и более и разветвленно – горизонтальных скважин из обсаженных скважин старого фонда потребовали повышения точности измерений траекторий, расширения комплекса измерительных датчиков, повышения надежности систем точно направленного управляемого бурения.

Применяемая в настоящее время технология направленного бурения предусматривает использование скважинных геофизических информационно – измерительных систем, встраиваемых в бурильный инструмент, обеспечивающих измерение траектории скважины в процессе бурения и передачу данных в реальном масштабе времени по проводному, гидравлическому, акустическому, электромагнитному каналу связи «Забой–Устье». Наибольшее применение в нашей стране нашли системы, реализованные в забойном клинометре с электромагнитным каналом связи.

Широко применяемые для направленного бурения скважин за рубежом и внедряемые в нашей стране телесистемы иностранных фирм (Sperry Sun, Anadrill hlumberger и др.) с гидравлическим каналом связи требуют для предотвращения износа управляющего потоком промывочной жидкости клапана телесистемы датальной очистки бурового раствора от абразивных частиц. Неслучайно работы по применению электромагнитного нала связи стали в настоящее время предметом исследований многих иностранных фирм и компаний.

3.1 Виды каналов связи «Забой–Устье», их достоинства и недостатки

Электропроводной канал связи в России в силу многих причин нашел значительное, но недостаточное применение.

Преимущества данного канала перед всеми известными каналами связи следующие:

- максимально возможная информативность, быстроедействие, многоканальность, помехоустойчивость, надежность связи;
- отсутствие забойного источника электрической энергии и мощного передатчика;
- возможность двусторонней связи;
- не требует затрат гидравлической энергии;
- может быть использован при работе с продувкой воздухом и с использованием азрированной промывочной жидкости.

К недостаткам ЭКС относятся:

- наличие кабеля в бурильной колонне и за ней, что создает трудности при бурении; затраты времени на его прокладку;
- необходимость защиты кабеля от механических повреждений;
- невозможность вращения колонны (неактуально при применении токосъемника, устанавливаемого под вертлюгом);
- невозможность закрытия превентора при нахождении кабеля за колонной бурильных труб;
- необходимость доставки (продавки) забойного модуля или контактной муфты до места стыковки (посадки) при зенитных углах более 60° с помощью продавочного устройства (имеются варианты приложения кабеля внутри труб через вертлюг).

Телесистемы с ГКС отличаются от других наличием в них устройства, создающего в потоке бурового раствора импульсы давления. Для генерирования импульсов давления в буровом растворе используются несколько различных по типу устройств. Сигнал, создаваемый ими,

подразделяется на три вида: положительный импульс, отрицательный импульс или непрерывная волна.

Положительные импульсы генерируются путем создания кратковременного частичного перекрытия нисходящего потока бурового раствора.

Отрицательные импульсы путем кратковременных перепусков части жидкости в затрубное пространство через боковой клапан.

Гидравлические сигналы, близкие к гармоническим, создаются с помощью электродвигателя, который вращает клапан пульсатора.

Гидравлические импульсы со скоростью около 1250 м/с поступают по столбу бурового раствора на поверхность, где закодированная различными способами информация декодируется и отображается в виде, приемлемом для восприятия оператором.

Предпочтение в применении телесистем с ГКС базируется как на относительной простоте осуществления связи по сравнению с другими каналами связи, так и на том, что этот канал не нарушает (по сравнению с ЭКС) технологические операции при бурении и не зависит от геологического разреза (по сравнению с ЭМКС).

Недостатки данного канала связи – низкая информативность из-за относительно низкой скорости передачи, низкая помехоустойчивость, последовательность в передаче информации, необходимость в источнике электрической энергии (батарея, турбогенератор), отбор гидравлической энергии для работы передатчика и турбогенератора, невозможность работы с продувкой воздухом и аэрированными жидкостями.

Системы с ЭМКС используют электромагнитные волны между изолированным участком колонны бурильных труб и породой. На поверхности земли сигнал принимается как разность потенциалов от растекания тока по горной породе между бурильной колонной и приемной антенной, устанавливаемой в грунт на определенном расстоянии от буровой установки

К преимуществам ЭМКС относится несколько более высокая информативность по сравнению с гидравлическим каналом связи.

К недостаткам ЭМКС дальность связи, зависящая от проводимости и пережимаемости горных пород, слабая помехоустойчивость, сложность установки антенны в труднодоступных местах.

Системы с акустическим каналом связи используют звуковые колебания, распространяющиеся в скважине по промывочной жидкости, колонне бурильных труб или окружающей породе. Соответственно этому, они подразделяются на три вида: сейсмические, гидроакустические, акустомеханические.

Сейсмические системы применяют пока только для пассивного контроля координат забоя. Из-за недостаточной точности определения положения забоя (десятки метров) они еще находятся на стадии научных и экспериментальных исследований. В качестве источника в таких системах используются звуковые сигналы, которые сопровождают процесс работы бурового инструмента при разрушении горной породы на забое скважины. Сигналы с забоя улавливают сейсмические датчики на поверхности, и таким образом можно определить как положение забоя скважины, так и некоторые физико-механические параметры свойств горной породы.

Гидроакустический канал с его сложностью и многообразием свойств имеет слабую изученность. Одной из центральных проблем в создании гидроакустического канала является разработка низкочастотного (до 100 – 200 Гц) излучателя, способного эффективно возбуждать колебания внутри колонны бурильных труб в скважине.

3.2 Телесистемы с гидравлическим каналом связи

В течение долгого времени основным препятствием для использования измерений в процессе бурения был канал связи. Канал связи является основным фактором, так как от него зависит конструкция телесистемы, вид компоновки буровой колонны, информативность и достоверность измеряемых параметров, а

также условия прохождения сигнала.

В результате исследований и практического применения в реальных условиях бурения выделяются три канала связи: электропроводной, гидравлический и электромагнитный.

Каждый канал связи имеет свои преимущества и недостатки. Условия бурения и экономическая целесообразность определяют каждому каналу связи свою область применения.

ЭКС обладает рядом существенных преимуществ перед другими каналами связи – это максимальная информативность, быстроедействие, помехоустойчивость, достоверность связи; отсутствие забойного источника электрической энергии и мощного передатчика; возможность двусторонней связи; не требует затрат гидравлической энергии.

Самым существенным недостатком ЭКС является наличие кабеля в бурильной колонне, что создает трудности при бурении: необходимы затраты времени на прокладку и защиту кабеля от механических повреждений, невозможность вращения колонны, необходимость доставки забойного модуля до места посадки при зенитных углах более 60°.

Телесистемы с ГКС используют устройство (пульсатор), создающее в потоке промывочной жидкости импульсы давления.

Существует три типа сигнала, создаваемых пульсатором: положительный импульс, отрицательный импульс или непрерывная волна.

Положительные импульсы генерируются путем создания кратковременного частичного перекрытия потока промывочной жидкости. Отрицательный образуется благодаря кратковременному перепуску части жидкости в затрубное пространство посредством бокового клапана. Гидравлические сигналы, близкие к гармоническим (непрерывная волна), создаются с помощью электродвигателя, который вращает клапан пульсатора. Гидравлические импульсы передаются по потоку промывочной жидкости на поверхность, где регистрируются датчиком давления.

Преимуществом данного вида связи является простота использования и

неограниченная глубина передачи сигнала.

Недостатки данного канала связи – низкая информативность из-за относительно низкой скорости передачи, низкая помехоустойчивость, необходимость в забойном источнике электрической энергии, затраты гидравлической энергии для работы передатчика, невозможность работы в условиях, неблагоприятных для прохождения гидроимпульса: при бурении пневматическим способом, использовании пенообразных материалов или газированных растворов.

ЭМКС использует электромагнитные волны, образующиеся между изолированным участком колонны бурильных труб и протекающие по горной породе. На поверхности земли сигнал регистрируется приемными антеннами (установленными в грунт на расстоянии друг от друга) как разность потенциалов от растекания тока по горной породе.

К преимуществам ЭМКС относятся более высокая информативность и скорость передачи данных по сравнению с гидравлическим каналом связи.

К недостаткам – дальность связи, зависящая от проводимости горных пород, уменьшение помехоустойчивости сигнала с увеличением глубины скважины, сложность установки антенны в труднодоступных местах.

Для обеспечения качественной проводки наклонно-направленных и горизонтальных скважин с использованием телеметрических систем, определяющих пространственную ориентацию ствола скважины, необходимо получение геофизической информации (естественное гамма-излучение и сопротивление горных пород) с забоя в процессе бурения. В такой ситуации возникает проблема со скоростью и возросшим объемом передаваемой информации.

Кабельный канал связи полностью подходит под данные условия, но его экономически нецелесообразно использовать ввиду перечисленных недостатков, а также увеличения срока строительства скважины. За счет малой информативности (минимальный объем передаваемых данных) и низкой скорости передачи данных ГКС не годится.

Под вышеперечисленные критерии подходит ЭМКС, если устранить его недостатки.

Задачей разрабатываемого устройства является увеличение достоверности и скорости передачи данных, улучшение помехоустойчивости передаваемого сигнала при использовании ЭМКС в процессе бурения скважин.

Задача решается тем, что при снижении регистрационных характеристик электромагнитного сигнала, принимаемого от телеметрической системы, в состав компоновки бурильной колонны включают ретрансляционный модуль для телеметрической системы с ЭМКС. Ретрансляционный модуль для телеметрической системы с электромагнитным каналом связи представлен на рисунке 7.

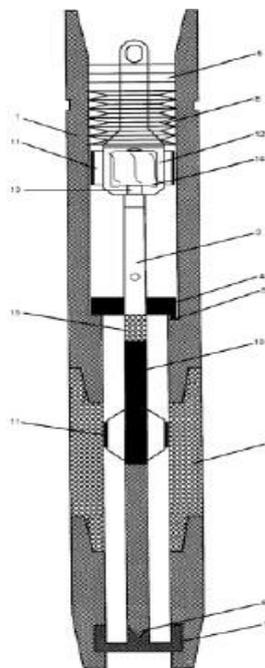


Рисунок 7 – Ретрансляционный модуль для телеметрической системы с электромагнитным каналом связи:

- 1 – корпус генератора; 2 – корпус изолятора; 3 – турбогенератор;
- 4 – верхняя крестовина; 5 – Т-образный паз;
- 6 – удлинитель блока электроники; 7 – нижняя крестовина;
- 8 – поджимная пружина; 9 – дистанционные кольца;
- 10 – блок электроники; 11 – резиновые центраторы; 12 – ракета генератора;
- 13 – вал генератора; 14 – шнек; 15 – диэлектрическая вставка

Ретрансляционный модуль для телеметрической системы с электромагнитным каналом связи состоит из корпуса генератора соединённого с корпусом изолятора, которые включаются в состав компоновки бурильной колонны. Внутри корпуса генератора и изолятора устанавливается турбогенератор, обеспечивающий ретрансляционный модуль электрической энергией, он расположен на верхней крестовине с Т-образным пазом, предотвращающим радиальное перемещение. Осевое перемещение снизу блокирует удлинитель блока электроники, который устанавливается в нижнюю крестовину, а сверху ретрансляционный модуль фиксирует ниппель бурильной трубы через поджимную пружину с набором дистанционных колец. Для поглощения вибрационных воздействий и ударов на турбогенераторе и блоке электроники установлены амортизирующие резиновые центраторы. При прохождении тока верхняя крестовина и корпус генератора образуют верхнюю дипольную антенну, а нижняя крестовина и нижняя часть корпуса изолятора образуют нижнюю дипольную антенну. Турбогенератор содержит ракету генератора, для разделения потока промывочной жидкости, внутри которой на валу установлен шнек, приводимый в движение гидравлической силой потока. Диэлектрическая вставка соединяет турбогенератор с блоком электроники. Блок электроники обеспечивает прием, усиление и дальнейшую передачу полученного электромагнитного сигнала. Схема блока электроники представлена на рисунке 8.

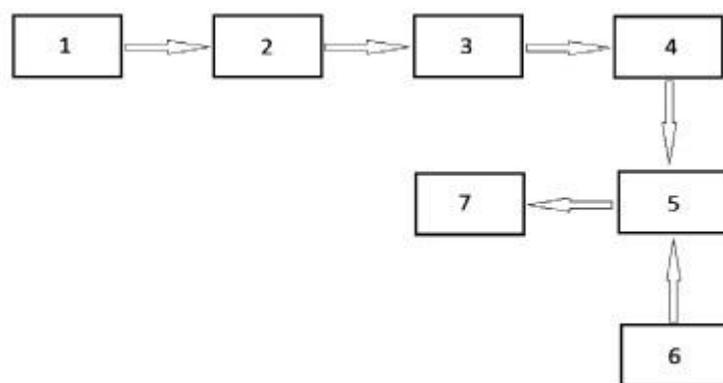


Рисунок 8 – Схема блока электроники:

- 1 – дифференциальный усилитель; 2 – фильтр низких частот; 3 – блок АРУ;
 4 – компаратор; 5 – контроллер; 6 – источник постоянного тока;
 7 – усилитель мощности сигнала.

В процессе монтажа и демонтажа ретрансляционного модуля для телеметрической системы с ЭМКС, подъем корпуса генератора и корпуса изолятора осуществляется при помощи хомута, который фиксируют в проточке на корпусе генератора. Установку и фиксацию внутренней части модуля осуществляют за счет монтажного отверстия ракеты генератора.

В процессе бурения скважины при уменьшении соотношения сигнал/шум ниже порогового в компоновку бурильной колонны включают ретрансляционный модуль для телеметрической системы с ЭМКС. Принцип действия данного устройства основан на измерении тока, протекающего по компоновке бурильной колонны, наведенного диполем телеметрической системы с ЭМКС. Поток промывочной жидкости приводит в действие шнек, который раскручивает вал турбогенератора, обеспечивающий электрической энергией блок электроники. Электромагнитный сигнал от телеметрической системы через верхнюю крестовину, нижнюю крестовину и удлинитель блока электроники создают импульс тока на входе в дифференциальный усилитель блока электроники в виде разности потенциалов. Полученный сигнал через фильтр низких частот, блок автоматической регулировки усиления и компаратор подается на вход контроллера, который запитан от источника постоянного тока. Не изменяя модуляцию и кодировку сигнала, полученного от

телеметрической системы, контроллер ретранслирует сигнал посредством верхней и нижней дипольных антенн, разделенных диэлектрическим слоем корпуса изолятора.

В процессе эксплуатации устройство должно обеспечить долговременную стабильность своих ретрансляционных параметров.

Диапазон частот ретрансляции электромагнитного сигнала 0,625–10 Гц; минимальный коэффициент усиления сигнала – 1,3; рекомендуемая сила тока растекания для образования электромагнитного поля – не менее 25 А.

В связи с эксплуатацией в условиях агрессивной среды устройство должно выдерживать вибрации: 5–30 Гц, 25 мм – размах 30–500 Гц, 20 G, по всем осям. Предельное значение («Шок»): 1000 G за 0,5 мс, синус 0,5 по всем осям.

Рабочий диапазон температур: от –30 °С до +150 °С, максимальное допустимое рабочее давление: 60 МПа.

Минимальный расход промывочной жидкости, необходимый для выработки электрической энергии турбогенератором – 25 л/с.

С целью предотвращения недопустимых деформаций конструкции в процессе эксплуатации защитный кожух должен быть изготовлен из высокопрочных сплавов металла.

При рассмотрении данного вопроса были использованы источники [6–10].

Вывод

Способ приема/передачи геофизической информации во время бурения по беспроводному электромагнитному каналу связи с забоя на поверхность относится к области бурения скважин и может быть использовано для передачи информации из забоя скважины на дневную поверхность в процессе бурения. В способе модулируют напряжение генерирующего сигнала на дневной поверхности путем подключения полюсов наземного генератора соответственно к колонне бурильных труб и удаленной точке от устья скважины и на забое электрическим диполем осуществляют прием сигнала наземного генератора. Выделяют тактовую частоту наземного генератора и синхронно с ней коммутируют закодированным сообщением электрический диполь на забое. На устье скважины измеряют ток генерации путем выделения пульсаций с помощью синхронного детектирования. По измеренной на устье величине пульсаций, вызванных коммутацией электрического диполя на забое, судят о геофизических параметрах разбуриваемого пласта на дневной поверхности. Частоту наземного генератора на дневной поверхности изменяют для наилучшего условия приема сигнала из забоя.

Способ приема/передачи геофизической информации во время бурения по беспроводному электромагнитному каналу связи с забоя на поверхность позволяет повысить надежность и достоверность передачи данных с обеспечением двунаправленного приема–передачи сигнала.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Исходные данные для расчета представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Исходные данные

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м	2740
Способ бурения:	
– под направление	роторный
– под кондуктор и эксплуатационную колонну	с применением ГЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
– направление	d 323,9 мм на глубину 40 м
– кондуктор	d 244,5 мм на глубину 800 м
– эксплуатационная	d 168,3 мм на глубину 2740 м
Буровая установка	БУ-3000 ЭУК-1М
Оснастка талевой системы	5'6
Насосы:	
– тип – количество, шт.	УНБТ-950 – 2 шт
производительность, л/с:	
– в интервале 0 – 40 м	63,36
– в интервале 40 – 800 м	57,6
– в интервале 800 – 2740 м	32
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 178 мм 12 м
Забойный двигатель (тип):	
– в интервале 40 – 800 м	ДГР-240.7/8.55
– в интервале 800 – 2740 м	ДРУ2-172РС
– при отборе керна	PDC У12-215,9/101,6 SCD-3 Т
Бурильные трубы: длина свечей, м	36

4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а так же действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Нормы механического бурения на нефтяном месторождении

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	40	40	0,037	590
2	40	800	760	0,042	1670
3	800	2740	1940	0,064	1390

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [11].

Нормативное время на механическое бурение рассчитывается по формуле

$$N = T \times H, \quad (8)$$

где N – нормативное время на механическое бурение, ч;

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

H – количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 40 \times 0,037 = 1,48 \text{ ч.}$$

Аналогично производим расчет для остальных интервалов.

Результаты расчета нормативного времени бурения для остальных интервалов представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
40	0,037	1,48
760	0,042	31,92
1940	0,064	124,10
Итого		157,50

Далее производится расчет нормативного количества долот с учетом

интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле:

$$n = H/P, \quad (9)$$

где n – нормативное количество долот, шт;

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

Для направления:

$$n = 40/590 = 0,07.$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично.

Результаты расчета нормативного количества долот для остальных интервалов представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале H , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале P , м	Нормативное количество долот n , шт
40	590	0,07
760	1670	0,46
1940	1390	1,39
Итого на скважину		1,92 \approx 2

4.1.2 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 составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет нормы времени на СПО производится по формуле:

$$T_{\text{СПО}} = \Pi \times n_{\text{СПО}}, \quad (10)$$

где $T_{\text{СПО}}$ – норма времени на СПО;

Π – длина интервала, м;

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

Исходные данные и результаты расчета нормативного времени на СПО, приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Результаты расчета нормативного времени на СПО

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0–40	393,7	590	11	24	0–40	0,0121	0,48
II	40–800	295,3	1670	12	32	40–100	0,0122	0,73
						100–200	0,0133	1,31
						300–400	0,0146	1,46
						400–500	0,0146	1,46
						500–600	0,0155	1,55
						600–700	0,0158	1,58
						700–800	0,0159	1,59
ИТОГО								10,16

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото,	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
Ш	800–2740	215,9	1390	12	32	800–900	0,0160	1,60
						900–1000	0,0166	1,66
						1000–1100	0,0177	1,77
						1100–1200	0,0188	1,88
						1200–1300	0,0190	1,90
						1300–1400	0,0193	1,93
						1400–1500	0,0199	1,99
						1500–1600	0,0210	2,10
						1600–1700	0,0230	2,30
						1700–1800	0,0233	2,33
						1800–1900	0,0240	2,40
						1900–2000	0,0246	2,46
						2000–2100	0,0249	2,49
						2100–2200	0,0252	2,52
						2200–2300	0,0255	2,55
						2300–2400	0,0256	2,56
2400–2500	0,0258	2,58						
2500–2600	0,0260	2,60						
2600–2740	0,0262	2,62						
Итого								42,24

4.1.3 Расчет 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: $5 \times 1 = 5$ мин;
- кондуктор: $21 \times 1 = 26$ мин;
- эксплуатационная колонна: $66 \times 1 = 66$ мин.

4.1.4 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.

4.1.5 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;
- подготовительно–заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно–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, кондуктора и технической колонны.

Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

Отворачивание долота – 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента по формуле:

$$L_c = L_k - L_n, \quad (11)$$

где L_c – глубина спуска бурильного инструмента, м;

L_k – глубина кондуктора, м;

L_n – длина цементной пробки, м.

Для направления глубина спуска бурильного инструмента составляет

$$L_c = 40 - 10 = 30 \text{ м.}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м ведущая труба (24 м.), переводника с долотом (1м).

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м.}$$

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

$$L_T = L_c - L_n, \quad (12)$$

Для направления:

$$L_T = 30 - 25 = 5 \text{ м.}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле:

$$N = L_T / l_c, \quad (13)$$

где l_c – длина одной свечи, м.

Для направления:

$$N = 0,2 \approx 1 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд}} = 1 \times 2 + 5 = 7 \text{ мин.}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 800 - 10 = 790 \text{ м,}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м,}$$

$$L_T = 790 - 25 = 765 \text{ м,}$$

$$N = 765 / 36 = 21,2 \approx 22 \text{ шт,}$$

$$T_{\text{конд}} = 22 \times 2 + 5 = 49 \text{ мин.}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2740 - 10 = 2730 \text{ м,}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м,}$$

$$L_T = 2730 - 25 = 2705 \text{ м,}$$
$$N = 2705/36 = 75,1 \approx 75 \text{ шт,}$$
$$T_{\text{конд}} = 75 \times 2 + 5 = 155 \text{ мин.}$$

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:

$$\Sigma = 7 + 49 + 155 + 3 \times (7 + 17 + 42) = 409 \text{ мин} = 6,81 \text{ ч.}$$

4.1.6 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» [12]. Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах.

Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

4.1.8 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» [13]. 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 302,35 часов или 12,59 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$302,35 \times 0,066 = 19,9 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет:

$$\Sigma = 250,39 + 19,9 + 25 = 291,91 \text{ ч} = 12,88 \text{ суток.}$$

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 25.

Таблица 25– Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
Буровой мастер	1
Помощник бурового мастера	3
Бурильщик 6 разряда	4
Бурильщик 5 разряда	4
Помощник бурильщика 5 разряда	4
Помощник бурильщика 4 разряда	4
Электромонтёр 5 разряда	4
Слесарь 5 разряда	2
Лаборант	2

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Линейный календарный график работ

Линейный календарный график работ												
бригады, участвующие в строительстве скважины	затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы										
		1		2		3		4				
Вышкомонтажные работы					■							
					■	■						
					■							
Буровые работы							■					
							■	■				
								■	■			
Освоение										■		
										■	■	
											■	■

Условные обозначения к таблице 26:

- Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);
- Буровая бригада (бурение);
- Бригада испытания.

4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

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

$$T_{пр} = T_{н} \times k, \quad (14)$$

где $T_{пр}$ – проектная продолжительность, ч;

$T_{н}$ – проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k – поправочный коэффициент

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{пр} + t_{кр} + t_{всп} + t_{р}}, \quad (15)$$

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

$t_{пр}$, $t_{кр}$, $t_{всп}$, $t_{р}$ – 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 приведен в таблице Ж.1 приложения Ж.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, час	проектная	
		час	сутки
Бурение:			
направление	2,55	2,78	0,11
кондуктор	45,64	49,74	2,07
эксплуатационная колонна	202,2	220,39	9,18
Крепление:			
направление	3,56	3,92	0,16
кондуктор	16,0	17,44	0,73
эксплуатационная колонна	32,4	35,32	1,47
Итого	302,35	329,55	13,7

Уточненный сводный сметный расчет представлен в таблице Ж.2 приложения Ж.

4.3.2 Расчет технико–экономических показателей

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

а) механическая скорость V_m , м/ч

$$V_m = H/T_m, \quad (16)$$

где H – глубина скважины, м;

T_m – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H/(T_m + T_{\text{спо}}), \quad (17)$$

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

в) коммерческая скорость V_k , м/ч

$$V_k = (H \times 720)/T_h, \quad (18)$$

где T_h – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м

$$h_d = H/n, \quad (19)$$

где n – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины $C_{c1м}$, руб

$$C_{c1м} = (C_{см} - П_n)/H, \quad (20)$$

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

$П_n$ – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 28.

Таблица 28 – Нормативные технико–экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2740
Продолжительность бурения, сут.	11,36
Механическая скорость, м/ч	17,01
Рейсовая скорость, м/ч	12,71
Коммерческая скорость, м/ст.–мес.	7763
Проходка на долото, м	1406
Стоимость одного метра, руб	54638

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[18]. Данный документ имеет три части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин, в части II – на строительные и монтажные работы, в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин.

Прямые затраты (ПЗ) зависят от: объемов работ, необходимых ресурсов, сметных норм, цен на ресурсы.

Прямые затраты вычисляются по формуле:

$$ПЗ = М + ЗПС + ЭМ, \quad (21)$$

где $М$ – стоимость строительных материалов, деталей и конструкций;

ЗПС – затраты на основную заработную плату рабочих;

ЭМ – стоимость эксплуатации машин и механизмов.

5 Социальная ответственность

Буровая установка является сооружением повышенной опасности и согласно приложению, к Федеральному закону № 116 – ФЗ [20] относится к опасным производственным объектам.

Производство работ повышенной опасности должно осуществляться в соответствии с инструкциями, устанавливающими требования к организации и безопасному проведению таких работ, утвержденными техническим руководителем предприятия.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства

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

Организация труда на нефтяном месторождении предусматривает применение вахтового метода работы.

Режим труда и отдыха при работе вахтовым методом регламентируется статьей 301 Трудового Кодекса Российской Федерации (далее – ТК РФ) [19]. К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Режим труда и отдыха на проектируемом объекте регламентируется ТК РФ. Работа в ночное время регулируется статьей 96 ТК РФ. Ночное время – время с 22 часов до 6 часов. Продолжительность работы (смены) в ночное время сокращается на один час без последующей отработки.

Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах Крайнего

Севера и приравненных к ним местностям, регламентируются главой 50 ТК РФ. Работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе в соответствии со статьей 109 ТК РФ, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время.

Государством предусмотрены льготы и компенсации для работников, занятых на вредных производствах, указанные в Федеральном законе № 426–ФЗ [21].

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

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

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

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

При организации рабочего места учитываются следующие условия:

- буровой станок должен быть установлен на спланированной площадке, на безопасном расстоянии от верхней бровки уступа;
- при бурении перфораторами и электросверлами ширина рабочей бермы должна быть не менее 4 метров;
- шнеки у станков вращательного бурения с немеханизированной сборкой–разборкой бурового става и очисткой устья скважины должны иметь ограждения;

– выступающие концы проволок должны быть обрезаны. При наличии в подъемном канате более 10 % порванных проволок на длине шага свивки его следует заменить;

– бурение скважин следует производить в соответствии с инструкциями, разработанными организациями на основании типовых для каждого способа бурения.

Каждая скважина, диаметр устья которой более 250 мм, после окончания бурения должна быть перекрыта. Участки пробуренных скважин должны быть ограждены предупредительными знаками. Порядок ограждения зоны пробуренных скважин и их перекрытия утверждается техническим руководством организации.

5.2 Производственная безопасность

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины глубиной 2740 метров, которое расположено в Томской области. При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары. Для анализа опасных и вредных факторов при строительстве скважины, составим таблицу 29.

Таблица 29 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015 [23–24])	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Повышенный уровень общей и локальной вибрации	–	+	+	ГОСТ 12.1.012–2004 [28]
Недостаток освещения	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548–96 [29] СНиП 23–05–95[30]
Движущиеся части и механизмы	–	+	+	ГОСТ 12.2.003–91 [31] ГОСТ 12.4.026–2015[32]
Работа на высоте	–	+	+	ПОТ Р М–012–2000 [33]
Неблагоприятные климатические условия	–	+	+	СанПиН 2.2.4.548–96 [22] Статья 109 ТК РФ [19]

5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов

5.2.1.1 Отклонение показателей микроклимата

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

При работе в холодное время года при определенных показателях температуры воздуха и скорости ветра работы должны быть приостановлены согласно таблице 30.

Таблица 30 – Климатические нормативы

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

5.2.1.2 Превышение уровня шума

Источниками повышенного шума на буровой являются: электродвигатели, буровая лебедка, буровые насосы, ротор.

При бурении ротором, шум составляет до 115 дБ, при спускоподъемных операциях до 105 дБ. Согласно СанПиН 2.2.4.3359–16 [34], эквивалентный уровень звука составляет 80 дБ.

Применяются следующие мероприятия по устранению шума:

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

5.2.1.3 Отсутствие или недостаток естественного света

Источник естественного (дневного) освещения – солнечная радиация, т. е. поток лучистой энергии солнца, доходящей до земной поверхности в виде прямого и рассеянного света.

Естественное освещение является наиболее гигиеничным и предусматривается, как правило, для помещений, в которых постоянно пребывают люди. Если по условиям зрительной работы оно оказывается недостаточным, то используют совмещенное освещение.

5.2.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 52.13330–2011 [35].

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

Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 31.

Таблица 31 – Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещенности, лк
1	2	3
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 метра, под углом 45 – 500 ° Над лебедкой на высоте 4 метра под углом 25 – 300 °	75
Щит КИП	Перед приборами	100
Полати верхового рабочего	На ногах вышки на высоте не менее 2,5 метров от пола, полатей под углом не менее 500 °	75
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64 – 700 °	20
Кронблок	Над кронблоком	50
Приемный мост	На ногах вышки на высоте не менее 6 метров	20
Редукторное помещение	На высоте не менее 3 метров	30
Насосный блок/пусковые ящики	На высоте не менее 3 метров	50
Насосный блок – насосы	На высоте не менее 3 метров	25
ПВО	Под полом буровой	100
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 метров	100

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

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

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, емкости линии и т. д.

Критические значения тока.

Существуют критические значения сетевого переменного тока, воздействующего на организм:

- 0,6–1,5 мА – ток начала ощущения (в точках прикосновения);
- 10–20 мА – порог неотпускающего тока, т.е. тока, вызывающего судорожное сокращение мышц, человек в этом случае не может сам освободиться от действия тока, например, разжать пальцы;
- 100 мА – ток фибрилляции сердца, т.е. явления беспорядочного сокращения волокон сердечной мышцы, вызывающего остановку сердца.

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

Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи для человека устанавливаются ГОСТ 12.1.038–82 [36] при аварийном режиме работы электроустановок постоянного тока частотой 50 и 400 Гц.

5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия

5.2.2.1 Электробезопасность

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Правила электробезопасности регламентируются ПУЭ.

Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. При опасности возникновения коррозии необходимо предусмотреть дополнительные меры по защите оборудования. Для цифрового и цветового обозначения всех отдельных неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462 [37]. Оборудование относится к электроустановкам с напряжением до 1 кВ.

Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

- соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытия изоляции токоведущих частей;
- применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- применение предупреждающей сигнализации;
- применение устройств, для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых значений.

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

Также, в помещении отсутствует токопроводящая пыль и располагается небольшое количество токопроводящих предметов. Для всех электроустановок используется искусственное заземление, которое необходимо проверять каждые три месяца.

5.2.2.2 Пожаровзрывобезопасность

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

Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте.

Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В обязанности ответственного за обеспечение пожарной безопасности входит:

- обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
- слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;

- контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин.

- назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки.

Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П–П.

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно техническому регламенту. Огнетушители необходимо размещать в заметных и легкодоступных местах, где исключается попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие с нагревательными приборами.

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

Порядковые номера пожарных щитов и шкафов указывают после следующих буквенных индексов: «ПЩ», «ПК».

Пожарный инвентарь необходимо размещать на видных местах, иметь свободный доступ к ним и не препятствовать эвакуации во время пожара.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Мероприятия по защите селитебной зоны

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

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

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

5.3.2 Мероприятия по защите атмосферы

Средства защиты атмосферы должны ограничить наличие вредных веществ в воздухе среды обитания человека на уровне не выше ПДК.

На практике реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха:

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

В соответствии с ГОСТ 17.2.3.02–78 [38] для каждого проектируемого и действующего промышленного предприятия устанавливается ПДВ вредных веществ в атмосферу при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника в совокупности с другими источниками не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК.

В тех случаях, когда реальные выбросы превышают ПДВ, необходимо в системе выброса использовать аппараты для очистки газов от примесей.

5.3.3 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы

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

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

Наиболее прогрессивным направлением утилизации ОБР является их использование в качестве исходного сырья для получения изделий грубой строительной керамики.

Несмотря на очевидные преимущества утилизации отходов бурения,

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

Существует несколько способов нейтрализации ОБР.

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

Одним из эффективных методов обезвреживания бурового шлама является гидрофобизация поверхности.

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

Эффективным и практически доступным методом частичного обезвреживания БШ может стать отмывка его от загрязняющей органики.

Можно сделать вывод, что метод обезвреживания ОБР с последующим захоронением продуктов отверждения на территории буровой является более выгодным по сравнению с другими методами не только с экологической, но и с технико–экономической точки зрения.

В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, все земли, нарушенные в период цикла строительства скважины, подлежат восстановлению. Работы по проведению рекультивации выполняются в два этапа: механический и биологический.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

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 районе проводимых работ возможны чрезвычайные ситуации техногенного и природного характера.

Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях (ЧС):

В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (Томской области), наиболее вероятные ЧС техногенного характера, связанные с пожароопасностью.

В случае возникновения пожара на буровой установке при выполнении полевых работ необходимо принять следующие меры:

- остановить работу буровой установки и по возможности обесточить ее;
- немедленно сообщить о возгорании по телефону «01» 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) и др.

Заключение

При выполнении данной выпускной квалификационной работы были разработаны оптимальные технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2740 м на месторождении Томской области. Спроектированные технологические решения отвечают требованиям производственной и экологической безопасности.

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

С учетом рентабельного и эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Исходя из опыта строительства скважин в данном регионе, а также из крепости пород, для бурения под направление выбрано шарошечное долото, так как способствует повышению механической скорости бурения на данном интервале. Для бурения под кондуктор и эксплуатационную колонны выбраны PDC долота, зарекомендовавшие себя как высокоэффективные долота сокращающие стоимость метра бурения. Сохранность вертикальности ствола скважины обеспечивается наличием УБТ. С целью экономии средств было принято решение более быстрого сооружения скважины, а именно бурении интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонну с использованием винтовых забойных двигателей ДГР-240.7/8.55 и ДРУ2-172РС соответственно.

Немаловажной частью являлась разработка программы промывки, позволившая подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав, параметры бурового раствора и свести к минимуму гидравлические потери. Необходимо было учесть возможные осложнения при бурении интервалов, для этого были спроектированы определенные типы буровых растворов под каждый интервал. Под направление бентонитовый

раствор для разбуривания четвертичных отложения. Под кондуктор был спроектирован полимер-глинистый раствор, обеспечивающий все необходимые требования, а именно поддержание стенок скважины, контроль водоотдачи, смазывающая способность, вынос шлама, контроль толщины фильтрационной корки, создание репрессии на пласт и т.д. При бурении под эксплуатационную колонну был спроектирован биополимерный буровой раствор, который в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %.

Задача увеличения выноса керна решалась за счет применения бурильной головки PDC и сборки трех секций керноотборного снаряда для отбора керна за один рейс.

При проектировании обсадных колонн обеспечивалась необходимая прочность на смятие или на критическое давление. 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 в силу требуемой герметичности выбираются трубы типа ОТТМ.

Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для повышения качества крепления эксплуатационной колонны на нее устанавливаются центраторы-турбулизаторы, обеспечивающие лучшее попадание раствора в каверны ствола скважины. Был выбран одноступенчатый способ. Подобраны рецептуры жидкостей цементирования. Следует отметить, что в качестве буферной жидкости используются два состава для улучшения смыва глинистой корки. В связи с уменьшением стоимости проекта для цементирования скважины был выбран отечественный флот.

Вторичное вскрытие осуществляется с помощью кумулятивной перфорации. Для проведения испытания скважины спроектирован пластоиспытатель, спускаемый на кабеле ПЛГК-120, зарекомендовавший себя

как эффективное и качественное оборудование в своей ценовой категории.

Для строительства и эксплуатации скважины, исходя из пластовых давлений, было выбрано следующее устьевое оборудование:

ОКК1–21–178x245 К1 ХЛ, ОП5–280/80x21, АФ1–80/65x21.

Для проведения работ выбрана буровая установка БУ–3000 ЭУК–1М, соответствующая допустимой максимальной грузоподъёмности.

Более подробно рассмотрено применение сверхвысокочастотного канала связи «забой–устье» при строительстве нефтяных и газовых скважин. Анализ видов позволил выявить их положительные и отрицательные стороны. Тем самым, можем сделать вывод, что беспроводные электромагнитные каналы связи повышают надежность и достоверность передачи данных, обеспечивая двунаправленный прием-передачу сигнала.

Работа выполнена с учетом действующих Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, инструкций и регламентов в области строительства скважин. В работе приняты современные технологические решения, позволяющие достигнуть оптимальных технико–экономических показателей при строительстве скважины, с учетом промышленной и экологической безопасности.

Список использованных источников

1. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 92с.
2. А.В. Епихин А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.
3. Ковалев А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание/ А.В. Ковалев. – Томск: Изд–во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.
4. Епихин А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин/ А.В. Епихин [и др.]. – Томск: Изд–во Томского политехнического университета, 2019. – 75 с.
5. 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.
6. Stephen Prensky. Recent advances in LWD/MWD and formation evaluation // World Oil. – March 2006. – P. 69–75.
7. Measurement–while–drilling system // European patent no. EP 0539240B1. Publ. 06.08.1997, Bulletin 1997/32.
8. Adjacent well telemetry system and method for use of the same // European patent no. EP 0918136A1. Publ. 26.05.1999, Bulletin 1999/21.
9. J. Petrovic, V. Petrovic, M.R. White, N.P. Beaulac. System and method for downhole telemetry // US patent no. US 2012/0256759A1. Publ. 11.10.2012.
10. Acoustic telemetry system with drilling noise cancellation // European patent no. EP 1185761B1. Publ. 25.01.2006, Bulletin 2006/04.

11. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] URL: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm.
12. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ»/– М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1996. – 33с.
13. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс] URL: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.html>.
14. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. – 183 с.
15. Бессон А.Л. Новый взгляд на режущие инструменты бурового долота, 2002. – 28 с.
16. Кершенбаум В.Я., Торгашов А.В. Буровой породоразрушающий инструмент, 2003. –25–38 с.
17. Мастрюков Б.С. Безопасность в чрезвычайных ситуациях в природно-техногенной сфере. Прогнозирование последствий: учебное пособие – Москва: Академия, 2011. – 368 с.
18. СНиП IV–5–82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.
19. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197–ФЗ (ред. от 01.04.2019).
20. Федеральный закон от 21 июля 1997 г., № 116–ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изменениями и дополнениями).
21. Федеральный закон от 28 декабря 2013 г. N 426–ФЗ "О специальной оценке условий труда».
22. СанПиН 2.2.4.548–96 – Санитарные правила и нормы Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
23. ГОСТ 12.0.003–74 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы.

24. ГОСТ 12.0.003–2015 Опасные и вредные производственные факторы.
25. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
26. ГОСТ 12.1.004–91 Пожарная безопасность. Общие требования.
27. ГОСТ 12.1.003–14 Шум. Общие требования безопасности.
28. ГОСТ 12.1.012–2004. Вибрационная безопасность. Общие требования.
29. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
30. СНиП 23–05–95. Строительные нормы и правила. Естественное и искусственное освещение.(Утверждено постановлением Минстроя РФ от 2 августа 1995 г. №18–78 (с изменениями и дополнениями).
31. ГОСТ 12.2.003–91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
32. ГОСТ 12.4.026–2015. ССБТ. Цвета сигнальные. Знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.
33. ПОТ Р М–012–2000 Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте.
34. СанПиН 2.2.4.3359–16. Санитарно–эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
35. СНиП 52.13330–2011 Естественное и искусственное освещение.
36. ГОСТ 12.1.038–82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением № 1).
37. ГОСТ Р 50462–2009 (МЭК 60446:2007) Базовые принципы и принципы безопасности для интерфейса "человек-машина", выполнение и идентификация. Идентификация проводников посредством цветов и буквенно–цифровых обозначений.
38. ГОСТ 17.2.3.02–78 Охрана природы (ССОП). Атмосфера. Правила

установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями.

39. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины/ А.В. Ковалев. – Томск: 2018. – 16 с.

40. Ковалев, А.В. Расчет и обоснование параметров цементирования скважин/ А.В. Ковалев. – Томск: 2017, – 13с.

41. РД 39–133–94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше.

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 в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град	
1	2	3	4	5	6
0	30	Четвертичная система	Q	0	1,4
30	180	Некрасовская серия	P _{3nk}	0	1,3
180	230	Чеганская свита	P _{3cg}	0	1,3
230	420	Люлинворская свита	P _{2ll}	0	1,3
420	450	Талицкая свита	P _{2tl}	0	1,3
450	600	Ганькинская свита	K _{2gn}	0	1,4
600	645	Славгородская свита	K _{2sl}	0	1,4
645	742	Ипатовская свита	K _{2ip}	0	1,4
742	762	Кузнецовская свита	K _{2kz}	0÷1	1,4
762	1647	Покурская свита	K _{1-2pk}	0÷1	1,4
1647	2253	Киялинская свита	K _{1kis}	0÷1	1,4
2253	2327	Тарская свита	K _{1tr}	0÷2	1,2
2327	2627	Куломзинская свита	K _{1klm}	0÷2	1,2
2627	2655	Баженовская свита	J _{3bg}	0÷2	1,2
2655	2736	Васюганская свита	J _{3vs}	0÷2	1,2

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс страти- графичес- кого подраз- деления	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (пиз)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	30	суглинки глины	50 50	почвенно–растительный слой; серые глины, иногда алевролитистые, суглинки буровато-серые, пески мелко-среднезернистые
P _{3нк}	30	180	пески глины алевриты	60 30 10	переслаивание песков серых, желтовато–серых, разномзернистых, иногда глинистых, алевритов и серых песчано–алевритистых глин
P _{3сг}	180	230	глины пески	70 30	глины голубовато–зелёные с многочисленными прослоями песков серых, светло–серых
P _{2лл}	230	420	глины	100	глины зеленовато–серые, жёлто–зелеными, плотные, жирные на ощупь, в нижней части опоковидными, с прослоями песков мелкозернистых, кварцев–полевошпатовых и слабых песчаников
P _{1тл}	420	450	глины алевролиты	90 10	глины тёмно–серые, вязкие, жирные на ощупь, с линзами песков и слабых песчаников мелкозернистых, с включением пирита
K _{2gn}	450	600	глины пески	90 10	глины зеленоватые, известковистые с прослоями песчаников и песков; остатки фауны белемнитов, аммонитов, пелеципод и гастропод;
K _{2sl}	600	645	глины пески	90 10	глины серые с прослоями тонкозернистых песков
K _{2ip}	645	742	пески песчаники глины	50 30 20	переслаивание песков и слабосцементированных песчаников, иногда глауконтовых и глин серых, алевритистых, иногда опоковидных
K _{2kz}	742	762	глины	100	глины серые, тёмно–серые, участками известковые, листоватые, тонкополосчатые, с линзами алеролитов

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
K _{1-2pk}	762	1647	песчаники алевролиты глины	50 30 20	чередование песчаников мелкозернистых, иногда известковистых, серых, алевролитов серых, слюдистых и глин серых, комковатых, с зеркалами скольжения, по разрезу – включения углистого детрита;
K _{1kis}	1647	2253	глины песчаники алевролиты	50 40 10	чередование глин буровато–серых, сургучно–коричневых, комковатых, песчаников серых, мелко–среднезернистых, иногда известковистые, крепкие; алевролиты серые, крепкие, по всему разрезу – обугленный растительный детрит;
K _{1tr}	2253	2327	песчаники аргиллиты алевролиты	70 15 15	песчанки мелко–среднезернистые, косослоистые, различной крепости; пропластки алевролитов серых, плотных; аргиллитов серых, тонкоплитчатых, плотных
K _{1klm}	2327	2627	аргиллиты алевролиты песчаники	60 20 20	аргиллиты серые, участками слоистые, крепкие, алевролитистые, слюдистые; песчаники серые, мелкозернистые, участками слоистые, известковистые; алевролиты серые, разнозернистые, крепкие, с обуглившимися растительными остатками;
J _{3bg}	2627	2655	аргиллиты	100	аргиллиты тёмно–серые до чёрных, битуминозные, плитчатые;
J _{3vs}	2655	2736	песчаники аргиллиты алевролиты	45 45 10	песчаники разнозернистые, от слабо– до крепкоцементированных, разной степени сортировки, слюдистые; аргиллиты тёмно–серые, иногда плитчатые, крепки; алевролиты серые, крепки;

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

Индекс	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мДарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твёрдость, кг/мм ²	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы (мягкая, средняя и т.д.)
	от	до										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	30	суглинки глины	2,3 2,2	35 10	0 0	80 100	0 0	– 10	1 5	10 4	Мягкая Мягкая
P _{3нк}	30	180	пески глины алевролиты	2,1 2,3 2,3	25 10 30	1000 0 30	30–40 80 20	0 0 0	15 – 10	1 2 5	4 4 10	Мягкая Мягкая Мягкая
P _{3сг}	180	230	глины пески	2,2 2,0	10 25–30	0 1000	100 20	0 0	10 –	2 5	4 10	Мягкая Мягкая
P _{2л}	230	420	глины	2,2	10	0	100	0	40	2	4	Мягкая
P _{2л}	420	450	глины алевролиты	2,2 2,3	10 15	0 20–30	100 30–40	0 0	35 150	1 5	4 10	Мягкая Средняя
K _{2гн}	450	600	глины пески	2,2 2,1	20 18–25	0 0	90–100 10–20	0–10 0–3	30 –	1 1	4 10	Мягкая Мягкая
K _{2сл}	600	645	глины пески	2,2 2,1	18–20 16	0 10–15	90–100 5–20	0–10 0–3	25 –	1 1	4 10	Мягкая Мягкая
K _{2п}	645	742	глины песчаники пески	2,2 2,2 2,1	16–18 16–22 18–25	0 10–500 1000–2000	90–100 5–20 5–20	0–10 0 0–3	25 130 –	1 1 1	4 10 10	Мягкая Средняя Мягкая
K _{2кз}	742	762	глины	2,2	10	0	90–100	0–5	35	2	4	Мягкая
K _{1–2пк}	762	1647	песчаники глины алевролиты	2,2 2,1 2,3	22 16 16–18	0 0 15	20 100 30	3 3 3	135 30 60	5 5 2,5	10 4 6	Средняя Мягкая Средняя
K _{1кис}	1647	2253	глины алевролиты песчаники	2,4 2,4 2,2	10 14–16 22	0 0–10 10–900	100 20–30 20	3 3 3	28 60 150	1 1 1	4 6 10	Средняя Средняя Твёрдая
K _{1тр}	2253	2327	песчаники аргиллиты алевролиты	2,2 2,4 2,3	16–22 2 15	20–900 0 10	20 80 10–30	5 10 5	100 95 140	3,5 1 3	10 4 6	Средняя Средняя Твёрдая

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K _{1klm}	2327	2627	аргиллиты	2,4	2	0	80	10	95	3	4	Средняя
			алевролиты	2,3	15	10	40–60	5	140	3	6	Твёрдая
			песчаники	2,2	16–20	10–200	20–50	10	100	3,5	10	Средняя
J _{3bg}	2627	2655	аргиллиты	2,4	2	0	90–100	8	95	3	6	Средняя
J _{3vs}	2655	2736	песчаники	2,3	15	10–100	20–30	0–5	230	2,5	10	Твёрдая
			алевролиты	2,3	5–10	0–10	30–40	0–5	140	2,5	6	Твёрдая
			аргиллиты	2,4	2	0	60–80	0–3	95	2,5	6	Твёрдая

Приложение Б

Зоны возможных осложнений

Таблица Б.1 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемые интервалы по вертикали, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	от	до		
1	2	3	4	5
Q-P ₁₋₃	0	450	Поглощения	Интенсивность : 0,5–1 м ³ /час. Потери циркуляции нет. Возникает при повышении плотности, вязкости, СНС бурового раствора над проектными значениями, недопустимо высокие скорости спуска инструмента, репрессия на пласт более 10% гидростатического давления
K _{1-2pk}	762	1647	Поглощения	Интенсивность : 1 м ³ /час. Потери циркуляции нет. Возникает при повышении плотности, вязкости, СНС бурового раствора над проектными значениями, недопустимо высокие скорости спуска инструмента, репрессия на пласт более 10% гидростатического давления
Q – P ₁₋₃	0	450	Осыпи и обвалы	Время до начала осложнения <1сут. Возникает при повышенной водоотдаче, неудовлетворительной ингибирующей способности раствора по отношению к глинистым породам
K ₁₋₂	450	1647	Осыпи и обвалы	Время до начала осложнения <1сут. Возникает при повышенной водоотдаче, неудовлетворительной ингибирующей способности раствора по отношению к глинистым породам
K ₁₋₂	762	1647	Водопроявления	Несоблюдение параметров бурового раствора и скорости спуско-подъёмных операций

Продолжение таблицы Б.1

1	2	3	4	5
K_1	1647	2627	Водопроявления	Несоблюдение параметров бурового раствора и скорости спуско–подъёмных операций
$J_3 - J_{1-2}$	2655	2660	Нефтеводопроявления	Несоблюдение параметров бурового раствора и скорости спуско–подъёмных операций
$Q - P_{1-3}$	0	450	Прихватоопасность	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительная очистка от выбуренной породы, несоблюдение регламентов по предупреждению аварий, оставление инструмента без движения
$K_2 - K_{1-2}$	450	1647	Прихватоопасность	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительная очистка от выбуренной породы, несоблюдение регламентов по предупреждению аварий, оставление инструмента без движения
K_{1tr}	2253	2327	Прихватоопасность	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительная очистка от выбуренной породы, несоблюдение регламентов по предупреждению аварий, оставление инструмента без движения более 5 мин.

Приложение В

Параметры забойных двигателей по интервалам бурения

Таблица В.1 – Параметры забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал, м		0–40	40–800	800–2740
Исходные данные				
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2153
	мм	393,7	295,3	215,3
G_{oc} , кН		175	120	104
Q , Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
$D_{зд}$, мм		–	262,48	191,37
M_p , Н*м		–	2635	2249
M_o , Н*м		–	147,65	107,65
$M_{уд}$, Н*м/кН		–	36,93	27,33

Приложение Г

Компановка низа бурильных колонок по интервалам бурения

Таблица Г.1 – КНБК для бурения секции под направления (0–40 м)

№ п/п	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под направление (0–40 м)							
1	Ш 393,7 НьюТек Сервисез	0,40	393,7	–	3–152	Ниппель	0,163
2	Переводник М152хМ152	0,44	225	100	3–152	Муфта	0,037
					3–152	Муфта	
3	УБТ–203х100 Д	8,3	203	100	3–152	Ниппель	1,593
					3–152	Муфта	
4	Переводник М171хН152	0,517	225	73	3–152	Ниппель	0,059
					3–171	Муфта	
5	КЛС–390 М	0,6	390	80	3–171	Ниппель	0,112
					3–171	Муфта	
6	Переводник М171хН152	0,517	225	73	3–171	Ниппель	0,059
					3–152	Муфта	
7	УБТ–203х100 Д	8,3	203	100	3–152	Ниппель	1,593
					3–152	Муфта	
8	Переводник М133хН152	0,529	225	76	3–152	Ниппель	0,059
					3–133	Муфта	
9	СБТ G105127х9,19	До устья	127	108	3–133	Ниппель	0,519
					3–133	Муфта	
10	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3–133	Ниппель	0,03
						Муфта	
11	КШЗ–133х35	0,47	155	62	3–133	Ниппель	0,04
					3–133	Муфта	
12	ВБТ 140	14	–	82,6	3–133	Ниппель	0,8

Таблица Г.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (40–800 м)

№ п/п	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под кондуктор (40–800 м)							
1	295,3 (11 5/8) FD419SM Волгабурмаш	0,441	295,3	–	3–152	Ниппель	0,082
2	Переводник М152хМ152	0,38	240	–	3–152	Муфта	0,020
					3–152	Муфта	
3	КЛС 295,3 СТ	0,90	295,3	185	3–152	Ниппель	0,114
					3–152	Муфта	
4	Переводник М171хН152	0,54	225	80	3–152	Ниппель	0,045
					3-171	Муфта	
5	ДГР–240М.7/8	8,0	240	–	3–171	Ниппель	2,911
					3–171	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ–203	0,25	240	–	3–171	Ниппель	0,021
					3–171	Муфта	
7	Переливной клапан ПК-240РС	0,8	203	55	3–171	Ниппель	0,070
					3–171	Муфта	
8	Переводник М147хН171	0,521	225	101	3–171	Ниппель	0,051
					3–147	Муфта	
					3–147	Муфта	
9	УБТ – 178х90 Д	58,1	178	90	3–147	Ниппель	8,424
					3–147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0.35	225	100	3–147	Ниппель	0,011
					3–133	Муфта	

Продолжение таблицы Г.2

1	2	3	4	5	6	7	8
11	СБТ G105127x9,19	До устья	127	108	3-133 3-133	Ниппель Муфта	19,383
12	Переводник M133xH133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,030
					3-133	Муфта	
13	КШЗ-133x35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,040
					3-133	Муфта	
14	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	0,800

Таблица Г.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (800–2740 м)

№ п/п	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под эксплуатационную колонну (800–2645; 2720–2740 м)							
1	PDC БИТ В 713 УМ(6x8мм)	0,4	215,9	–	3–117	Ниппель	0,024
2	ДГР–172 7/8.56	9,1	172	–	3–117	Муфта	1,081
					3–147	Муфта	
3	Клапан обратный КОБ–172	0,34	172	66	3–147	Ниппель	0,015
					3–147	Муфта	
4	Переливной клапан ПК–172РС	0,67	176	55	3–147	Ниппель	0,039
					3–147	Муфта	
5	УБТ 178x90 Д	8,3	178	90	3–147	Ниппель	1,593
					3–147	Муфта	
6	Переводник М133xН147	0,35	171,4	80	3–147	Ниппель	0,012
					3–133	Муфта	
7	Калибратор КЛС 215 СТ	0,40	215	70	3–133	Ниппель	0,018
					3–133	Муфта	
8	Переводник М147xН133	0,40	172	78	3–133	Ниппель	0,035
					3–147	Муфта	
9	УБТ 178x90 Д	66,4	178	90	3–147	Ниппель	9,628
					3–147	Муфта	
10	Переводник М133xН147	0,35	171,4	80	3–147	Ниппель	0,0350
					3–133	Муфта	
11	Яс гидравлический ЯГБ–172–2ВД	3,5	172	76,2	3–133	Ниппель	1,347
					3–133	Муфта	
12	СБТ G105127x9,19	До устья	127	108	3–133	Ниппель	71,809
					3–133	Муфта	
13	Переводник М133xН133	0,40	155	80	3–133	Ниппель	0,030
					3–133	Муфта	
14	КШЗ–133x35	0,47	155	72	3–133	Ниппель	0,040
					3–133	Муфта	
15	ВБТ 140	14	–	82,6	3–133	Ниппель	0,8

Таблица Г.4 – КНБК для отбора керна (2645–2720 м)

№ п/п	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Отбор керна (2645–2720 м)							
1	Бурильная головка БИТ215,9/100	0,3	215,9	100,6	3–161	Муфта	0,020
2	Керноотборный снаряд178/100	30,0	178,0	100,0	3–161	Ниппель	3,000
					3–161	Муфта	
3	Переводник М147хН161	0,5	171,5	80,0	3–161	Ниппель	0,040
					3–147	Муфта	
4	УБТ–178х90 Д	33,2	178,0	90,0	3–147	Ниппель	4,814
					3–147	Муфта	
5	Переводник М133хН147	0,35	171,5	80,0	3–147	Ниппель	0,050
					3–133	Муфта	
6	СБТ G105127х9,19	До устья	127,0	108,0	3–133	Ниппель	70,796
						Муфта	
7	Переводник М133хН133	0,40	155,0	80,0	3–133	Ниппель	0,030
						Муфта	
8	КШЗ–133х35	0,47	155,0	72,0	3–133	Ниппель	0,040
						Муфта	
9	ВБТ 140	14,0	–	82,6	3–133	Ниппель	0,080

Приложение Д
Расчет бурильной колонны на прочность

Таблица Д.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 растяжку	на статическую прочность
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Направление													
0–40 Бурение КНБК №1	Долото	393,7		–	–	–	0,4	–	0,157	0,157	–	–	–
	Наддолотный	393,7	120,0	–	–	–	0,52	–	0,176	0,333	–	–	–
	Калибратор	393,7	100,0	–	–	–	1,3	–	0,473	0,806	–	–	–
	УБТ	203,0	100,0	–	д	ЗП–178–95	166	0,2150	3,569	4,375	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП–162–92	21,18	0,0312	0,661	5,036	2,35	>10	9,76
Кондуктор													
40–800 Бурение КНБК №2	Долото	295,3	-	–	–	–	0,40	–	0,200	0,200	–	–	–
	Наддолотный	295,3	76,0	–	–	–	0,52	–	0,176	0,252	–	–	–
	Калибратор	203,0	80,0	–	–	–	1,30	–	0,313	0,565	–	–	–
	Двигатель	240,0	–	–	–	–	7,25	–	1,775	2,340	–	–	–
	Обратный клапан	240,0	78,0	–	–	–	0,52	–	0,131	2,472	–	–	–
	ЗТС	229,0	120,0	–	–	–	12,00	–	0,220	2,692	–	–	–
	Калибратор	203,0	80,0	–	–	–	1,30	–	0,313	3,005	–	–	–
	УБТ	203,0	100,0	–	д	ЗП–178–102	33,20	0,2150	7,138	10,14	–	–	–
	УБТ	177,8	90,0	–	д	ЗП–178–102	24,90	0,1454	3,620	13,76	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП–162–92	718,61	0,0312	22,44	36,20	–	6,60	4,31

Продолжение таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Эксплуатационная													
2650–2715 Отбор керна КНБК №4	Долото	215,9		–	–	–	0,3	-	0,043	0,043	–	–	–
	Калибратор	2159	78,0	–	–	–	0,44	-	0,049	0,092	–	–	–
	УБТ	178,0	76,2	–	д	–	16	0,1770	2,832	2,924	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП–162–92	2698	0,0312	84,24	87,16	–	2,74	–
800–2740 Бурение КНБК №3	Долото	215,9		–	–	–	0,3	-	0,041	0,041	–	–	–
	Наддолотный	215,9	76,0	–	–	–	0,52	-	0,136	0,177	–	–	–
	Калибратор	215,9	85,0	–	–	–	0,39	-	0,060	0,237	–	–	–
	Двигатель	172,0		–	–	–	6,72	-	0,830	0,067	–	–	–
	Обратный клапан	203,0	78,0	–	–	–	0,52	-	0,131	1,198	–	–	–
	ЗТС	172,0	120,0	–	–	–	9,6	-	0,700	1,898	–	–	–
	Калибратор	215,9	85,0	–	–	–	0,39	-	0,060	1,958	–	–	–
	УБТ	178,0	90,0	–	д	ЗП–178–95	72	0,1560	11,23	13,19	–	–	–
БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП–162–92	2650	0,0319	84,63	97,82	–	2,44	2,07	

Приложение Е

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица Е.1 – Компонентный состав бентонитового раствора под направление

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
1	2	3
Регулятор рН	Поддержание требуемого рН бурового раствора	0,7–1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	50–80
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8–1,2
Понизитель вязкости	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	0,5–1,5
Утяжелитель	Регулирование плотности	103

Таблица Е.2 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора под кондуктор

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
1	2	3
Регулятор рН	Поддержание требуемого рН бурового раствора	0,7–1,2
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8–1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	7–15
Высоковязкий понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,3–0,5
Смазочная добавка	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1
Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	0,1–0,15
Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	0,5–0,6
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5–5,5
Утяжелитель	Регулирование плотности	150,4

Таблица Е.3 – Компонентный состав биополимерного раствора под эксплуатационную колонну

Класс 1	Назначение 2	Концентрация, кг/м ³ 3
Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого рН бурового раствора	0,4–0,5
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8–1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	3,4–3,6
Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	16–18
Ингибитор (соль)	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	60–100
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	18–22
Утяжелители, закупоривающие материалы (разного фракционного состава)	Регулирование плотности, кольматация каналов	50–100
Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	0,4–0,5
Пенегасители	Предотвращение пенообразования	0,4–0,5

Таблица Е.4 – Результаты расчета системы бурового раствора под интервал 0–2740 м

Направление интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн}	Объем скважины в конце интервала, м ³
от	до					
0	40	40	393,5	-	1,375	31,74
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,858
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 19,97
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V₂ = 42,45
Объем раствора к приготовлению						V_{бр} = 63,49
Кондуктор интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³
от	до					
50	800	750	295,3	306,9	1,348	71,97
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 7,46
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 45,07
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 3,75
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 87,66
Общая потребность бурового раствора на интервале						V_{бр} = 143,95
Объем раствора к приготовлению						V₃ = 87,66
Объем раствора к приготовлению						V₃ = 73,0
Экспл. колонна интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³
от	до					
800	2740	1940	215,9	228,7	1,35	114,15
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 7,8
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 37,26
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 5,35
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 177,89
Общая потребность бурового раствора на интервале						V_{бр} = 228,3
Объем раствора к приготовлению						V₃ = 140,64

Таблица Е.5 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			направление		кондуктор		Колонна эксплуатационная		итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Каустическая сода	Регулирование кислотности среды	25	67	3	90	4	24	10	330	17
Глинопорошок	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение водоотдачи	1000	4761	5	6413	6	17123	17	23536	28
Барит	Утяжелитель	25	787	1	594	24	209	8	802	33
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	25	0	0	64	3	171	7	235	10
ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25 канистр	0	0	128	5	343	14	471	19
Полиакрилат	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	0	0	19	1	51	2	71	3
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	25	0	0	71	3	188	8	259	11
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	1000	0	0	385	15	1027	1	1412	16
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	25	0	0	128	5	343	14	471	19

Приложение Ж

Сметная стоимость строительства скважины

Таблица Ж.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во, сут	сумма, руб	кол-во, сут	сумма, руб	кол-во, сут	сумма, руб	кол-во, сут	сумма, руб
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	–	–	–	–	–	–
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	–	–	0,11	15,2	1,93	266,71	6,56	906,53
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,11	2,18	1,93	38,41	6,56	130,54
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	–	–	0,11	3,04	1,93	53,40	6,56	181,52
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	–	–	0,11	0,82	1,93	14,55	6,56	49,46
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,11	27,81	1,93	488,02	6,56	1658,76
Износ бурового инструмента к–т, сут	28,51	4	114,04	0,11	3,13	1,93	55,02	6,56	187,03
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	–	–	0,11	0,76	1,93	13,41	6,56	45,59

Продолжение таблицы Ж.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скважины испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,11	144,87	1,93	2541,81	6,56	8639,52
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	–	–	–	–	1,93	1646,85	6,56	5597,58
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	–	–	0,11	1,77	–	–	–	–
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	–	–	1,93	475,98	–	–
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	–	–	–	–	–	–	6,56	2429,50
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	–	–	0,11	2,55	1,93	44,81	6,56	152,32
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,11	15,28	1,93	268,06	6,56	911,12
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	–	–	–	–	–	–
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	–	–	0,11	11,09	1,93	194,62	6,56	661,51
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	–	–	0,11	0,98	1,93	17,18	6,56	58,38
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,11	3,73	1,93	65,47	6,56	222,52
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,11	11,04	1,93	193,77	6,56	658,62

Продолжение таблицы Ж.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Транспортировка вагон–домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	–	–	–	–	–	–
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,11	18,62	1,93	326,73	6,56	1110,54
Содержание станции геолого–технологического контроля, сут	14,92	–	–	0,11	1,64	1,93	28,80	6,56	97,88
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	–	–	14,2	1070,68	25,4	1915,16	–	–
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	–	–	0,17	338,98	0,38	757,72	–	–
Биолуп LVL, т	324,74	–	–	–	–	–	–	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	–	–	–	–	–	–	–	–
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	–	–	0,085	1,56	0,06	1,0998	–	–
НТФ, т	916	–	–	–	–	–	–	0,42	384,72
Ингибитор, т	328	–	–	–	–	–	–	0,63	206,64
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	–	–	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	–	–	6,39	175,33	63,3	1738,2	–	–
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61	–	–
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб	–	8266,31		2350,2		12579,36		24600,27	
Затраты зависящие от объема работ									
393,7 М–ЦВ	686,4	–	–	0,1	68,64	–	–	–	–
БИТ 295,3 В516 УСМ.08	1379,7	–	–	–	–	0,43	593,271	–	–
БИТ 215,9 ВТ 613	1028,4	–	–	–	–	–	–	1,18	1213,512

Продолжение таблицы Ж.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Обратный клапан КОБ–178	552,3	–	–	–	–	–	–	–	–
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	–	–	50	78	672	39	2409	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	–	–	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
Транспортировка долот, т	6,61	–	–	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	738								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	0		169,94		747,88		5187,78		
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	8266,31		2520,14		13327,24		29788,05		
Всего по сметному расчету, руб	54639,74								

Таблица Ж.2 – 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.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
Итого по главе 1:	62424
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	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
Итого по главе 2:	153101
Глава 3	
Бурение и крепление скважины:	
Бурение скважины	54639
Крепление скважины	103229
Итого по главе 3:	157868
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность:	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
Итого по главе 4:	12844
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования:	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3–4)	17412
Итого по главе 5:	17412
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период:	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829
Эксплуатация котельной	2935
Итого по главе 6:	12764
Итого по главам 1–6:	416414
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1–6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1–6)	68292
Итого по главе 7:	68292

Продолжение таблицы Ж.2

1	2
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1–7 (8 % от суммы глав 1–7)	38776
Итого по главе 8:	38776
Глава 9	
Прочие работы и затраты:	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1–8)	24080
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав 1–8)	15181
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав 1–8)	9422
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав 3–4)	256
Топографо-геодезические работы	123
Скважины на воду	4771
Итого по главе 9:	53834
Итого по главам 1–9:	577316
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1–9)	1154
Итого по главе 10	1154
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830
Итого по главе 11	4620
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1–11)	29155
Итого по главе 12	29155
Итого по сводному сметному расчету	612245
С учетом коэффициента удорожания $k=204,2$ к ценам 1985 г.	125020540
НДС 18%	22503697
ВСЕГО с учетом НДС	147524237

