



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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность): 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация
Бурение нефтяных и газовых скважин
Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3130 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m3130)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б8В	Бадрутдинов Альберт Исмагилович		

Руководитель ВКР

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

Консультант ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Башкиров Иван Александрович			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций
УК(У)-9	Способен проявлять предприимчивость в профессиональной деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи
Универсальные компетенции университета	
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен использовать базовые знания естественнонаучных дисциплин в профессиональной деятельности, применять методы математического анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования
ОПК(У)-2	Способен осуществлять поиск, хранение, обработку и анализ информации из различных источников и баз данных, предоставлять ее в требуемом формате с использованием информационных, компьютерных и сетевых технологий
ОПК(У)-3	Способен использовать в профессиональной деятельности современные информационные системы, анализировать возникающие при этом опасности и угрозы, соблюдать основные требования информационной безопасности, в том числе защиты государственной тайны
Общепрофессиональные компетенции университета	
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способностью использовать научно-техническую информацию, отечественный и зарубежный опыт по тематике исследования, современные компьютерные технологии и информационные ресурсы в своей предметной области
ПК(У)-2	Способностью проводить математическое моделирование процессов и объектов атомной отрасли с использованием стандартных методов и компьютерных кодов для проектирования и анализа
ПК(У)-3	Готовностью к проведению физических экспериментов по заданной методике, составлению описания проводимых исследований и анализу полученных экспериментальных данных
ПК(У)-4	Способностью использовать технические средства для измерения основных параметров объектов исследования
ПК(У)-5	Готовностью к составлению отчета по выполненному заданию, к участию во

	внедрении результатов исследований и разработок
ПК(У)-6	Способностью использовать информационные технологии при разработке новых установок, материалов и приборов, к сбору и анализу исходных данных для проектирования объектов атомной отрасли
ПК(У)-7	Способностью к расчету и проектированию деталей и узлов приборов и установок в соответствии с техническим заданием
ПК(У)-8	Готовностью к разработке проектной и рабочей технической документации, оформлению законченных проектно-конструкторских работ
ПК(У)-9	Способностью к контролю соответствия разрабатываемых проектов и технической документации стандартам, техническим условиям, требованиям безопасности и другим нормативным документам
ПК(У)-10	Готовностью к проведению предварительного технико-экономического обоснования проектных решений при разработке установок и приборов
ПК(У)-11	Способностью к контролю за соблюдением технологической дисциплины и обслуживанию технологического оборудования
ПК(У)-12	Готовностью к эксплуатации современного физического оборудования, приборов и технологий
ПК(У)-13	Способностью к оценке ядерной и радиационной безопасности, к оценке воздействия на окружающую среду, к контролю за соблюдением экологической безопасности, техники безопасности, норм и правил производственной санитарии, пожарной, радиационной и ядерной безопасности, норм охраны труда
ПК(У)-14	Готовностью разрабатывать способы применения ядерно-энергетических, плазменных, лазерных, сверхвысокочастотных и мощных импульсных установок, электронных, нейтронных и протонных пучков, методов экспериментальной физики в решении технических, технологических и медицинских проблем
ПК(У)-15	Способностью к составлению технической документации (графиков работ, инструкций, планов, смет, заявок на материалы, оборудование), а также установленной отчетности по утвержденным формам

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация

Бурение нефтяных и газовых скважин

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ Лукин А.А.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8В	Бадрутдинов Альберт Исмагилович

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3130 метров на нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 40-10/с от 09.02.2023

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении.
---------------------------------	---

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

<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Рыжакина Татьяна Гавриловна

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		24.04.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б8В	Бадрутдинов Альберт Исмагилович		



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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность): 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация
Бурение нефтяных и газовых скважин
Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
Период выполнения _весенний семестр 2022/2023 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2023	1. Горно-геологические условия бурения скважины	10
27.03.2023	2. Технологическая часть проекта	40
10.04.2023	3. Наземное оборудование для ЗБС. Мобильные буровые установки.	20
24.05.2023	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
21.05.2023	5. Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 121 страниц, 10 рисунков, 55 таблиц, 63 источника литературы и 6 приложений.

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

Объектом ВКР служит разведочная вертикальная скважина глубиной 3130 метров на нефтяном месторождении (Томская область).

Целью данной работы является – спроектировать технологическое решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 3130 метров на нефтяном месторождении.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Рассмотреть наземное оборудование для ЗБС. Мобильные буровые установки
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

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

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

Определения, обозначения, сокращения

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

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

УБТ – утяжеленная бурильная труба;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

СБТ – стальная бурильная труба;

ЦКОД – цементировочный клапан обратный дроссельный;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

СКЦ – станция контроля цементирования;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементировочный агрегат;

ОК – обсадная колонна.

Содержание

Введение	12
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ	13
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	13
1.2 Характеристика нефтегазоводонности месторождения (площади)	14
1.3 Зоны возможных осложнений	14
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	16
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	16
2.2 Проектирование конструкции скважины	16
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	16
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	16
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	18
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	19
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	19
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	19
2.3 Проектирование процессов углубления скважины	20
2.3.1 Выбор способа бурения	20
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	20
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото	23
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	24
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	25
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	27
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	28
2.3.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов	31
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	33
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	37
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины	37
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность	37

2.4.2	Выбор технологической оснастки обсадных колонн	41
2.4.3	Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	42
2.4.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважин	45
2.5	Выбор буровой установки	48
3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «Наземное оборудование для ЗБС»		49
3.1	Современные технологии резки боковых стволов.	49
3.2	Мобильная буровая установка МУ-140	49
3.3	МБУ зарубежного исполнения.	55
3.4	Заключение по разделу.	56
ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ		59
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ		60
4.1	Планирование исследовательских работ	60
4.1.1	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	60
4.1.2	Линейный календарный график выполнения работ	62
4.1.3	Сметная стоимость строительства скважины	63
4.2	Вывод по разделу	65
ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»		67
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ		69
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	69
5.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства	69
5.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	70
5.2	Производственная безопасность	71
5.2.1	Анализ вредных и опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	71

5.3 Экологическая безопасность	76
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	77
5.4.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин	77
5.4.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС	78
5.5 Вывод по разделу	78
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	80
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	81
Приложение А Горно-геологические условия бурения скважины	87
Приложение Б Технологическая часть проекта	103
Приложение В Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	110
Приложение Г Социальная ответственность	119
Приложение Д Геолого-технологический наряд	120
Приложение Е КНБК для бурения под эксплуатационную колонну	121

Введение

Россия - одна из крупнейших нефтегазодобывающих стран мира, обладающая огромным сырьевым потенциалом, рациональное использование которого способствует динамичному развитию народного хозяйства.

Состояние нефтегазового комплекса является наиболее острой проблемой на сегодняшний день. Ресурсы нефти постепенно истощаются, большое число месторождений находится в конечной стадии разработки и имеют большой процент обводненности, поэтому наиболее актуальными задачами является не только развитие новых исследовательских работ по увеличению нефтеносности и возможности добычи нефти на таких месторождениях.

Анализ горно-геологических условий показал, что разрез скважины сложен глинами, песчаниками, алевролитами, аргиллитами и песками. По механическим свойствам эти породы относятся к мягким, мягко-средним и средним по твердости. До глубины 1130 м абразивность пород девятой категории, а до глубины 3130 м, что соответствует забою скважины, абразивность четвертой категории. В разрезе представлены четыре нефтеносных пласта, первый из которых начинается с глубины 2866 м.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 3130 м на нефтяном месторождении с учетом данных горно-геологических условий.

В качестве специального вопроса в работе проводится рассмотрение оборудования для ЗБС. Мобильные буровые установки отечественного и импортного исполнения

1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

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

Таблица 1.1 – Коэффициенты кавернозности по интервалам

Интервал, м	Коэффициент кавернозности
0-670	1,45
670-2680	1,1
2680-3070	1,2
3070-3130	1,3

Таблица 1.2 – Механические свойства горных пород по интервалам

Интервал, м	Категория пород по промысловой классификации	Абразивность
0-60	М	2
60-1130	М,МС	2-9
1130-3130	МС, СТ	4

Таблица 1.3 – Градиенты давлений по интервалам

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Градиент, кгс/см ² на м	
	от (верх)	до (низ)	Пластового давления	Гидроразрыва пород
1	2	3	4	5
Q+ J3 bg+J3 gr	0	2600	0,1	0,17
J3 vs+ J1 urm	2600	3070	0,1	0,19
PZ	3070	3150	0,105	0,17

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Нефтегазоность по разрезу скважины представлена в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Нефтегазоность по разрезу скважины

Пласт	Интервал, м		Тип флюида	Плотность в пластовых условиях, кг/м ³ (для газа - относительная плотность по воздуху)	Свободный дебит, м ³ /сутки (для газа – тыс. м ³ /сутки)	Давление насыщения, МПа
	от	до				
J ₂ (Ю ₁₁)	2866	2874	нефть	0,811	20	13,3
J ₂ (Ю ₁₂)	2896	2904	нефть	0,811	20	13,3
J ₂ (Ю ₁₃)	2908	2926	нефть	0,811	30	13,3
J ₂ (Ю ₁₄₋₁₅)	2946	2989	нефть	0,811	20-70	13,3
к.в.*	3056	3076	нефть	0,875	50	13,3
M1	3076	3100	нефть	0,875	0-250	32,7

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения
	От	До	
Q - Pg nk	0	140	Возможны осыпи и обвалы Прихватоопасная зона Незначительное кавернообразование, сужение ствола. Нефтегазоводопроявления
Мел	670	2570	
J3 bg+J3 gr+J3 vs	2570	2950	

Продолжение таблицы 1.5

J1 sal	2950	3040	
PZ+тогур+урман	3040	3150	Возможны осыпи и обвалы Прихватоопасная зона Возможны незначительное кавернообразование, сужение ствола Прихватоопасная зона. Нефтегазоводопроявления

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

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

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Согласно геолого-техническому заданию представленного в приложении Д проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2 Проектирование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Согласно техническому заданию на проектирование проектируется закрытый тип забоя скважины.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

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

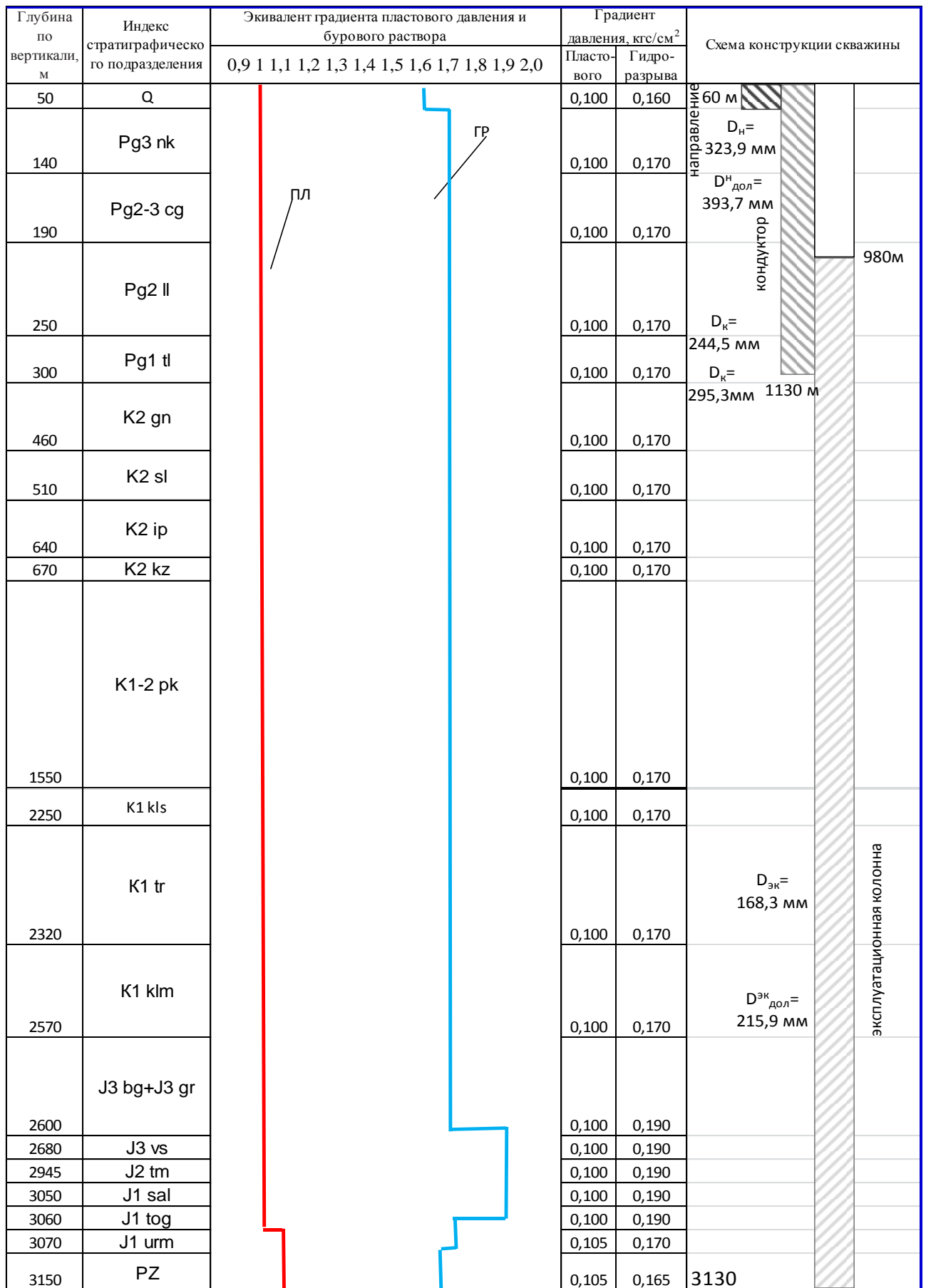


Рисунок 2.1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Так как в моей скважине 50 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 60 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Кондуктор – для сохранения ствола в интервалах рыхлых, неустойчивых, слабосвязных пород, залегающих до глубины 640 м. Для того, чтобы башмак кондуктора был спущен в устойчивые породы и длина открытого ствола не превышала 2000 м., принимаем глубину спуска равной 1130 м.

Таблица 2.1 – Расчет глубины спуска кондуктора и эксплуатационной колонны

ИМЯ ПЛАСТА	Ю11	Ю12	Ю13	Ю14-15	к.в.*	М1
$L_{кр}$	2866	2896	2908	2946	3056	3076
$\Gamma_{пл}$	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,105
$\Gamma_{грп}$	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
ρ_n	811	811	811	811	875	875
Расчетные значения						
Пластовое давление	286,6	289,6	290,8	294,6	305,6	322,98
$L_{контд\ min}$	710	720	720	730	565	770
запас	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
Принимаемая глубина	1130					

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

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

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 1130 м.

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности высота подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной для нефтяных скважин с газовым фактором более 50 м³/т должна быть выше уровня башмака предыдущей колонны не менее, чем на 150 м. Для заданных условий башмак кондуктора установлен на глубине 1130 м, т. е. подъем цементного раствора за эксплуатационной колонной производится до уровня 980 м или на 2150 м от башмака эксплуатационной колонны (3130 - 980 м).

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

В соответствии с заданным дебитом нефти 250 м³/сут, диаметр эксплуатационной колонны равный 168,3 мм. Для данного диаметра эксплуатационной колонны соответствует долото диаметром 215,9 мм.

Диаметр кондуктора составляет 244,5 мм, а диаметр долота 295,3 мм.

Диаметр колонны составляет 323,9 мм, а диаметр долота 393,7 мм.

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Величина максимального устьевого давления составляет 31,4 МПа.

Следовательно, проектируется ПВО ОП5-280/80х35, (280 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 35 – рабочее давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОКК1-35-168х245 К1 ХЛ, (обвязываются кондуктор и эксплуатационная колонна).

2.3 Проектирование процессов углубления скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Остальные интервалы предназначены для отбора керна. Способы бурения по интервалам представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	60	Роторный
60	1130	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
1130	3130	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
3076	3100	Роторный (Отбор керна)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

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

Для бурения интервала под направление проектируется PDC долото марки М (по типу горных пород), которое предназначено для бурения категории пород 1-3, оснащено резцами повышенной стойкости и стабилизационными ставками, при меньших осевых нагрузках (в отличии от

шарошечных долот) обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что ресурс долота составляет 15000м, что в свою очередь обеспечит его много кратное использование при бурении других проектов.

Для бурения интервала под кондуктор проектируется PDC долото марки MC (по типу горных пород мягкие, с пропластками средней твердости), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен породами категории твердости MC, а долото резцами повышенной износо- и ударостойкости.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC марки MC, C (по типу горных пород), долото предназначено для бурения пород категории твердости 3-5. Калибровочная часть долота также упрочнена твердосплавным материалом. Долото предназначено для сплошного бурения средних и твердых пород при строительстве наклонно-направленных скважин. Оптимально подобранная режущая структура и современные материалы обеспечивают высокую скорость бурения и проходку на долото.

Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал		0–60	60-1130	1130–3130	3076-3100
Шифр долота		BS-393,7 VD 519-10	BS-295,3 SD 616-111	BS-215,9 SW 513-102	BS-215,9/100 CD 613-001
Тип долота		PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9	215,9
Тип горных пород		M	MC	MC+CT	MC+CT
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-171	3 152	3 117	3 171
	API	S 223	S 223	S 223	S 333
Длина, м		0,33	0,36	0,29	0,265
Масса, кг		105	93	40	27,5
G, тс	Рекомендуемая	5-12	6-12	10	2-7
	Максимальная	27,7	25,1	20,9	7,1
n, об/мин	Рекомендуемая	100	140	150	120
	Максимальная	150	220	270	180

где G – осевая нагрузка на долото, тс.

n – линейная скорость на периферии долота, об/мин.

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы, так как при бурении трехшарошечными долотами скважина в поперечном сечении имеет сложную форму. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя.

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

Таблица 2.4 – Характеристики калибраторов по интервалам бурения

Интервал		0-60	60–1130	1130–3130
Шифр калибратора		1-КА 393,7 М	2-КСА295,3 МС	2-КСА215,9 СТ
Тип калибратора		С прямыми лопастями	С прямыми лопастями	С прямыми лопастями
Диаметр калибратора, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	МС	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	H171/M171	H152/M152	H117/M117
	API	7 5/8 Reg/6 5/8 Reg	box 6 5/8 Reg / box 6 5/8 Reg	box 4 1/2 Reg / box 4 1/2 Reg
Длина, м		0,85	0,72	0,63
Масса, кг		252	123	79

Для бурения интервала под направление 0–60 м с PDC долотом, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

Для бурения интервала под кондуктор 60–1130 м с PDC долотом планируется использование калибратора с прямыми лопастями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 1130–3130 м с PDC долотом планируется использование калибратора, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними и средне-твердыми горными породами.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

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

2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал	0-60	60-1130	1130-3130
Исходные данные			
D_d , см	39,37	29,53	21,59
$G_{пред}$, Т	25,1	20,9	27,7
Результаты проектирования			
$G_{доп}$, Т	22,16	20,08	16,72
$G_{проект}$, Т	3	6	7

где D_d – диаметр долота, см;

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

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

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

Для всех интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

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

Таблица 2.6 – Результаты расчета частоты вращения долота

Интервал		0-60	60-1130	1130-3130
Исходные данные				
V_d , м/с		1	2	2
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования				
n_1 , об/мин		49	129	133
$n_{\text{стат}}$, об/мин		40-150	60-220	140-270
$n_{\text{проект}}$, об/мин		60	140	180

где V_d – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

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

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

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление (0-60 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено тем, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин.

2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. 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 2.7.

Таблица 2.7 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Интервал	0-60	60-1130	1130-3130
Исходные данные			
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,65	0,6	0,55
K_k	1,2	1,1	1
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,14	0,135
V_m , м/ч	40	35	25
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,127
$d_{нмах}$, м	0,0191	0,009	0,0111
n	6	15	8
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	1
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,19	1,18	1,1
ρ_n , г/см ³	2,1	2,2	2,6
Результаты проектирования			
Q_1 , л/с	79	41	16
Q_2 , л/с	78	42	17
Q_3 , л/с	55	28	16
Q_4 , л/с	67	79	52
Области допустимого расхода бурового раствора			

ΔQ , л/с	55-79	28-79	25-52
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
$Q_{\text{проект}}$, л/с	70	70	35

где D_d – диаметр долота, м;

K – коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м^2 забоя;

K_k – коэффициент каверзости;

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

V_M – механическая скорость бурения, м/с;

$d_{\text{бт}}$ – диаметр бурильных труб, м;

$d_{\text{Нmax}}$ – максимальный внутренний диаметр насадки (промывочных отверстий), м;

n – число насадок (промывочных отверстий);

$V_{\text{кпмин}}$ – минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с;

$V_{\text{кпmax}}$ – максимальная допустимая скорость восходящего потока, м/с;

$\rho_{\text{п}}$ – плотность разбуриваемой породы, г/см³;

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

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

S_{max} – максимальная площадь кольцевого пространства, м²;

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

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

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

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 70 л/с для обеспечения качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 70 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 35 л/с, что обеспечит качественную очистку забоя, вынос шлама, стабильную работу ВЗД и предотвратит осложнения.

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

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

Таблица 2.8 – Параметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-60	60-1130	1130-3130
Исходные данные				
D _д	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
G _{ос} , кН		78	98	118
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		-	236	171
M _р , Н*м		-	3771	2963
M _о , Н*м		-	148	95
M _{уд} , Н*м/кН		-	37	24

Для интервала бурения 60–1130 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДРУ-240 7/8 РС который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-172 7/8РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении мягких с пропластками средних и средне-твердых горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
Д-240РС	60-1130	240	9,76	2530	30-75	40-160	16,9	70-282
ДРУ2-172РС	1130-3130	172	9,14	1470	19-45	85-200	12,2	70-224

2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

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

Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Б1-Б8.

Табличное значение $Q_{тк}$ для труб 127 мм группы прочности «Д» с толщиной стенки 9,2 мм составляет 102 и 107 тс (для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата $C=0,9$.

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

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

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{тк}}{Q_{кнбк} + Q_{б.т.}} = \frac{133,2}{103,01} = 1,29 > 1,15$$

$$N_{400} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{139,5}{103,01} = 1,3 > 1,15$$

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 2.10.

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

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на			
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	На выносливость	На статическую прочность	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	60	ПК 127х9,19	127	Е	9,2	ЗП-162-92	46,3	1,445	4,674	2,52	> 10	28,70	29,84
бурение	60	1130	ПК 127х9,19	127	Е	9,2	ЗП-162-92	1080	33,71	43,82	1,66	3,10	3,04	3,18
Отбор керна	3076	3100	ПК 127х9,19	127	Е	9,2	ЗП-162-92	3063	95,63	101,34	2,22	1,49	1,31	1,37
бурение	1130	3130	ПК 127х9,19	127	Е	9,2	ЗП-162-92	3073	105,66	120,233	1,98	1,44	1,26	1,32

2.3.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов

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

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

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

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

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

Направление, интервал 0-60 м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,17 * 0,0102 * 10^6}{9,81} = 1193 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Кондуктор, интервал 60-1130 м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,15 * 0,0102 * 10^6}{9,81} = 1172 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Эксплуатационная колонна, интервал 1130-3130 м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,05 * 0,0133 * 10^6}{9,81} = 1135 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Под направление выбираем бентонитовый раствор, который предназначена для бурения верхней части разреза скважины, обычно представленной слабосцементированными песками, глинами и песчаниками.

В интервале бурения под кондуктор (60-1130) и эксплуатационную колонну (1130-3130) так же присутствует наличие глин в разрезе, что

неблагоприятно отразится на стволе скважины при длительном времени бурения. Возможны осложнения в виде сужения ствола скважины, набухания, так же на данных интервале в зоне продуктивных пластов возможны поглощения бурового раствора и ГНВП, так же осыпи и обвалы горных пород. Данные проблемы решаются с использованием полимерного (инкапсулированного) бурового раствора.

Системы инкапсулированных буровых растворов проявляют свои ингибирующие свойства, когда полимер присоединяется к глинам на стенках скважины и препятствует обычным явлениям гидратации и дисперсии. Анионные карбоксильные группы прикрепляются к положительным зарядам по краям частиц глин. В силу того, что полимер имеет высокий молекулярный вес и разветвленную полимерную цепочку, он эффективно обволакивает глинистые частицы. Таким образом, на стенках ствола скважины образуется покрытие, препятствующее проникновению воды в глины. Инкапсулированный буровой раствор прекрасно подходит для бурения интервалов (техническая, эксплуатационная колонна), насыщенных глинами.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в приложении Б в таблицах Б 6-Б.9

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектированные колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении в таблице Б.10. При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины». Потребное количество химических реагентов представлено в приложении в таблице Б.11.

2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

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

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

Результаты расчета представлены в таблицах 2.11, 2.12, 2.13.

Таблица 2.11 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	60	БУРЕНИЕ	0,45	0,061	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	12,7	97,1	3,52
Под кондуктор									
60	1130	БУРЕНИЕ	1,112	0,102	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	1 5	11 14	80,6	4,01
Под эксплуатационную колонну									
1130	3130	БУРЕНИЕ	1,02	0,096	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	4 3	8 9	89,3	4,46
Отбор керна									
3076	3100	Отбор керна	0,716	0,068	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	11,1	86,2	2,97

Таблица 2.12 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
от (верх)	до (низ)										
0	60	Бурение	УНБ-950	2	95	170	192,6	1	125	36,9	73,8
60	1130	Бурение	УНБ-950	2	95	170	214	1	125	34,85	69,7
1130	3130	Бурение	УНБ-950	1	95	140	264,1	1	125	35	35
3076	3100	Отбор керна	УНБ-950	1	95	140	326	1	125	25	25

Таблица 2.13 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	60	БУРЕНИЕ	86,1	66,3	0	9,7	0,1	10
60	1130	БУРЕНИЕ	212,2	44,9	50,9	103	3,4	10
1130	3130	БУРЕНИЕ	193,8	53,2	49,4	64,2	17	10
3076	3100	Отбор керна	107,5	49,5	0	32,1	15,8	10

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

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

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

Таблица 2.14 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
3076-3100	КИ 2.2. 172/100	2-5	20-40	12-25

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету представлены в таблице 2.15.

Таблица 2.15 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1050
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1820
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	870	Глубина скважины, м	3130
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	980	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	364
Высота цементного стакана $h_{см}$, м	20	Динамический уровень скважины h_0 , м	2150

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

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

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;

2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунках 2.2-2.3 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для эксплуатационной, технической колонны и кондуктора соответственно.

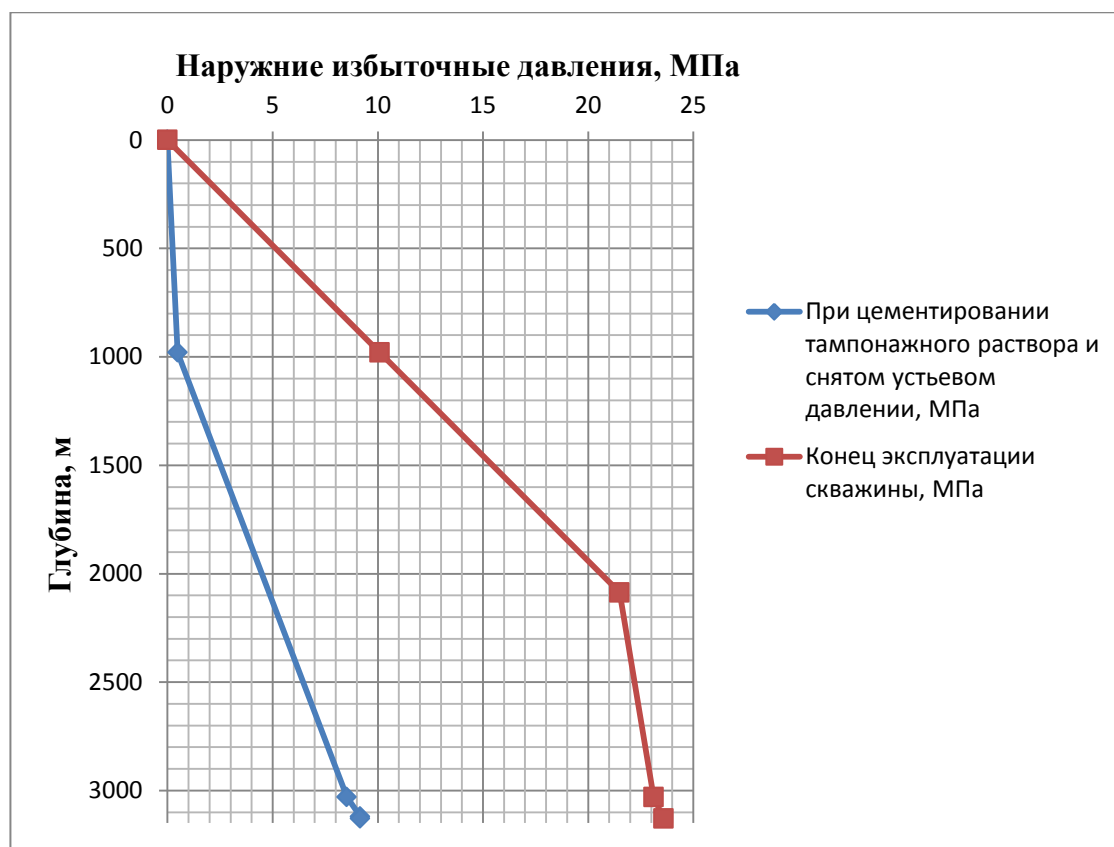


Рисунок 2.2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ

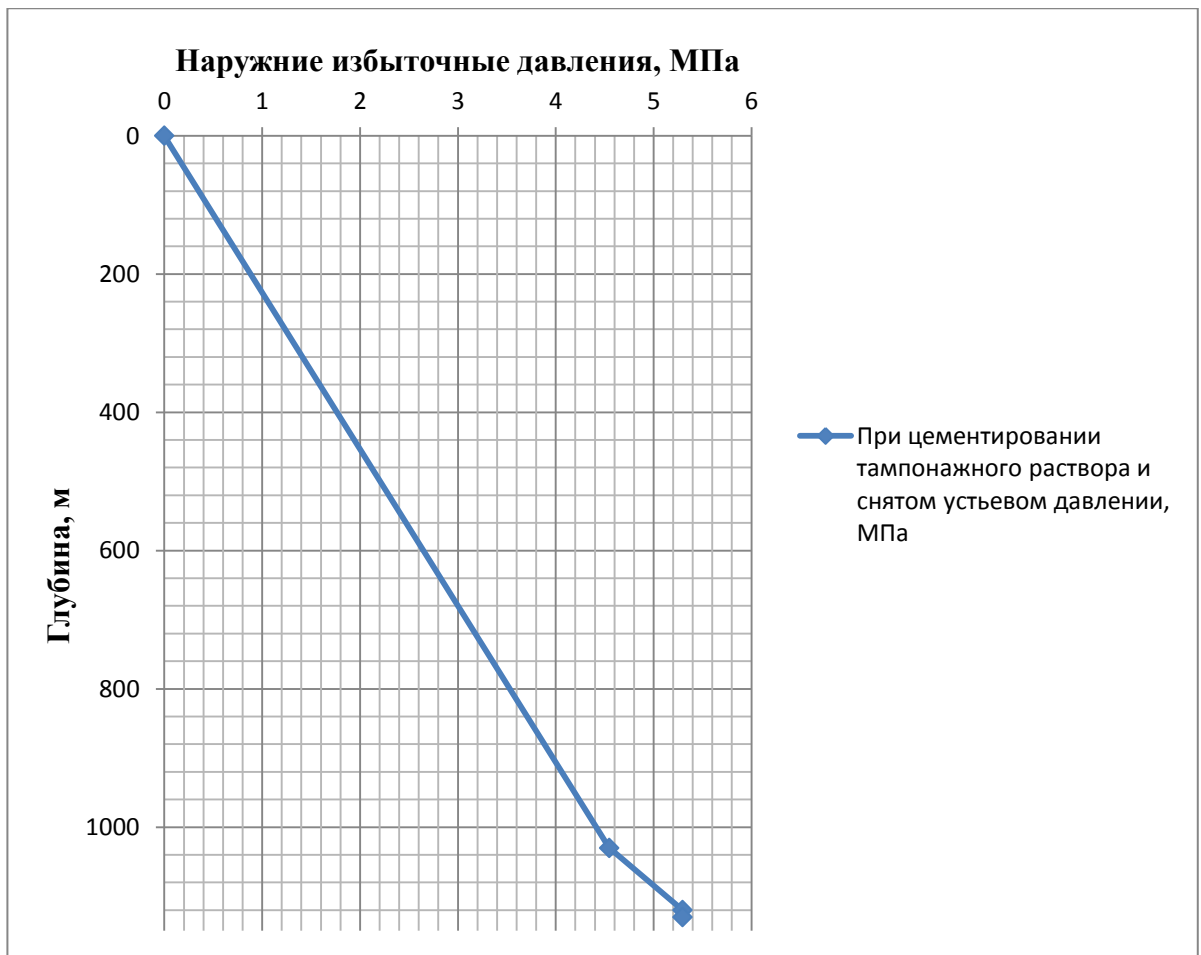


Рисунок 2.3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

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

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

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.

2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

На рисунках 2.5-2.6 представлены эпюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление» для эксплуатационной и кондуктора соответственно.

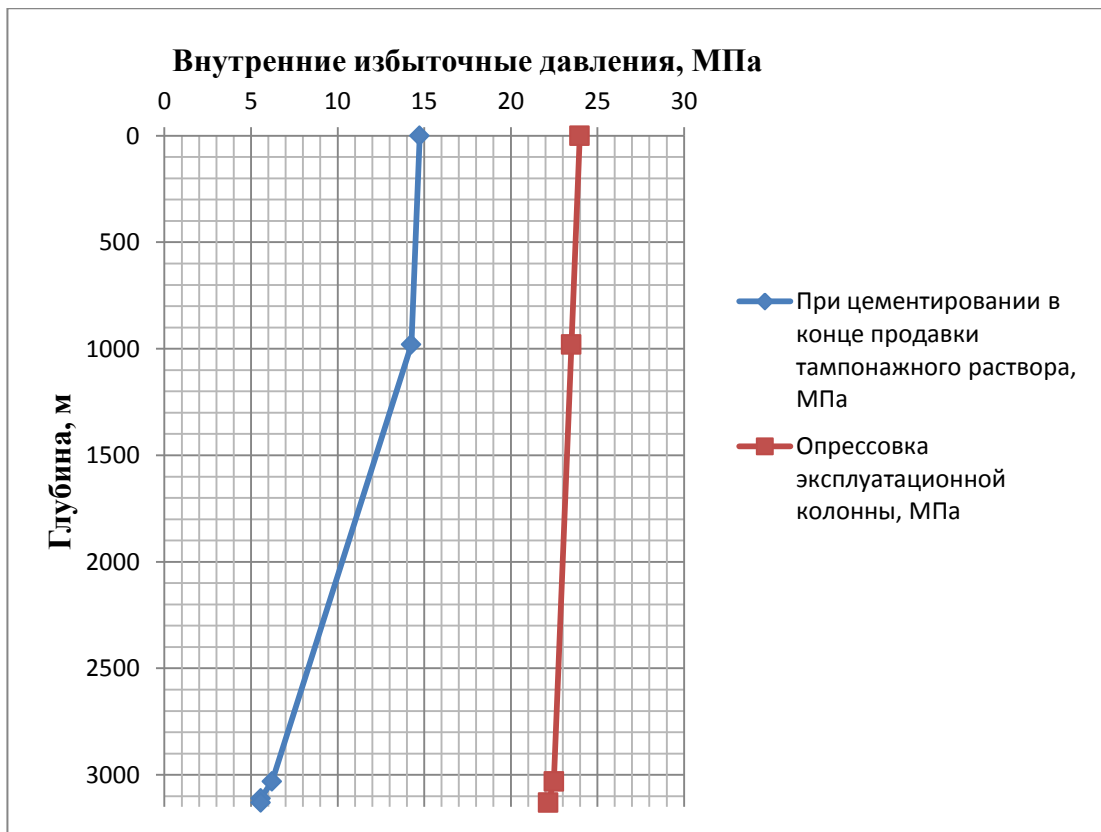


Рисунок 2.5 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ



Рисунок 2.6 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 2.16.

Таблица 2.16 – 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	60	67,2	4032	4032	0-60
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	1130	47,2	53336	53336	0-1130
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	10,6	3130	41,4	129582	129582	0-3130

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

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

Таблица 2.17 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Эксплуатационная, 168 мм	БКМ-168 («Уралнефтемаш»)	3130	3130	1	1
	ЦКОД-168 («Уралнефтемаш»)	3120	3120	1	1
	ЦПЦ-168/216 («НефтьКам»)	0	1100	22	97
		1100	1160	6	
		1160	2866	42	
		2866	3110	25	
	3110	3130	2		
ЦТ-168/216 («НефтьКам»)	2866	3110	25	25	

Продолжение таблицы 2.17.

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
	ПРП-Ц-В-168 («Уралнефтемаш»)	3120	3120	1	1
	ПРП-Ц-Н-168 («Уралнефтемаш»)	3120	3120	1	1
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	1130	1130	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	1120	1120	1	1
	ЦПЦ-245/294 («НефтьКам»)	0	60	6	31
		60	1120	24	
		1120	1130	1	
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	1120	1120	1	1	
Направление, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	60	60	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	60	6	6
	ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

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

Поскольку $45,19 \leq 50,55$ условие выполняется, выбираем цементирование в одну ступень.

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 2.18.

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

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	5,84	1,46	1050	1,46	МБП-СМ	102,2
		4,38		4,38	МБП-МВ	65,7
Продавочная жидкость	61,71		1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	42,66		1400	35,82	ПЦТ-III-Об(4-6)-50	28,3467
					НТФ	17,49
Нормальной плотности тампонажный раствор	8,19		1820	5,38	ПЦТ-II-150	10,3768
					НТФ	3,3579

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

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

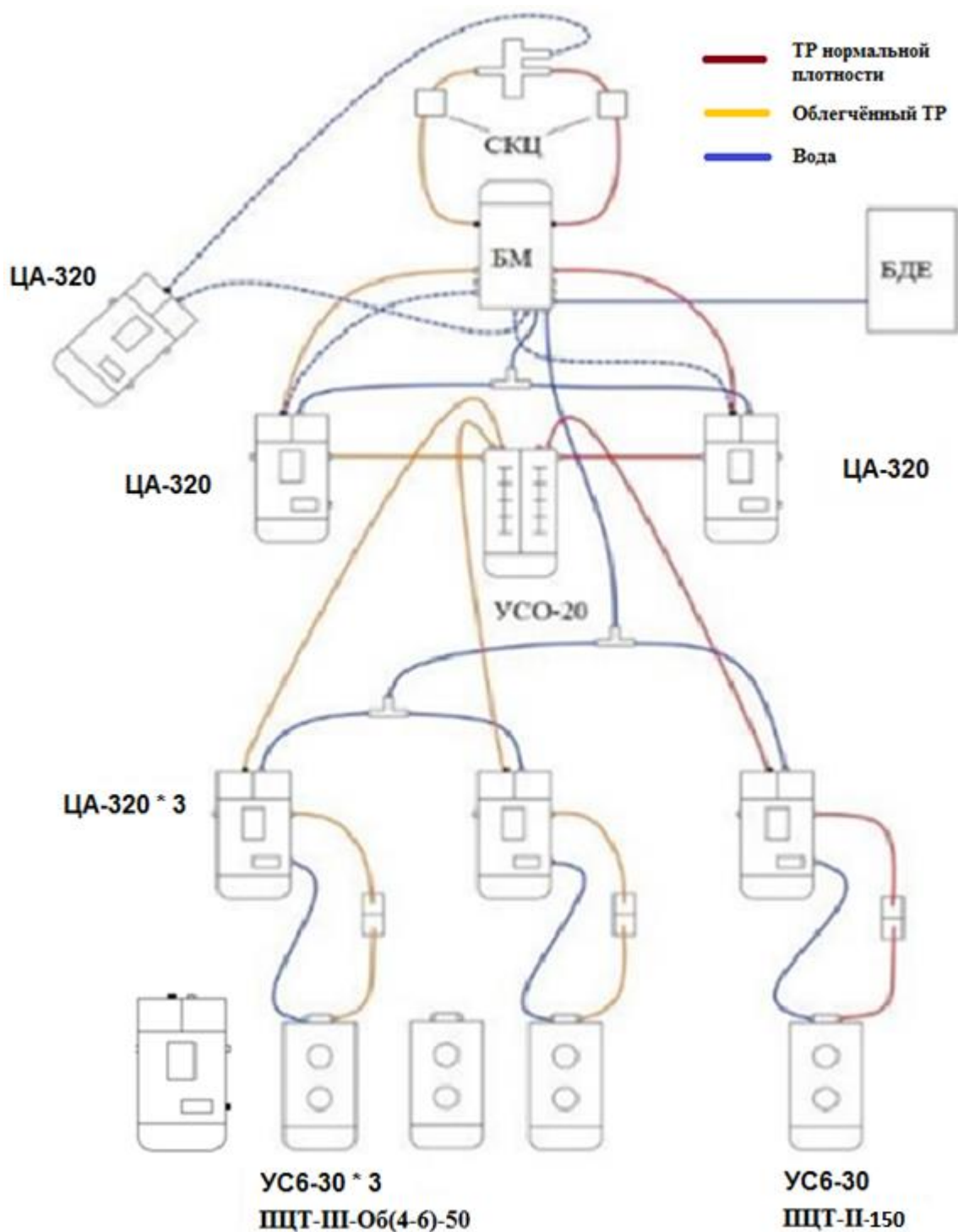
где $G_{\text{сух}}$ – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т.; $G_{\text{б}}$ – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого».

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

Облегченный тампонажный раствор: $m_2 = 28,35 / 10 = 2,835$ – 3 УС 6-30.

Тампонажный раствор нормальной плотности: $m_2 = 10,3768 / 13 = 0,8$ -1УС 6-30.

На рисунке 2.8 представлена схема расположения оборудования при цементировании.



СКЦ – станция контроля цементирования, БДЕ – блок дополнительных емкостей, ЦА-320 – цементировочный агрегат, УС 6-30 – цементосмесительная машина, УСО-20 – установка смесительная осреднительная
 Рисунок 2.8 – Технологическая схема обвязки цементировочной техники с применением цементносмесительных установок и гидворонки.

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

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

Задачами испытания пластов являются:

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

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

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

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

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

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

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

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

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

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле:

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

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

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

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

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

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

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

Вид перфорации указан в таблице 2.19.

Таблица 2.19 – Перфорация скважины

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

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

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

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

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

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

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

Принимаем арматуру фонтанную АФ1-80/65х35.

2.5 Выбор буровой установки

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

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

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

Выбранная буровая установка ЗД-86			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	103,01	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	120 > 103,01
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	129,0	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	180 > 129,0
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	133,9	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	200/133,9 = 1,49 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	200		

3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «Наземное оборудование для ЗБС»

3.1 Современные технологии зарезки боковых стволов

Бурение боковых стволов - инновационный метод повышения нефтеотдачи.

Одной из наиболее эффективных технологий повышения нефтеотдачи является бурение боковых стволов (БС) из обсадной колонны вертикальной или наклонной скважины. Этот метод позволяет не только восстановить добычу из бездействующих скважин, но и увеличить продуктивность пробуренных, а также повысить нефтеотдачу малодебитных скважин.

Существуют два основных способа забуривания бокового ствола из обсаженной эксплуатационной колонны. Первый - это вырезка секции обсадной колонны, с последующей зарезкой БС. Второй - вырезка "окна" в обсадной колонне с помощью вырезающих фрез и последующая зарезка БС скважины с установленного клина-отклонителя.

3.2 Мобильная буровая установка МУ-140

Для использования этого метода необходимы специальные мобильные буровые установки, такие как МБУ140, которые позволяют бурить ротором и гидравлическими забойными двигателями эксплуатационные и разведочные скважины, бурить боковые стволы, ремонтировать и восстанавливать нефтяные и газовые скважины.

Кроме того, МБУ140 имеет широкий спектр возможностей, таких как механизированное свинчивание колонны бурильных и насосно-компрессорных труб, разбуривание песчаных пробок и цементных мостов, постановка цементных мостов в скважинах через манифольд вышки, промывка скважин, выполнение работ по ликвидации аварий, освоение скважин после завершения

буровых работ, монтаж-демонтаж установки и другого оборудования на скважине, передвижение по дорогам всех категорий.

Таким образом, бурение боковых стволов является инновационным методом повышения нефтеотдачи, который может быть эффективно использован при помощи специализированных мобильных буровых установок, таких как МБУ-140.



Рисунок 3.1 – Буровая установка МБУ 140

Установка МБУ 140 – инновационный тягач, разработанный для удобства и безопасности работников на высоте. Она состоит из нескольких блоков: Подъемный блок, который устанавливается на специальном полноприводном шасси повышенной грузоподъемности БАЗ – 69099, а также мобильного блока приемных мостков и бурового основания на трехосном прицепе.

Установка оснащена рядом предохранительных устройств для обеспечения безопасности работников, включая ограничитель хода крюкоблока, ограничитель нагрузки крюка, звуковой сигнал при окончании выдвижения мачты, ограничение давления воздуха и масла, а также фильтры для их очистки. Существуют также аварийные и предупредительные лампы для работы двигателя, расположенные на пульте бурильщика.



Рисунок 3.2 – МБУ 140 в рабочем положении..

Для облегчения работы установки МБУ 140 присутствуют такие приспособления механизации и механизмы, как вспомогательная гидравлическая лебедка, выравнивание горизонтального положения и четыре гидравлических домкрата.

Важно отметить, что установка МБУ 140 может работать в темное время суток благодаря специальному освещению, которое включает в себя не только подсветку рабочей платформы и лебедки, но и сигнализирующие лампы на раме кронблока, а также освещение трассы крюкоблока и мачты.

Все эти предусмотрительные меры установки МБУ 140 увеличивают её безопасность и эффективность работы на высоте.

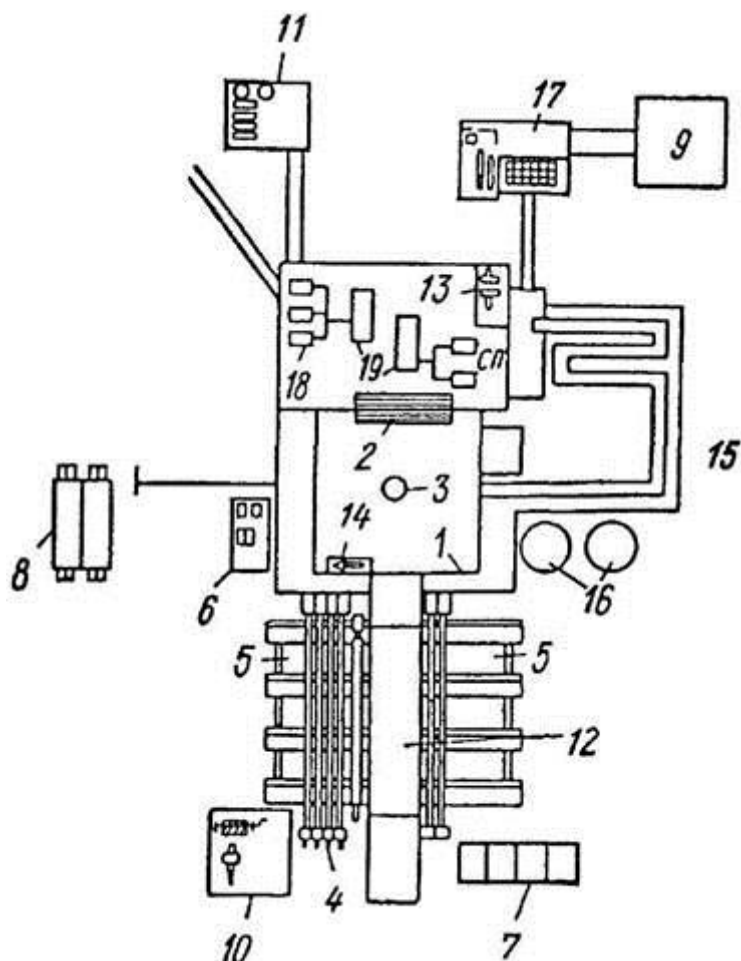


Рисунок 3.3 – Типовая схема размещения оборудования, инструмента, запасных частей и материалов на буровой: 1 - буровая вышка; 2 – лебедка); 3 – ротор ; 4 - бурильные трубы; 5 - стеллажи; 6 - инструментальная площадка; 7 - площадка отработанных долот; 8 - хозяйственная будка; 9 - площадка глинохозяйства; 10 - площадка ловильного инструмента; 11 - площадка горюче-смазочных материалов; 12 - приемные мостки; 13 - верстак слесаря; 14 - стеллаж легкого инструмента; 15 - очистная система; 16 - запасные емкости; 17 - глиномешалка; 18 - силовой привод; 19 – насосы.

Таблица 3.1 – Технические характеристики

Допускаемая нагрузка на крюке, кН (тс)	1373 (140)
Максимальная испытательная нагрузка на крюке, кН (тс)	1715 (175)
Условная глубина бурения (масса бурильной колонны 28 кг/м), м	3000
Условная глубина при ремонте и освоении (масса колонны НКТ 14 кг/м), м	5400

Продолжение таблицы 3.1.

Монтажная база – самоходное шасси повышенной проходимости*:	
- Разработчик и завод-изготовитель: Кунгурский машзавод Минский завод колесных тягачей Брянский автомобильный завод	ПС6 МЗКТ-7003 БА3-69099
- Колесная формула	12x12
- Марка и мощность привода самоходного шасси, кВт (л.с.):ТМЗ-8431.10 или Caterpillar C15 с GMT Allison 4700 OFS	346 (470) 354 (480)
Вышка:	
- телескопическая, двухсекционная, наклонная с открытой передней гранью, в сборе с кронблоком, с возможностью установки системы верхнего привода	
- расстояние от земли до оси кронблока, м	37
- подъем вышки с помощью одного или двух гидроцилиндров	
- выдвижение верхней секции с помощью гидроцилиндра	
- управление подъемом вышки и выдвижением верхней секции	дистанционным пультом управления
Балкон верхового рабочего:	
- автоматически раскладывающийся при выдвижении верхней секции вышки	
- емкость магазина балкона верхового рабочего, м: - для бурильных труб \varnothing 114 мм - для НКТ и бурильных труб \varnothing 73 и 89 мм	2700 5400
- длина бурильной свечи, м, не более	21
Талевая система:	
- оснастка талевой системы	4x5
- диаметр талевого каната, не более, мм	28
- с устройством перепуска талевого каната	
Лебедка:	
- однобарабанная, двухскоростная, с дисковыми пневматическими муфтами, двухшківним ленточним тормозом	
- тяговое усилие, кН (тс)	191 (19,5)
- скорость подъема крюкоблока, м/с	0,15...1,5

Продолжение таблицы 3.1.

Гидродинамический тормоз:		0,9
- включение оперативное, дисковой пневматической муфтой		
- скорость спуска крюкоблока с грузом массой 84 т, м/с		
Гидросистема рабочая/монтажная:		
- модель насоса	310.4.112 – 2 шт./НШ-50М4 – 1 шт.	
- номинальное давление, МПа (кг/см ²)	19,6 (200)/17,6 (180)	
- номинальная подача, л/мин	380/113,7	
Гидрораскрепитель 2 шт.:		
- ход штока, мм	950	
- развиваемое усилие, кН (тс)	49 (5,0)	
Вспомогательная гидроприводная лебедка, 2 шт.:		
Допускаемая нагрузка на крюке, кН (тс)	29,5 (3,0)	
Манифольд (стояк с буровым рукавом):		
- проходное сечение, мм	75	
- рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	24,5 (250)	
Аварийный электро-гидравлический привод:		
- мощность электродвигателя, кВт	30	
- допускаемая нагрузка на крюке (тихий ход), кН (тс)	1373 (140)	
- скорость подъема крюкоблока на тихом ходу, м/мин, не более	0,7	
- скорость подъема крюкоблока на быстром ходу, м/мин, не более	2,9	
Освещение основное и аварийное, В	12	
Основание буровое:		
- складываемое (параллелограмм)		
- просвет от уровня земли до подроторных балок, м*	4,7/6,0	
- допускаемая нагрузка, кН (тс)	1373 (140)	
Вертлюг буровой ВВ-140:		
- допускаемая нагрузка, кН (тс)	1373 (140)	
- диаметр проходного отверстия, мм	75	
- наибольшая частота вращения, с ⁻¹ (об/мин)	6 (360)	
Буровой ротор в комплекте с захватом клиновым пневматическим:		
- тип, привод*	РУП-560М, механический	РУП-560, гидравлический
- проходное отверстие, мм	560	560
- допускаемая нагрузка на стол и клиновой захват, кН (тс)	1373 (140)	1373 (140)
- приводная мощность, кВт (лс)	180 (240)	120 (160)
- крутящий момент, кН*м (кг*м)	19,5 (2000)	15,7 (1600)

Продолжение таблицы 3.1.

- наибольшая частота вращения, с ⁻¹ (об/мин)	2,5 (150)	1,66 (100)
- ø труб, удерживаемых клиновой подвеской, мм*	60-340	
Труба ведущая бурильная ВБТ:		
- размер квадратной части, мм*	89x89, 112x112, 133x133, 140x140, 80x80	
- длина, мм	11300	
Мост приемный со стеллажами* :	Перевозимый или на колесном ходу	
Аппарель, высота, мм	300	
Масса подъемного блока в транспортном положении не более, кг	65000	
Срок службы, лет	9	

3.3 МБУ зарубежного исполнения.

Одним из ключевых преимуществ, которое предоставляет китайский рынок спецтехники, является доступная цена на оборудование, не затрагивающая его технические характеристики и качество. Более того, в некоторых случаях китайские мобильные установки превосходят известные бренды как по техническим параметрам, так и по функциональности. Экономическая и территориальная близость России и Китая стимулирует растущий спрос на механизмы, производимые на территории КНР.

Таким образом, китайская буровая техника zj 40 представляет собой замечательное сочетание высокой производительности, экономичности и простоты в эксплуатации, что делает её привлекательным выбором для российских компаний, занимающихся добычей нефти и газа.

Мобильная буровая установка zj 40 - это технологическое решение, способное обеспечить быстрое и эффективное проведение буровых работ в любых пустынных условиях. Благодаря передвижному автомобильному шасси и комплектации модулями, установка может быть быстро смонтирована на месте работ, существенно экономя время и силы.

Буровое оборудование специально разработано для работы в экстремальных условиях и позволяет достигать глубоких скважин до 4 километров. Механическая приводная система и дизельные моторы CAT 3508 и CAT 3512 обеспечивают высокую функциональность и надежность работы буровой установки.



Рисунок 3.4- Мобильная буровая установка zj 40

Среди важнейших особенностей конструкции можно выделить высокий уровень мобильности благодаря передвижной системе, дополнительно применяемые транспортные базы и подкаты, возможность перевозки техники без её демонтажа на модули и открытая мачта для простоты сборки.

Опциональное дополнительное оборудование установки позволит расширить ее функциональные возможности и обеспечить повышенный уровень комфорта для оператора. Система устойчивости и балансировки, гидравлическая лебёдка, комплект для эвакуации, ускоритель подъёма и кабина для оператора - это лишь некоторые из возможных дополнений для техники zj 40.

В целом, мобильная буровая установка zj 40 - это инновационное технологическое решение, способное обеспечить высокий уровень мобильности и производительности при проведении буровых работ в пустынных условиях.

3.4 Заключение по разделу.

Зарезка боковых стволов (ЗБС) - инновационный метод добычи нефти, который начал использоваться достаточно недавно. Он позволяет увеличить нефтеотдачу с низкодебитных или сильно обводненных скважин. ЗБС заключается в том, что на скважину устанавливается специальная мобильная буровая установка, которая зарезает окно на определенной глубине и ведет наклонное бурение под углом до 95 градусов. С помощью этого метода возможно достичь значительной глубины, что делает его одним из самых эффективных.

В России на дорогах часто можно встретить отечественные и китайские автомобили, которые отличаются не только простотой доставки, но и доступной ценой. Среди отечественных автопроизводителей можно выделить МБУ 125, которая является одной из самых мощных машин в России. С ее помощью возможно производить бурение скважин до 5,4 км в глубину, благодаря колесной формуле 12x12. Не менее впечатляющая китайская мобильная буровая установка ZJ 40, предназначена для добычи нефти и устанавливается на грузовое шасси с колесной формулой 14x8. В отличие от других машин она позволяет сочетать скорость разработки скважин с высоким качеством добычи нефти.

Хотя эффективность использования мобильных буровых установок для бурения скважин на нефть меньше, чем у стационарных вышек, они являются отличным выбором для откачки небольших залежей на малых и средних глубинах. При этом они не требуют времени на монтаж и демонтаж, а перевод в рабочее состояние осуществляется автоматически и за считанные минуты.

Такие мобильные буровые установки оснащены шнековым оборудованием, которое быстро разворачивается на рабочем месте, что существенно сокращает время подготовительных работ и минимизирует необходимость вызова специальных бригад.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8В	Бадрутдинов Альберт Исмагилович

Школа	ИШПР	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и газовых скважин

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Линейный календарный график выполнения работ
--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.03.2023
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Рыжакина ТатьянаГавриловна	к.э.н.		10.03.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Бадрутдинов Альберт Исмагилович		10.03.2023

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

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

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

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

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

4.1 Планирование исследовательских работ

4.1.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения составляет 41,21 м/ч.

Рейсовая скорость бурения составляет 22,95 м/ч.

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

4.1.2 Линейный календарный график выполнения работ

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

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

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

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

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

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

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

Таблица 4.1 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	Сутки	Месяцы												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1. Вышкомонтаж	45													
2. Бурение	26,2													
3. Испытание	12,1													

4.1.3 Сметная стоимость строительства скважины

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

договоров между буровыми и нефтегазодобывающими предприятиями и финансирования буровых работ.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

4.2 Вывод по разделу

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

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

скважин в качестве добывающих. Таким образом, строительство разведочных скважин в настоящее время выгодно и экономически оправданно.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8В	Бадрутдинов Альберт Исмагилович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3130 метров на нефтяном месторождении (Томская область)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при эксплуатации 	<p>Объект исследования: проектные решения для строительства разведочной вертикальной скважины на нефтяном месторождении.</p> <p>Область применения: проект на строительство скважины.</p> <p>Рабочая зона: полевые условия.</p> <p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</p> <p>Роторная площадка: Ротор – 1 шт, Клиновой пневматический захват – 1 шт, Универсальный механический ключ – 2 шт, Автоматический ключ бурильщика – 1 шт, Пульта управления – 1 шт, Крюкоблок – 1 шт. Подсвечник – 2 шт. Вспомогательная лебёдка – 1 шт.</p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: механическое бурение, спуско-подъемные операции, крепление скважины.</p>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Нормативные документы, регламентирующие организацию трудового процесса на рабочем месте:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Федеральные законы и постановления правительства; – «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ); – Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ.
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов. <p>Обоснование мероприятий по их</p>	<p>Возможные опасные и вредные факторы при строительстве скважины:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; – Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума; – Повышенный уровень вибрации;

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

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Бадрутдинов Альберт Исмагилович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью данной выпускной квалификационной работы студента является проектирование строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3130 метров на нефтяном месторождении (Томская область).

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

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

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

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

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

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются ТК РФ [22]. Лица младше 18 лет не могут работать в сфере, связанной с бурением скважин, даже при

наличии соответствующего образования согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №163 [23]. Глава 47 ТК РФ определяет особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом, а именно: общие положения, ограничения на работы вахтовым методом, продолжительность вахты, учет рабочего времени при работе вахтовым методом, режимы труда и отдыха при работе вахтовым методом, гарантии и компенсации [22].

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

Работник, занятый непосредственно на буровой, также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [24].

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

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

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием, где место работы бурильщика

оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 [26].

5.2 Производственная безопасность

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

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

Работы по сооружению скважин осуществляются на открытых площадках, для которых на данной территории региона указываются: период времени года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха территории района. Работающие на открытой территории в зимний и летний периоды года должны быть обеспечены СИЗ, теплоизоляция и состав которого должны соответствовать климатическому региону. Кроме того, часть работы по строительству скважин осуществляется в производственных помещениях, к которым относятся вагон-офисы, ЦСГО, кабина бурильщика. Согласно СанПиН 1.2.3685-21 устанавливаются определенные требования к этим помещениям, например, температура в теплое и холодное время года, скорость движения воздуха [28]. В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более $0,2 \text{ м}^2$ общей продолжительностью воздействия излучения 50 % рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м^2 . При осуществлении работ в холодное время года необходимо руководствоваться МР 2.2.7.2129-06 [29]. Так, например, для Тюменской области при температуре

воздуха -30°C и скорости ветра 4 м/с допустимая продолжительность пребывания на открытом воздухе не должна превышать более 52 минут.

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

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

В результате поступления из скважины пластовых газов или при использовании растворов на углеводородной основе может возникать загазованность рабочей среды. Загазованность может вызвать развитие различных заболеваний, раздражение, заболевание дыхательных путей. По содержанию вредных примесей микроклимат рабочих мест должен отвечать

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

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

Фактор «Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего» возникает при большинстве выполняемых технологических операциях при невыполнении требований безопасности, неквалифицированности персонала буровой бригады, также в случае возникновения неисправностей. При воздействии этого фактора

возможно получение механических травм, таким как переломы пальцев на руках и ногах, ушибы и ссадины. Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно ПБНГП [37].

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

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

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

высотой не менее 1 м. маршевые лестницы должны иметь уклон не более 60 градусов, ширина лестниц должна быть не менее 0,65 м [37].

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

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

Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте. Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В эти обязанности входит:

- 1) Обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
- 2) Слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;
- 3) Контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин;
- 4) Назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки. Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-П

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

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

шкафов указывают после следующих буквенных индексов: «ПЩ», «ПК». Пожарный инвентарь необходимо размещать на видных местах, иметь свободный доступ к ним и не препятствовать эвакуации во время пожара.

5.3 Экологическая безопасность

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

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

Загрязнение гидросферы интенсивно происходит при бурении и креплении ствола. Во время бурения и вскрытия водонасыщенных пластов буровой раствор контактирует с флюидонасыщенным горизонтом, в результате чего может происходить его загрязнение различными химическими реагентами в результате процесса фильтрации. С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия: сооружение водоотводов, накопителей и отстойников; очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики); строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных

горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора; ограничить фильтрацию бурового раствора в проницаемые пласты путем применения понизителей фильтрации и кольматантов; создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой [37].

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

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин: лесные пожары; газонефтеводопроявления; взрывы ГСМ; разрушение буровой установки. Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин является газонефтеводопроявление (ГНВП). В результате всех вышеперечисленных причин возможно возникновение флюидопроявления, которое постепенно переходит в открытый неуправляемый фонтан нефти, газа и их смеси. Последствия фонтанирования глобальны, вплоть до полного уничтожения

кустового оборудования, плодородного слоя земли, продуктивного горизонта и человеческих жертв.

5.4.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

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

На основании Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [43], можно выделить следующие классы возможных пожаров при ГНВП: пожары горючих жидкостей (В) и пожары газов (С). В качестве первичных средств пожаротушения на территории буровых площадок размещаются пожарные щиты типа ЩП-В. Комплектация пожарного щита ЩП-В: огнетушитель ОП-10 или 2 огнетушителя ОП-4, ОП-5 или 2 огнетушителя ОВП-10; лом – 1 шт; ведро – 1 шт; покрывало для изоляции очага возгорания – 1 шт; лопата штыковая – 1 шт; лопата совковая – 1 шт; ящик с песком 0,5 куб. метра – 1 шт.

5.5 Вывод по разделу

В ходе выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, которые

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

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с заданием были разработаны технологические решения для создания глубокой разведочной вертикальной скважины на нефтяном месторождении, глубиной 3130 метров. В технической части было обосновано местоположение скважины и примененные методики бурения, промывки и завершения работ. Кроме того, при изучении специального вопроса были изучены и проанализированы МБУ отечественного и зарубежного производства.

Результаты исследования области социальной ответственности свидетельствуют об удовлетворении стандартов производственной и экологической безопасности в рамках выполнения выпускной квалификационной работы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

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

2. Епихин А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин») / А.В. Епихин, А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 152 с.

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

4. Большая энциклопедия нефти и газа [Электронный ресурс] URL: <http://www.ngpedia.ru/id254885p4.html>.

5. Боярко, Г.Ю. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения: методическое указание/ Г.Ю. Боярко [и др.]. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2017. – 166 с.

6. ГОСТ 12.0.001–82 Система стандартов безопасности труда. Основные положения.

7. ГОСТ 12.0.002–2014 "Система стандартов безопасности труда. Термины и определения" (введен в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19 октября 2015 г. N 1570-ст).

8. ГОСТ 12.0.002–2014 Система стандартов безопасности труда. Термины и определения.

9. ГОСТ 17.2.3.02–78 Охрана природы (ССОП). Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями.

10. ГОСТ ИСО 14698–1–2005 Чистые помещения и связанные с ними контролируемые среды. Контроль биозагрязнений. Часть 1. Общие принципы и методы.

11. Долина, П.А. Техника безопасности в электроэнергетических установках: справочное пособие/ П. А. Долина. – Москва: Энергоатомиздат, 1987. – 400 с.

12. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые утв. Постановлением Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС от 07.03.1986 N 81/5-86 [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/902142132>

13. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин утв. Гос. ком. СССР по труду и социал. вопр. и Секретариатом ВЦСПС 07.03.86. – 100 с [Электронный ресурс] URL: <https://docplan.ru/Index2/1/4293783/4293783185>.

14. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс] URL: <https://docplan.ru/Index2/1/4293743/4293743268>.

15. Епихин, А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: методическое указание/ А.В. Епихин [и др.]. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2019. – 75 с.

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

17. Ковалев, А.В. Расчет и обоснование параметров цементирования скважин: методическое указание/ А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2017. – 13 с.

18. Лягов, И.А. Обоснование и разработка технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов разветвленными скважинами сверхмалого диаметра / И.А. Лягов. – Санкт-Петербург: На правах рукописи, 2014. – 211 с.

19. Мастрюков, Б.С. Безопасность в чрезвычайных ситуациях в природно-техногенной сфере. Прогнозирование последствий: учебное пособие/ Б. С. Мастрюков. – Москва: Академия, 2011. – 368 с.

20. Моя библиотека [Электронный ресурс] URL: <http://mybiblioteka.su/4-16562.html>.

21. Оборудование и технология для глубокой перфорации скважин [Электронный ресурс] URL: <https://neftegaz.ru/science/view/273-Oborudovanie-i-tehnologiya-dlya-glubokoy-perforatsii-skvazhin>.

22. Панин, В.Ф., Экология для инженера: методическое пособие/ В.Ф. Панин, А.И. Сечин, В.Д. Федосова. – М.: Изд. Дом «Ноосфера», 2000. – 284 с.

23. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2018 г. № КЦ/2018–12ти «Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2018 года».

24. Правила устройства электроустановок ПУЭ (утв. Минэнерго СССР) (6-ое издание) [Электронный ресурс] URL: <https://base.garant.ru/3923095/>.

25. СанПиН 2.2.4.3359–16 "Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах".

26. СНиП 23–05–95 "Естественное и искусственное освещение".

27. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197–ФЗ (ред. от 01.04.2019) [Электронный ресурс] URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/.

28. Учебные материалы онлайн [Электронный ресурс] URL: https://studwood.ru/1281650/geografiya/tehnologiya_gidromehanicheskoy_schelevoy_perforatsii_tehnicheskaya_harakteristika_perforatorov.

29. Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 N 116–ФЗ (последняя редакция) [Электронный ресурс] URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_15234/

30. Федеральный закон "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013 N 426-ФЗ (последняя редакция) [Электронный ресурс] URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_156555/

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

55. СП 60.13330.2020 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.

56. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.

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

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

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

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

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

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

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

Приложение А Горно-геологические условия бурения скважины

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град.	азимут, град.	
1	2	3	4	5	6	7
0	50	Четвертичная система	Q	0		1,45
50	140	Некрасовская свита	Pg3 nk	0		1,45
140	190	Чеганская свита	Pg2-3 cg	0		1,45
190	250	Люлинворская свита	Pg2 ll	0		1,45
250	300	Талицкая свита	Pg1 tl	0		1,45
300	460	Ганькинская свита	K2 gn	0		1,45
460	510	Славгородская свита	K2 sl	0		1,45
510	640	Ипатовская свита	K2 ip	0		1,45
640	670	Кузнецовская свита	K2 kz	0		1,45
670	1550	Покурская свита	K1-2 pk	0		1,10
1550	1590	Алымская свита	K1 al	0		1,10
1590	2250	Киялинская свита	K1 kls	0		1,10
2250	2320	Тарская свита	K1 tr	0		1,10
2320	2570	Куломзинская свита	K1 klm	0		1,10
2570	2600	Баженовская свита + Георгиевская	J3 bg+J3 gr	0		1,10
2600	2680	Васюганская свита	J3 vs	0		1,10
2680	2945	Тюменская свита	J2 tm	0		1,20
2945	3050	Салатская свита	J1 sal	0		1,20
3050	3060	Тогурская свита	J1 tog	0		1,20
3060	3070	Урманская свита	J1 urm	0		1,20
3070	3150	Палеозой	PZ	45-50		1,30

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по вертикали		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	50	торф, пески, супеси алевролиты	40 40 10 10	почвенно - растительный слой; торф; пески; супеси и алевролиты.
Pg3 nk	50	140	глины, суглинки, супеси, алевролиты, пески	50 10 10 10 10	Чередование глин, суглинок, супесей, алевролитов и песков
Pg2-3 cg	140	190	глины, алевролиты	80 20	Глины зеленовато - серые с прослоями алевролитов
Pg2 ll	190	250	глины, алевролиты	50 50	Глины тонко отмученные, оскольчатые, прослой алевролитов, глин опоковидных
Pg1 tl	250	300	глины, алевролиты	80 20	Глины с линзами алевролитов
K2 gn	300	460	глины	100	Глины известковистые, алевролитистые
K2 sl	460	510	глины,	100	Глины алевролитистые
K2 ip	510	640	пески, глины, алевролиты	80 10 10	Переслаивание песков, глин, алевролитов

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
K2 kz	640	670	глины,	100	Глины с зернами глауконита
K1-2 pk	670	1550	пески, песчаники, алевролиты, глины,	50 20 20 10	Переслаивание песков, песчаников, алевролитов и алевролитистых глин
K1 al	1550	1590	глины	100	Глины с линзами алевролитового и глин
K1 kls	1590	2250	песчаники, алевролиты, глины	40 30 30	Чередование песчаников, алевролитов и глин
K1 tr	2250	2320	песчаники, аргиллиты	65 35	Песчаники серые, светло - серые, средне - зернистые, кварц - полевошпатовые, слабо - и среднесцементированные, иногда известковистые, крепкие, участками косослоистые, подчиненные прослои темно - серых плотных аргиллитов и алевролитов, глины темно - серые
K1 klm	2320	2570	аргиллиты, песчаники, алевролиты,	40 30 30	Аргиллиты слюдяные с прослоями песчаников и алевролитов
J3 bg+J3 gr	2570	2600	аргиллиты,	100	Аргиллиты глинисто - кремнистые, битуминозные
J3 vs	2620	2680	песчаники, алевролиты, аргиллиты,	50 30 20	Верхняя часть - переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов; нижняя часть - преимущественно аргиллиты
J2 tm	2680	2945	песчаники, алевролиты, аргиллиты, угли,	50 10 30 10	Переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов с прослоями углей до 16 м и углистых аргиллитов
J1 sal	2945	3050	песчаники, алевролиты, аргиллиты,	40 20 20	Верхняя часть - преимущественно глинисто - углистые породы с подчиненными прослоями песчаников и алевролитов; нижняя - часть - средне и крупно зернистые песчаники с прослоями аргиллитов
J1 tog	3050	3060	аргиллиты,	100	Представлена аргиллитов сидеритизированные, битуминозными детритом

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
J1 urm	3060	3070	аргиллиты, алевролиты,	60 40	Переслаивание аргиллитов и алевролитов
PZ	3070	3150	известняк,	100	Известняк органогенно - обломочные с прослоями глинистых известняков

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по вертикали		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, процент	Проницаемость, мдарси	Глинис- тость, процен- т	Карбо- натность, процент	Рассло- енность породы	Абра- зивность	Категория породы промышленной классифика- ции (мягкая, средняя и. п.)
	от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	50	торф								
			пески	1,9	-	500	-	0	1	10	мягкая
			супеси	2,0	-	0	-	0	3	10	мягкая
			алевролиты	2,6	-	50	-	0	3	10	мягкая
Pg3 nk	50	140	пески	2,4	-	600	-	0	1	10	мягкая
			глины	2,4	-	0	95	0	2	4	мягкая
			суглинки	2,0	-	0	30	0	2	4	мягкая
			супеси	2,0	-	0	-	0	3	10	мягкая
			алевролиты	2,6	-	50	-	0	3	10	мягкая
Pg2-3 cg	140	190	алевролиты	2,6	-	50	-	0	3	10	мягкая,
			глины	2,4	-	0	95	0	1	4	мягкая
Pg2 ll	190	250	глины	2,1	-	0	95	0	2	4	мягкая,
			алевролиты	2,6	-	50	-	0	3	10	мягкая
Pg1 tl	250	300	глины	2,4	-	1	90	0	2	4	мягкая,
			алевролиты	2,6	-	50	-	0	3	10	мягкая
K2 gn	300	460	глины	2,60	-	5	95	2	3	4	мягкая
K2 sl	460	510	глины	2,60	-	5	95	2	3	4	мягкая,
K2 ip	510	640	глины	2,4	-	0	90	0	3	4	мягкая,
			пески	2,6	32	450	8	3	2	10	мягкая
			алевролиты	2,6	-	50	-	0	3	10	мягкая
K2 kz	640	670	глины	2,4	-	0	90	2	3	4	мягкая

Продолжение таблицы А.3.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
K1-2 pk	670	1550	глины	2,4	-	0	95	2	3	4	мягкая, средняя средняя средняя
			песчаники	2,6	31,5	1000	5	3	2	10	
			алевролиты	2,6	13,5	10	18	5	3	6	
			пески	2,5	38	1450- 1500	7	3	1	10	
K1 kls	1590	2250	песчаники	2,60	26,2	100	5	5	2	10	средняя средняя мягкая
			алевролиты	2,69	-	30	25	5	3	10	
			глины	2,60	-	5	95	2	3	4	
K1 tr	2250	2320	песчаники	2,60	25	50	20	5	3	10	средняя средняя
			аргиллиты	2,67	-	5	95	5	3	4	
K1 klm	2320	2570	песчанки,	2,60	17	240	20	5	3	10	средняя средняя средняя
			алевролиты,	2,69	-	30	25	5	3	6	
			аргиллиты	2,67	-	2	95	5	3	4	
J3 bg+J3 gr	2570	2600	аргиллиты	2,67	-	0	95	5	3	4	средняя
J3 vs	2620	2680	аргиллиты	2,67	-	5	0	0	4	5	средняя твердые средняя
			алевролиты	2,69	-	15	25	5	3	6	
			песчаники	2,60	18,0	32	20	5	3	10	
J2 tm	2680	2945	аргиллиты	2,67	-	-	90	5	3	4	твердые твердые твердые средняя
			алевролиты	2,69	-	-	25	5	3	6	
			песчаники	2,60	12,6	2,09	20	5	3	10	
			угли	1,2	-	0	0	0	4	5	
J1 sal	2945	3050	песчаники,	2,60	15	2,09	20	5	3	10	твердые твердые твердые
			алевролиты,	2,4	10	5	25	5	4	6	
			аргиллиты,	2,67	-	5	90	5	3	4	
J1 tog	3050	3060	аргиллиты	2,67	-	5	90	5	3	4	твердые
J1 urm	3060	3070	алевролиты	2,4	10	5	25	5	4	6	твердые твердые
			аргиллиты	2,67	-	5	90	5	3	4	
PZ	3070	3150	известняки	2,75	24,2	64,1	35	80	4	4	твердые

Таблица А.4 – Нефтегазоносность (характеристика вскрываемых пластов)

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Подвижность, дарсина-пуаз	Содержание серы, процент по весу	Содержание парафина, процент по весу	Свободный дебит, м ³ /сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации					Газовый фактор, нм ³ /м ³	Содержание сероводорода, процент по объему	Содержание углекислого газа, процент по объему	Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости 1/МПа 10 ⁻⁴	Давление насыщения в пластовых условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
J ₂ (Ю ₁₁)	2866	2874	терригенный	0,681	0,811	0,010	0,39	4,98	20	156	-	1	-	-	13,3
J ₂ (Ю ₁₂)	2896	2904	терригенный	0,681	0,811	0,010	0,39	4,98	20	156	-	1	-	-	13,3
J ₂ (Ю ₁₃)	2908	2926	терригенный	0,681	0,811	0,010	0,39	4,98	30	156	-	1	-	-	13,3
J ₂ (Ю ₁₄₋₁₅)	2946	2989	терригенный	0,683	0,811	0,0223	0,39	4,98	20-70	156	-	1,56	1,125	-	13,3
к.в.*	3056	3076	терригенный	0,688	0,875	0,0223	0,49	8,13	50	160	-	-	-	-	13,3
M1	3076	3100	Порово-трещинно-каверновый	0,688	0,875	0,0223	0,49	8,13	0-250	198	-	2,10	0,745	0,9490	32,7

Таблица А.5 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая проницаемость, мдарси	Химический состав воды в мг - эквивалентной форме						Степень минерализации М, г/л	Тип воды по Сулину:	
	От (верх)	До (низ)					анионы			катионы				ГКН - гидрокарбонатнонатриевый	ХЛК - хлоркальциевый
							Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ , K ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1. Палеоген - четвертичных комплекс															
Q	0	50	порový	1,00	20-160	2500	89	-	11	82	4	14	0,1-0,2	ГКН	нет
Pg3 nk	50	140	порový	1,00	До 300	500	89	-	11	82	4	14	0,11-0,87	ГКН	да
2. Апт - альб - сеноманский комплекс															
K1-2 pk	670	1550	порový	1,004	168-492	500	97	-	3	89	3	8	11-15	ХЛК	нет
3. Неокомский водоносный комплекс															

Продолжение таблицы А.5.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
K1 kls - K1 klm	1590	2570	поровый	1,01	100- 200	-	394, 5	-	2	291,3	2,7	13 7	17-27	ХЛК	нет
4. Юрско - палеозойский комплекс															
J3 vs - J2 tm	2600	2920	терриген ный	1,022	До 125	32	657, 8	0,104	16,16	624,5	13,6	49 ,8 5	40,1	ХЛК	нет

Таблица А.6 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиг- рафи- ческого подраз- деления	Интервал, м		Градиент давления											Температура в конце интервала		
	от (верх)	до (низ)	пластового		источ- ник полу- чения	порового		источ- ник полу- чения	гидроразрыва пород		источ- ник полу- чения	горного		источ- ник полу- чения	градус	Источни к получени я
			кгс/см ² на м			кгс/см ² на м			кгс/см ² на м			кгс/см ² на м				
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	50	0,100	0,100	РФЗ	0,000	0,100	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0	0,22	РФЗ	3	РФЗ
Pg3 nk	50	140	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	10	РФЗ
Pg2-3 cg	140	190	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	15	РФЗ
Pg2 ll	190	250	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	16	РФЗ
Pg1 tl	250	300	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	18	РФЗ
K2 gn	300	460	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	20	РФЗ
K2 sl	460	510	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	20	РФЗ
K2 ip	510	640	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	21	РФЗ
K2 kz	640	670	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	21	РФЗ
K1-2 pk	670	1550	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	52	РФЗ

Продолжение таблицы А.6.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
K1 al	1550	1590	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	65	РФЗ
K1 kls	1590	2250	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	75	РФЗ
K1 tr	2250	2320	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	79	РФЗ
K1 klm	2320	2570	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	79	РФЗ
J3 bg+J3 gr	2570	2600	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	87	РФЗ
J3 vs	2600	2680	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,190	0,190	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	90	РФЗ
J2 tm	2680	2945	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,190	0,190	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	100	РФЗ
J1 sal	2945	3050	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,190	0,190	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	101	РФЗ
J1 tog	3050	3060	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,190	0,190	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	102	РФЗ
J1 urm	3060	3070	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	103	РФЗ
PZ	3070	3150	0,105	0,105	РФЗ	0,105	0,105	РФЗ	0,165	0,165	РФЗ	0,25	0,25	РФЗ	107	РФЗ

Примечание - (в графах 6, 9, 12, 15, 17 проставляются условные обозначения источника получения градиентов: ПСР - прогноз по сейсморазведочным данным, ПГФ - геофизическим исследованиям, РФЗ - расчет по фактическим замерам в скважинах).

Таблица А.7 – Возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/см ² на м		Условия возникновения
	От (верх)	До (низ)				При вскрытии	После изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q - P _{g3} nk	0	140	1	10	нет	0,17	0,22	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидро -статического давления.
K ₁₋₂ pk	670	1550	1	30	нет	0,13	0,18	
Pz	3070	3150	5	100	да	0,110	0,155	

Таблица А.8 – Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее				Время до начала осложнения, сут.	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	От (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, г/см ³	Условная вязкость, сек	Дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q - Pg nk	0	140	Глинистый	1,16-1,18	40-50	V>6-8 см ³ за 30 мин	3,0	Соблюдение технологической скорости бурения, проработка ствола скважины, увеличение плотности и снижение водоотдачи промывочной жидкости.
Мел	670	2570	Полимер - глинистый	1,08-1,10	20-22	V>6-8 см ³ за 30 мин	2,5	
J3 bg+J3 gr+J3 vs	2570	2950	Полимер - глинистый	1,10-1,12	20-25	V>6-7 см ³ за 30 мин	-	
J1 sal	2950	3040	Полимер - глинистый	1,11-1,13	35-45	V>4-5 см ³ за 30 мин	-	
PZ+тогур+урман	3040	3150	Полимер - глинистый	<1,10-1,12-в интервале под хвостовик	20-25	V>5 см ³ за 30 мин	2,5	

Таблица А.9 – Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфиче ского подразделения	Интервал, м		Вид проявляемо го флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявле ния, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см ³		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т. п.)
	от (верх)	до (низ)			внутренне го	наружно го		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q-Pg ₃ nk	50	140	вода	-	1,00	1,00	Снижение противодавление на пласт ниже гидростатического	Увеличение водоотдачи, перелив бурового раствора
K ₂ ip	510	640	вода	-	1,00	1,00	- // -	- // -
K ₂ pk	685	1560	вода	-	1,004	1,004	- // -	- // -
K ₁ al - K ₁ klm	1560	2590	вода	-	1,01	1,01	- // -	- // -
J ₃ vs	2620	2680	вода	-	1,02	1,02	- // -	- // -
J ₂ tm	2680	2866	вода	-	1,02	1,02	Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического.	Перелив бурового раствора, пленка нефти, пузырьки газа, увеличение водоотдачи, плотное поглощение
	2866	2874	нефть	-	0,683	0,683		
	2880	2890	вода	-	1,02	1,02		
	2896	2904	нефть	-	0,681	0,681		
	2908	2926	нефть	-	0,681	0,681		
J ₁ tog	2946	2989	нефть	-	0,683	0,683		
Pz	3076	3096	нефть	-	0,688	0,688		
	3096	3150	вода	-	1,027	1,027		

Таблица А.10 – Прихватопасные зоны

Индекс стратиграф ического подразделе ния	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальнико- образования и пр.)	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	плотно сть, г/см ³	водоот дача, см ³ 30 мин	смазываю щие добавки (название)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$Q - Pg_{2-3}$ cg	0	190	От перепада давления, от обвала неустойчивых пород	Глинистый	<1,16	>10	нет	да	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы.
$Pg_2 \parallel - K_2$ sl	190	490	От обвала неустойчивых пород	Глинистый	<1,16	>10	нет	да	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы.
K_{1-2} pk	700	1690	От перепада давления	Глинистый	>1.15	>10	нет	да	Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной.
K_1 al	1690	1760	От заклинки и сальникообразов ания, разбухание глинистых пород, от перепада давления	Глинистый	>1.15	>10	нет	да	Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной.

Продолжение таблицы А.10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
нижняя юра	2908	2989	От обвала пород, от перепада давления	При бурении экспл.пологих скважин полимерный DrilPlex	<1.12	>10	нефть	да	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, оставление бурового инструмента без движения.
Pz	3076	3120	От обвала пород, от перепада давления	При бурении экспл.пологих скважин полимерный DrilPlex	<1.12	>10	нефть	да	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, оставление бурового инструмента без движения.

Таблица А.11 – Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграф ического подразделе ния	Интервал, м		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифообразование и пр.	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Pg_{2-3} $cg+K_2$ sl	140	510	Возможны кавернообразование	За счет потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора
K_{1-2} kz	640	670	Возможны кавернообразование, сужение ствола	За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора
$K_{1al+kls}$	1550	2250	Возможны незначительное кавернообразование, сужение ствола	За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора

Приложение Б Технологическая часть проекта

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

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–60 м)							
1	BS-393,7 VD 519-10	0,36	393,7	-	3-171	Муфта	0,105
2	Переводник П-171/171	0,52	203	127	3-171	Муфта	0,198
					3-171	Ниппель	
3	1-КА 393,7 М	0,85	252	80	3-171	Ниппель	0,45
					3-171	Муфта	
4	Переводник М-171/171	0,54	225	127	3-171	Ниппель	0,511
					3-171	Муфта	
5	УБТС-203	12	203	100	3-171	Ниппель	3,079
					3-171	Муфта	
6	Переводник П-133/171	0,53	225	76	3-171	Ниппель	3,169
					3-133	Муфта	
7	ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	4,553
					3-133	Муфта	
					3-133	Муфта	

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (60-1130 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (60–1130 м)							
1	BS-295,3 SD 616-111МС	0,36	295,3	-	3-152	Ниппель	0,093
3	2-КСА295,3 МС	0,72	295,3	120	3-152	Ниппель	0,216
					3-152	Муфта	
					3-171	Муфта	
5	ДРУ-240РС	9,76	240	-	3-171	Муфта	2,746
					3-171	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-240РС	0,375	240	-	3-171	Ниппель	2,789
					3-171	Муфта	
					3-171	Муфта	
8	Переводник М152хН171	0,39	203	80	3-171	Ниппель	2,876
					3-152	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2.

9	2-КСА295,3 МС	0,72	295,3	120	3-152	Ниппель	2,999
					3-152	Муфта	
10	Переводник М171хН152	0,375	203	80	3-152	Ниппель	3086
					3-171	Муфта	
11	УБТС-203	8	203	100	3-171	Ниппель	5,654
					3-171	Муфта	
12	Переводник М 147хН171	0,40	203	101	3-133	Ниппель	5,714
					3-171	Муфта	
13	УБТС-178	24	178	100	3-147	Ниппель	9,458
					3-147	Муфта	
14	Переводник М 133хН147	0,30	178	80	3-133	Ниппель	9,521
					3-133	Муфта	
14	ТБПК 127х9,19 Е	885	127	108	3-133	Ниппель/ Муфта	43,190
15	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	43,990

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1130-3130 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина , м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (1130-3130м)							
1	BS-215,9 SD 516-111	0,29	215,9	-	3-117	Ниппель	0,050
2	2-КСА215,9 СТ	0,63	215,9	78	3-117	Муфта	0,037
					3-117	Ниппель	
3	ДРУ2-172РС	9,14	172	-	3-117	Муфта	1,140
					3-133	Муфта	
4	Клапан обратный КОБ- 172РСК	0,63	165	70	3-133	Ниппель	0,040
					3-133	Муфта	
5	Переводник М121хН133	0,37	165	78	3-133	Ниппель	0,045
					3-121	Муфта	
6	УБТС 146	42	146	75	3-121	Ниппель	6,552
					3-121	Муфта	
7	Переводник М133хН121	0,52	165	78	3-121	Ниппель	0,043
					3-133	Муфта	
8	ТБПК 127х9,19 Е	3074	127	108	3-133	Ниппель	95,97 7
					3-133	Муфта	
11	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
12	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.4 – КНБК для отбора керна (3076-3100 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
3076	3100	BS-215,9/100 CD 613-001	27,5	0,265
		КИ 2.2. 172/100	700	7,08
		Переводник М147хН161	40	0,5
		УБТС2-178	5616	36
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ТБПК 127х9,19 Е	95383	3055
Σ			101802	3100

Таблица Б.5 – Компонентный состав бентонитового раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³	Название материала
Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	1	Каустическая сода
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	60	Глина ПБМБ
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	1,1	Кальцинированная сода
Утяжелитель	Регулирование плотности	144,25	Барит
Понизитель вязкости	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	1,2	ФХЛС

Таблица Б.6 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1193,3
Условная вязкость, с	50 и выше
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2

Таблица Б.7 – Компонентный состав ингибирующего раствора

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Кальцинированная сода	1,1
Каустическая сода	0,5
Барит	101,11 (кондуктор),

Продолжение таблицы Б.7.

Состав раствора	Содержание, кг/м³
РАС LV	5
Пеногаситель Atren-Antifoam A	1
РАС HV	1
Биолуб LVL	9
DUO-VIS Ксантановая смола	0.4
REASTAB	0,9
Микрокальцит	176,82 (экс.колонна)

Таблица Б.8 – Технологические свойства ингибирующего раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,172,9-1,1135,1
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	15-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

Таблица Б.9 – Расчет потребного количества бурового раствора по интервалам

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	60	60	393,7	-	1,45	10,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,14
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 6,4
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ = 55,6
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} = 62,4
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев1} = 0
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
60	1130	1070	295,3	324	1,41	107,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 2,05
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 64,7
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 4,4
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 154,6
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 227,1
Объем раствора к приготовлению:						V ₂ = 328,8
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев2} = 0
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
1130	3130	2000	215,9	245	1,1	133,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,25
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 57
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 10,3
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 272,2
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 339,7
Объем раствора к приготовлению:						V ₂ = 400,8

Таблица Б.10 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка, ед. изм.	Потребное количество реагентов										Итого	
			Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна							
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
NaOH каустическая сода	Поддержание pH бурового раствора	25	62,4	2,5	164,4	6,6	200,4	8,0		0,0			427,2	18
Глинопорошок ПБМБ	Структурообразователь, придание тиксотропных свойств	1000	3743,7	3,7	-	-	-	-		0,0			3743,7	4
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	25	68,6	2,7	361,7	14,5	440,8	17,6		0,0			871,2	35
ФХЛС (феррохромлигносульфонат)	Понизитель вязкости	25	74,9	3,0	-	-	-	-		0,0			74,875	3
РАС HV	Высоковязкий понизитель фильтрации	25	-	-	328,8	13,2	400,8	16,0					729,61	30
Рас LV	Низковязкий понизитель фильтрации	25	-	-	1644,2	65,8	2003,8	80,2					3648	146
Atren-Antifoam A	Пеногаситель	190	-	-	328,8	1,7	400,8	2,1					729,61	4

Продолжение таблицы Б.10.

Наименование материала	Назначение	Упаковка, ед. изм.	Потребное количество реагентов										Итого	
			Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна							
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Биолуб LVL	Смазочная добавка	172	-	-	2959,6	17,2	3606,9	21,0					6566,5	39
Барит	Регулирование плотности, утяжелитель	1000	9000,6	9	33247,8	33,2	-	-					42248	43
Ксантановая смола	Структурообразователь	25	-	-	131,5	5,3	160,3	6,4					291,84	12
REASTAB	Синтетический понизитель фильтрации	25	-	-	296,0	11,8	360,7	14,4					656,65	27
Микрокальцит 5-200мкм	Утяжелитель. Кольматант	1000		0,0			70863,1	70,9					70,9	71

Приложение В Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Таблица В.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под направление	BS-393,7 VD 519-10	0	60	10000	0,025	60	0,10	1,5	0,13	1,63
Промывка (ЕНВ)										0,20
Наращивание (ЕНВ)										1,00
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,90
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,13
Крепление (ЕНВ)										11,80
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,33
Итого:										15,99
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,80
Смена вахт (ЕНВ)										0,10
Итого:										16,89
Бурение под кондуктор	BS-295,3 SD 616-111MC	60	1130	6000	0,029	1070	0,25	31,03	3,36	34,39
Промывка (ЕНВ)										0,80
Наращивание (ЕНВ)										12,00
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,22
Крепление (ЕНВ)										40,49
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Итого:										92,7
Ремонтные работы (ЕНВ)										4,28
Смена вахт (ЕНВ)										0,50
Итого:										97,48

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение эксплуатационную колонну под	BS-215,9 SD 516-111	1130	3076	3200	0,04	498	0,16	19,92	9,04	28,96
Привязочный каротаж										2,11
Отбор керна	BS-215,9/100 CD 613-001	3076	3100	400	0,2	54	0,14	10,8	37,28	48,08
Бурение эксплуатационную колонну под	БИТ 190,5 ВТ 513	3100	3130	3200	0,04	368	0,12	14,72	10,79	25,51
Промывка (регламент/ЕНВ)										1,26
Нарращивание (ЕНВ)										18,50
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,70
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,50
Крепление (ЕНВ)										56,84
ГТИ (ЕНВ)										6,10
Шаблонировка после ГТИ										2,30
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Выброс инструмента (ЕНВ)										12,67
Проверка ПВО (регламент/ЕНВ)										28,97
Итого:										361,26
Ремонтные работы (ЕНВ)										28,90
Смена вахт (ЕНВ)										6,67
Итого:										396,84
Итого по колоннам:										628,31

Таблица В.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы			Направление			Кондуктор			ТК			ЭК		
			кол-во	во	сумма	кол-во	во	сумма	кол-во	во	сумма	кол-во	во	сумма	кол-во	во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13					
Затраты зависящие от времени																	
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4,0	516,6													
Социальные отчисления, 30%				157,0													
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19			0,2	29,3	2,1	286,8	3,2	444,0	14,2	1957,6					
Социальные отчисления, 30%						8,9		87,2		135,0		595,1					
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4,0	46,4													
Социальные отчисления, 30%				14,1													
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4			0,2	3,1	2,1	29,9	3,2	46,3	14,2	204,0					
Социальные отчисления, 30%						0,9		9,1		14,1		62,0					
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,0	1011	0,2	53,7	2,1	524,8	3,2	812,3	14,2	3582,1					
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	143,3	4,0	5732	0,2	304,1	2,1	2974,3	3,2	4603,7	14,2	20300,3					
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6		0,0			2,1	466,2	3,2	721,6	12,7	2851,3					
Прокат ВЗД	сут	103,6					2,1	215,0	3,2	332,8	12,7	1315,2					
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут	8,9	4,0	35,6	0,3	2,4	2,1	18,5	3,2	28,6	14,2	126,1					
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут	7,54			0,3	2,0	2,1	15,6	3,2	24,2	14,2	106,8					
Плата за подключенную мощность.	кВт /сут	149,48			0,3	40,4	2,1	310,3	3,2	480,2	14,2	2117,6					

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Эксплуатация трактора	сут	33,9 2	4, 0	13 5, 7	0,2	7,2	2,1	70, 4	3,2	109 ,0	14, 2	48 0,5
Автомобильный спец транспорт	сут	100, 4	4, 0	40 1, 6	0,2	21, 3	2,1	208 ,4	3,2	322 ,5	14, 2	14 22, 3
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4, 0	22 ,1	0,3	1,5	2,1	11, 5	3,2	17, 8	14, 2	78, 3
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169, 29	4, 0	67 7, 2	0,2	35, 9	2,1	351 ,4	3,2	543 ,9	14, 2	23 98, 2
Каустическая сода	т	140, 3			0,1	9,6	0,4	52, 6	0,3	48, 1	0,2	24, 7
Глина ПБМБ	т	284, 6			3,4	972 ,7	13, 1	373 2,7	12, 0	341 3,2		
Кальцинированная сода	т	124, 8			0,1	8,5	0,4	46, 8	0,3	42, 8	0,4	43, 9
РАС-NV	т	738, 7					0,7	553 ,7	0,7	506 ,2		
РАС-LV	т	681, 6					3,0	204 3,3	2,7	186 8,5		
Lubrital	т	472, 9					1,5	708 ,8	1,4	648 ,2		
Atren Cl	т	99,7					18, 7	186 8,0	17, 1	170 8,2		
пеногаситель	т	954, 7					0,1	71, 5	0,1	65, 4	1,1	10 06, 6
Хлорид калия	т	304, 8									21, 1	64 27, 4
Duovis	т	124 9,7									1,2	15 37, 3
КМК	т	582, 4									6,3	36 84, 4
Бактерицид	т	791, 5									0,2	13 9,1
Мел	т	127, 9									17, 6	22 47, 5
ФХЛС	т	247, 1			0,1	16, 9						
Барит	т	76,1			14, 9	113 4,0	28, 7	218 3,3	22, 2	169 0,8	18 1,5	13 81 2
Итого затрат зависящих от времени, руб			8749,8		2652,5		16839,9		18627,2		66520,7	

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Затраты, зависящие от объема работ													
BS-393,7 VD 519-10	шт	152 2,0					0,2	378 ,3					
BS-295,3 SD 616-111MC	шт	445 8,6							0,2	865 ,0			
BS-215,9 SD 516-111	шт	525 4,6									0,3 8	19 72, 1	
BS-215,9/100 CD 613-001	шт	446 3,0									0,3 5	15 50, 9	
Калибратор 1-КА 393,7 М	шт	565, 4					0,2	140 ,5					
Калибратор 2-КСА 295,3 МС	шт	415, 5							0,2	80, 6			
Калибратор 2-КСА 215,9 СТ	шт	290, 3									0,3 8	10 8,9	
Итого по затратам зависящим от объема работ, руб				0,0	287,6	518,9	945,6	3631,9					
Итого по колоннам, руб			8749,8	2940,1	17358,8	19572,8	70152,7						
Всего по сметному расчету, руб			118774,1										

Таблица В.3 – Сметный расчет на крепление скважины

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

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	2360					1,0	2360,0		
Головка цементировочная ГЦУ-146	шт	1828							1,0	1828,0
Итого затрат зависящих от времени, руб			4908,5		7669,2		8151,0		9064,6	
Затрат зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 324х8,5 Д	м	28,53			930,0	26532,9				
Обсадные трубы 245х7,9 Д	м	24,1					1900,0	45790,0		
Обсадные трубы 168,3х11 Д	м	17,8							3240,0	57672,0
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	75,8	8,4	636,7	10,4	788,3	10,9	829,3		
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(4-6)-100	т	47,3			24,5	1158,9	29,1	1376,4	9,0	423,8
Портландцемент тампонажный ПЦТ-II-150	т	88,7							14,5	1281,7
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,0	292,0	3,0	438,0	5,0	730,0	6,3	919,7
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,8	16,8	25,9	155,5	54,8	329,3	5,8	34,9
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1,0	36,4	1,1	40,0	1,5	54,6	0,3	10,9
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,59	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6					1,0	80,6	1,0	80,6
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3,0	110,4	8,5	312,8	14,0	515,2	15,6	574,1
Пробег УС6-30	км	36,8	1,0	36,8	3,0	110,4	4,0	147,2	5,0	184,0
Пробег КСКЦ 01	км	40,8					1,0	40,8	2,0	81,6
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49			16,0	247,8	24,0	371,8	24,0	371,8
Итого затрат зависящих от объема бурения, руб			3449,3		29872,19		50352,73		61722,67	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб			145396,8							
Всего по сметному расчету, руб			175190,1							

Таблица В.4 – Сводный сметный расчет

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

Продолжение таблицы В.4

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

Приложение Г Социальная ответственность

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

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

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

ГЕОЛОГО – ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на бурение эксплуатационной скважины глубиной 3130 м

Предприятие: ПАО "Подзембурга" г.Томск

Месторождение: Томская область

Оборудование:

Буровая установка: БУ ЗД-86
 Лебедка: ЛБ 1200-ДМ-1
 Талевая система: 6х7
 Ротор: Р - 700
 Насосы: ЧНБТ - 950

Характеристика буровых труб					
	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Вид прочности	Длина секции, м	
	ЧБТ	178	4,4	Д	32
	УБТ	146	35,5	Д	4,2
	ТБПК	127	9,19	Е	3074

Геологическая часть							Техническая часть											
Глубина, м	Стратиграфия			Литотип	Литогеологическое описание пород	Температура	Отбор керн	Интервалы доменных образований	Конструкция скважины			Тип и размер долота	Тип забойного оборудования	Объем нагара, г, собственный вес	Частота вращения, об/мин	Производительность насоса, л/с / Диаметр бутика, мм / Кол-во	Плотность прирванной жилицы	Примечание
	Система	Сыта	Плост						393,7 мм	295,3 мм	215,9 мм							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16			
50	Чет.	Чет.			3					BS-3937 VO 519-10								
140		Некрасовская			10													
190		Чезанская			15													
250		Лопинская			18													
300		Голышневская			20													
460		Ганьковская			20													
510		Ита-Славяновская			20													
640		Курнаевская			21													
670					21													
900																		
1000																		
1100																		
1200					52													
1300																		
1400																		
1500																		
1550																		
1590					65													
2250					75													
2320					79													
2570					79													
2600					87													
2680					90													
2945					100													
3050					101													
3060					102													
3070					103													
3100					107													
3130																		
3150																		

- песок
- глина
- алевролиты
- аргиллиты
- нефтеносность
- песчанники

1. Палеозойская часть разрабатывается по геологическим данным, полученным в результате бурения скважины. 2. Скорость бурения скважины в интервалах 3070-3100 м составляет 60 об/мин, расход 25 л/с. Тип долота - BS-2953/VO 616-11МС. Тип забойного оборудования - ДРУ-240РС. 3. Не допускается использование буровых труб с дефектами, влияющими на целостность скважины. 4. При бурении скважины необходимо соблюдать режим бурения, предусмотренный проектом. 5. При бурении скважины необходимо соблюдать режим бурения, предусмотренный проектом. 6. Не допускается использование буровых труб с дефектами, влияющими на целостность скважины. 7. При бурении скважины необходимо соблюдать режим бурения, предусмотренный проектом. 8. При бурении скважины необходимо соблюдать режим бурения, предусмотренный проектом.

КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну 1130-3130 м

