

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2520 МЕТРОВ НА НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2520)(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Зобов Олег Сергеевич		01.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Ковалев Артем 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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 Максимова Ю.А.

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б5Б	Зобов Олег Сергеевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2520 метров на нефтегазовом месторождении (Красноярский край)	
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 (Красноярский край).
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> • Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины • Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); • Углубление скважины (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет буровой колонны, обоснование типов и компонентного состава 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 • Обзор современных производителей винтовых забойных двигателей с регулируемым углом.
Перечень графического материала с точным указанием обязательных чертежей	1. ГТН (геолого-технический наряд)

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Рыжакина Татьяна Гавриловна, к.э.н., доцент отделения социально-гуманитарных наук.
Социальная ответственность	Сечин Андрей Александрович, к.т.н. ассистент отделения общетехнических дисциплин.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Общая и геологическая часть	
2. Технологическая часть	
3. Обзор современных производителей винтовых забойных двигателей с регулируемым углом.	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнения квалификационной работы по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Зобов Олег Сергеевич		29.02.2020

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Б	Зобов О.С.

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»/бурение 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. Нормативные источники. 4. 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

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

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Зобов Олег Сергеевич		29.02.2020

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Б	Зобов Олег Сергеевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»/бурение скважин

Тема ВКР:

«Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2520 метров на нефтегазовом месторождении (Красноярский край)»	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: строительство вертикальной разведочной скважины на нефтегазоконденсатном месторождении Красноярского края.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	-ГОСТ 12.0.003-74 системы стандартов безопасности труда (ССБТ). -ТУ 17-53-10-435-82 – нательная одежда -ТУ-17-06-76-94-81 -ТУ 17-62-55-73 -СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение» -(РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты оснований и сооружений). -ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ -Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности, Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	-повышенная загазованность рабочей зоны; -повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; - повышенный уровень шума; - повышенный уровень вибрации; - физические перегрузки; - биологические (клещи, гнус и т. п.).
3. Экологическая безопасность:	- Загрязнения водных бассейнов и подземных вод жидкими и твердыми отходами; - пыления грузов при транспортировании, погрузке, выгрузке и складировании; - загрязнение атмосферного воздуха от отработавших газов и дыма;
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возникновение открытых нефтяных и газовых фонтанов.

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Олег Сергеевич Зобов		29.02.2020

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: бакалавриат
 Отделение школы: 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)
16.03.2020	1. Общая и геологическая часть	5
14.04.2020	2. Технологическая части	40
13.04.2020	3. Обзор современных производителей винтовых забойных двигателей с регулируемым углом	15
04.04.2020	4. Социальная ответственность	15
21.04.2020	5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	15
02.05.2020	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Ковалев Артем 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

Реферат

Выпускная квалификационная работа (ВКР) содержит 112 страниц, 7 рисунков, 57 таблицы, 33 источников литературы и 5 приложений.

Ключевые слова: строительство скважины, бурение, проектирование, буровое долото, винтовой забойный двигатель, регулятор угла, шпиндельная секция, обсадная колонна, цементирование скважины, обсадная колонна, буровая установка.

Объектом ВКР служит разведочная скважина на месторождении Красноярского края.

Целью данной работы является спроектировать технологические решения строительства нефтегазоконденсатной вертикальной скважины глубиной 2520 метров.

Для достижения данной цели были поставлены задачи такие как;

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Рассмотреть современных производителей винтовых забойных двигателей с углом перекоса.
5. Произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

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

Выпускная квалификационная работы выполнена в текстовом файле Microsoft Word. Расчёты произведены с помощью электронных таблиц Microsoft Excel, презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint.

Сокращения и определения

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

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ГЗД – гидравлический забойный двигатель;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ПАЦ – поли анионная целлюлоза;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

СНС – статическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБПК – трубы бурильные с приваренными замками;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка.

Оглавление

Введение.....	13
1. Общая и геологическая часть	14
1.1 Геологические условия.....	14
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади).....	14
1.3 Зоны возможных осложнений	14
2. Технологическая часть	18
2.1 Конструкция скважины	18
2.1.1 Обоснование конструкции скважины.....	18
2.1.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	19
2.1.3 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	20
2.1.4 Разработка обвязки обсадных колонн.....	20
2.2 Углубление скважины	21
2.2.1 Выбор способа бурения.....	21
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмент	21
2.2.3 Выбор бурголовки и режимов бурения	22
2.2.4 Проектирование режимов бурения	23
2.2.4.1 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	23
2.2.5 Расчет частоты вращения долота	23
2.2.6 Расчёт необходимого расхода бурового раствора.....	24
2.2.7 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	26
2.2.8 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	27
2.3 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов	28
2.3.1 Обоснование плотности буровых растворов.....	28
2.3.2 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	32
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины	32
2.4.1 Расчет обсадных колонн.....	32
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений.....	32
колонны.....	32

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	36
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	38
2.4.1.4 Технологическая оснастка обсадных колонн.....	38
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины.....	39
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	39
2.4.2.2 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов	39
2.4.2.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	40
2.4.2.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин	41
2.5 Выбор буровой установки.....	42
3. Обзор современных производителей винтовых забойных двигателей с регулируемым углом	43
3.1 Некоторые представители производителей ВЗД.....	43
4. Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	48
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	48
4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	49
4.1.2. Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции.....	50
4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	52
4.1.4. Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	52
4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки...	52
4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы	53
4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами	54
4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	54
4.2 Линейный календарный график выполнения работ.....	54
4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины	55
4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины.....	55

5. Социальная ответственность	57
5.1 Организация обеспечения безопасных условий и охраны труда.....	57
5.2. Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	61
5.3. Санитарно-гигиенические требования к организации работ	63
5.4. Требования безопасности при эксплуатации бурового оборудования ..	68
5.5. Безопасность и защита в чрезвычайных ситуациях	71
Заключение	81
Список литературы	84
Приложение А	87
Приложение Б.....	94
Приложение В	100
Приложение Г.....	103
Приложение Д	112

Введение

Выбор оптимальных проектных решений при строительстве разведочных скважин позволяет Недропользователю получить геологическую информацию, необходимую для выявления рентабельности разработки месторождения, а также для безаварийного бурения последующих скважин.

Анализ горно-геологических условий бурения проектируемой скважины показывает, что разрез сложен преимущественно глинами, песчаниками с переслаивающимися алевролитами и аргиллитами. Породы преимущественно мягкие, средней твердости и твердые. В скважине присутствуют нефтяные и газовые продуктивные пласты. Также присутствуют многолетнемерзлые породы.

На данной площади распространена проблема высокоинтенсивного поглощения технологических жидкостей, так как породы порово-трещиноватые, в результате чего снижается устойчивость ствола скважины, увеличивается вероятность потери подвижности компоновки низа бурильной колонны, риск газонефтеводопроявлений и перехода его в открытый фонтан.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2520 м на месторождении Красноярского края с учетом данных горно-геологических условий.

Также в работе ставится задача провести анализ производителей и их сортамента винтовых забойных двигателей для строительства нефтяных и газовых скважин.

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

1. Общая и геологическая часть

1.1 Геологические условия

Проектный стратиграфический разрез по проектируемой скважине представлен в таблице А.1. Литологический состав горных пород представлен в таблице А.2. Физико-механические условия бурения, а также свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблице А.3. Геокриологические характеристики разреза скважины А.4, приложение А. Градиенты температур, давлений гидроразрыва, горного давления, а также порового давления представлены в таблице 1.

Интервал 0 – 2520 м сложен преимущественно глинами и песчаниками с переслаивающимися алевролитами, аргиллитами и известняками. В разрезе представлены мягкие, средние и твердые породы, что определяет выбор породоразрушающего инструмента с сочетанием параметров режима бурения, обеспечивающих наивысшую механическую скорость бурения. Интервалов, несовместимых по условиям бурения нет.

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Водоносность представлена в таблице А.5, приложение А.

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице А.5, А.6, А.7, приложение А.

Таблица 1 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Градиент давления								Температура в конце интервала		
			Пластового			гидроразрыва пород			горного				
	от	до	МПа/м		источник получения	МПа/м		источник получения	МПа/м		°С	источник получения	
			от	до		от	до		от	до			
1	2	3	4	5	6	10	11	12	13	14	15	16	17
Q – P1–2	0	590	0,00981	0,00981	РФЗ	0,0192	0,0192	ПАЗ	0,0222	0,0230	ПСР	16	РФЗ
K2m–K2k	590	695	0,00981	0,00981	РФЗ	0,0172	0,0172	ПАЗ	0,0230	0,0250	ПСР	19	РФЗ
K2t–cn	695	731	0,00981	0,00981	РФЗ	0,0198	0,0198	ПАЗ	0,0250	0,0250	ПСР	20	РФЗ
K1a–al–K2s	731	1745	0,00981	0,00981	РФЗ	0,0198	0,0198	ПАЗ	0,0250	0,0250	ПСР	47	РФЗ
K1g–br–a	1745	2135	0,00981	0,00981	РФЗ	0,0196	0,0196	ПАЗ	0,0250	0,0250	ПСР	58	РФЗ
K1v–g	2135	2370	0,00981	0,00981	РФЗ	0,0196	0,0196	ПАЗ	0,0250	0,0250	ПСР	64	РФЗ
K1v–g	2370	2550	0,0113	0,0113	РФЗ	0,0196	0,0196	ПАЗ	0,0250	0,0250	ПСР	69	РФЗ

Таблица 2 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³		Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	Подвижность, д/сПз	Содержание серы, %	Содержание парафина, %	Сводный дебит, м ³ /сутки	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации						Газовый фактор, м ³ /м ³	Содержание сероводорода, %	Содержание углекислого газа, %	Относительная по воздуху плотность газа г/см ³	Коэффициент сжимаемости	Давление насыщения в пластовых условиях мПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
К ₁ (ПК ₁₋₃)	900	961	Поровый	835	920	262,8	-	0,20	0,5	18,1	9,6	н/обн	-	0,686	н/д	4,0
К ₁ (МХ ₄)	1848	1855	Поровый	897	945	42,7	-	0,16	1,4	6,7	33	н/обн	-	0,701	н/д	8,6
К ₁ БУ ₆₍₁₋₂₎	2072	2090	Поровый	810	846	2,42	-	0,15	3,15	20	71,2	н/обн	-	0,564	н/д	10
К ₁ БУ ₁₀₋₁	2245	2265	поровый	787	850	1,73	-	0,20	4,80	20	71,2	н/обн	-	0,612	н/д	11
К ₁ (БУ ₁₄₋₃)	2490	2500	поровый	787	850	1,73	-	0,20	4,80	20	71,2	н/обн	-	0,625	н/д	12

Таблица 3 – Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание, % по объему		Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях	Свободный дебит, тыс м ³ /сут	Плотность газоконденсата, кг/м ³	Фазовая проницаемость, мД
	от	до			сероводород	Углекислый газ					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
K ₂ (ГС ₂)	768	834	поровый	Газ	–	0,315	0,563	–	20	–	–
K ₂ (ПК ₁₋₃)	869	900	поровый	Газ	–	0,315	0,563	–	30	–	–
K ₁ (МХ ₄)	1830	1848	поровый	Газ	–	0,315	0,701	–	6,7	–	–
K ₁ (БУ ₆₍₁₋₂₎)	2065	2072	поровый	Газ	–	0,315	0,564	–	20	–	–
K ₁ (БУ ₁₀₋₁)	2235	2245	поровый	Газ	–	0,315	0,612	–	20	–	–

2. Технологическая часть

2.1 Конструкция скважины

Расчеты, приведенные в данном разделе выполнены на основании источников [1], [2], [3].

Конструкцию скважины разрабатывают и уточняют в соответствии с конкретными геологическими условиями бурения в заданном районе. Она должна обеспечить выполнение поставленной задачи, т.е. достижение проектной глубины, вскрытие нефтегазоносного залежи и проведение всего намеченного комплекса исследований и работ в скважине, включая ее использование в системе разработки месторождения.

2.1.1 Обоснование конструкции скважины

Так как скважина разведочная, в дальнейшем планируется перфорация и испытания пласта, то выбирается закрытый тип забоя скважины для предупреждения перетоков при испытании. График совмещенных давлений и схема конструкции скважины представлен на рисунке 1.

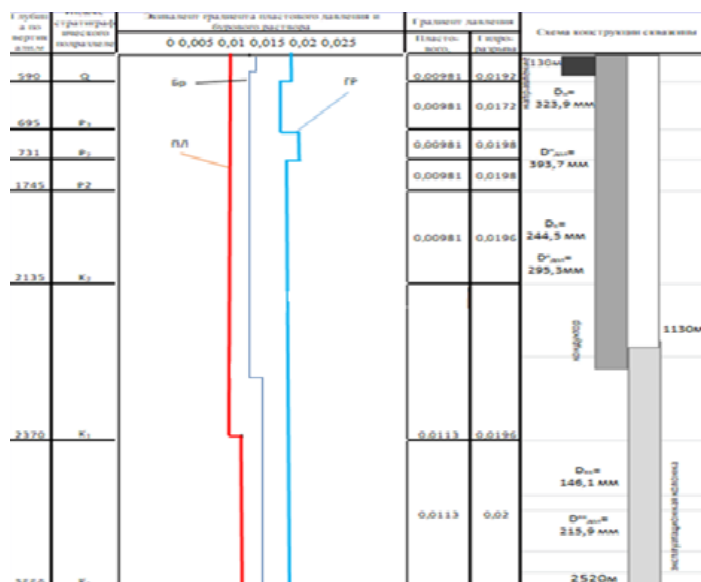


Рисунок 1– График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

2.1.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений (см. «Стратиграфический разрез скважины»). При наличии в разрезе зон многолетнемерзлых пород кондуктор должен перекрывать минимум на 50 м кровлю ММП. Будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 130 м т.к. присутствуют ММП протяжённостью 80 м. В данном случае будет спускаться термокейс.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Исходя из расчетов, таблица 4, было принято решение спускать кондуктор на 1130 м.

Таблица 4 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	K2 (ГС2)	K2(ПК1–2)	K1(МХ4)	K1(БУ6)	K1(БУ10–1)
1	2	3	4	5	6
Глубина кровли продуктивного пласта, м ($L_{кр}$)	768	869	1830	2065	2235
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м ($\Gamma_{пл}$)	0,09810	0,0981	0,0981	0,0981	0,0981
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м ($\Gamma_{грп}$)	0,192	0,192	0,198	0,198	0,198
Относительная плотность газа по воздуху, ($\gamma=$)	0,568	0,568	0,701	0,564	0,6
Расчетные значения					
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм ($P_{пл}$)	75,3	85,3	179,5	202,6	219,3
Давление гидроразрыва на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм ($P_{грп}$)	80,64	90,24	186,12	207,9	223,74
Основание натурального логарифма (e^s)	1,02	1,02	1,06	1,06	1,07

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
Давление на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм (Рпл / es)	73,87	83,34	168,66	191,30	204,91
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м (Lконд min)	420	470	940	1050	1130
Требуемый запас	1,09	1,08	1,10	1,09	1,09
Принимаемая глубина	1130				

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 25 м по ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 2520 м.

2.1.3 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр эксплуатационной колонны принимается в зависимости от ожидаемого дебита. В любом случае диаметр эксплуатационной колонны в разведочных скважинах должен быть не меньше 146,1 мм для качественного отбора керна, обеспечения спуска пластоиспытателей или возможной последующей зарезки бокового ствола.

2.1.4 Разработка обвязки обсадных колонн

Величина максимального устьевого давления составляет 26,46 МПа.

Следовательно, проектируется ПВО ОП5 – 280/80x35 (280 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 35 – рабочее давление, МПа), состоящее из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального.

Также выбирается колонная головка – ОКК1-35-146x245 К1 ХЛ (обвязываются кондуктор и эксплуатационная колонна).

2.2 Углубление скважины

2.2.1 Выбор способа бурения

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

Таблица 5 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	130	Роторный
130	1130	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
1130	2520	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
2485	2505	Роторный (Отбор керна)

2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмент

Из анализа физико – механических свойств горных пород по разрезу скважины, по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения 0 – 130 м 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. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Типы долот по интервалам

1	2	3	4
Интервал	0 – 130	130 – 1130	1130 – 2520
Шифр долота	393,7 М-ЦВ	БИТ 295,3 В516 УСМ.08	БИТ 215,9 ВТ 613
Тип долота	Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм	393,7	295.3	215.9
Тип горных пород	М	М, МС	Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 – 171	3 – 117

Продолжение таблицы 6

1		2	3	4
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2
Длина, м		0,5	0,4	0,37
Масса, кг		190	80	24
Нагрузка, тс (G)	Рекомендуемая	3 – 8	5 – 12	5 – 15
	Предельная	23	15	8
Частота вращения, об/мин (n)	Рекомендуемая	40 – 60	100 – 140	140 – 180
	Предельная	160	180	250

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

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

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

2.2.3 Выбор бурголовки и режимов бурения

Технические средства и режимы бурения при отборе керна представлены в таблице 7.

Таблица 7 – 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
1	2	3	4	5

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5
2485 – 2505	PDC У12-215,9/101,6 SCD-3 T	4	60	18 – 30

2.2.4 Проектирование режимов бурения

2.2.4.1 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолога–технических условиях.

2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал	0–130	130–1130	1130–2520
Исходные данные			
Диаметр долота, см (D_d)	39,37	29,53	21,59
Предельная нагрузка, тс ($G_{пред}$)	23	15	8
Результаты проектирования			
Допустимая нагрузка, тс ($G_{доп}$)	18	12	7
Проектируемая нагрузка, тс ($G_{проект}$)	8	8	6

Для направления была выбрана максимально возможная рекомендуемая осевая нагрузка. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны максимально допустимые осевые нагрузки, которые попадают в интервал рекомендуемых статистических осевых нагрузок.

2.2.5 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую

линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 9.

Таблица – 9 Результаты частоты вращения долота

Интервал, м		0–130	130–1130	1130–2520
Исходные данные				
Скорость, м/с (V_l)		2,8	1,5	1
Диаметр долота (D_d)	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования				
Частота вращения	n_1 , об/мин	135	162	173
	$n_{\text{стат}}$, об/мин	60	140	180
	$n_{\text{проект}}$, об/мин	60	140	180

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

$n_{\text{стат}}$ – линейная скорость статистическая, об/мин;

$n_{\text{проект}}$ – линейная скорость спроектированная об/мин;

В интервале бурения под направление 0–130 м запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что ротор работает в пределах 60–80 об/мин. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

2.2.6 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 10.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала; под направления принимается 70,19 л/с; под кондуктор принимается 55,2 л/с; под эксплуатационную колонну принимается 30 л/с.

Таблица 10 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Интервал	0–130	130–1130	1130–2520	
1	2	3	4	
Исходные данные				
Диаметр долота, м (D_d)	0,3937	0,2953	0,2159	
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (K)	0,65	0,5	0,4	
Коэффициент каверзости (K_k)	1,4	1,3	1,2	
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	
1	2	3	4	
Диаметр бурильных труб, м ($d_{бт}$)	0,127	0,127	0,127	
Максимальный диаметр, м (d_{max})	0,203	0,178	0,166	
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ($d_{нmax}$)	0,0254	0,0127	0,0111	
Число насадок (n)	3	5	9	
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кмин}$)	0,5	0,5	0,5	
Максимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кmax}$)	0,02	0,02	0,02	
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см ³ ($\rho_{см} - \rho_p$)	1,18	1,16	1,1	
Плотность бурового раствора, г/см ³ (ρ_p)	2,0	2,1	2,4	
Результаты проектирования				
Расход	Q_1 л/с	79	41	15
	Q_2 , л/с	55	27	13
	Q_3 , л/с	79	42	14
Расход	Q_4 , л/с	30	38	48
Области допустимого расхода бурового раствора		55–70	55–70	32–40
Запроектированные значения расхода бурового раствора		70	27–42	13–14

где Q_1 – расход промывочной жидкости, для эффективной очистки забоя, л/с; Q_2 – расход раствора, при котором осуществляется подъем шлама из скважины, л/с; Q_3 – минимальный расход бурового раствора, л/с; Q_4 –

минимальный расход бурового раствора исходя из условий создания необходимой скорости истечения из насадок долота, л/с;

Под направление выбран максимальный рекомендуемый расход жидкости. Под кондуктор выбран максимальный расчетный расход, обеспечивающий необходимую очистку ствола скважины, вынос шлама, минимальный расход на насадках и предотвращение прихватов. При бурении под эксплуатационную колонну выбирается максимальный рекомендуемый расход жидкости, который близок к расчетным значениям.

2.2.7 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 11.

Таблица 11 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		0–130	130–1130	1130–2520
Исходные данные				
Диаметр долота (D _д)	м	0,3937	0,2953	0,2153
	мм	393,7	295,3	215,3
Нагрузка, кН (G _{ос})		–	80	60
Расчетный коэффициент, Н*м/кН (Q)		–	1,5	1,5
Результаты проектирования				
Интервал, м		0–130	130–1130	1130–2520
Диаметр забойного двигателя, мм (D _{зд})		–	236,24	172,24
Момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м (M _р)		–	2757	1752
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м (M _о)		–	147,65	107,95
Удельный момент долота, Н*м/кН (M _{уд})		–	32,61	27,4

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 12.

Таблица 12 – 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	130–1130	240	9975	2432	30–75	62–180	26–39	114–430
ДРУ2-172РС	1130–2520	172	5000	1669	19–40	80–200	25,3	221–565

2.2.8 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных или легко сплавных бурильных труб, ведущей бурильной тубы, резьбовых переводников [3].

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения проектного профиля ствола скважины и ее конструкции. Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Б.

В таблицы 13 представлены результаты расчета на прочность бурильной колонны.

Таблица 13 – Результат расчета бурильной колонны на прочность

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 тубы	секции	нарастающая	на выносливость	на растяжение	на статическую прочность
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Направление													
0–130 Бурение КНБК №1	Долото	393,7	–	9,2	е	ЗП – 162 –92	0,53	–	0,380	0,380	–	–	–
	УБТ	203,0	100,0				8,3	0,2860	2,374	2,754	–	–	–
	Калибратор	203,0	80,0				0,6	–	0,187	2,941	–	–	–
	УБТ	203,0	100,0				8,3	0,2410	2,000	4,941	–	–	–
	БТ	127,0	108,6				112,27	0,0312	3,505	8,446	1,6	>10	7,7
Кондуктор													
130–1130 Бурение КНБК №2	Долото	295,3	–	9,2	е	ЗП – 162 –92	0,4	–	0,200	0,200	–	–	–
	Калибратор	240,0	80,0				1,3	–	0,139	0,339	–	–	–
	Двигатель	240,0	–				8,69	–	2,005	2,344	–	–	–
	УБТ	178,0	90,0				48	0,1560	7,488	9,832	–	–	–
	БТ	127,0	108,6				1072	0,0312	33,46	43,29	1,21	5,52	3,09
Эксплуатационная													
2485–2505 Отбор керна КНБК №3	Долото	215,9	–	9,2	е	ЗП – 162 –92	0,3	–	0,066	0,066	–	–	–
	УБТ	178,0	100,0				18	0,0500	0,900	0,966	–	–	–
	УБТ	90,0	90,0				30	0,1454	4,362	5,328	–	–	–
	БТ	127,0	108,6				2027	0,0312	63,27	68,60	2,25	3,48	2,33
1130–2520 Бурение КНБК №4	Долото	215,9	–	9,2	е	ЗП – 162 –92	0,4	–	0,060	0,060	–	–	–
	Двигатель	172,0	–				9	–	0,120	0,180	–	–	–

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Эксплуатационная													
	УБТ	178,0	90,0				24	0,1454	3,490	3,670	–	–	–
	Калибратор	212,0	70,0				0,96	–	0,170	3,840	–	–	–
	УБТ	90,0	90,0				24	0,1454	3,490	7,329	–	–	–
	Яс гидрав.	171,0	63,6				4,3	–	–	7,329	–	–	–
	БТ	127,0	108,6				2457	0,0312	76,72	84,05	2,29	2,84	1,78

2.3 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов

Основным критерием выбора типа буровых растворов является их способность обеспечивать строительство высококачественных и рентабельных скважин с минимальным негативным воздействием на окружающую природную среду и фильтрационные свойства продуктивных пластов.

Качество бурового раствора должно обеспечивать успешную проводку скважины, крепление её обсадными колоннами и эффективное вскрытие продуктивного пласта.

2.3.1 Обоснование плотности буровых растворов

Плотность буровых растворов для интервалов совместимых условий бурения рассчитывается исходя из условий сохранения устойчивости горных пород. При расчете плотности бурового раствора учтены требования раздела XVIII «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», 2017 г. (в редакции от 01.03.2017 г.) [22].

Интервал бурения 0 – 130 м – бентонитовый буровой раствор с плотностью 1287 кг/м³;

Интервал бурения 130 – 1130 м – полимерглинистый буровой раствор с плотностью 1179 кг/м³;

Интервал бурения 1130 – 2550 м – полимерглинистого буровой раствор с плотностью 1210 кг/м³;

Компонентный состав бентонитового раствора представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Компонентный состав бентонитового раствора для бурения под направление

Наименование химического реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг
Каустическая сода	Регулятор щелочности (рН)	Регулирование щелочности среды	1,3
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	320
Барит	Утяжелитель	Придание раствору заданной плотности	3500
Кальцинированная сода	Понизитель жесткости	Придает воде определенную жесткость	0,7

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Технологические свойства бентонитового раствора для бурения под направление

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,287
Условная вязкость, с	40
Содержание песка, %	< 2

Таблица 16 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора для бурения под кондуктор

Наименование химического реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг
Плотность, г/см ³			1,15
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование щелочности среды	0,5
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	40

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4
Барит	Утяжелители	Регулирование плотности	130
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,5
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	5
Ингибитор	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1
Кальцинированная сода	Понизитель жесткости	Придает воде определенную жесткость	0,7

Данные растворы после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 17.

Таблица 17 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора для бурения интервала под кондуктор

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,179
Условная вязкость, с	35
Пластическая вязкость, сПз	18
ДНС, дПа	80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	20 – 60
Водоотдача, см ³ /30 мин	10
рН	9
Содержание песка, %	< 1,5

Компонентный состав полимер-глинистого раствора для бурения интервала 1130 – 2520 м под эксплуатационную колонну, до первичного вскрытия продуктивного пласта представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну

Наименование химического реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг
1	2	3	4
Плотность, г/см ³			1,2
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование щелочности среды	0,4

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4
Глиноporошок	Структурoобразователъ	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	35
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,5
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	5
Ингибитор	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1
Кальцинированная сода	Понизитель жесткости	Придает воде определенную жесткость	0,7

Данные растворы после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 19.

Таблица 19 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,21
Условная вязкость, с	30
Пластическая вязкость, сПз	16
ДНС, дПа	70
СНС 10 сек/10 мин, дПа	20 – 60
Водоотдача, см ³ /30 мин	10
рН	9
Содержание песка, %	< 1,5

Обоснование плотности производится с учетом возможных осложнений по разрезу скважины и условий предупреждения проявления пластов указана в таблице 20.

Таблица 20 – Величина удельного веса для интервалов

Показатель	Интервал бурения		
	под направление	под кондуктор	под эксплуатационную колонну
Удельный вес, кг/м ³	1287	1179	1245

Расчёт потребного количества бурового раствора и реагентов представлен в приложении В.

2.3.2 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе (Бурсофтпроект) [33].

Результаты расчета представлены в таблицах 21; 22; 23.

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины

2.4.1 Расчет обсадных колонн

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

В таблице 24 показаны исходные данные к расчету эксплуатационной колонны.

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

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

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

На рисунках 5,6 построена эпюра наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление».

На рисунках 4, 5 построена эпюра наружных избыточных давлений двух самых опасных случаях в координатах «глубина, наружное избыточное давление».

Таблица 21 – 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	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, л с/дм ²
от (верх)	до (низ)					количество	диаметр		
Под направление									
0	130	Бурение	0,45	0,058	Периферийная	3	19	82,50	2,64
Под кондуктор									
130	1130	Бурение	0,66	0,079	Периферийная	3	16	91,50	4,21
Под эксплуатационную колонну									
1130	2520	Бурение	0,96	0,108	Периферийная	7	9,5	80,0	4,35
Отбор керна									
2485	2505	Отбор керна	0,75	0,084	Периферийная	5	11	80,90	3,45

Таблица 22 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в минуту	производительность, л/с	
0	130	Бурение	УНБТ-1180	2	95	170	261	100	107	35,09	70,19
130	1130	Бурение	УНБТ-1180	2	95	180	231,8	100	75	27,6	55,2
1130	2520	Бурение	УНБТ-1180	1	95	170	261,2	100	121	39,69	39,69
2485	2505	Отбор керна	УНБТ-1180	1	95	170	247	75	125	35,75	30,75

Таблица 23 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	130	Бурение	17,1	52,2	0	12,1	0,2	10
130	1130	Бурение	135,1	59,5	60,7	59,2	5,1	10
1130	2520	Бурение	194,3	45,8	60	70,8	23,6	10
2485	2505	Отбор керна	152	49,9	0	50,7	40,4	10

Таблица 24 – Исходные данные к расчету эксплуатационной колонны

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$, кг/м ³	1100
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$, кг/м ³	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$, кг/м ³	1800
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	0,701	Глубина скважины, м	2520
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	630	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	790
Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$, м	10	Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$, м	1680

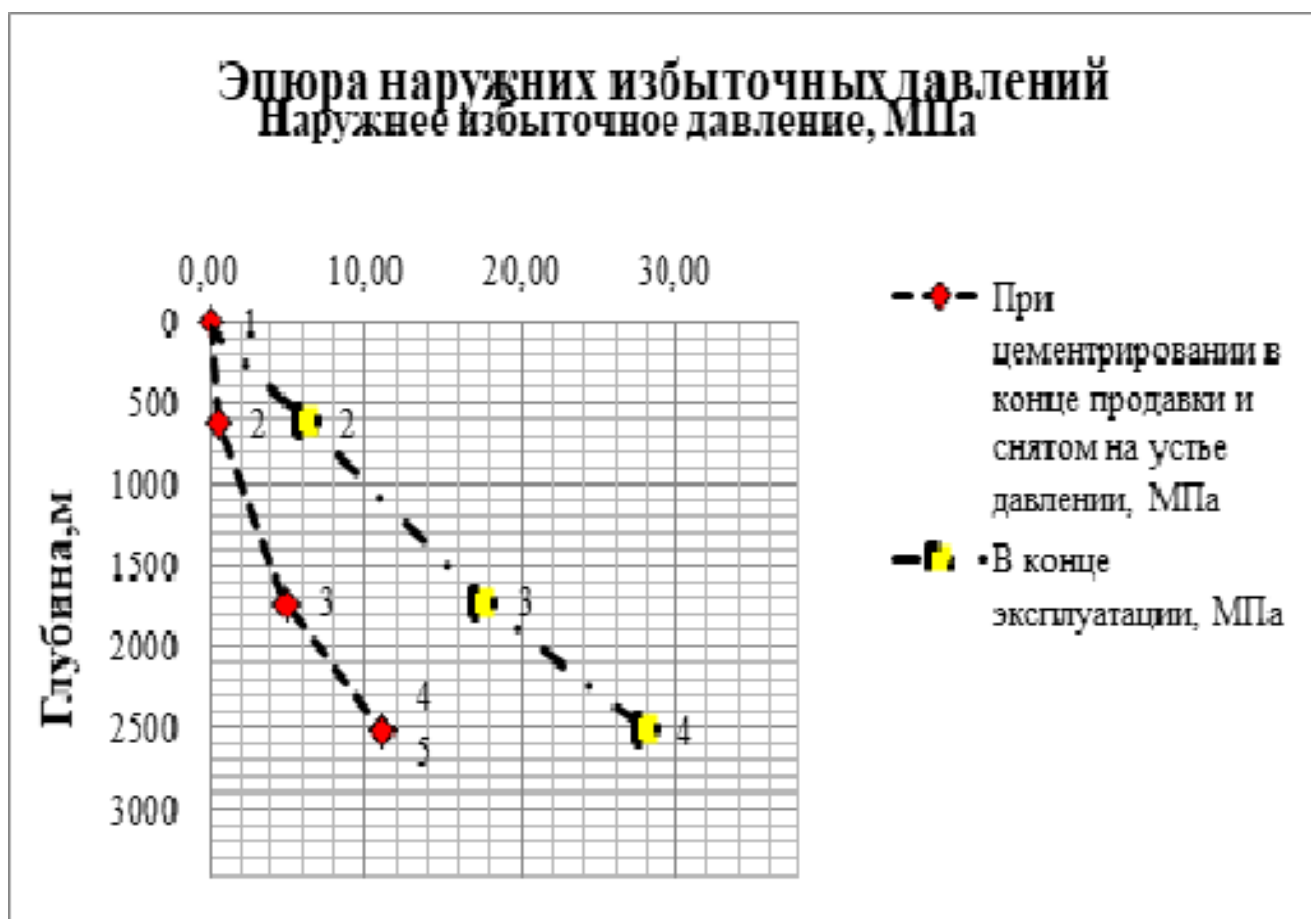


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

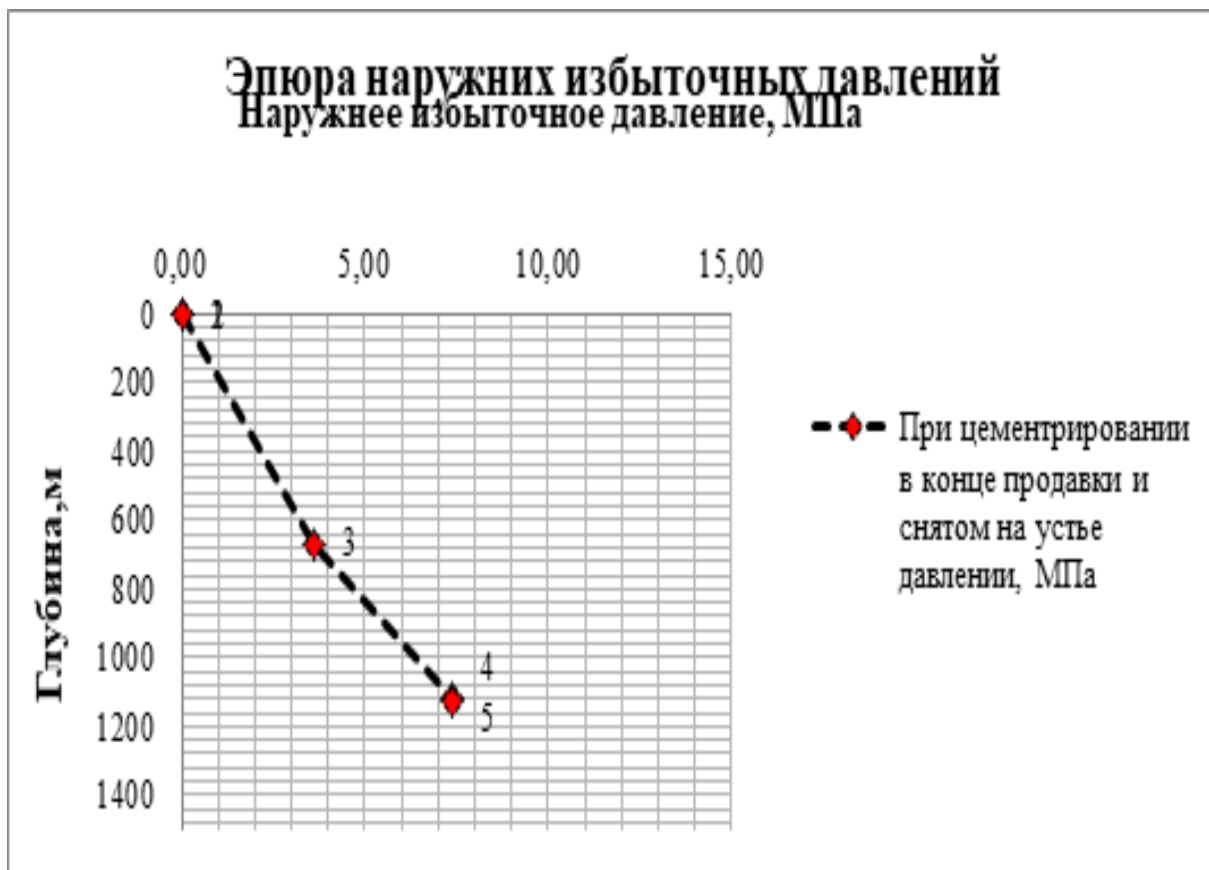


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

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

По данным проектирования строим эпюру внутренних избыточных давлений рисунок 2, 3.

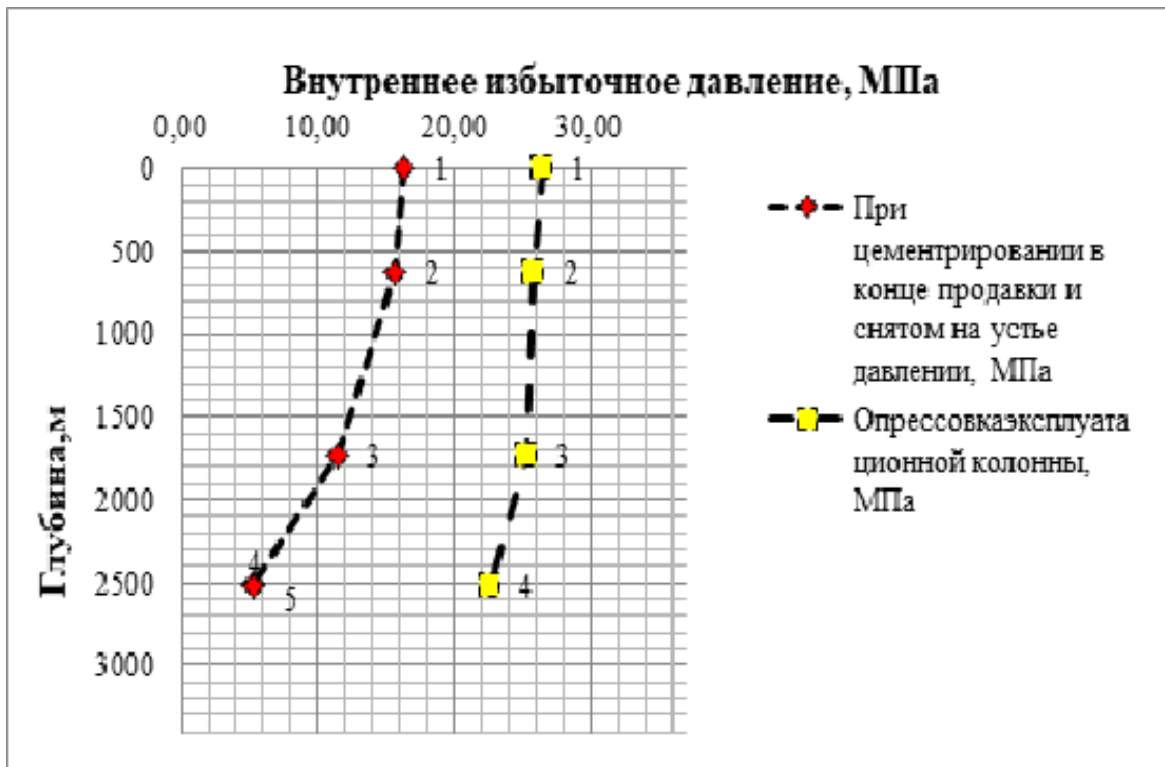


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений для ЭК

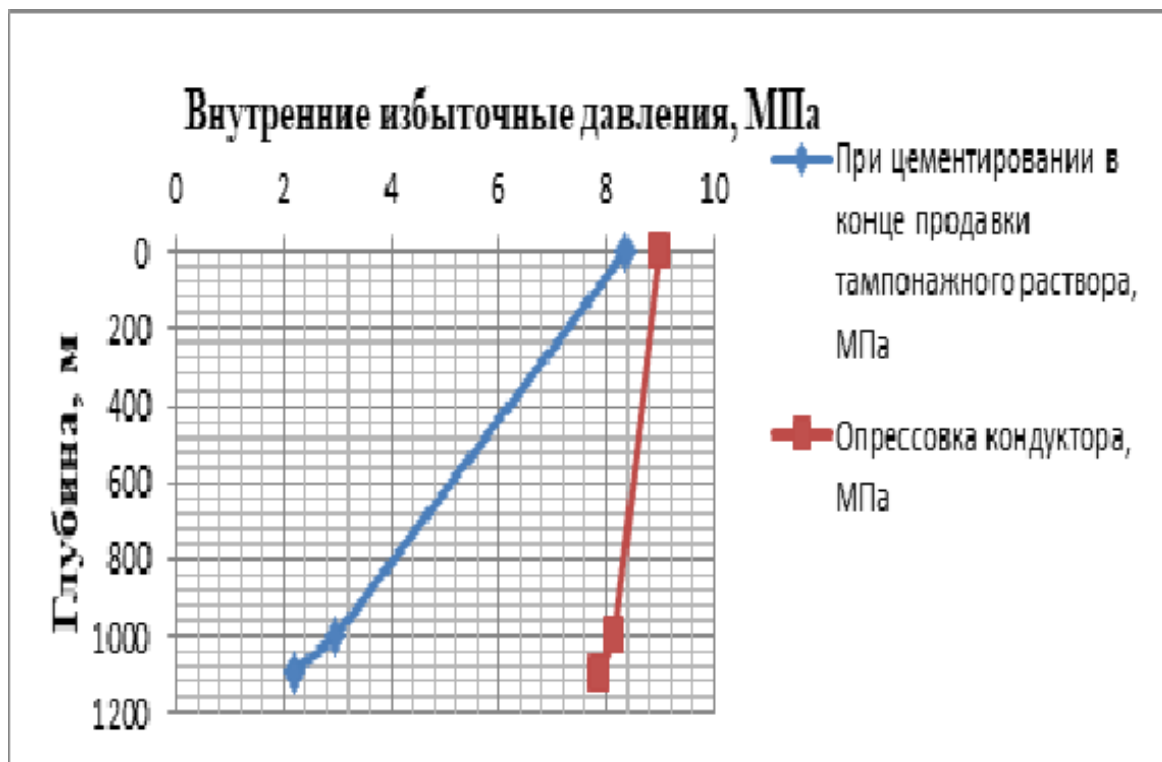


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений для кондуктора.

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Таблица 25 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	130	68,52	8915,4	8915,4	0-130
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	1130	48,13	54387	54387	0-1130
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	8,5	745	36,11	26901,91	90981,91	2520-1780
2	ОТТМ	Д	7,7	1780	36	64080		1780-0

2.4.1.4 Технологическая оснастка обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадной колонны указана в таблице 26

Таблица 26 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, условный диаметр	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество	
		От, по стволу	До, по стволу	элементов на интервале, шт	Суммарное, шт
Направление, 324	БКМ-324	0	130	1	1
	ЦЖ	–	–	4	4
Кондуктор, 245	БКМ-245	0	1130	1	1
	ЦКОД-245	–	1120	1	1
	ЦЖ	0	130	4	29
		130	1130	25	
ПРП-Ц-В 245	–	1120	1	1	
Эксплуатационная, 146	БКМ-146	–	2520	1	1
	ЦКОД-146	2510	2510	1	1
	ЦТГ 146/216	0	1130	23	59
		1130	2490	35	
	ПРП-Ц-В 146	2490	2520	3	–
		2490	2520	3	–

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Расчеты, приведенные в данном разделе выполнены на основании источника [10].

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (1)$$

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

$P_{гдкп}$ – гидростатические потери давления в кольцевом пространстве, Мпа;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забой скважины;

Поскольку $35,59 \leq 46,95$ условие выполняется, выбираем цементирование в одну ступень.

2.4.2.2 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 27.

Таблица 27 – 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	8,9	1,9	1100	1,9	МБП-СМ	140
		7	1100	6,5	МБП-МВ	97,5
Продавочная жидкость	67,08	1000	–	Тех. вода	–	
Облегченный тампонажный раствор	35,7	1400	26,01	ПЦТ-III-(4-6)-50	31,8	
				НТФ	14,63	

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4	5	6
Нормальной плотности тампонажный раствор	23,3	1800	13,59	ПЦТ - П - 100	31,17
				НТФ	9,55

2.4.2.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

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

$$m_2 = G_{\text{сух}}/G_6 \quad (2)$$

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

G_6 – вместимость бункера смесителя для УС 6 – 30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого».

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

Облегченный тампонажный раствор:

$$m_2 = 3,18 \text{ принимаем } 3 \text{ УС } 6 - 30.$$

Тампонажный раствор нормальной плотности:

$$m_2 = 2,39 \text{ принимаем } 3 \text{ УС } 6 - 30.$$

На рисунке 6 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением гидроворонки.

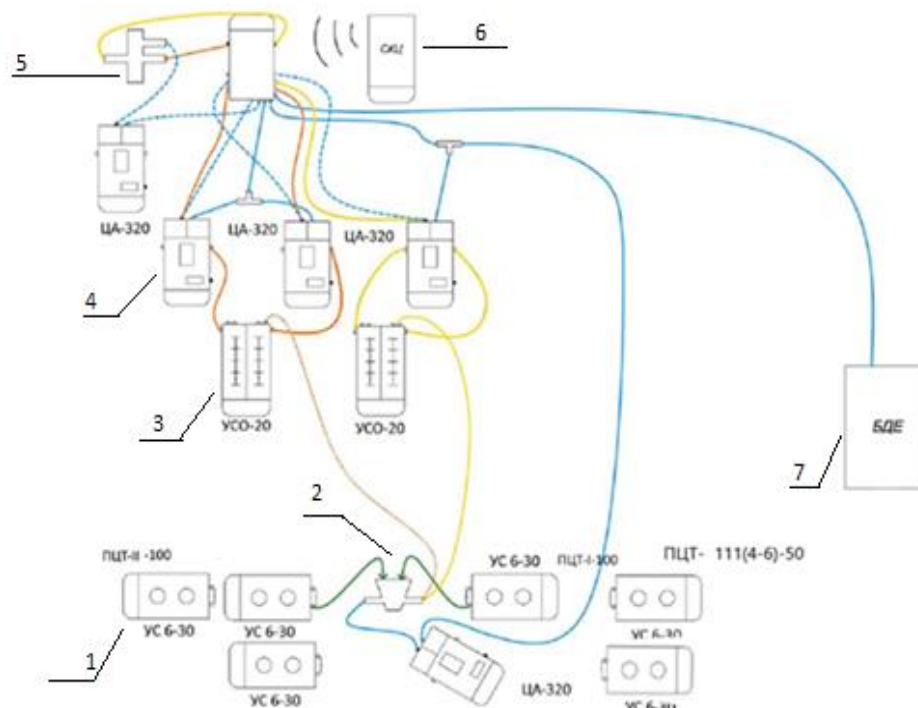


Рисунок 6 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

- 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – гидроворонка;
 3 – осреднительная емкость; 4 – цементировочный агрегат ЦА-320;
 5 – устье скважины; 6 – станция КСКЦ 01;
 7 – блок дополнительных емкостей

2.4.2.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для герметизации устья скважины используется фонтанная арматура типа АФ1-80/65х35.

Вид перфорации указан в таблице 28.

Таблица 28 – Результаты проектирования перфорации скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отверстий/1 м	Количество спусков перфоратора
10	Кабель	Кумулятивная	ПКО 102 – АТ	20	2

При проведении испытаний в открытом стволе (в процессе бурения) обычно используют пластоиспытатели спускаемые на трубах (ИПТ). При испытании скважины в обсаженном стволе чаще всего используют пластоиспытатели спускаемые на кабеле, либо проводят испытания после вызова притока путем спуска геофизического прибора через лубрикаторную задвижку. Пластоиспытатель выбирается в зависимости от диаметра скважины (внутреннего диаметра колонны), и способа спуска в скважину.

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИ – 95/146.

2.5 Выбор буровой установки

В таблице 29 представлены результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Таблица 29 – Результаты проектирования буровой установки

Уралмаш 3 Д			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	80,7	$[G_{кр}] * 0,6 \geq Q_{бк}$	$120 > 80,7$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	90,9	$[G_{кр}] * 0,9 \geq Q_{об}$	$180 > 90$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	104,9	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$200 / 118,8 = 1,9 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

3. Обзор современных производителей винтовых забойных двигателей с регулируемым углом

Винтовой забойный двигатель представляет собой роторный гидравлический силовой агрегат и применяется для бурения скважин различной глубины и направленности. Первые разработки были представлены в 60-х годах прошлого века. Однако в эксплуатацию винтовые забойные двигатели вошли ближе к концу тысячелетия. В начале такие двигатели рассматривались в качестве дополнения к турбобурам на особо сложных участках работ, однако постепенно, с развитием технологий и материалов, винтовые забойные двигатели заняли лидирующие позиции — их стали применять нефтегазовые и сервисные компании по всему миру.

Новая буровая эпоха, наступившая с началом разработки месторождений, характеризующихся сложными горно-геологическими условиями, и ростом доли наклонно-направленного и горизонтального бурения, вывела оборудование ВЗД на новый уровень актуальности. Сегодня в мировой практике бурения винтовым забойным двигателям, по сути, нет альтернатив (даже на уровне проектных разработок). Такие уникальные позиции ВЗД получили за счет сочетания конструктивных, технологических и экономических преимуществ. Силовые агрегаты данного типа состоят из нескольких узловых элементов: двигательной секции (рабочей пары), шпиндельного узла и регулятора угла перекоса.

3.1 Некоторые представители производителей ВЗД

ООО Уралнефтебур

Модельный ряд компании производителя: 76; 98; 106; 120; 127; 178; 195; 240 мм [25].

Особенности проектирования:

Данные двигателя оснащены разработкой противоаварийными узлами исключающими оставление деталей двигателя на забое в случае аварий или обрыва.

Шпиндельные секции двигателей оснащена надежным твердосплавным радиальной опорой и осевыми подшипниками повышенной грузоподъемности. Максимальное приближение к долоту нижней опоры и минимальная длина нижнего плеча, расстояние от вала шпинделя до точки искривления, улучшают управление двигателем при горизонтальном и направленном бурении. Так же двигателя могут комплектоваться необходимым перечнем запасных частей, а так же фильтрами-шламоуловителями, центраторами, калибраторами, переливными и обратными клапанами.

ООО «ИнБурТех»

Модельный ряд компании производителя: 76; 98; 106; 120; 127; 178; 195; 240 мм [26].

Особенности разработки ВЗД: двигатели оснащены твердосплавными втулками и опорами, которые характеризуются повышенной надежностью и ресурсом, шарнирным устройством, а также подшипниками с повышенным ресурсом из особой стали, способной выдержать высокую нагрузку, рабочими парами с высокими крутящим моментом и механической скоростью.

Компания «Сокол»

Модельный ряд винтовых забойных двигателей с регулятором угла: от 43 до 240 мм для различных видов бурения [27].

Особенности производимых винтовых забойных двигателей данной компании: Статоры изготавливаются с нитрил – бутадиеновой резиновой обкладкой (NBR) для стандартных условий бурения и твердой резиновой обкладкой (HR) для бурения, требующего высокого крутящего момента. Для еще большей производительности компания «Сокол» может также

предложить профилированные статоры с резиновой обкладкой равномерной толщины.

В конструкции двигателя используется проточная шпиндельная секция, в которой применяются радиальные опоры с высоконадежными осевыми подшипниками скольжения или качения, что позволяет увеличить осевую нагрузку на долото. Кроме этого забойный двигатель может комплектоваться наддолотным стабилизатором и регулятором угла от 0° до 3° или с фиксированным углом перекоса.

ВНИИБТ-Буровой инструмент

Модельный ряд компании производителя от 43 до 240 мм для различных видов бурения [28].

Особенности разработки ВЗД: Новые усиленные присоединительные резьбы имеют увеличенный момент свинчивания, что способствует к снижению вероятности поломки или отворота резьбового соединения при эксплуатации.

В конструкции двигателя применяется запатентованный осевой подшипник, обеспечивающий грузоподъемность на 30 % выше, чем у серийных аналогов. Это даёт возможность произвести повышение осевой нагрузки на долото, что гарантирует более производительную работу всего комплекса.

Производство ВЗД для работы на соленых растворах, для работы при температуре до +130 °С. Также освоена технология по производству секций с упрочненными твердосплавным покрытием.

Универсальность конструкций винтового забойного двигателя позволяет подбирать секции рабочих органов, шпинделя и соединительный узел с учётом условий бурения, что повышает надёжность и долговечность эксплуатации оборудования, а также способствует снижению номенклатуры запасных частей на складе потребителя.

Вывод:

ООО «Премьернефтепромашремонт» ВЗД диаметром 172 мм является наиболее оптимальным так как имеет большой диапазон применяемых долот к двигателю, наиболее большая мощность и высокий момент на выходном валу. Так же имеет большую нагрузку на долото. Данные указаны в таблице 30.

Таблица 30 – Таблица сравнения ВЗД представленных компаний для диаметра 172 и диаметра 178

Компании	Наружный диаметр корпуса, мм	Наружный диаметр статора, мм	Наружный диаметр ВЗД по муфте регулятора, мм	Длина двигателя L, мм	Длина статора Lст, мм	Диаметр применяемых долот, мм	Угол искривления между секциями, градус	Расход рабочей жидкости, л/с	перепад давления в режиме макс. мощности, атм.	Мощность максимальная, кВт	Нагрузка на долото, кгс	Момент силы на выходном валу в режиме максимальной мощности кН*м
ООО Уралнефтебур	178	178	185	8290	5400	212,7–250,8	0–2	19–38	70–120	60–200	25	10–15
ЗАО «НГТ»	178	178	185	8511	5210	212,7–250,8	0–2	25–40	80–120	164	25	13,4
ООО «ИнБурТех»	178	178	185	7706–8155	5850	214,3–244,5	0–2	25–40	4,8–5,5	55–95	25	13,3
АО «Пермьнефтемашремонт»	172	172	182,5	8630	5400	2012,7–269,9	0–2	25–35	137	173–242	30	13–16
ООО «ВНИИБТ»	172	172	–	8670	5100	214,3–244,5	0–3 0–2	19–38	–	63–211	30	10–15
ООО «Уралбурмаштрейд»	178	178	–	–	5100	214,3–244,5	0–2,30	25–30	80–120	80–150	20	10–13
ООО «Радиуссервис»	172	172	–	8540	–	212,7–250,8	0–2	19–38	72	69–175	25	15

4. Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Структура и организационные формы работы ООО «Байкитская нефтегазоразведочная экспедиция» представлены на рисунке 7.

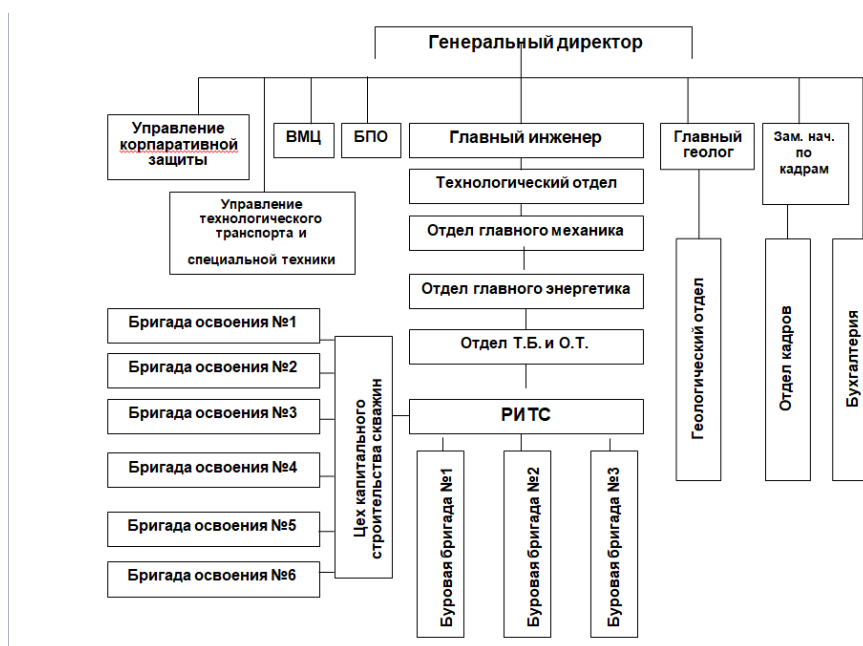


Рисунок 7 – Структура и организационные формы работы

ООО «Байкитская нефтегазоразведочная экспедиция» (ООО «БНГРЭ») осуществляет поиск и разведку ресурсов углеводородов на территории Красноярского края – одного из самых динамично развивающихся центров нефтегазовой промышленности России. К основным видам деятельности экспедиции относятся поисково – разведочное и эксплуатационное бурение, капитальный ремонт, испытание и освоение скважин.

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.

Таблица 32 – Исходные данные

Наименование скважины	
Проектная глубина, м	2520
Способ бурения	
под направление	роторный
под кондуктор и эксплуатационную колонну	с применением ВЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины	
направление	d 323,9 мм на глубину 130 м
кондуктор	d 244,5 мм на глубину 1130 м
эксплуатационная	d 146 мм на глубину 2520 м
Буровая установка	Уралмаш 3Д-86
Оснастка талево й системы	5'6
Насосы:	
тип, количество, шт.	УНБТ-1180–2 шт
производительность, л/с	
в интервале 0 – 130 м	70,19
в интервале 130 – 1130 м	55,2
в интервале 1130 – 2520 м	39,69
Утяжеленны ебурильные трубы (УБТ)	d 178 мм 19 м
Забойный двигатель:	
в интервале 130 – 1130 м	ВЗД ДГР-240.7/8.55
в интервале 1130 – 2520 м	ВЗД 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 также действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото представлены в таблице 33.

Таблица 33 – 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	до			
1	0	130	130	0,027	460
2	130	1130	1000	0,028	810
3	1130	2520	1390	0,038	210

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [29].

Нормативное время на механическое бурение 3,50 ч.

Аналогично производим расчет для остальных интервалов, результаты представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
130	0,027	3,50
1000	0,028	28
1390	52,82	52,82
Итого		84,32

Далее производится расчет нормативного количества долот n с учетом интервала набора кривизны 0,28.

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 35.

Таблица 35 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале H , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале Π , м	нормативное количество долот, шт (n)
130	460	0,2 8
1000	810	1,2 3
1390	1400	0,9 9
Итого на скважину		2,5

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 $T_{СПО}$, составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Таблица 36 – Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	Интервал бурения, м	Размер 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
1	0 – 130	393,7	460	11	24	0–130	0,0119	1,54
2	1130 – 1130	295,3	810	12	32	130–200	0,120	0,84
						200–300	0,131	1,31
						300–400	0,144	1,44
						400–500	0,144	1,44
						500–600	0,144	1,44
						600–700	0,153	1,53
						700–800	0,153	1,59
						800–900	0,159	1,59
						900–1000	0,159	1,59
						1000–1130	0,159	1,59
Итого								11,18
3	1130 – 2520	215,9	210	12	32	1130–1200	0,0157	1,57
						1200–1300	0,0158	1,58
						1300–1400	0,0175	1,75

Продолжение таблицы 36

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
						1400–1500	0,0186	1,86	
						1500–1600	0,0188	1,88	
						1600–1700	0,0191	1,91	
						1700–1800	0,0197	1,97	
						1800–1900	0,0208	2,08	
						1900–2000	0,0228	2,28	
						2000–2100	0,0231	2,31	
						2100–2200	0,0238	2,38	
						2300–2400	0,0244	2,44	
						2400–2500	0,0247	2,47	
						2500–2520	0,0157	1,57	
Итого									26,54

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;

- кондуктор – 29 мин;
- эксплуатационная колонна – 69 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 – 8 ч, кондуктора – 48 ч, эксплуатационной колонны – 48 ч.

4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуриванию 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 обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины;
- 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;
- 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;

Отворачивание долота – 7 минут. Спуск бурильных свечей:

- а) определяется глубина спуска бурильного инструмента $L_c = 120$ минут;
- б) длина неизменной части бурильного инструмента $L_c = 120$ минут;
- в) определяется, длина бурильных труб $L_T = 103$ м.

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», [30]. 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

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 266,2 часов или 11,09 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением 17,56 ч.

Общее время проводки скважины составляет 12,86 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 авто транспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала приведенного в таблице 36.

Таблица 36– Количество работников вахт и обслуживающего персонала.

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

Продолжение таблицы 36

1	2
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 37.

Условные обозначения к таблице 37:

- Вышко-монтажная бригада (первичный монтаж);
- Буровая бригада (бурение);
- Бригада испытания;

Таблица 37 - Линейно-календарный график работ

		Линейно-календарный график работ																	
бригады, участвующие в строительстве скважины	затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы																	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12						
Вышко-монтажные работы																			
Буровые работы																			
Освоение																			

4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины представлено в таблице 38.

Таблица 38 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	Нормативная, ч	Проектная	
		ч	сут
Бурение			
Направление	1,5	1,6	0,09
Кондуктор	35,96	39,19	1,68
Эксплуатационная колонна	87,53	95,4	5,46
Крепление			
Направление	3,56	3,92	0,16
Кондуктор	16,0	18,6	0,77
Эксплуатационная колонна	32,4	30,5	1,27
Итого	176,97	189,27	9,43

4.3.2 Расчет технико – экономических показателей

Расчет технико – экономических показателей представлен в таблице 39.

Таблица 39 – Нормативные технико – экономические показатели бурения скважины.

Глубина скважины, м	2520
Продолжительность бурения, сут	9,64
Механическая скорость м/ч	32,3
Рейсовая скорость м/ч	21,17
Коммерческая скорость, м/сут – сут	10382
Проходка на долото, м.	1150
Стоимость одного метра бурения, руб	58234

Затраты на строительство скважины определяется составлением сметно – финансовых затрат представленных в приложении В.

5. Социальная ответственность

5.1 Организация обеспечения безопасных условий и охраны труда

Обязанности по обеспечению безопасных условий и охраны труда в организации возлагаются в соответствии с Трудовым кодексом Российской Федерации на работодателя.

Работодатель обязан обеспечить:

- безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве сырья и материалов;
- применение средств индивидуальной и коллективной защиты работников;
- соответствующие требованиям охраны труда условия труда на каждом рабочем месте;
- режим труда и отдыха работников в соответствии с законодательством Российской Федерации и законодательством субъектов Российской Федерации;
- приобретение за счет собственных средств и выдачу спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты (СИЗ), смывающих и обезвреживающих средств в соответствии с установленными нормами работникам, занятым на работах с вредными или опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением;
- обучение безопасным методам и приемам выполнения работ, инструктаж по охране труда, стажировку на рабочих местах работников и проверку их знаний требований охраны труда, недопущение к работе лиц, не прошедших в установленном порядке указанное обучение, инструктаж, стажировку и проверку знаний требований охраны труда;

- организацию контроля за состоянием условий труда на рабочих местах, а также за правильностью применения работниками средств индивидуальной и коллективной защиты;
- проведение специальной оценки рабочих мест по условиям труда;
- проведение за счет собственных средств обязательных предварительных (при поступлении на работу) и периодических (в течение трудовой деятельности) медицинских осмотров (обследований) работников, внеочередных медицинских осмотров (обследований) работников по их просьбам в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ними места работы (должности) и среднего заработка на время прохождения указанных медицинских осмотров;
- недопущение работников к выполнению ими трудовых обязанностей без прохождения обязательных медицинских осмотров, а также в случае медицинских противопоказаний;
- информирование работников об условиях и охране труда на рабочих местах, о существующем риске повреждения здоровья и полагающихся им компенсациях и средствах индивидуальной защиты;
- предоставление органам государственного управления охраной труда, органам государственного надзора и контроля за соблюдением требований охраны труда информации и документов, необходимых для осуществления ими своих полномочий;
- принятие мер по предотвращению аварийных ситуаций, сохранению жизни и здоровья работников при возникновении таких ситуаций, в том числе по оказанию пострадавшим первой помощи;
- расследование в установленном Правительством Российской Федерации порядке несчастных случаев на производстве и профзаболеваний;
- санитарно – бытовое и лечебно-профилактическое обслуживание работников в соответствии с требованиями охраны труда;

- беспрепятственный допуск должностных лиц органов государственного управления охраной труда, органов государственного надзора и контроля за соблюдением требований охраны труда, органов Фонда социального страхования Российской Федерации, а также представителей органов общественного контроля в целях проведения проверок условий и охраны труда в организации и расследования несчастных случаев на производстве и профзаболеваний;

- выполнение предписаний должностных лиц органов государственного надзора и контроля за соблюдением требований охраны труда;

- обязательное социальное страхование работников от несчастных случаев на производстве и профзаболеваний;

- ознакомление работников с требованиями охраны труда.

Работник обязан:

- соблюдать требования охраны труда;
- правильно применять средства индивидуальной и коллективной защиты;

- проходить обучение безопасным методам и приемам выполнения работ, инструктаж по охране труда, стажировку на рабочем месте и проверку знаний требований охраны труда;

- немедленно извещать своего непосредственного или вышестоящего руководителя о любой ситуации, угрожающей жизни и здоровью людей, о каждом несчастном случае, происшедшем на производстве, или об ухудшении состояния своего здоровья, в том числе и о появлении признаков острого профзаболевания (отравления);

- проходить обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические (в течение трудовой деятельности) медицинские осмотры (обследования).

Для создания безопасных условий труда при строительстве скважин, буровая установка оснащается механизмами, приспособлениями и устройствами в соответствии с «Нормативами санитарно-бытового оснащения бригад, занятых бурением и ремонтом скважин», ПБвНиГП 2015 г. [22].

Буровая установка должна быть укомплектована согласно п. 141 ПБвНиГП 2015 г. [22].

ограничителем высоты подъема талевого блока;

ограничителем допускаемой нагрузки на крюке;

Блокирующими устройствами по отключению привода буровых насосов при превышении давления в нагнетательном трубопроводе на 10 % выше максимального рабочего давления насосов для соответствующей цилиндрической втулки.

станцией контроля параметров бурения.

Приемным мостом с горизонтальным участком длиной не менее 14 м, шириной не менее 2 м и стеллажами. При укладке труб должны использоваться специальные прокладки и боковые упоры. Высота укладки труб не более 2 – х метров, но не выше ширины стеллажа. Стеллажи должны иметь не менее двух проходов на приемный мост на каждую сторону. При высоте стеллажа ниже приемного моста подача труб на последний, должна быть механизирована.

Оборудованием для приготовления, обработки, утяжеления, очистки, дегазации и перемешивания раствора, сбора шлама и отработанной жидкости.

Устройством для осушки воздуха, подаваемого в пневмосистему управления буровой установки.

Успокоителем ходового конца талевого каната.

Системами обогрева рабочих мест.

Блокирующими устройствами по предупреждению включения ротора при снятых ограждениях и поднятых клиньях ротора.

Приспособлением (поясом) для А – образных мачт и вышек с открытой передней гранью, предотвращающих падение устанавливаемых (установленных) за палец свечей.

Системой запасных и приемных емкостей, оборудованных уровнемерами и автоматической сигнализацией для контроля уровня жидкости в них.

Градуированной мерной емкостью для контролируемого долива скважины, оснащенной уровнемером для контроля заполнения скважины.

5.2. Анализ опасных и вредных производственных факторов

Насосный блок, блок емкостей входит в состав буровой установки. В насосном блоке, установлены 2 буровых насоса УНБТ-1180. В данной области производят работы помощник бурильщика ЭиРБ 5 разряда, слесарь по обслуживанию бурового оборудования 6 разряда. Помощник бурильщика ЭиРБ 5 разряда следит за приборами на пульте управления данных насосов, производит ремонт и ревизию, а так же пуск и остановку насоса по сигналу бурильщика.

Согласно ГОСТ 12.0.003-74 системы стандартов безопасности труда (ССБТ), [12]. Опасные и вредные производственные факторы при работе насоса возможны следующие физические, химические и психофизиологические опасные и вредные производственные факторы:

- повышенная загазованность рабочей зоны;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенный уровень шума;
- повышенный уровень вибрации;
- физические перегрузки;

– биологические (клещи, гнус и т. п.).

Согласно СНиП 2.09.04–87 [11] по санитарной характеристике технологический процесс относится к группе II Д – работа на открытом воздухе во все времена года и при неблагоприятных метеорологических условиях; производственные процессы осуществляются при контакте работающих с водой, глинистым и цементным раствором, сырой нефтью, водой, химическими реагентами.

В зависимости от группы технологического процесса по санитарной характеристике, климатического региона (пояса) для персонала предусматриваем санитарно – бытовые помещения и выдачу приготовителю бурового раствора следующих средств индивидуальной защиты (СИЗ) в соответствии с типовыми нормами, утвержденными постановлением Минздравсоцразвития России от 7 апреля 2004 г. № 43:

– костюм хлопчатобумажный для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий с маслостойкой пропиткой или костюм для защиты от нефти и нефтепродуктов из смешанных тканей или из огнестойких тканей на основе смеси мета и пирамидных волокон
– 2 шт на 2 года;

– фартук из полимерных материалов с нагрудником – 1;

– ботинки кожаные с жестким подноском или сапоги кожаные с жестким подноском – 1 пара;

– сапоги резиновые с жестким подноском – 1 пара;

– перчатки для защиты от растворов кислот и щелочей – 12 пар;

– каска защитная – 1 шт на 2 года;

– подшлемник под каску;

– очки защитные – до износа;

– респиратор – до износа.

На наружных работах зимой дополнительно подготовителю бурового раствора выдаются:

- костюм хлопчатобумажный для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий с маслостойкой пропиткой на утепляющей прокладке или костюм для защиты от нефти и нефтепродуктов из смешанных тканей на утепляющей прокладке или из огнестойких тканей на основе пирамидных волокон на утепляющей прокладке;
- сапоги кожаные утепленные с жестким подноском;
- рукавицы меховые;
- перчатки шерстяные;
- перчатки с полимерным покрытием, нефтеморозостойкие;
- валенки с резиновым низом.

При выполнении работ на территории природных очагов клещевого энцефалита, персонал обеспечивается костюмами для защиты от гнуса и клещей, состоящий из комплекта трикотажного защитного технического назначения (ТУ 17-53-10-435–82) – нательная и верхняя сетчатые рубашки и наголовная накидка) и костюма мужского летнего, защитного от насекомых (ТУ-17-06-76-94-81), брюки и куртка. Можно использовать защитную одежду, изготовленную из хлопчатобумажной ткани «Нефтяник» (ТУ 17-62-55-73).

5.3. Санитарно-гигиенические требования к организации работ

Одна из главных особенностей условий труда персонала – это работа, в основном, на открытом воздухе, а также работа, связанная с перемещениями на территории объекта и между объектами. При низкой (сверхдопустимых норм) температуре окружающей среды тепловой баланс нарушается, что вызывает переохлаждение организма, ведущее к заболеванию. В случае низкой температуры воздушной среды уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организм, что сковывает движения.

В целях нормализации теплового состояния при выполнении работ в холодный период года температура воздуха в местах обогрева поддерживается на уровне 21 – 25 °С. Помещение оборудовано устройствами для обогрева кистей и стоп, температура которых в диапазоне 35 – 40 °С.

В целях более быстрой нормализации теплового состояния и меньшей скорости охлаждения организма в последующий период пребывания на холоде, в помещении для обогрева следует снимать верхнюю утепленную одежду.

Во избежание переохлаждения работникам не следует во время перерывов в работе находиться на холоде (на открытой территории) в течение более 10 минут при температуре воздуха до минус 10 °С и не более 5 минут при температуре воздуха ниже минус 10 °С.

Перерывы на обогрев могут сочетаться с перерывами на восстановление функционального состояния работника после выполнения физической работы. В обеденный перерыв работник обеспечивается горячим питанием. Начинать работу на холоде следует не ранее, чем через 10 минут после приема горячей пищи, чая и др.

При температуре воздуха ниже минус 30 °С не рекомендуется планировать выполнение физической работы категории выше Па. При температуре воздуха ниже минус 40 °С следует предусматривать защиту лица и верхних дыхательных путей.

В обеденный перерыв работники обеспечиваются «горячим» питанием.

Пояс светового климата, где выполняются работы, относится к I.

По задачам зрительной работы производственные помещения согласно принятой строительными нормами и правилами классификации к следующим группам:

I группа – производственные помещения и открытые площадки, на которых расположены основные рабочие места;

II группа – производственные помещения и открытые площадки, где ведется только надзор за работой технологического оборудования;

IV группа – маршевые лестницы, коридоры, проходы, переходы и т. п.

Общее и комбинированное освещение выполняем согласно СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение» [18].

На буровой фактические уровни освещенности отмечают в Журнале проверки техники безопасности. Перед началом работ в каждой смене в Журнале проверки состояния техники безопасности производят запись о санитарно-техническом состоянии светильников.

Светильники аварийного освещения отличаются от светильников рабочего освещения знаками или окраской. В помещениях главного, центрального и блочного щитов управления электростанций и подстанций, а также на диспетчерских пунктах светильники аварийного освещения обеспечивают на фасадах панелей основного щита освещенность не менее 30 лк; одна, две лампы присоединены к шинам постоянного тока через предохранители или автоматы и включены круглосуточно.

Эвакуационное освещение обеспечивает в помещениях и проходах освещенность не менее 0,5 лк на уровне пола. Светильники эвакуационного освещения присоединены к сети, не зависящей от сети рабочего освещения. При отключении источника питания эвакуационного освещения оно переключается на аккумуляторную батарею или двигатель – генераторную установку.

Рабочее и аварийное освещение в нормальном режиме питается от разных независимых источников питания. При отключении источников питания аварийное освещение автоматически переключается на аккумуляторную батарею или другой независимый источник питания.

Переносные ручные светильники ремонтного освещения питаются от сети напряжением не выше 42 В, а при повышенной опасности поражения электрическим током – не выше 12 В.

На буровой вышке установлены светильники во взрывозащищенном исполнении при бурении газовых скважин и нефтяных скважин с давлением вскрываемого пласта выше гидростатического.

На щитах и сборках осветительной сети на всех выключателях (рубильниках, автоматах) предусмотрены надписи с наименованием присоединения, а на предохранителях, с указанием значения тока плавкой вставки.

У дежурного персонала имеются схемы сети освещения и запас плавких калиброванных вставок и ламп всех напряжений осветительной сети. Дежурный и оперативно-ремонтный персонал даже при наличии аварийного освещения снабжен переносными электрическими фонарями.

В соответствии с требованием СанПиН 2.2.3.1384-03 «Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ», [16], а также со статьей 221 «Трудового кодекса Российской Федерации», на работах с вредными и опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, выдаются сертифицированные средства индивидуальной защиты, в соответствии с нормами, утвержденными в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

Всем работникам выдаются бесплатно за счет генподрядчика специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (СИЗ) в соответствии с нормами, утвержденными в установленном порядке.

Гигиенические требования к средствам индивидуальной защиты должны соответствовать требованиям санитарных правил и иметь санитарно-эпидемиологическое заключение.

Выдаваемые работникам средства индивидуальной защиты должны соответствовать их полу, росту и размерам, характеру и условиям выполняемой работы.

Работники к работе в неисправной, не отремонтированной, загрязненной специальной одежде и специальной обуви, а также с неисправными СИЗ не допускаются.

Пред выдачей работникам таких СИЗ, как респираторы, противогазы, предохранительные пояса, каски и другие, проводится инструктаж работников по правилам пользования и простейшим способам проверки исправности этих средств. Обязательно проводить регулярные испытания и проверку исправности средств индивидуальной защиты, а также своевременную замену частей СИЗ с понизившимися защитными свойствами.

Для хранения выданных работникам СИЗ, на буровой оборудуют специальные помещения, гардеробные.

На буровой организуется надлежащий уход за средствами индивидуальной защиты и их хранение, своевременно осуществляется химчистка, стирка, ремонт, специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты. В гардеробных устраиваются сушилки для специальной одежды и обуви.

На буровой обеспечивается выдача смывающих средств, в соответствии с установленными нормами работникам, занятым на работах, связанных с загрязнением тела.

При умывальниках должно быть мыло и регулярно сменяемые полотенца или воздушные осушители рук.

Работающие на открытой территории в холодный период года обеспечиваются комплектом средств индивидуальной защиты (СИЗ) от холода с учетом климатического региона (пояса). При этом комплект СИЗ должен

иметь положительное санитарно – эпидемиологическое заключение с указанием величины его теплоизоляции.

Во избежание локального охлаждения, работающих следует обеспечивать рукавицами, обувью, головными уборами, применительно к конкретному климатическому региону, поясу. На рукавицы, обувь, головные уборы должны иметься положительные санитарно-эпидемиологические заключения с указанием величин их теплоизоляции.

При разработке внутрисменного режима работы, следует ориентироваться на допустимую степень охлаждения работающих, регламентируемую временем непрерывного пребывания на холоде, и временем обогрева, в целях нормализации теплового состояния организма.

Приобретение и выдача работникам средств индивидуальной защиты, не имеющих сертификата соответствия, не допускается.

5.4. Требования безопасности при эксплуатации бурового оборудования

После окончания монтажа буровой установки все оборудование опробовано без нагрузки под руководством работников служб главного механика и главного энергетика.

В процессе эксплуатации буровую вышку и оборудование осматривают механик и буровой мастер не реже одного раза в два месяца с записью результатов осмотра в журнал проверки технического состояния оборудования.

В случаях, перечисленных ниже, кроме механика и бурового мастера в осмотре принимает участие представитель вышкомонтажной конторы:

- перед спуском обсадной колонны;
- перед началом и после окончания ловильных работ и других аварийных работ, связанных с нагрузкой на вышку;

- после открытых фонтанов и выбросов;
- до начала и после окончания передвижения вышки;
- после сильного ветра со скоростью 15 м/с и выше.

По результатам проверки технического состояния вышки составляется акт и подписывается работниками, производившими осмотр.

Поврежденные детали вышки восстанавливают или заменяют до возобновления работ. Основные виды произведенных ремонтных работ записывают в технические паспорта вышки и оборудования.

Периодичность осмотров или испытаний буровых вышек определяется инструкциями заводов-изготовителей, согласованными с Ростехнадзором. Во всех случаях эксплуатации вышки свыше семи лет она ежегодно осматривается комиссией с участием главных специалистов с составлением акта о ее техническом состоянии и заключении о пригодности вышки к дальнейшей эксплуатации.

Кронблочные рамы кронблоков и под кронблочные балки вышек и мачт осматриваются с проверкой всех узлов крепления не реже одного раза в два месяца.

На законченной монтажом буровой установке бурение скважины может быть начато после приемки ее комиссией, назначенной приказом по предприятию. Предприятие обязано представить приемочной комиссии для ознакомления геолого-технический наряд, основную техническую документацию на буровое оборудование, акты об его испытаниях, документацию на электрооборудование и заземляющие устройства.

Комиссия составляет Акт о вводе в эксплуатацию буровой установки. Пусковая документация хранится на буровой установке.

Подача напряжения на буровые установки для производства буровых работ разрешается после окончания всех строительно-монтажных и электроналадочных работ. Напряжение должно быть подано в светлое время

суток. Каждая буровая установка обеспечена переносным светильником напряжением не выше 12 В и аварийным освещением от автономного источника питания.

До начала монтажа буровая установка обеспечена радио- или телефонной связью.

Буровая установка укомплектована щитом с приборами контроля за работой механизмов и выполнением технологических процессов. Приборы должны быть хорошо видны с поста бурильщика и защищены от вибрации.

Производство каких – либо работ, связанных с перемещением талевой системы, без исправного ограничителя подъема талевого блока под кронблок, противозатаскиватель, запрещается.

Шланг для нагнетания промывочной жидкости обмотан страховочным стальным мягким канатом диаметром 12 мм с петлями через каждые 1,0 – 1,5 м по всей длине шланга. Один конец шланга следует крепить к вертлюгу с охватом его неподвижной части, а другой – к ноге вышки с предварительным охватом – витком вокруг верхнего конца стояка. Запрещается применять канаты с нарушением целостности и прочности.

Во время работы механизмов запрещается:

- производить ремонт или крепление каких-либо частей;
- чистить и смазывать движущиеся части вручную или с помощью, не предназначенных для этих целей;
- снимать ограждение или отдельные части и проникать за ограждения;
- тормозить движущиеся части не предназначенными для этого приспособлениями или предметами;
- направлять, надевать, сбрасывать, натягивать или ослаблять ременные или цепные передачи.

После остановки оборудования для смазки, осмотра, регулировки и крепления деталей на отключающем устройстве необходимо вывесить

предупредительный плакат «Не включать – работают люди!». При этом должны быть приняты меры против самопроизвольного их включения, а в пневмосистеме давление необходимо снизить до атмосферного.

Для взрывопожароопасных технологических систем, оборудование и трубопроводы которых в процессе эксплуатации могут подвергаться вибрации, предусмотрены меры по ее исключению. Кроме того, предусмотрены автоматические системы противоаварийной защиты, предупреждающие образование взрывоопасной среды и другие аварийные ситуации при отклонении от предусмотренных регламентом предельно допустимых параметров во всех режимах работы и обеспечивающие безопасную остановку или перевод процесса в безопасное состояние.

При пуске в работу или остановке оборудования (аппаратов, участков трубопроводов и т. п.) разработаны меры по предотвращению образования в технологической системе взрывоопасных смесей (продувка инертным газом, контроль за эффективностью продувки и т. д.).

Пуск в эксплуатацию вновь смонтированного или модернизированного оборудования осуществляется комиссией предприятия после проверки соответствия его проекту и требованиям правил технической эксплуатации.

Пуск в эксплуатацию оборудования после капитального ремонта (без модернизации и изменения размещения) осуществляется руководством цеха с участием соответствующих специалистов.

5.5. Безопасность и защита в чрезвычайных ситуациях

При возникновении открытых нефтяных и газовых фонтанов на буровой необходимо:

- прекратить все работы в загазованной зоне и вывести из нее людей;
- остановить двигатели внутреннего сгорания;

- отключить силовые и осветительные линии электропередач, которые могут оказаться на загазованных участках;

- потушить технические и бытовые топки, находящиеся вблизи фонтанирующей скважины.

На границе территории установлены запрещающие знаки, а при необходимости и посты охраны:

- ввести для увлажнения фонтанирующей струи и на металлоконструкции, контактирующие с ней, максимально возможное количество воды, используя для этого все наличные производственные агрегаты, установленные за пределами загазованной зоны, и средства пожаротушения в целях предупреждения загорания фонтана;

- сообщить о случившемся руководству предприятия и вызвать на буровую военизированное подразделение по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов, пожарную охрану и медицинскую службу;

- соорудить амбар для приема нефти, установить насосы и проложить трубопроводы для перекачки нефти в закрытую емкость.

Работы по ликвидации нефтегазопроявлений при освоении ведутся в соответствии с разработанным планом под руководством специалистов противofонтанной службы.

Газоопасной ситуацией считают обнаружение сероводорода в воздухе рабочей зоны в концентрациях, превышающих 3 мг/м^3 (ПДК), либо получение сообщения об аварии на территории месторождения.

На случай газовой опасности разработан план мероприятий по обеспечению безопасности работающих, включающий в себя:

- систему оповещения о возникновении газоопасной ситуации;
- план эвакуации для работников и места сбора;
- систему радио и телефонной связи бригад с диспетчерской;

- количество и места стоянок вахтовых спецмашин для эвакуации работающих.

В бригадных вагонах – домиках развешаны на видных местах:

- маршруты движения автотранспорта и людей при эвакуации;
- схема возможных мест выделения сероводорода и других сопутствующих вредных веществ;
- роза ветров и преимущественные направления ветра в данной местности;
- карта местности с указанием низин, лощин и других мест возможного скопления сероводорода;
- схема расположения пожарного инвентаря.

Каждая бригада должна быть оснащена рацией с постоянным вызовом. На территории строительной площадки должно быть установлено устройство для подачи звукового сигнала (сирена, рельс и т. д.) в случае возникновения газоопасной ситуации.

Все работающие должны постоянно осуществлять взаимное наблюдение с целью своевременного обнаружения первых признаков отравления или отклонений в состоянии здоровья в связи с воздействием вредных веществ и своевременного оказания первой помощи.

При обнаружении на рабочих местах сероводорода в количестве, превышающем 3 мг/м^3 , всем находящимся на объекте следует действовать в соответствии со своими обязанностями на случай газоопасной ситуации.

В обязанности бригадира входит:

- немедленно оповестить всех работающих путем подачи сигнала тревоги;
- определить направление ветра и направление распространения вредных веществ;

- обеспечить организованную эвакуацию на спецмашине всех людей, находящихся на объекте;
- организовать оказание доврачебной помощи пострадавшим (в случае необходимости вызвать скорую помощь или реанимационную службу);
- оповестить руководителя строительного-монтажной организации о возникновении газоопасной ситуации.

При получении сообщения о возникновении газовой опасности руководитель работ обязан:

- оповестить представителей военизированной горно-спасательной службы;
- принять неотложные меры по организации эвакуации и обеспечению безопасности работников;
- принять меры к устранению газоопасной ситуации.

Ответственный руководитель работ обязан обеспечить всех работающих, (в том числе водителей транспортных средств) СИЗ и средствами и коллективной защиты, гарантирующими их безопасность при возникновении газоопасной ситуации.

В связи с тем что газоопасная ситуация может возникнуть внезапно, все работающие должны иметь при себе постоянно в течение всей рабочей смены исправные, готовые к работе, подобранные по размерам изолирующие противогазы. К сумке противогаза должен быть приложен паспорт и инструкция по проверке и эксплуатации, а также прикреплен этикетка с фамилией и инициалами работника. В паспорте противогаза должен иметься штамп о его исправности и отметка о сроках освидетельствования. Противогаз закрепляется за определенным лицом; передача противогаза другим лицам запрещается.

Каждая бригада должна иметь в своем распоряжении специальную вахтовую машину для эвакуации работников в случае возникновения

газоопасной ситуации. Спецмашину запрещается использовать для других целей. В течение рабочей смены вахтовая спецмашина должна постоянно находиться непосредственно на месте производства работ и быть готовой к немедленной эвакуации работающих. Водитель спецмашины должен иметь при себе изолирующий противогаз.

Место нахождения спецмашины определяет руководитель работ с учетом розы ветров и погодных условий. Бригадир обязан проинформировать всех работающих перед началом смены о месте нахождения спецмашины.

Всем находящимся на объекте по сигналу тревоги немедленно надеть противогазы и направиться к вахтовым спецмашинам; направление вывоза (выхода) людей из опасной зоны должно быть перпендикулярно направлению ветра.

Вахтовая спецмашина оборудована местами хранения аварийного запаса газозащитных средств и средств контроля над состоянием воздушной среды, включающих в себя:

- регенеративный респиратор (изолирующий регенеративный аппарат) РВЛ – 1 или Р – 30А – не менее 3 шт;
- баллоны со сжатым воздухом или сжатым кислородом – не менее 2 шт. на каждый аппарат;
- аппараты искусственного дыхания (СКА, ГС – 5, ГС – 6, ГС – 8, ДП – 2 или другие аналогичные аппараты) – 2 шт.;
- экспрессные переносные газоанализаторы (ГХ – 4, УГ – 2, мини-индикатор сероводорода фирмы «Аует», Западный Берлин; индикатор сероводорода фирмы «Riken Keiki», Япония) – 2 шт.;
- аварийный запас изолирующих противогазов (самоспасателей) ИП – 4, СИГ – 1 в количестве 30 % от численности работающих.

Кроме того, в спецмашине находится аптечка с набором средств, необходимых для оказания первой помощи пострадавшим, носилки – 2 шт., термос с горячим чаем или кофе.

Буровая установка и превышенные сооружения оснащены противопожарным оборудованием в соответствии с Нормами обеспечения объектов противопожарным оборудованием, согласованным с МЧС.

5.5.1. Пожаровзрывоопасность

В целях предотвращения пожара на буровой установке, которые чаще всего возникают посредством ГНВП, проводятся следующие мероприятия:

Запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;

отведение специальных мест для курения и разведения огня;

установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;

оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии (РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты оснований и сооружений). Оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме».

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

– исключение наличия источников возгорания;

– испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП).

Установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек;

– исключение вероятности достижения НПВ газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ.

Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ [37];

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

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

Взрывопожаробезопасность обеспечивается следующими мероприятиями:

- электрооборудование буровой установки, КИП, электрические светильники, средства блокировки, сигнальные устройства и телефонные аппараты, устанавливаются во взрывоопасных зонах площадки строительства скважины во взрывозащищенном исполнении и с уровнем взрывозащиты, соответствующего классу взрывоопасной зоны, виду взрывозащиты – категории и группе взрывоопасной смеси.
- отечественное оборудование имеет маркировку о взрывозащите оборудования, импортное – сертификат изготовления о допустимости эксплуатации его во взрывоопасной зоне;
- эксплуатация электрооборудования при неисправных средствах взрывозащиты, блокировках, нарушениях схем не допускается;
- эксплуатация оборудования и трубопроводов, не прошедших опресовку и техническую диагностику не допускается;
- разработан план ликвидации возможных аварий, в котором, с учетом специфических условий, предусмотрены оперативные действия персонала по предотвращению аварий и ликвидации аварийных ситуаций, исключению возгорания или взрыва, системы оповещения и безопасной эвакуации людей, не занятых в ликвидации аварий.

5.6. Экологичность проекта

Основными источниками загрязнения окружающей природной среды являются:

- буровые и тампонажные растворы;
- сточные буровые воды и шлам;
- пластовые воды;
- продукты испытания скважин;
- продукты сгорания топлива при работе двигателей внутреннего сгорания и котельных;
- материалы для приготовления, утяжеления и химической обработки буровых и тампонажных растворов;
- ГСМ;
- хозяйственно – бытовые сточные воды и твердые бытовые отходы;
- ливневые сточные воды.

Предусматриваемые в проекте природоохранные мероприятия обеспечивают:

- предотвращение загрязнения водных бассейнов и подземных вод жидкими и твердыми отходами;
- устранение вредного влияния на окружающую среду пыления грузов при транспортировании, погрузке, выгрузке и складировании;
- максимально возможную защиту атмосферного воздуха от отработавших газов и дыма;
- защиту прилегающих жилых районов от шума и вибрации.

Поверхностные воды (ливневые и талые) образуются из атмосферных осадков. Различают поверхностные воды «чужие», поступающие с соседних возвышенных участков, и «свои», образующиеся непосредственно на площадке.

Для перехвата «чужих» вод устраивают нагорные и водоотводные канавы или обваловывание вдоль границ площадки в повышенной ее части. Водоотводные канавы обеспечивают пропуск ливневых и талых вод в пониженных участках местности за пределы площадки, глубина их не менее 0,5 м, ширина 0,5 – 0,6 м с высотой бровки над расчетным уровнем воды не менее 0,1 – 0,2 м.

Поверхностные воды отводят, придавая соответствующий уклон вертикальной планировке площадки и устраивая сети открытого или закрытого водостока, а также с помощью принудительного сброса через водоотводные трубопроводы посредством электрических насосов.

Для снижения шума и вибрации применяем:

- установку машин, при работе которых возникают вибрации, на самостоятельном фундаменте;
- увеличение массы фундаментов вибрирующего оборудования;
- устройство акустических разрывов и акустических швов вокруг фундаментов вибрирующего оборудования;
- применение звукоизолирующих кожухов и др.

Датчики ПДК на объектах бурения, добычи, промышленного транспорта нефти и газа установлены на высоте 0,5 м от уровня земли (пола):

- у основного входа на промплощадку;
- в помещениях у рабочего места персонала.

Дополнительно датчики ПДК установлены на буровой:

- у вибростата на высоте 0,5 – 0,7 м от его поверхности;
- на рабочей площадке на расстоянии 0,5 м от стола ротора (по горизонтали);
- в подвышечном пространстве на уровне универсального превентора на расстоянии 1 м от оси скважины в направлении преобладающего ветра;
- в насосном помещении между насосами;

- на добывающей скважине:
- у устья скважины на расстоянии 1 м от устья со стороны подхода обслуживающего персонала;
- на объектах промыслового транспорта нефти и газа:
- у камер приема и запуска очистительных устройств на расстоянии 1 м от основного разъема на уровне разъема;
- у дренажной емкости и сепаратора на расстоянии 1 м со стороны подхода обслуживающего персонала;
- на входных манифольдах на расстоянии 1 м от арматуры (один датчик на каждые 10 м зоны обслуживания);
- у надземных кранов – отсекателей промысловых трубопроводов на расстоянии 1 м со стороны подхода обслуживающего персонала.

Датчики дозврывоопасных концентраций (ДВК) на открытых площадках установлены на высоте 0,5 – 1,0 м от поверхности земли (пола).

Газосигнализаторы обеспечивают подачу предупреждающего светового и звукового сигналов при предельно допустимой концентрации (ПДК) вредных веществ.

Газосигнализаторы диалогово вычислительного комплекса (ДВК) обеспечивают подачу предупреждающего светового и звукового сигналов при концентрации горючих газов 20% и аварийного при 50% от нижнего концентрационного предела воспламенения (НКПВ).

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе были рассмотрены проблемы бурения скважины в данных геологических условиях Красноярского края.

Геологические условия данного края характеризуются наличием многолетнемерзлых горных пород, что осложняет бурение скважины в виду растепления пород. Было принято решение применять обсадную колонну-термокейс, что позволит предотвратить растепление пород.

Ниже присутствуют пласты с аргелитами и алевролитами, что осложняет проходку. Данная проблема была решена применением долот PDC с дополнительным вооружением и большим количеством лопастей.

В технологической части работы выбраны способы бурения, обоснование конструкции забоя, спроектирована «маятниковая» компоновка низа бурильной колонны под каждый интервал бурения для сохранения вертикальности ствола скважины.

Выбрана буровая установка с учетом грузоподъемности и практичности для данного проекта, способы и инструменты для испытания скважины, а также проведен расчет по заключительным работам по скважине.

Спроектированные характеристики обсадных труб показывает высокую сопротивляемость данного соединения к растягивающим нагрузкам, а также наружным и внутренним избыточным давлениям.

Проведен расчет цементирования скважины для качественного проведения разобщения пластов и предотвращения в дальнейшем межпластовых перетоков, ухудшающих эксплуатацию пластов.

При расчете буферной жидкости были использованы два компонента, которые обладают хорошей моющей способностью и обеспечивают улучшенный смыв глинистой корочки, что благоприятно влияет на качество цементирования.

Исходя из расчетов максимальных устьевых давлений было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК1-35-146x245 К1 ХЛ, ОП5-280/80x35, АФ2-80/65x35.

Задача увеличения выноса керна решалась за счет применения бурильной головки PDC того же диаметра, что и долото на интервале для исключения расширки диаметра скважины, что приведет к увеличению времени бурения и сборки двух секций керноотборного снаряда для отбора керна за один рейс.

По результатам проведенных исследований, представленных в специальной части работы, ВЗД диаметром 172 мм (ООО «Премьернефтепроммашремонт») является наиболее оптимальным, так как имеет большой диапазон применяемых долот к двигателю, наиболее большую мощность и высокий момент на выходном валу. Также следует отметить таких производителей, как

1. ООО «Уралнефтебур»;
2. ООО «ИнБурТех»;
3. Компания «Сокол».
4. ВНИИБТ-Буровой инструмент.

Эти компании ведут постоянную разработку усовершенствования деталей и внедрение новых технологий в конструкцию винтовых забойных двигателей.

В разделе «Социальная ответственность» были рассмотрены вопросы производственной и социальной ответственности работника и работодателя, экологической безопасности, наиболее распространенных аварий, а также безопасность при чрезвычайных ситуациях. В разделе «Финансовый менеджмент» был приведен расчет сметной стоимости скважины, расчет бурения одного метра скважины и продолжительность бурения. Также определена стоимость всех работ по строительству данной скважины.

Спроектированное техническое решение отвечает требованиям производственной и экологической безопасности.

Список литературы

1. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 92 с.

2. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.

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

4. Карапетов Р. В. Совершенствование конструкций винтовых забойных двигателей – одно из направлений повышения эффективности строительства и ремонта скважин / Р. В. Карапетов, С. Б. Бекетов – СевКавГТУ, 2007. – 77 с.

5. Балденко Д.Ф. Винтовые гидравлические машины. Том 2. Винтовые забойные двигатели / Д.Ф. Балденко, Ф.Д. Балденко, А.Н. Гноевых. – М.: ООО "ИРЦ Газпром", 2007. – 470 с.

6. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые. [Электронный ресурс]. Режим доступа: свободный

7. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinahproburenyh-na-neft-i-gaz.xhtml.

8. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.htm>.

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

10. А.В. Ковалев «Расчет и обоснование параметров цементирования скважин» 2016 год.

11. СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания.

12. ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

13. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

14. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

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

16. СанПиН 2.2.3.1384-03 «Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ»,

17. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

18. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.

19. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.

20. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха, работающих в холодное время на открытой территории или в неотопливаемых помещениях.

21. ГОСТ Р 12.4.213-99 Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Противошумы. Упрощенный метод измерения акустической эффективности противошумных наушников для оценки качества.

22. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Зарегистрировано в Минюсте России 19.04.2013 N 28222) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2017).

23. ГОСТ 12.1005-88 ССБТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

24. ООО Уралнефтебур <http://www.pskunb.ru/>

25. РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений».

26. Сайт компании ООО «ИнБурТех» <http://www.inburteh.ru/>

27. Сайт компания «Сокол» <https://sokol-motors.ru/>

28. Сайт компании ИИБТ буровой инструмент (www.vniibt-bi.ru)

29. «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые»

30. «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ».

33. Программное обеспечение для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.burproject.ru/>.

Приложение А

Общая геологическая часть

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	
1	2	3	4	5
0	590	Четвертичные+Палеогеновые отложения+танамская свита +верхнечасельская подсвита	Q – P ₁₋₂	1,40
590	695	Нижнечасельская подсвита	K _{2m} – K _{2k}	1,30
695	731	Кузнецовская свита	K _{2t} – cn	1,30
731	1745	Покурская свита	K _{1a} – al – K _{2s}	1,30
1745	2135	Малохетская свита	K _{1g} – br – a	1,30
2135	2550	Суходудинская свита	K _{1v} – g	1,20

Таблица А.2 – Литографический разрез скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Название свиты	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Q-P ₁₋₂	0	590	Четвертичные+Палеогеновые отложения+танамская свита +верхнечасельская подсвита	Чередование глин, песков, супесей, суглинков Глины известковистые, кремнистые, прослоями опоковидные, с прослоями мергелей, песчаников и алевролитов, с включениями глауконита
K _{2m} -K _{2k}	590	695	Нижнечасельская подсвита	Переслаивание глин, песчаников, алевролитов, включения зёрен глауконита.
K _{2t} -cn	695	731	Кузнецовская свита	Неравномерное переслаивание пропластков, пластов и пачек песчаников, глин и алевролитов
K _{1a} -al-K _{2s}	731	1745	Покурская свита	Чередование песчаных пластов с глинистыми пачками, сложенными аргиллитами и алевролитами
K _{1g} -br-a	1745	2135	Малохетская свита	Чередование песчаных пластов с мало протяженными глинистыми пачками, сложенными аргиллитами и алевролитами
K _{1v} -g	2135	2550	Суходудинская свита	Переслаивание песчаников, глинистых и карбонатных алевролитов и глин

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали		Краткое название горной породы	Минеральная плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проница- емость мДарси	Глинистость %	Карбонат- ность %	Сплошность породы	Категория Твердости (твердость кгс/см ²)	Абразив- ность	Категория породы по промышленной классифика- ции	Кoeffици- ент Пуассона	Модуль Юнга Ех 10 ⁻⁴ МПа
	от	до												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Q-P1-2	0	590	торфяники пески, супеси, суглинки, глины	1,92-1,98	–	–	20–80	0-2	–	–	II–III	мерзлые до 400 м, мягкие	–	–
K2m-K2k	590	695	аргилиты, глинистые алевролиты, опоки	1,92-1,94	–	–	90	1-2	–	20–75	II–IV	мягкие	–	–
K2t-cn	695	731	глины, глинистые алевролиты, опоки	1,92-1,94	–	–	90	1-2	–	29–184	IV– VIII	мягкие, средние	–	–
K1a-al-K2s	731	1745	глина, песчаник, алевролиты	1,97-2,08	–	–	30	1-5	–	29–184	IV– VIII	мягкие, средние	–	–

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
K1g-br-a	1745	2135	песчаники, аргелиты, алевролиты	1,97-2,08	–	–	30	1-5	–	29–184	IV–VIII	мягкие, средние	–	–
K1v-g	2135	2550	глины, аргелиты, алевролиты	1,97-2,08	–	–	30	1-5	–	14–234	IV, VI– IX	средние, твердые	–	–

Таблица А.4 – Геокриологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания многолетне-мерзлых пород, м		Тип многолетне-мерзлых пород: основная, реликтовая	Льдистость пород, %	Наличие: да, нет			
	от (верх)	до (низ)			избыточная льдистости в породе в виде линз, пропластков, прослоев и т.д.	таликов	межмерзлотных напорных (защемленных вод)	пропластков газогидратов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q-P1-2	0	80	Основной	50-60	да	да	нет	нет
	80	400	Реликтовый	20-30	нет	нет	нет	нет

Таблица А.5 – Прогноз возможных поглощений бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, по вертикали, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /ч	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, мПа/м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q-P1-2-K1v-g	400	2550	3	–	Нет	–	–	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, нарушение скорости СПО

Таблица А.6 – Прогноз возможных поглощений и обвалов скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Буровые растворы, применяющиеся ранее			Мероприятия по ликвидации последствий осложнения
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, кг/м ³	причины возникновения осложнения	
1	2	3	4	5	6	7
Q-P1-2-K1v-g	0	2550	пресный глинистый	1,16 – 1,14	Несоответствие параметров бурового раствора проектным значениям, недостаточное противодавление столба бурового раствора на стенки скважины, повышенная водоотдача бурового раствора, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым породам разреза, подъем бурильного инструмента с поршневанием, несоблюдение режима долива скважины.	Поддержание проектных параметров бурового раствора, обработка раствора ингибирующими реагентами, недопущение сальникообразований и подъема бурильного инструмента с поршневанием, контроль за объемом долива скважины во время простоев и СПО, недопущение длительных простоев не обсаженного ствола скважины, проработка ствола скважины.

Таблица А.7 – Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Вертикальные относительно устья координаты интервала выделенного вида осложнения, м		Вид (название) осложнения: жело- бообразование, перегиб ствола, искривление, грифообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Q-P1-2	0	400	Деформация обсадных колонн	Влияние зоны ММП при длительных перерывах в строительстве скважины Для предупреждения осложнения необходимо каче- ственное цементирование интервала ММП, отсутствие перерывов более 5-7 суток и при строительстве скважины, периодическое прокачивание бурового раствора при длительных простоях
Q-P1-2- J2bt	400	2550	Затяжки, посадки бурильного ин- струмента	Не оставлять инструмент без движения в свежем пробу- ренном интервале более 5-10 минут, проработка интер- валов осложнений

Приложение Б

КНБК для бурения интервалов

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0 – 130 м)

№	Типоразмер, Шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соедине- ния (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соедине- ния (верх)	
Бурение под направление (0–130 м)							
1	Долото 393,7 М-ЦВ	0,50	393,7	—	3-171	Ниппель	0,190
2	Переводник М171хМ152	0,44	225	100	3-171	Муфта	0,037
					3-152	Муфта	
3	УБТ-203х100 Д	8,3	203	100	3-152	Ниппель	2,007
					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	2,007
					3-152	Муфта	
8	Переводник М133хН152	0,529	225	76	3-152	Ниппель	0,059
					3-133	Муфта	
7	СБТ 127х9,19 Е	95,7	127	108	3-133	Ниппель	3,27
					3-133	Муфта	
8	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
						Муфта	
8	КШЗ-133х35	0,47	155	62	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
					3-133	Муфта	
10	ВБТ 140	14	—	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (130 – 1130 м)

№	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 (130–1130 м)							
1	Долото БИТ 295,3 В516 УСМ.08	0,4	295,3	–	3-152	Ниппель	0,08
2	Переводник М152хМ152	0,38	240	–	3-152	Муфта	0,02
					3-152	Муфта	
3	К295,3МС	0,65	295,3	185	3-152	Ниппель	0,09
					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	0,07
					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	48	178	90	3-147	Ниппель	7,488
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,35	225	100	3-147	Ниппель	0,011
					3-133	Муфта	
11	СБТ 127х9,19 Е	1055,3	127	108	3-133	Ниппель	31,744
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под кондуктор (130–1130 м)							
12	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
13	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
14	ВБТ 140	14	—	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1130 – 2520 м)

№	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 (1130 – 2520 м)							
1	Долото БИТ 215,9 ВТ 613	0,37	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	12	178	90	3-147	Ниппель	1,872
					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	24	178	90	3-147	Ниппель	3,744
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133xН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,035
					3-133	Муфта	
11	Яс гидравлический ЯГБ-172-2ВД	3,5	172	76,2	3-133	Ниппель	1,347
					3-133	Муфта	
12	СБТ 127x9,19 Е	2454,1	127	108	3-133	Ниппель	80,762
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы Б.3

1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под эксплуатационную колонну (1130 – 2520 м)							
13	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
14	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
15	ВБТ 140	14	—	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.4 – КНБК для отбора керна (2485 – 2505 м)

№	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 (2485 – 2505 м)							
1	Бурильная головка PDC У12-215,9/101,6 SCD-3 Т	0,3	215,9	101,6	3-161	Муфта	0,02
2	Керноотборный снаряд 178/100	20	178	100	3-161	Ниппель	3,0
					3-161	Муфта	
3	Переводник М147хН161	0,5	171,5	80	3-161	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
4	УБТ-178х90 Д	30	178	90	3-147	Ниппель	4,613
					3-147	Муфта	
5	Переводник М133хН147	0,35	171,5	80	3-147	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
6	СБТ 127х9,19 Е	2440,98	127	108	3-133	Ниппель	64,32
						Муфта	
7	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
						Муфта	
8	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
						Муфта	
9	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	0,08

Приложение В

Расчет потребного количества бурового раствора и реагентов

Таблица В.1 – Расчёт потребного количества бурового раствора, интервал 0 – 130 м

Направление		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³
Интервал бурения, м						
от	до					
0	130	130	393,7	–	1,4	22,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						1,8
Объём циркуляционной системы очистки						8
Расчетные потери бурового раствора при очистке						13,8
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,65
Объём раствора в емкостях						22,1
Объём раствора в конце бурения интервала						22,1
Объём раствора к приготовлению						23,9
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						0

Таблица В.2 – Расчёт потребного количества бурового раствора, интервал 130 – 1130 м

Кондуктор		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³
Интервал бурения, м						
от	до					
1						2
130	1130	1000	295,3	306,9	1,3	98,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						9,6
Расчетные потери бурового раствора при очистке						62,8
Объём циркуляционной системы очистки						8
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						5

Продолжение таблицы В.2

1	2
Объём раствора в емкостях	98,6
Объём раствора в конце бурения интервала	98,6
Общая потребность бурового раствора на интервале:	28,6
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала	0
Объём раствора к приготовлению:	28,2
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал	123,1

Таблица В.3 – Расчёт потребного количества бурового раствора, интервал 1130 – 2520 м

Эксплуатационная колонна		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн.	Объём скважины в конце интервала, м ³	
Интервал бурения, м	от						до
	от						
	1130	2520	1390	215,9	220	1,3	93,8
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						9,7	
Расчетные потери бурового раствора при очистке						33,4	
Объём циркуляционной системы очистки						8	
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						6,95	
Объём раствора в емкостях						93,8	
Объём раствора в конце бурения интервала						93,8	
Общая потребность бурового раствора на интервале:						245,7	
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						54,5	
Объём раствора к приготовлению:						191,2	
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал							

Таблица В.4 – Результаты расчета потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка, единица измерения	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Итого	
			кг	упаковка	кг	упаковка	кг	упаковка	кг	упаковка
Каустическая сода	Регулирование щелочности среды	Мешок 25	33	2	114	5	633,6	25	781	32
Глинопопрошок	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	Мешок 1000	8755	9	9136	9	6048	6	23939	24
Барит	Регулирование плотности	Мешок 1500	–	–	2969	20			2969	20
Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	Мешок 25	–	–	114	5	87	4	200,4	8
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	Мешок 25	–	–	1142	46	864	35	2006	81
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	Бочка 200	–	–	46	1	249	2	294	2

Приложение Г

Затраты на строительство скважины

Таблица Г.1 – Сводный сметный расчет

№	№ сметного расчета	Наименование работ или затрат	Стоимость тысяч рублей
			Прямые затраты
1	2	3	4
Раздел I. Подготовительные работы к строительству скважины			
1	1.1	Подготовка площади, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач	61121
2	1.2	Разборка трубопроводов, линий передач	229
3	1.3	Техническая рекультивация земель	12192
Итого по подготовительным работам			73542
Раздел II. Вышкостроение и монтаж оборудования			
4	2.1	Строительство и монтаж	151301
5	2.2	Разборка и демонтаж	1210
6	2.3	Монтаж оборудования для испытания	450
7	2.4	Демонтаж оборудования для испытания	140
Итого по вышкостроению и монтажу			153101
Раздел III. Бурение и крепление			
8	3.1	Бурение скважины	49726
9	3.2	Крепление скважины	118103
Итого по бурению и креплению			167829
Раздел IV. Испытание скважин			
10	4.1	Испытание в процессе бурения	7190,4
11	4.2	Испытание объекта	42595
12	4.3	Оборудование устья скважины	3418
Итого по испытанию			53203
Раздел V. Промышленно-геофизические работы			
13	5.1	11% от раздела III и IV	24313
Итого по промышленно-геофизическим работам			24313
Раздел VI. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время			
14	6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время 5,4% от раздела I и II	12238
15	6.2	Снегоборьба 0,4% от раздела I, II, III, IV	1790
16	6.3	Эксплуатация теплофикационной котельной установки	40910

Продолжение Таблицы Г.1

1	2	3	4
Итого по разделу VI			54938
ИТОГО прямых затрат по разделам I-IV			526926
Раздел VII. Накладные расходы			
17	7.1	Накладные расходы 25 % от суммы по разделам I-IV	131731
Итого по разделу VII			131731
1	2	3	4
Раздел VIII. Плановые накопления			
8	8.1	Плановые накопления 5 % от суммы на итог прямых затрат по разделам I-VII	32932
Итого по разделу VIII			32932
ИТОГО с накладными и плановыми			691589
Раздел IX. Прочие работы и затраты			
19	9.1	Премияльные доплаты 24,5 %	169439
20	9.2	Надбавка за вахтовый метод работы 4,4%	30429
21	9.3	Северные льготы 2,98%	12128
22	9.4	Лабораторные работы 0,15%	3315
23	9.5	Авиатранспорт	43447
24	9.6	Транспортировка вахт	9618
25	9.7	Перевозка вахт до г. Красноярск	18623
26	9.8	Услуги связи на период строительства скважины	4500
27	9.9	Топографо-геодезические работы	6200
28	9.10	Бурение скважины на воду	25000
29	9.11	Услуги по отбору и транспортировке керн	32632
Итого прочих затрат и работ			335331
Итого по разделам I-IX			1046920
Раздел X. Резерв средств на непредвиденные расходы			
30	10.1	Резерв средств на непредвиденные расходы 2,4% от итоговой суммы	25126
Итого			1072046
Подрядные работы			
Раздел XI. Авторский надзор			
31	11.1	Авторский надзор 0,2% от суммы по разделам I – X	2144
Итого по подрядным работам			2144
Всего по смете			1074190

Окончание таблицы Г.1

С учетом коэффициента удорожания $k=204,2$ к ценам 1985 г.	219349598
НДС 18%	39482927
Всего с учетом НДС	258 832 526

Таблица Г.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб.	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна	
			количество, шт	сумма	количество, шт	сумма	количество, шт	сумма	количество, шт	сумма
Оплата труда буровой бригады при без метражных работах (4 чел.), сут.		26637,5	3,00	79912,5	–	–	–	–	–	–
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от времени										
Повременная з/п буровой бригады	сут	220,30	2	440,6	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	132,18	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п буровой бригады	сут	240,50	–	–	1,99	478,5	3,98	957,19	18,4	4425,2
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	143,55	–	287,1	–	1327,56
Повременная з/п доп. Рабочих на заготовку раствора в одну смену	сут	17	2	34	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	10,2	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п доп. Рабочих на заготовку раствора в одну смену	сут	16	–	–	1,99	31,84	3,98	63,68	18,4	294,4
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	9,5	–	19,1	–	88,32

Продолжение таблицы Г.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от времени										
Повременная з/п слесаря	сут	10,2	2	20,4	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	6,12	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п слесаря	сут	13	–	–	1,99	25,87	3,98	51,74	18,4	239,2
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	7,8	–	15,5	–	71,7
Повременная з/п д эл/монтера	сут	11,20	2	22,4	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	6,72	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п эл/монтера	сут	11,9	–	–	1,99	23,7	3,98	47,5	18,4	219
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	6,7	–	14	–	65,7
Повременная з/п вышко- монтажной бригады	сут	165,50	2	331	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	99,3	–	–	–	–	–	–
Содержание бурового оборудования	сут	225	2	450	1,99	447,7	3,98	895,5	18,4	4140
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут	407,50	2	815	1,99	810,9	3,98	1621,85	18,4	7498
Материалы и запасные части при бурении ВЗД	сут	153,75	–	–	–	–	3,98	611,93	18,4	2829

Продолжение таблицы Г.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от времени										
Содержание комплекта ВЗД	сут	122,28	2	244,56	1,99	242,2	3,98	486,6	18,4	2249,2
Содержание бурильных труб	сут	30,86	2	61,72	1,99	61,41	3,98	122,8	18,4	567,8
Содержание полевой лаборатории	сут	22,86	2	45,72	1,99	45,5	3,98	90,9	18,4	420,6
Содержание средств диспетчерского контроля	сут	8,9	2	17,8	1,99	17,7	3,98	35,42	18,4	163,76
Содержание ДЭС	сут	15,25	2	30,5	1,99	30,34	3,98	60,695	18,4	280,6
Электроэнергия	кВт/сут	140,5	2	281	1,99	279,6	3,98	559,19	18,4	2585,2
Содержание ЛЭП	сут	26	2	52	1,99	51,7	3,98	103,48	18,4	478,4
Содержание техники и оборудования для монтажа	сут	456	2	912	1,99	907	3,98	1814,88	18,4	4682,4
Дежурство бульдозера	сут	177,60	2	355,2	1,99	353	3,98	706,88	18,4	3267,8
Амортизация вагон-домиков	сут	194,12	2	388,24	1,99	386	3,98	772,59	18,4	3571,8
Техническая вода	м ³	2,9	–	–	22,8	66,12	109	316,1	114	330,6
Порошок бентонитовый марки Б	т	75,4	–	–	1,44	108,5	4,6	346,8	5,3	399,62
Сода каустическая	т	220,5	–	–	0,02	4,41	0,1	22,1	0,32	70,56
Сода кальцинированная	т	78	–	–	0,02	1,55	0,06	4,65	0,06	4,65
Полиакриламид	т	215,6	–	–	–	–	5,7	1228,9	16,4	3535,8

Окончание таблицы Г.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от времени										
КМЦ	т	1144	–	–	–	–	0,23	263,12	0,25	286
Биополимер	т	1350	–	–	–	–	0,9	1215	1	1350
ПАЦ НВ	т	800	–	–	–	–	–	–	1,5	1200
Затраты, зависящие от объема работ										
393,7 М-ЦВ	шт	2700,4	–	–	0,14	378,1	–	–	–	–
БИТ 295,3 В516 УСМ.08	шт	5000,7	–	–	–	–	0,3	1500	–	–
БИТ 215,9 ВТ 613	шт	6345	–	–	–	–	–	–	0,86	5456,7
Калибратор 393,7	шт	700	–	–	0,14	98	–	–	–	–
Калибратор 295,3	шт	645,4	–	–	–	–	0,4	259	–	–
Калибратор 215	шт	520	–	–	–	–	–	–	0,8	416
Транспортировка труб и долот	т	4,5	–	–	21,2	104,1	22,6	111	45,2	221,9
Транспортировка вахт, руб	смена	1268								
Итого затрат зависящим от объема работ, руб	–	–	0	575,74	1773,7			6799		
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	–	–	4740	5702,74	17490,7			42 121		
Всего по сметному расчету, Руб.	70054,44									

Таблица Г.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, рублей	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна	
			количество, шт	сумма	количество, шт	сумма	Количество, шт	сумма
1	2	3	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от объема работ								
Башмак колонный БKM-323,9	шт	90	1	90	–	–	–	–
Башмак колонный БKM-244,5	шт	70	–	–	1	70	–	–
Башмак колонный БKM-146,1	шт	50	–	–	–	–	1	50
Центратор ЦЦ-244,5/295	шт	30	–	–	29	870	–	–
Центратор ЦПН-146,1/216	шт	20	–	–	–	–	59	1180
ЦКОДМ-323,9	шт	125,7	1	125,7	–	–	–	–
ЦКОДМ-244,5	шт	113,1	–	–	1	113,1	–	–
Транспортировка обсадных руб	т	18,76	2,23	41,84	34,8	652,85	80,4	1508,4
Продавочная пробка ПРП-Ц-244,5	шт	59,15	–	–	1	59,15	–	–
Продавочная пробка ПРП-Ц-146,1	шт	35,10	–	–	–	–	1	35,10
Головка цементировочная ГЦУ-323,9	шт	4200	1	4200	–	–	–	–
Головка цементировочная ГЦУ-244,5	шт	3500	–	–	1	3500	–	–
Головка цементировочная ГЦУ-146,1	шт	2890	–	–	–	–	1	2890
Обсадные трубы 323,9	м	37,24	129	4804	–	–	–	–

Продолжение таблицы Г.3

1	2	3	6	7	8	9	10	11	
Обсадные трубы 244,5	м	27,53	–	–	661	18830	–	–	
Обсадные трубы 146,1	м	24,67	–	–	–	–	700	16569	
Обсадные трубы 146,1	м	19,97	–	–	–	–	43	799,4	
Портланд цемент тампонажный ПЦТ-Ш-100	т	26,84	2,23	59,85	21,87	594,35	29,70	-	
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Ш-(4-6)-50	т	29,95	–	–	–	–	31,56	173,6	
Техническая вода	м ³	2,9	5	14,3	26,56	77	57,41	166,5	
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	6	875,94	
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,04	2,8	16,79	21,82	131,7	56,9	344	
Работа ЦСМ, тампонажны йцех	ч	36,4	1	36,4	2	72,8	2	72,8	
Опресовка колонны, тампонажный цех	агр/оп	85,60	1	85,60	1	85,60	1	85,60	
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,7	–	–	1	80,6	1	80,6	
Работа ЦА-320	шт	36,9	2	73,6	3	110,4	6	220,8	
Работа УС6-30	шт	36,9	1	36,8	3	110,4	4	147,2	
Работа КСКЦ 01	шт	40,8	–	–	–	–	1	40,8	
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	14,49	24	371,76	24	371,76	24	372	
Гранспортировка вахт, руб					1268				
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспорнировки вахт, руб.	–	–		6770		25494		26123	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб.				1					
Всего по сметному расчету, руб.				58438					

Приложение Д

Геолого-технический наряд

ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД															
на строительство разведочной вертикальной скважины глубиной 2520 м															
Предприятие: ООО БНГР Месторождение: - Оборудовани Буровая установка Уралмаш 3Д Лебедка: ЛБУ-1200К Талевая система: 5х6 Ротор: Р-700 Насосы: УНБТ-1180															
Геологическая часть															
Глубина, м. по вертика ли	Стратиг рафия	Система	Литологическо е описание пород	Пластовое давление	Отбор керна	Интервалы возможных осложнений	Конструкция скважины			Интервал	Тип и размер доюпта	Тип забойного двигателя	Осевая нагрузка, т.	Частота вращения, об/мин	Примечание по нагрузкам по фазо вращению, шт
							245 мм 393,7 мм	146,1 мм 295,3 мм	215,9 мм						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
30			К.А.А.А.												
100															
200		Чет.		5,8											
300															
400															
500															
600		Нижневожская подсвета		6,8											
700		Кузнецко вская													
750															
800															
900															
1000															
1100															
1200		Покурская		17,1											
1300															
1400															
1500															
1600															
1700															
1800															
1900		Малохещая		20,9											
2000															
2100															
2200															
2300		Суходудинская		28,8											
2400															
2520															

- глины	- алевролиты	- песчанники	- глауконит
- аргиллиты			