

Инженерная школа природных ресурсов
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 2600 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2600)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Ложников Иван Юрьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г-М.Н		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

21.03.01 Нефтегазовое дело

ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Специализация «Бурение нефтяных и газовых скважин»

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

Инженерная школа природных ресурсов
 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

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8В	Ложников Иван Юрьевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2600 метров на нефтяном месторождении (Тюменская 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 газовом месторождении.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> – Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; – Обоснование конструкции скважины: (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); – Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор

	гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна); – Проектирование процессов заканчивания скважин: (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); – Выбор буровой установки; – Анализ конструкций колонных головок.
--	--

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

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

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

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:

1. Горно-геологические условия бурения скважины
2. Технологическая часть проекта
3. Идентификация и учет наработки на бурильные трубы с помощью RFID-меток
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
5. Социальная ответственность

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

Задание выдал руководитель

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

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б8В	Ложников Иван Юрьевич		

Инженерная школа природных ресурсов
 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 (осенний / весенний семестр 2022 /2023 учебного года)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8В	Ложников Иван Юрьевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2600 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)
--

Срок сдачи обучающимся 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. Идентификация и учет наработки на бурильные трубы с помощью RFID-меток	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	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП/ОПОП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Лукин Алексей Анатольевич	-		

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Ложников Иван Юрьевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 104 страницы, 17 рисунков, 34 таблицы, 47 источников литературы и 5 приложений.

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

Объектом ВКР служит разведочная вертикальная скважина глубиной 2600 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область).

Целью данной работы является – спроектировать технологическое решение для бурения вертикальной разведочной скважины 2600 метров на нефтяном месторождении.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

- спроектировать конструкцию скважины,
- спроектировать процессы углубления скважины,
- спроектировать процессы заканчивания скважин,
- провести анализ внедрения RFID-технологии на предприятии,
- составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости буровых растворов,
- 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»

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1. ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ	11
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины.....	11
1.2 Характеристика нефтеводоносности месторождения (площади).....	11
1.3 Зоны возможных осложнений	12
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	13
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	13
2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин	13
2.2.1 Построение совмещенного графика давлений	13
2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	14
2.2.3 Выбор интервалов цементирования.....	14
2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	14
2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн	15
2.3 Проектирование процессов углубления скважины	16
2.3.1 Выбор способа бурения.....	16
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	16
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото.....	17
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	18
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора.....	19
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	21
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	22
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов..	24
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	29
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	32
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины	32
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность.....	32
2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	37
2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	38
Обоснование способа цементирования	38
2.4.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	40

2.4.5 Проектирование процессов испытания и освоения скважины	41
2.5 Выбор буровой установки.....	45
3 РАСПОЗНОВАНИЕ И РЕГИСТРАЦИЯ ВРЕМЕНИ РАБОТЫ БУРИЛЬНОЙ ТРУБЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАДИОМЕТОК (RFID).....	46
3.1 Представление RFID.....	46
3.2 Радиометки для бурильных труб.....	48
3.2.1 Монтирование радиометок в бурильные трубы	49
3.3 Радио - считыватели.....	52
3.3.1 Справочная система для учета бурильных труб.....	53
2.3.1 Возможность исследования бурильных труб с помощью радиометок 55	
3.4 Экономический эффект	56
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСО-ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	59
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	71
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	85
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	87
ПРИЛОЖЕНИЕ А	92
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	95
Приложение В.....	102
Приложение Г	103
Приложение д	104

ВВЕДЕНИЕ

Нефть и газ имеют значительное влияние на развитие и благополучие стран, а также их экономику.

Строительство скважины – один из важнейших этапов разработки и эксплуатации месторождения. При грамотном конструировании строительства разведочной скважины и качественном исполнении работ по бурению, креплению и испытанию будут получены преимущественно достоверные сведения для дальнейших работ по эксплуатации того или иного месторождения.

Проведя оценку горно-геологических условий бурения скважины, видно, что срез представлен, в большей степени, песчаниками, глинами, аргиллитами. Пласты сложены из мягких и средней твердости пород. В скважине находятся нефтяные горизонты, которые представлены поровыми коллекторами.

На отдельных интервалах скважины ожидаются осложнения в виде кавернообразования, осыпей и обвалов стенок скважины, сужение ствола в связи с увеличением глинистой корки, разбуханием глин.

Целью, представленной выпускной квалификационной работы является разработка подходящих технологических решений для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2600 м на нефтяном месторождении в Тюменской области, с учетом данных горно-геологических условий. Кроме этого, рассмотрены вопросы экологической и социальной ответственности, которые являются обязательными условиями при строительстве скважины в настоящее время.

Темой специального вопроса является распознавание и регистрация времени работы бурильной трубы с использованием радиометок. Знакомство с технологией радиочастотного распознавания RFID. Анализ возможности применения RFID-методики с бурильной трубой.

1. ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, данные представлены в приложении А.1, А.2. Сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Давление и температура по разрезу скважины

Стратиграфическое подразделение	Интервал		Градиент пластового давления, МПа/м	Градиенты			
	от (верх), м	до (низ), м		горного давления, МПа/м	порового давления, МПа/м	гидроразрыва пород, МПа/м	температуры, °С/м
Q+K ₂	0	700	0,01	0,022	-	0,02	0,01
K ₂ +K ₁	700	935	0,01	0,022	-	0,02	0,01
K ₁	935	1650	0,0102	0,022	-	0,017	0,01
K ₁ (AB ₁)	1650	1680	0,0103	0,022	-	0,017	0,03
K ₁	1680	1700	0,0104	0,022	-	0,0165	0,03
K ₁ (AB ₂₋₃)	1700	1730	0,0104	0,022	-	0,0165	0,03
K ₁ (AB ₄₋₇)	1730	1760	0,0104	0,022	-	0,0165	0,03
K ₁	1760	2080	0,0104	0,022	-	0,0165	0,03
K ₁ (BB ₈)	2080	2120	0,0104	0,022	-	0,0165	0,03
K ₁	2120	2190	0,0104	0,022	-	0,0165	0,03
K ₁ (BB ₁₀)	2190	2230	0,0104	0,022	-	0,0165	0,03
J ₃	2230	2350	0,0105	0,022	-	0,0165	0,03
J ₃	2350	2360	0,0105	0,022	-	0,0165	0,03
J ₃	2360	2600	0,0104	0,022	-	0,0165	0,03

1.2 Характеристика нефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтеводоносности представлены в таблице 2, газонасыщенные пласты в разрезе скважины отсутствуют.

Таблица 2 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Пластовое давление, МПа	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	От	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
АВ ₁	1650	1680	Поровый	0,86	66	17,5	–
АВ ₂₋₃	1700	1730	Поровый	0,86	140	18,02	–
АВ ₄₋₇	1732	1760	Поровый	0,88	100	19	–
БВ ₈	2080	2120	Поровый	0,85	100-200	21,1	-
БВ ₁₀	2197	2235	Поровый	0,844	52-160	21,5	-
ЮВ ₁	2530	2570	Поровый	0,817	140-180	21,5	-
Водоносность							
Q	0	125	Поровый	–	2000-3000 (водозабор)	–	Да (при минерализации до 14 г/л), различного типа
P ₁	560	660	Поровый	–	–	–	Да (при минерализации до 14 г/л), различного типа
K ₁ -K ₂	935	1630	Поровый	–	700-3500 (водозабор)	–	Да (при минерализации до 17 г/л), различного типа
K ₁ (АВ ₄₋₇)	1762	1765	Поровый	–	до 100	–	нет
K ₁ (БВ ₈)	2129	2135	Поровый	–	до 100	–	нет
K ₁ (БВ ₁₀)	2238	2340	Поровый	–	до 100	–	нет
J ₃	2545	2555	Поровый	–	90	–	нет

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватоопасные зоны осложнения представлены в приложении А.3.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

По геологическому условию проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся [1].

2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

Так как скважина разведочная и в ней предусмотрены работы по перфорации скважины и испытания пласта в закрытом стволе, то выбирается закрытый тип забоя скважины.

2.2.1 Построение совмещенного графика давлений

На рисунке 1 построен график совмещенных давлений и схема конструкции скважины.

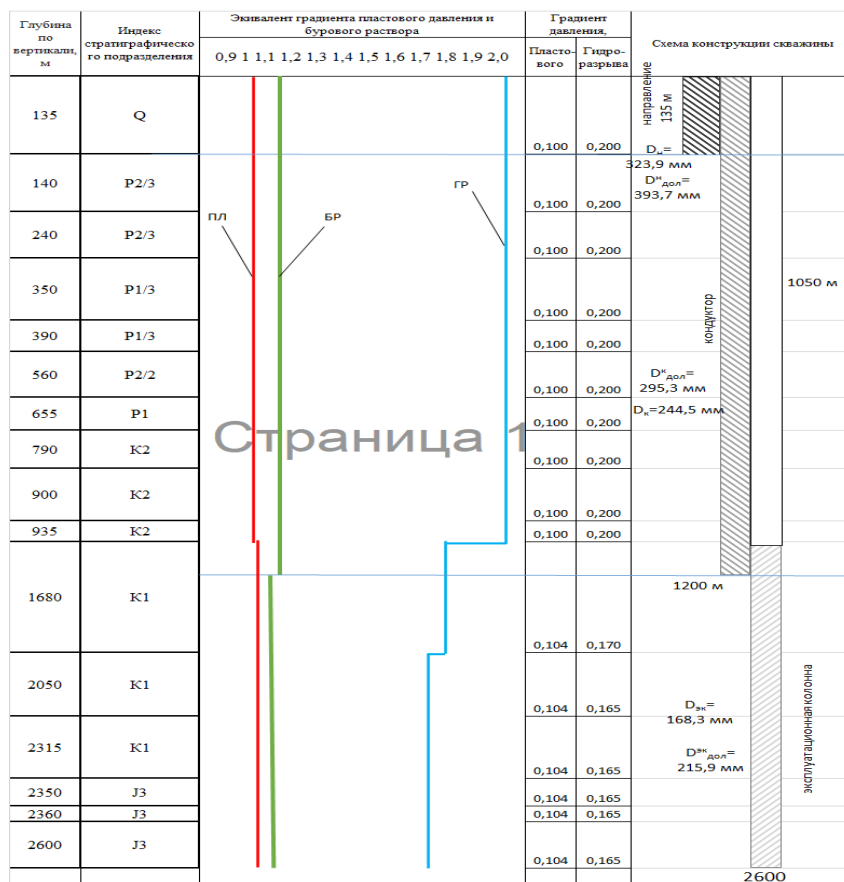


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктором. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Так как в скважине 125 м четвертичных отложений, то глубина спуска направления будет равна 135 м.

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

В моем варианте имеется шесть нефтенасыщенных пластов, исходя из этого нужно просчитать минимальную глубину спуска предыдущей колонны для каждого и выбрать наибольшее значение. Проанализировав результаты расчетов, решено спускать кондуктор на глубину 1200 м.

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта с учетом добавления 10 метров на каждую 1000 метров под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 2600 м. [2]

2.2.3 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 135 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 1200 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 метров, так как скважина нефтяная. Поэтому, интервал цементирования составляет 1550 м.

2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

В соответствии с заданным дебитом нефти 200 м³/сут, диаметр эксплуатационной колонны равен 168,3 мм. Для данного диаметра эксплуатационной колонны соответствует долото диаметром 215,9 мм.

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

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

2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн

Произведя расчеты в MS Excel, мы выясним такие параметры, как: давление опрессовки колонны, давление необходимое для ликвидации ГНВП, максимальное давление на устье при флюидопроявлении, пластовое давление в кровле продуктивного пласта и высоту столба газа при закрытом устье и представим в таблице 4 [3].

Таблица 4 – Результаты расчета давления опрессовки колонн по нефтяным пластам

Давления опрессовки колонны, МПа	$P_{оп}$	4,36	4,51	4,95	4,6	4	1,5
Коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%)	k	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	$P_{гнвп}$	3,96	4,1	4,5	4,14	3,64	1,34
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	3,6	3,72	4,05	3,76	3,31	1,22
Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	$H_{кр}$	1650	1700	1732	2080	2197	2530
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	17,5	18,02	19	21,1	21,5	21,5
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, МПа/м	$gradP_{пл}$	0,0103	0,0104	0,0104	0,0104	0,0104	0,0104

Исходя из проведенных выше расчетов, можно увидеть, что необходимо выбрать значение равное: $P_{оп} = 4,95$ МПа.

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

- типа колонной головки (ОКК, ОКО, ОУС),
- допустимого давления (14, 21, 35, 70), МПа,
- диаметров обвязываемых колонн, мм,

- коррозионного исполнения (К1, К2, К3),
- исполнение по морозостойкости (ХЛ).

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКО1-14-168х245 К1 ХЛ.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-280/80х14.

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 смешанный способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Отбор керна будет производиться роторным способом (таблица 5).

Таблица 5 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	135	Роторный
135	1200	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
1200	2600	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
2525	2575	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 шарошечное долото для интервала бурения под направление, PDC для интервалов бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить

максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал, м		0–135	135-1200	1200-2600
Шифр долота		393,7 (М-ЦГВ)	БТ6616SM А-002 (295,3)	БИТ 215,9 ВТ 616 УЕС.38 IADC S423
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	М, МС	МС, С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2
Длина, м		0,456	0,302	0,37
Масса, кг		161	90	45
Нагрузка, тс (G)	Рекомендуемая	7-24	5-12	5-15
	Максимальная	24	12	15
Частота вращения, об/мин (n)	Рекомендуемая	40-300	100-180	150-400
	Максимальная	300	180	400

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях,
2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-135	135-1200	1200-2600
Исходные данные			
Диаметр долота, см (D_d)	39,37	29,53	19,05
Предельная нагрузка, тс ($G_{пред}$)	24	12	15
Результаты проектирования			
Допустимая нагрузка, тс ($G_{доп}$)	19,2	9,6	12
Проектируемая нагрузка, тс ($G_{проект}$)	8	7	9

Для бурения интервала под направление выбирается осевая нагрузка 8 тонн, вследствие наличия только мягких пород. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для кондуктора и эксплуатационной колонны выбираются максимально допустимые осевые нагрузки, которые попадают в интервал рекомендуемых статистических осевых нагрузок.

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 8.

Таблица 8 – Результаты частоты вращения долота

Интервал, м		0-135	135-1200	1200-2600
Исходные данные				
Скорость, м/с (V_l)		2,8	2	1,5
Диаметр долота (D_d)	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования				
Расчетная частота вращения, об/мин (n_l)		136	129	133
Статическая частота вращения, об/мин ($n_{стат}$)		40-60	100-180	140-200
Проектируемая частота вращения, об/мин ($n_{проект}$)		40	130	140

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 (0-135 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что ротор работает в пределах 40-60 об/мин и для сохранения вертикальной оси скважины. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

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 9.

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 42 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала

под эксплуатационную колонну принимается 36 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Таблица 9 – Расход бурового раствора

Интервал, м	0-135	135-1200	1200-2600	
Исходные данные				
Диаметр долота, м (D_d)	0,3937	0,2953	0,2159	
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (К)	0,6	0,5	0,55	
Коэффициент кавернозности (K_k)	1,3	1,28	1,2	
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$)	0,14	0,13	0,13	
Механическая скорость бурения, м/ч (V_m)	40	25	20	
Диаметр бурильных труб, м ($d_{бт}$)	0,127	0,127	0,127	
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ($d_{нmax}$)	0,0222	0,0119	0,0103	
Число насадок (n)	3	6	6	
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпmin}$)	0,5	0,5	1	
Максимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпmax}$)	0,02	0,02	0,02	
Плотность бурового раствора, г/см ³ (ρ_p)	0,00117	0,00117	0,0013	
Плотность разбуриваемой породы, г/см ³ ($\rho_{п}$)	0,0021	0,0023	0,0024	
Результаты проектирования				
Расход, л/с	Q_1	73	34	18
	Q_2	85	32	14
	Q_3	55	28	24
	Q_4	39	42	36
Области допустимого расхода бурового р-ра, л/с	39-73	28-42	14-36	
Запроектированные значения расхода бур. р-ра, л/с	70	42	36	

где Q_1 – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя,
 Q_2 – необходимый расход раствора для выноса шлама на поверхность,
 Q_3 – минимальный расход бурового раствора из учета предотвращения прихвата,

Q_4 – минимальный расход из условия истечения раствора из насадок долота.

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 10.

Таблица 10 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		135-1200	1200-2600
Исходные данные			
Диаметр долота (D_d)	м	0,2953	0,2159
	мм	295,3	215,9
Нагрузка, кН (G_{oc})		69	88
Расчетный коэффициент, $H^*м/кН$ (Q)		1,5	1,5
Результаты проектирования			
Диаметр забойного двигателя, мм ($D_{зд}$)		236	176
Момент необходимый для разрушения горной породы, $H^*м$ (M_p)		2684	2528
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, $H^*м$ (M_o)		148	108
Удельный момент долота, $H^*м/кН$ ($M_{уд}$)		37	28

Для интервала бурения 135-1200 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДР-240.5.40 IDT. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДР-176.6.40 IDT, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних горных пород. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 11.

Таблица 11 – 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
ДР-240.5.40 IDT	135-1200	240	4	1800	30-50	84-150	15	97-236

Продолжение таблицы 11

ДР- 176.6.40 ИДТ	1200- 2600	176	6	1400	25-35	132-180	7,7	115-193
------------------------	---------------	-----	---	------	-------	---------	-----	---------

2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения, проверка выбора КНБК и расчет гидравлической программы был проведен в программе «БурСофтПроект».

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки.

Результаты проектирования компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении Б.1-Б.5.

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 12.

Таблица 12 – 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)	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	135	ПК 127x9	127	Е	9,19	3-133	95	3	10,6	3,14	>10	>10	>10
бурение	135	1200	ПК 127x9	127	Е	9,19	3-133	1155	36	42,7	1,37	3,8	4,1	4,3
бурение	1200	2600	ПК 127x9	127	Е	9,19	3-133	2531	79	89,3	2,32	1,67	1,49	1,56
Бурение (с отбором керна)	2525	2575	ПК 127x9	127	Е	9,19	3-133	2554	79,7	81,6	2,6	1,74	1,56	1,63

2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Плотности бурового раствора с учетом осложнений по разрезу скважины и условий предупреждения проявления пластов определяются по формуле (1):

$$\rho_{бр} = \frac{k * P_{пл}}{g * L} \quad (1)$$

где L – глубина скважины по стволу, м;

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

k – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым (при L < 1200 м k ≥ 1,10, при L > 1200 м k ≥ 1,05);

P_{пл} – пластовое давление, Па.

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Однако для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины особенно на верхних неустойчивых интервалах плотность принято увеличивать на величину репрессии. Величина репрессии по интервалам бурения представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Величина репрессии для интервалов

Показатель	Интервал бурения		
	Под направление	Под кондуктор	Под эксплуатационную колонну
Минимальная репрессия, %	10	10	5
Принимаемая репрессия, %	17-20	17-20	5,5-8

В таблице 14 представлены результаты расчета плотности бурового раствора.

Таблица 14 – Результаты расчёта плотности бурового раствора

Конструкция	k принимаемой репрессии	Grad*P _{пл} , МПа/м	Плотность бурового раствора, г/см ³
Направление	1,17	0,0100	1,19 +/- 0,03
Кондуктор	1,17	0,0100	1,19 +/- 0,03
Эксплуатационная колонна	1,08	0,0110	1,14 +/- 0,03

Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости интервала под направление

При бурении интервала под направление 0-135м в четвертичных отложениях возможны осыпи и обвалы горных пород, прихваты, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений.

При бурении интервала песков четвертичных отложений для предотвращения осыпей и обвалов горных пород и увеличения несущей способности поддерживать значения условной вязкости на уровне 120-140 сек.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бентонитовый раствор). Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбуриваемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой. Компонентный состав бентонитового раствора представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Компонентный состав бентонитового раствора

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (рН)	Регулирование щелочности среды	1

Продолжение таблицы 15

Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	60
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	1,0
Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности	169,14
ФХЛС	Понижитель вязкости	Снижение вязкости при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	1

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 16.

Таблица 16 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,193
Условная вязкость, с	50 и выше
Содержание песка, %	< 2

Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости интервала под кондуктор

Для бурения интервала 135-1200 м под кондуктор рекомендуется использовать полимер-глинистый буровой раствор на водной основе.

Полимер-глинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин (под кондуктор и техническую колонну), в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород. Характеризуется высокой гидрофильностью и псевдопластичностью - способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и

загустевать при низких скоростях сдвига. Компонентный состав полимер-глинистого раствора представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Компонентный полимер-глинистого раствора

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование щелочности среды	1
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	1,0
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	12
ПАЦ ВТ	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,4
ПАЦ НТ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	0,12
DRILLING DETERGENT	ПАВ	Снижение поверхностного напряжения на границе фаз	1
Бубрекс	Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	5
Борсиликатный реагент БСР	Понизитель вязкости	Снижение вязкости при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	1
Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности	169,14

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 18.

Таблица 18 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,193
Условная вязкость, с	45-70
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	4-8/6-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	≤6
рН	8-9

Содержание песка, %	≤ 0,5
---------------------	-------

Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости интервала под эксплуатационную колонну

Для бурения интервала 1200-2600м под эксплуатационную колонну предлагается использовать биополимерный буровой раствор. Компонентный состав биополимерного раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну представлен в таблице 21.

Таблица 21 – Компонентный состав KCL/полимерного (биополимерного) раствора

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование щелочности среды	0,5
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	1
ДЭМ ВС-107 стандарт 2	Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	0,4
Хлористый калий	Ингибитор (соль)	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	90
Молотый мрамор	Утяжелитель	Регулирование плотности, кольматация каналов	68
Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности, кольматация каналов	95,88
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	18
Ксантановая смола	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	3,5
Биолуб	Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	20

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 22.

Таблица 22 – Технологические свойства КСІ/полимерного (биополимерного) раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,145
Условная вязкость, с	40-50
Пластическая вязкость, сПз	10-15
ДНС, дПа	60-100

Продолжение таблицы 22

СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-40/40-70
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все проектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении Б.6.

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 Б.7. [2]

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 23, 24, 25.

Таблица 23 – 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, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	135	БУРЕНИЕ	0,525	0,06	периферийная	3	18	91,7	410,7
Под кондуктор									
135	1200	БУРЕНИЕ	0,919	0,102	периферийная	6	14	76	270,6
Под эксплуатационную колонну									
1200	2600	БУРЕНИЕ	1,476	0,126	периферийная	6	9,5	84,6	167,6

Таблица 24 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса					Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	

Продолжение таблицы 24

0	135	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	0,95	170	203,3	1	107	35,1	70,2
1350	1200	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	0,95	170	203,3	1	107	35,1	70,2
1200	2600	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	0,95	160	232,7	1	125	36	36

Таблица 25 – 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	135	БУРЕНИЕ	79,5	58,7	0	10,7	0,1	10
135	1200	БУРЕНИЕ	197,6	38,6	75	72,5	1,6	10
1200	2600	БУРЕНИЕ	227	46,6	50	104,5	15,9	10

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтегазоносных пластов. Планируемый интервал отбора керна: 2525-2575 м.

Для отбора керна планируется использовать бурголовку с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна.

В таблице 26 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 26 – 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
2525-2575	TD 215,9/100 SKD 613-X1/3.1	2	30	11-23

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
	10.9	2.18 8.72				
Буферная жидкость	10.9	2.18 8.72	1040	2.18 8.72	МБП-СМ МБП-МВ	152.6 130.8
Продавочная жидкость	55,18		1010	-	Тех. Вода	-
Облегченный тампонажный раствор	36,80		1500	32,84	ПЦТ-III-О6 (4-6)-50	26441
					НТФ	15,08

Продолжение таблицы 15

Нормальной плотности тампонажный раствор	18,39	1900	12,60	ПЦТ-II-50	24313
				НТФ	7,5

Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны. [5]

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются два 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, 3 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.

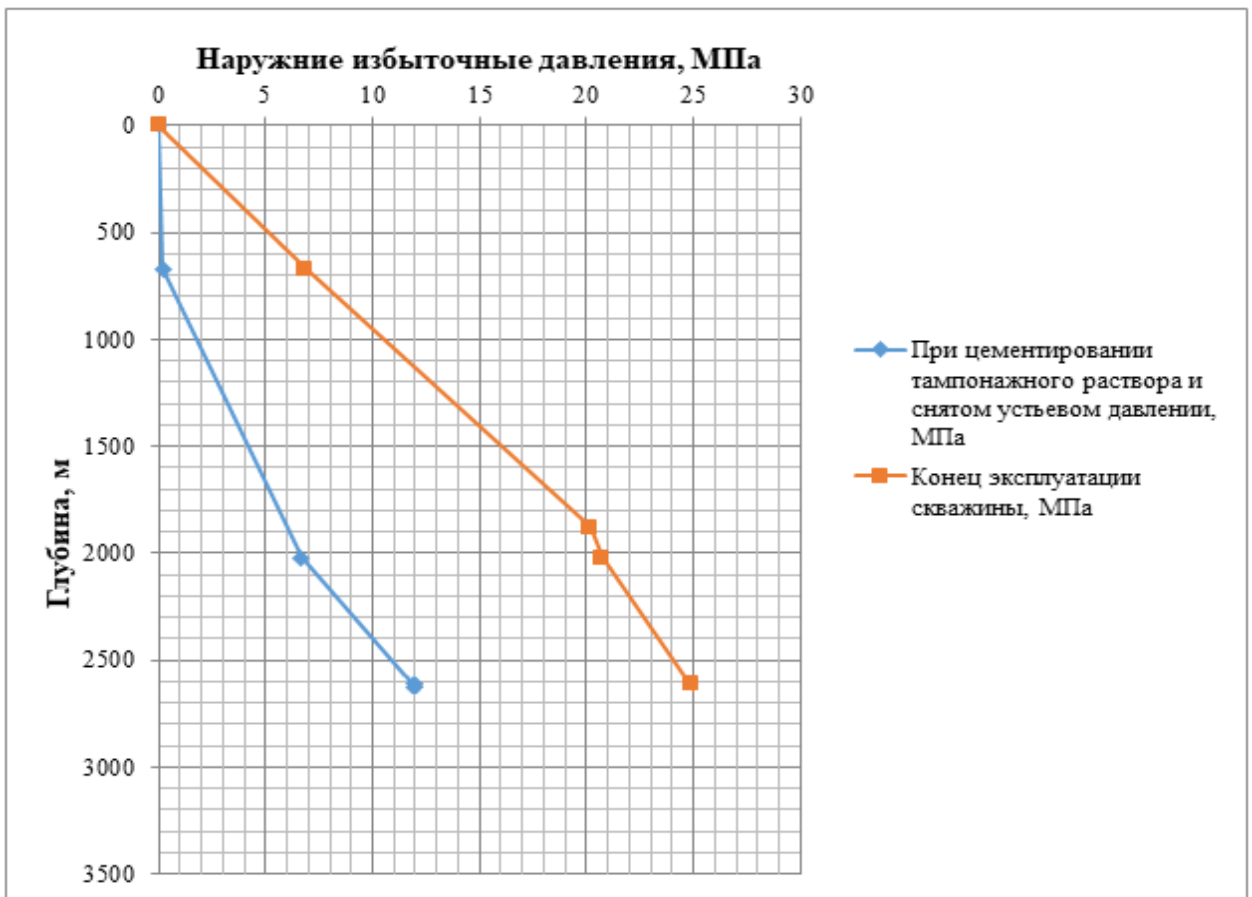


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

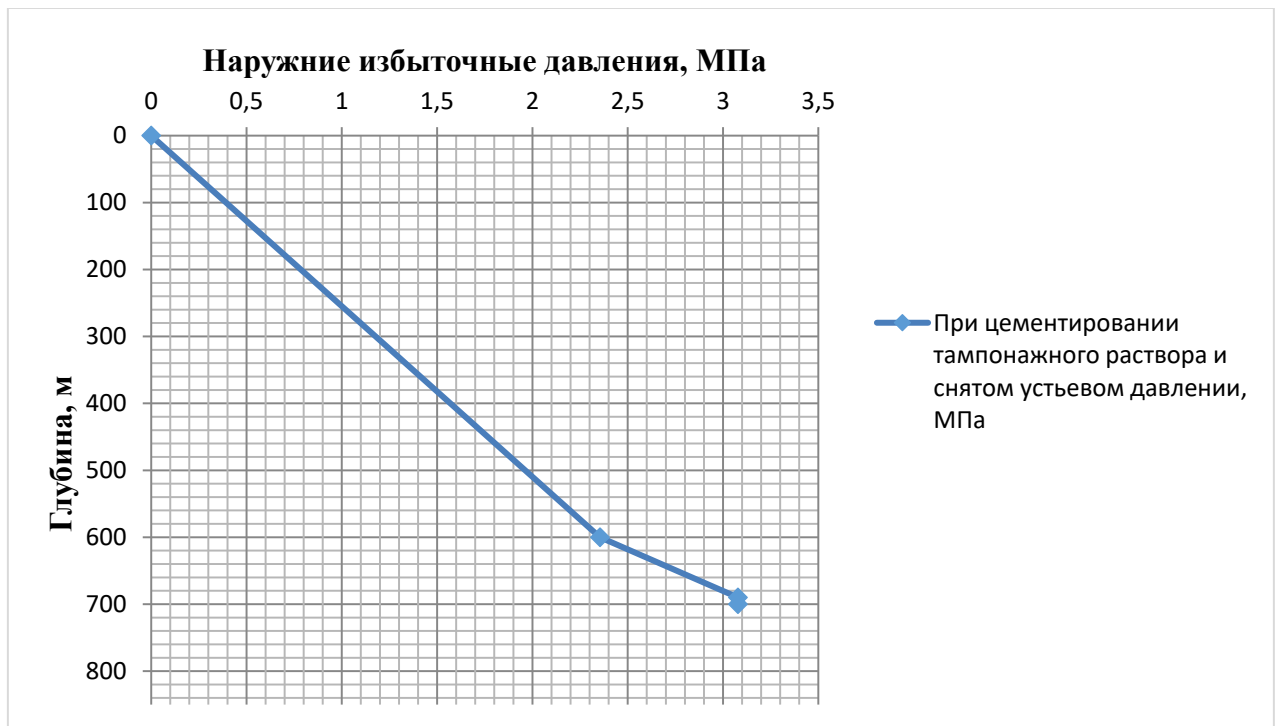


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства. [5]

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. скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунках 5, 6 представлены эпюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление» для эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.

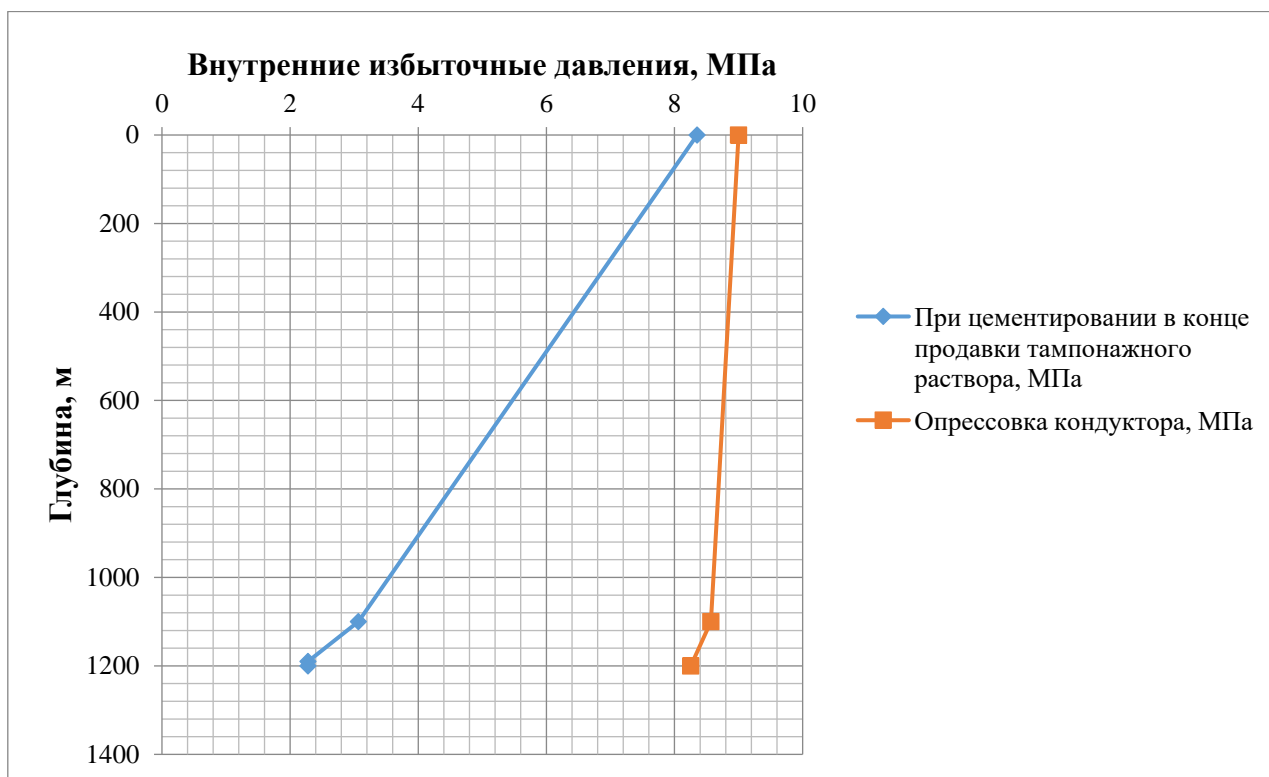


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

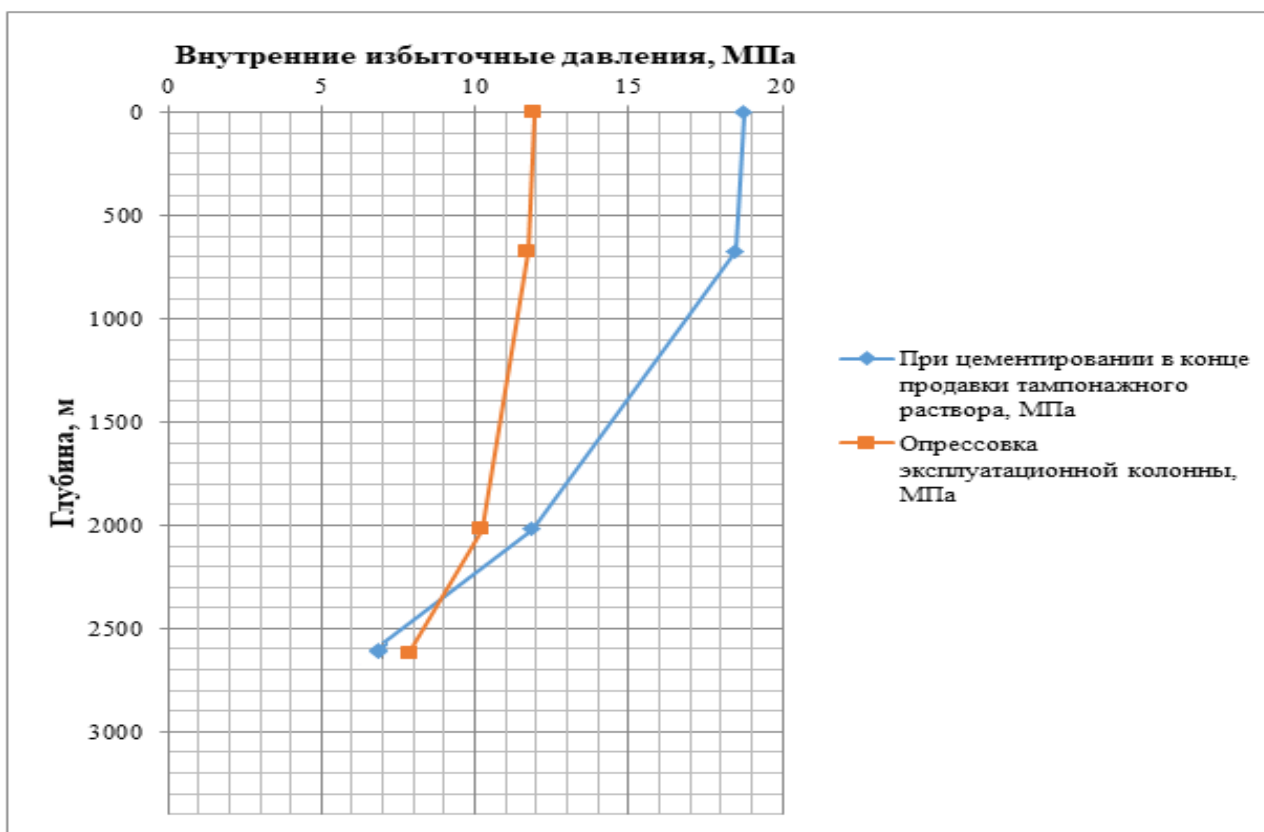


Рисунок 7 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

Конструирование обсадной колонны по длине

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группой прочности и толщиной стенки.[6]

Рассчитанные характеристики секций представлены в таблице 28.

Таблица 28 – 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	135	67,2	9072	9072	0-135

Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	1200	47,2	38704	38704	0-1200
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	10,6	1050	41,4	41400	98440	2600-1550
2	ОТТМ	Д	7,3	1550	29,4	47040		1550-0

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

К элементам технологической оснастки обсадных колонн относятся все устройства, включаемые в состав обсадной колонны или монтируемые на ее внутренней или наружной поверхности являющиеся неотъемлемой частью, сформированной крепи скважины или выполняющие технологические функции для успешного спуска и цементирования обсадной колонны.

В состав технологической оснастки входят:

- башмак обсадной колонны,
- обратные клапаны,
- пробки продавочные,
- центраторы,
- турбулизаторы.

Результаты выбора элементов технологической оснастки обсадных колонн представлены в таблице 29.

Таблица 29 – 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 («Урал Нефтемаш»)	2600	2600	1	1
	ЦКОД-168 («Урал Нефтемаш»)	2590	2590	1	1
	ЦПЦ-168/216 («НефтьКам»)	0	780	20	81
		780	820	4	
		820	860	4	
		860	1650	19	

		1650	1680	3	
		1680	2575	20	

Продолжение таблицы 29

Кондуктор, 245 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	1200	1200	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	1100	1100	1	1
	ЦПЦ-245/294 («НефтьКам»)	0	55	3	26
		55	135	3	
		135	155	3	
		155	1200	17	
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	1100	1100	1	1	
Направление, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	135	135	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	125	125	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	45	2	6
		45	125	4	
	ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	125	125	1	1

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле (3):

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр} \quad (3)$$

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

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

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

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора $P_{гс.кп}$ определяется по формуле (4):

$$P_{гс\ кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\ гр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\ гр} \cdot h_2). \quad (4)$$

$$P_{гс\ кп} = (9,81 \cdot (1040 \cdot 670 + 1500 \cdot (2600 - 670 - 800) + 1900 \cdot 800)) / 10^6 = 38,61 \text{ МПа.}$$

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве $P_{гд\ кп}$ определяются по формуле (5):

$$P_{гд\ кп} = \lambda \cdot L = 0,0013 \cdot 2600 = 3,38 \text{ МПа} \quad (5)$$

где L – длина скважины по стволу (м);

λ – коэффициент гидравлических сопротивлений (МПа/м), выбирается из табличных значений, с учётом диаметра обсадной колонны.

Проверяем условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}$$

$$38,61 + 3,38 \leq 0,95 \cdot 0,019 \cdot 2600,$$

$$41,99 \leq 51,74$$

условие выполняется, соответственно можно производить прямое одноступенчатое цементирование.

Итоговые расчеты объемов тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Количество основных компонентов тампонажной смеси инеобходимых 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	10,9	2,18	1040	2,18	МБП-СМ	152,6
		8,72		8,72	МБП-МВ	130,8
Продавочная жидкость	55,18		1010	-	Тех. Вода	-
Облегченный тампонажный раствор	36,80		1500	32,84	ПЦТ-III-Об(4-6)-50	26441
					НТФ	15,08
Нормальной плотности тампонажный раствор	18,39		1900	12,60	ПЦТ-II-50	24313
					НТФ	7,5

2.4.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

В качестве цементировочного агрегата будем использовать – ЦА-320,

В качестве цементосмесительной машины – УС6-30.

В качестве осреднительной установки – УСО-20.

Необходимое число цементосмесительных машин рассчитывается исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах, вычисляется по формуле (6):

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_6 \quad (6)$$

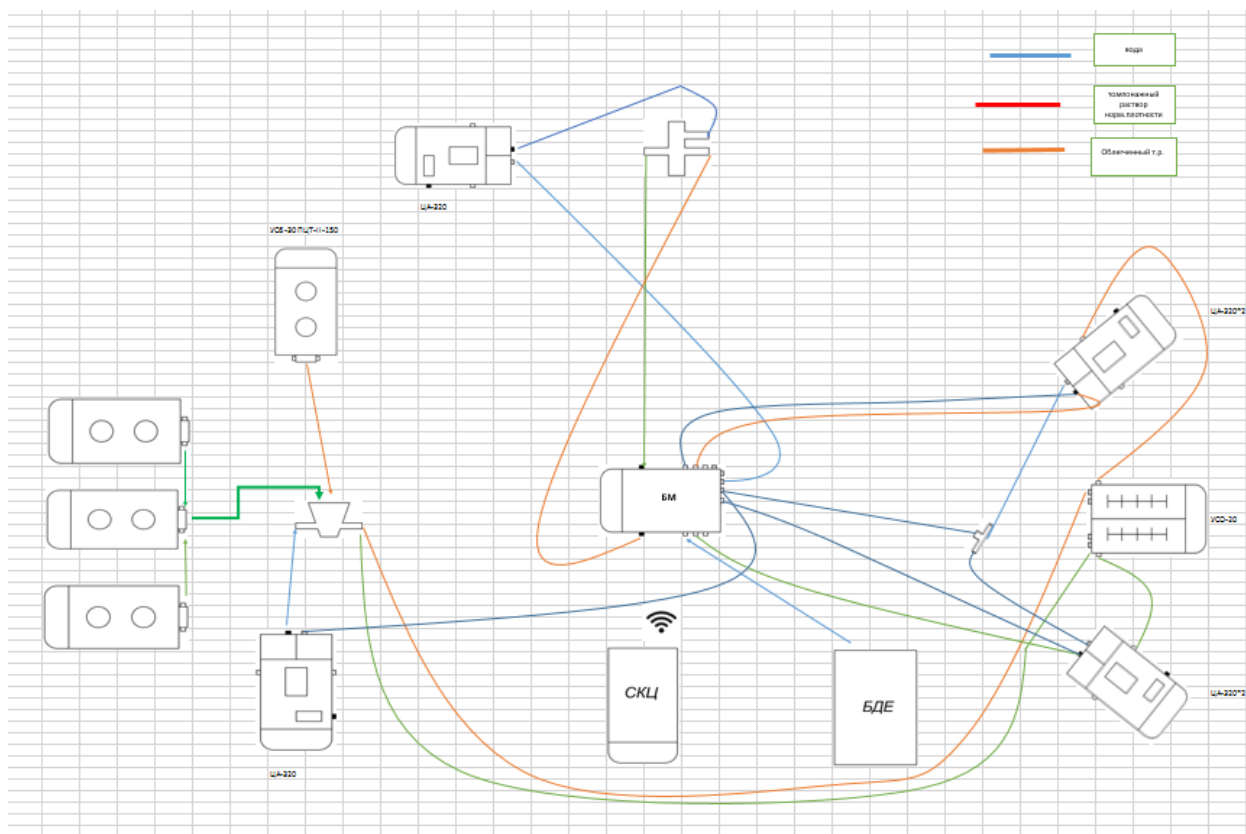
Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности необходимы 2 машины УС6-30.

$$m_2 = 24,31 / 13 = 1,87$$

Для приготовления, облегченного тампонажного раствора необходимы 3 машины УС6-30.

$$m_2 = 26,46 / 10 = 2,64$$

На рисунке 8 представлена схема расположения оборудования при цементировании.



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

Рисунок 8 – Технологическая схема обвязки цементировочной техники

2.4.5 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

Проектирование процессов испытания 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 [4].

Задачами испытания пластов являются:

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

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

Выбор жидкости глушения

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины (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 (7).

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 21100000}{9,81 \cdot 2080} = 1085 \text{ кг/м}^3 \quad (7)$$

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

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

h – глубина испытываемого пласта, м.

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» 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 (8):

$$V_{\text{ж.г.}} = 2(V_{\text{внхв}} + V_{\text{внэк.}}) = 2(0 + 46,58) = 93,16 \text{ м}^3 \quad (8)$$

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

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

$V_{\text{эк}} = (\pi D^2/4) \cdot H$ – объем эксплуатационной колонны, м³

H – глубина скважины, м³

D – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м

$$V_{\text{эк}}=1550*(3,14*0,1537^2/4)+1050*(3,14*0,1471^2/4) = 46,58 \text{ м}^3$$

Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

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.

В таблицу 31 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 31 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
------------------------------------	---	----------------	------------------------	--------------------------------	--------------------------------

35	НКТ	Кумулятивна я	ORION 83КЛ	20	Не ограничено
----	-----	------------------	---------------	----	------------------

Выбор типа пластоиспытателя

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 кабеле АГИП-К-80/132.

Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35-105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-

б 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 АФ1-80/65х14.

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 [5].

Расчет данных для буровой установки производился с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат установки представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважин

Буровая установка Уралмаш 3Д-86			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	89,35	$[G_{кр}] \times 0,6$ \geq $Q_{бк}$	120 > 89,35
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	98,44	$[G_{кр}] \times 0,9$ \geq $Q_{об}$	180 > 98,44
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	116,2	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	320/108,19 = 2,95 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	320		

3 РАСПОЗНОВАНИЕ И РЕГИСТРАЦИЯ ВРЕМЕНИ РАБОТЫ ТРУБНОЙ ПРОДУКЦИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ РАДИОМЕТОК (RFID)

3.1 Представление RFID

RFID (англ. Radio Frequency Identification) – это способ дистанционной передачи сведений, основанный на применении радиочастотного электромагнитного излучения.

На рисунке 9 представлена типовая RFID-схема.



Рисунок 9 – Типовая RFID-схема из 3х главных частей

- Радиометки;
- Радио-считыватели;
- Программные приложения.

На рисунке 10 представлена общая классификация радиометок



Рисунок 10 – Классификация радиометок

Конструктивно радиометки — это электронный чип с металлизированной антенной. Радиометки можно классифицировать несколькими методами:

- По диапазону частот;
- По необходимой энергии;
- По виду памяти;
- По источнику энергии:

Активные – автономны, т.к. снабжены батареей питания и не зависят от энергии считывателя, из-за чего могут быть проверены на большой дистанции, что дает возможность встраивать датчики температуры, влажности и т.п.

Пассивные – полностью зависят от считывателя, т.к. не обеспечены источником питания и получают энергию от считывателя. Не могут излучать радиосигнал, как активные метки.

По диапазону частот:

1. Низкочастотные: работоспособность в диапазоне частот 125-135 кГц.

Нашли свое применение в системах управления доступом, в ключах для домофона, так же могут быть использованы для метки животных.

2. Высокочастотные: 13,56 МГц. К таким можно отнести проездные и банковские карты, смартфоны.

3. Сверхвысокочастотные: диапазон работоспособности 860-960 МГц. Используются в автомобильных брелках сигнализация. Так же применяются в компьютерной.

По виду памяти:

1. Только для чтения: одноразовые метки. При изготовлении записываются данные, которые невозможно заменить. Что их делает более надежными и их тяжело подменить.

2. Многократное чтение, с функцией одноразовой записи.

3. Многократные как в чтении, так и для записи.

3.2 Радиометки для бурильных труб

При распознавании бурильных труб применяются метки, выполненные по стандарту EPC Gen 2 (Electronic Product Code Class 1 Generation 2). Стандарт EPC Gen 2 спроектирован международной организацией GS1 EPC Global, также ему соответствует стандарт ISO/IEC 18000-6C.

На рисунке 11 представлены существующие радиометки для бурильных труб.



Рисунок 11 – Виды радиометок

Усредненные данные современных радиометок.

1. Выполненные по стандарту EPC Class 1 GEN 2/ISO 18000-6C.
2. Сверхвысокочастотные.
3. Многоразовая запись и чтение.
4. Максимальное число записи и чтения: 100 000.
5. Хранение информации до 10 лет.
6. Водонепроницаемые.
7. Сырье изготовления: органический термопластичный полимер или могут быть представлены из нержавеющей стали.
8. Диапазон температуры при работе -40°C до $+85^{\circ}\text{C}$.
9. Диапазон максимально допустимых температур -50°C до $+200^{\circ}\text{C}$.
10. Типоразмер 10x4, при этом масса равна 8 г.
11. Диапазон чтения до 1,5 м.

3.2.1 Монтирование радиометок в бурильные трубы

Для установки радиометки выбирается зона фрезерованного паза в области ниппеля бурильной труб (рис. 12).

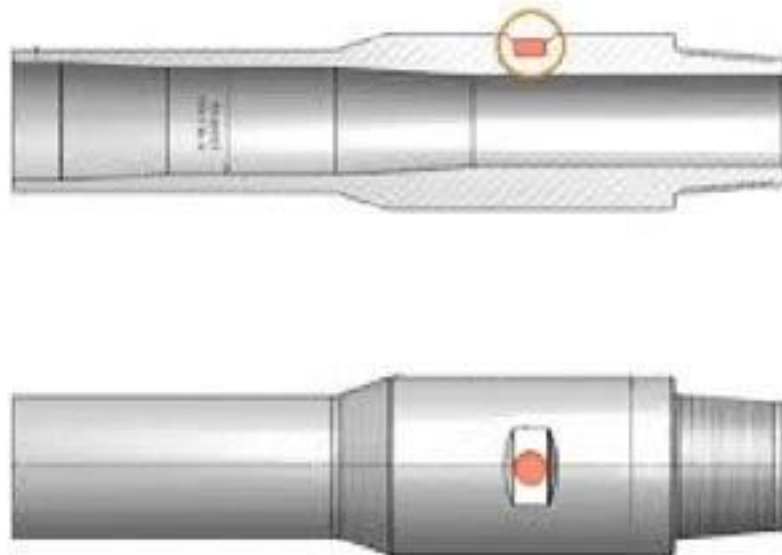


Рисунок 12 – Место установки радиометки

Так же возможна установка и на поверхности замка, но в этом случае метку нужно установить глубже, для избежания повреждения при уменьшении диаметра замка в процессе бурения. Но при такой установке ухудшается передаточная способность информации за счет большего объема металла вокруг метки. При установке радиометки в тело бурильного замка сверлится посадочное отверстие (рис. 13).



Рисунок 13 – Высверливание посадочного отверстия

Посадочное отверстие изготавливается путем применения различных видов сверлильных станков. При это бурильная труба должна находиться в надежной фиксации. Важно рассчитать правильную глубину и диаметр.

Радиометка может быть установлена как резьбовая, и устанавливается закручиванием в отверстие. Или обычная и устанавливается запрессовыванием.

После того как радиометка установлена, она уже не подлежит извлечению. И если нужно заменить данную метку, то предыдущую высверливают и закрепляют новую в прежнее отверстие.

Перед установкой радиометки и сверлением посадочного отверстия, нужно рассчитать прочность бурильного замка в области посадочного отверстия.

На рисунке 14, наглядно видно расчёт для одноопорной бурильной трубы 89 мм, с замком 3-102 и замком 3-133 для бурильной трубы СБТ 127 мм с прочностными характеристиками S-135.

Бурильный замок	Исследуемая зона	Усталостная прочность (циклы)
Замок NC38, Ø 127 мм	Посадочное гнездо	16 (4.98)
	Ниппель	13 (5.29)
	Муфта	18 (4.20)
Замок NC50, Ø 168 мм	Посадочное гнездо	14 (2.53)
	Ниппель	12 (1.45)
	Муфта	13 (6.80)

Рисунок 14 – Результаты сравнения зон бурильного замка по усталостной прочности

При покупке новых бурильных труб, данную операцию лучше делегировать на завод-изготовитель. Чтобы обезопасить себя от рисков, а также это дает возможность приобрести бурильные трубы с дополнительными

характеристиками (радиометки, хардбендинг, внутреннее покрытие и т.д.) с гарантией.

3.3 Радио - считыватели

Для распознавания информации радиометок, установленных в бурильных трубах, используют 2 типа радио-считывателей:

1. Мобильные радио-считыватели.
2. Стационарные радио-считыватели.



Рисунок 15 – Мобильный радио-считыватель

Мобильные радио-считыватели используют для облегчения и увеличения скорости подсчета оборудования при инвентаризации, анализе перемещения. Мобильные радио считыватели, согласно стандарту EPC Class 1 Gen 2, определяют радиометки в диапазоне от 1 до 3 метров. Выглядят они как обычный планшет, но с большей защищенностью, что дает возможность применения их на буровых площадках.

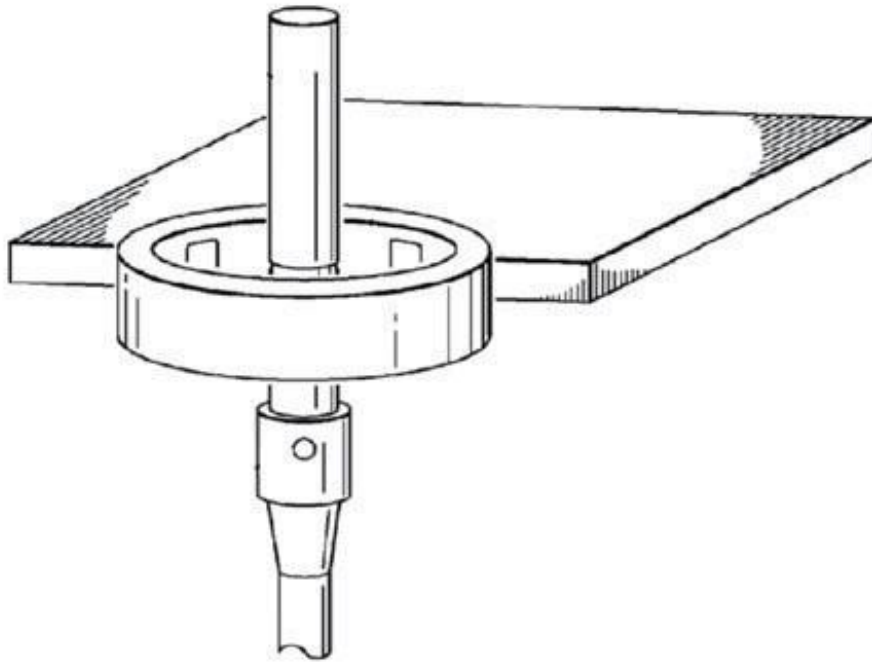


Рисунок 16 – Стационарный радио - считыватель

Стационарные радио-считыватели представляют собой кольцо, которое крепится на роторную площадку или под столом ротора буровой. С внутренней стороны кольца по всему периметру установлены антенны, которые в свою очередь отвечают за связь между считывателем. Бурильная труба с радиометкой проходит через кольцо, после чего данные по этой трубе приходят на считыватель.

В настоящий момент многие компании, начинают вводить RFID разработки, но готовые к применению на кустовых площадках в большом объеме радиометки, могут предложить только некоторые производители, что в свою очередь оказывает затормаживающий характер внедрения подобной технологии буровыми предприятиями. Мобильные и стационарные радио-считыватели нужно связать через интернет с единой базой данных, где будут находиться все сведения о трубной продукции. И при обработке эти данные будут передаваться в единую базу данных, где будет видно в режиме реального времени состояние и местоположение трубы.

3.3.1 Справочный метод по учету трубной продукции

Чтобы обрабатывать данные, полученные с радио-считывателей, нужно создать отдельную справочную систему. Которая должна состоять из 3-х частей:

1. БД (база данных) служит как хранилище и для обработки информации.

2. Любое Android-приложение для мобильного радио-считывателя.

3. Программное приложение для стационарного радио-считывателя.

База данных может хранить такую информацию по бурильным трубам, как:

а. Типоразмер трубы, паспортные данные.

б. Состояние трубы.

в. Информация по дефектоскопии инструмента.

г. Нарботка на инструмент.

д. Реальное расположение.

Для синхронизации поступающей информации от радио-считывателей с базой данных, нужно реализовать или купить специализированное программное приложение. Как пример, для мобильных радио-считывателей можно использовать корпоративное Android-приложение, которое будет установлено на смартфон или планшет. Благодаря такому радио-считывателю специалист ЦПО или мастер буровой составляют акт входного контроля, инспекции трубы, перечень в приложении.

Стационарный радио-считыватель нужно обеспечить минимальным объемом программных приложений, которых будет достаточно чтобы подключиться к автономной структуре управления (АСУ). Все данные, которые будут поступать со стационарного радио-считывателя, будут направляться в офис буровой компании, а также в базу данных учета бурильных труб. Стационарный радио-считыватель возможно подключить к станции ГТИ на буровой площадке, что намного упростит передачу данных, которая может быть направлена со всей информацией, исходящей от датчиков

ГТИ.

3.3.2 Возможность исследования бурильных труб с помощью радиометок

Сценарий проведения дефектоскопии на трубной базе или месторождении:

1. Специалист по дефектоскопии при помощи мобильного радиосчитывателя при проведении инспекции, сканирует радиометки каждой бурильной трубы, что дает возможность не ошибиться с номером трубы.

2. Полученные данные об износе и результатах дефектоскопии трубной продукции, специалист должен отметить в карточке на радио-считывателе.

3. После выполненной работы дефектоскопист сохраняет результаты проведенной инспекции на мобильном радио-считывателе и отправляет их в базу данных.

4. Оператор базы данных получает документ о результатах дефектоскопии, проверяет его и проводит в информационной системе.

5. Так информация по каждой трубе по дефектоскопии, текущему износу, требуемом ремонте, а также фактическому расположению, обновляется.

6. Исходя из этих данных можно увидеть, где по факту находится тот или иной бурильный инструмент. Что в дальнейшем упрощает проведение инвентаризации.

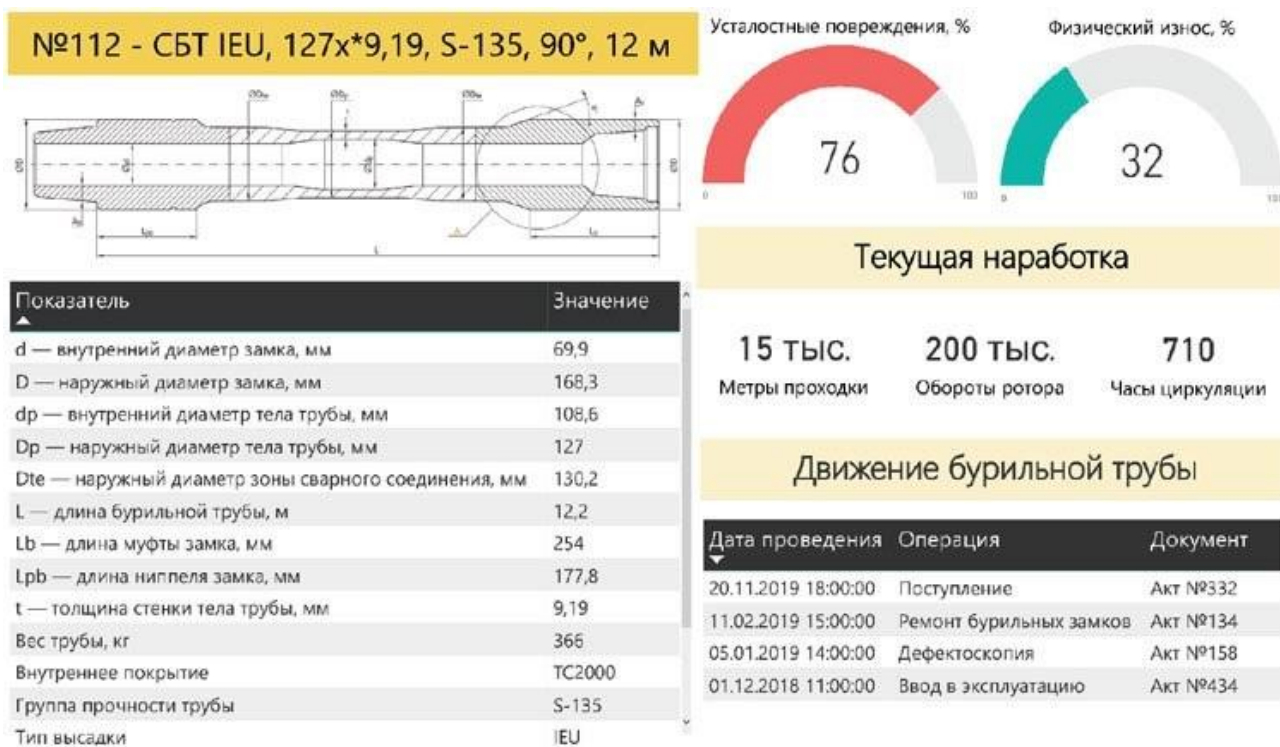


Рисунок 17 - Результаты проведенной дефектоскопии

3.4 Экономический эффект

Данные разработки активно применяются в таких компаниях как: ПАО Газпром, РН-бурение, ПАО НК Русснефть. Данные технологии показали существенный экономический эффект. Проведем расчет стоимости введения радиометок на предприятии ТФ АО «ССК» при строительстве нефтяных скважин.

Общие затраты для обеспечения радиометками комплекта бурильной трубы ТБПВ 89 из расчета одна метка на трубу. Так же необходимо приобрести сканерами и антеннами для считывания метки и записи данных по наработке и усталостным напряжениям для каждой трубы в комплекте.

Еще для корректно поставленной работы с данными технологиями, необходимо приобрести специализированное программное приложение, плюс затраты на обучение персонала по использованию оборудования и программ. Эти расходы делятся на переменные и условно единовременные. Так к переменным расходам относится работа завода-изготовителя по обеспечению радиометками и проведением работ по обеспечению аппаратурой на буровой

площадке. Оставшиеся затраты определяются как условно единовременные.

Предполагается положительный экономический эффект будет достигнут за счет обладания самой точной информацией о трубной продукции. Например:

1. Возможно увеличить срок использования трубной продукции на 20%, за счет владения точной информацией о состоянии трубы.

2. Составить комплект на бурильные трубы из разных комплектов, находящихся в этой области, и приближенные по наработке инструмента.

3. Возможна экономия на дефектоскопии бурильного инструмента на 25%, за счет владением информации по текущему состоянию наработки и текущего усталостного износа трубы. Использование радио-распознавания даст возможность ремонтировать только те трубы, которые в самом деле требуют ремонта, опираясь на данные индивидуальной наработки. Т.е. возможно отремонтировать трубу, которая более изношена, относительно всего инструмента. Что даст возможность не менять комплект полностью.

4. Получение эффекта по снижению аварий, связанных с промывками трубы на 30%.

5. Снизить парк бурильных труб на -5% за счет изъятия из комплекта предприятия труб с утерянной или недостоверной историей эксплуатации и наработки. История по каждой трубе хранится в информационной системе и не может быть скомпрометирована.

6. Возможность проанализировать, какой производитель трубной продукции более добросовестный и поставляет качественный товар.

**ДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8В	Ложникову Ивану Юрьевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ООП	21.03.01 Нефтегазовое дело / 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.	Стоимость компонентов бурового раствора
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов.	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Общая характеристика предприятия	1. Основные направления деятельности предприятия
2. Схема и описание организационной структуры управления предприятием	2. Организационная структура управления предприятием
3. Определение стоимости и норм расхода потребного количества реагентов бурового раствора	3. Расчет сметной стоимости буровых растворов

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	11.02.2023
--	------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Ложников Иван Юрьевич		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСО- ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Основные направления деятельности предприятия

Акционерное общество «Самотлорнефтепромхим» организовано и зарегистрировано в г. Нижневартовске 12 октября 2004 года, специализируется на бурении эксплуатационных скважин с установок эшелонного типа и мобильных буровых установок, зарезке и бурении боковых стволов, текущем и капитальном ремонте скважин, глушении и обработке призабойной зоны пласта. За период 2008-2013 годы компанией было закуплено и введено в работу для ЗБС пять буровых установки МБУ-125 и 21 установок МБУ-140 в комплексе с четырехступенчатой системой очистки. Производится бурение скважин методом ЗБС с профилем различной степени сложности. Результат бурения скважин при ЗБС является уже показателем высокой эффективности работ. С 2010 года введены в работу мобильные буровые установки для бурения эксплуатационных скважин МБУ-180 ZJ-30 – 1 ед, МБУ-225 ZJ-40 – 6 ед. Данный вид бурения на сегодняшний день актуален, так как позволяет бурить скважины без дополнительного отвода земель по уплотнению сетки разработки месторождений. С 2013 года введены в работу три установки верхнего силового привода ПВГ-2000Р 1шт и 2 шт TESCO EMI-400-250. Все буровые установки оснащены трёхступенчатой системой очистки «Brandt» Cobra. В настоящее время компания насчитывает 10 экспедиций по ТКРС и ЗБС с географией ведения работ от Ставропольского края до Сахалинской области. В штатном расписании компании задействованы более 200 бригады ТКРС, более 60 бригад бурения и ЗБС по всем экспедициям в целом.

На сегодняшний день в АО «Самотлорнефтепромхим» работают около 12000 человек. Высококвалифицированный аттестованный штат ИТР и рабочих способных работать в команде, позволяет быстро реагировать на различные нештатные ситуации и добиваться положительных результатов.

Комплексный характер деятельности работников, гибкая организация труда, малая степень бюрократичности в работе способствует сокращению дистанции между персоналом ИТР и рабочим тем самым улучшается управляемость коллективом.

4.2 Организационная структура предприятия

Организационная структура предприятия – это совокупность взаимосвязанных органов управления организации (отделов и служб), занимающихся построением и координацией функционирования системы менеджмента, разработкой и реализацией управленческих решений по выполнению бизнес-плана, инновационного проекта. В общем случае под структурой объекта понимается совокупность образующих его функциональных элементов и организация взаимосвязей между ними. На предприятии АО «Самотлорнефтепромхим» действует линейно-функциональная структура управления (Приложение А).

Преимуществами этой структуры являются:

1. Высокая компетентность специалистов, отвечающих за конкретные функции.
2. Быстрое осуществление действий по распоряжениям и указаниям, отдающимся вышестоящими руководителями нижестоящим.
3. Рациональное сочетание линейных и функциональных взаимосвязей.
4. Стабильность полномочий и ответственности за персоналом.
5. Единство и четкость распорядительства.
6. Личная ответственность каждого руководителя за результаты деятельности.

К недостаткам данной структуры можно отнести:

1. Повышение степени обособленности работников различных функциональных подразделений и служб.

2. Вынесение всех вопросов их взаимодействия на уровень руководителя организации.

3. Длительная процедура принятия решений. Во главе предприятия стоит Генеральный директор, которому подчиняются руководители функциональных подразделений: исполнительный директор, финансовый директор, главный инженер, заместитель генерального директора по Бурению и ЗБС, заместитель генерального директора по транспорту, заместитель генерального директора по ТиКРС, начальник службы безопасности, делопроизводство. Исполнительного директора компании можно с уверенностью назвать «правой рукой» Генерального Директора. В отличие от непосредственных заместителей, в список обязанностей исполнительного директора входит курирование всех аспектов работы компании. Проще говоря, глава компании составляет бизнес-план, а исполнительный должен предложить тактику для воплощения намеченных планов. Благодаря подобному разделению труда Генеральный Директор получает возможность сосредоточиться на общении с деловыми партнерами и клиентами компании, без необходимости терять ресурсы для решения и контроля внутренних вопросов организации.

Финансовый директор — один из высших руководящих лиц компании, ответственный за управление финансовыми потоками бизнеса, за финансовое планирование и отчётность. Определяет финансовую политику организации, разрабатывает и осуществляет меры по обеспечению её финансовой устойчивости. Руководит работой по управлению финансами исходя из стратегических целей и перспектив развития организации, по определению источников финансирования с учётом рыночной конъюнктуры. Подчиняется финансовый директор

непосредственно генеральному директору. Финансовому директору подчиняется главный бухгалтер предприятия, бухгалтерия, финансовый отдел, директор департамента МТО, юридический отдел, тендерно-договорной отдел, департамент по работе с персоналом, ПЭО, отдел ОТиЗП, департамент ИТО.

Директор департамента МТО - организует обеспечение предприятия всеми необходимыми для его производственной деятельности материальными ресурсами требуемого качества и их рациональное использование с целью сокращения издержек производства и получения максимальной прибыли. Директору департамента МТО подчиняется отдел МТО, база МТО и центральный склад.

Главный инженер подчиняется генеральному и исполнительному директорам. К числу функции главного инженера можно отнести:

1. Определяет техническую политику и направления технического развития предприятия в условиях рыночной экономики, пути реконструкции и технического перевооружения действующего производства.

2. Обеспечивает необходимый уровень технической подготовки производств и его постоянный рост, повышение эффективности производства и производительности труда.

3. В соответствии с утвержденными бизнес-планами предприятия на долгосрочную и среднесрочную перспективу руководит разработкой мероприятий по реконструкции и модернизации предприятия, предотвращению вредного воздействия производства на окружающую среду, бережному использованию природных ресурсов, созданию безопасных условий труда и повышению технической культуры производства.

4. Организует разработку и реализацию планов внедрения новой техники и технологии, проведения организационно-технических мероприятий, научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ.

5. Обеспечивает эффективность проектных решений, своевременную и качественную подготовку производства, техническую эксплуатацию, ремонт и модернизацию оборудования, достижение высокого качества продукции в процессе ее разработки и производства и т.д.

Главному инженеру подчиняются заместители генерального директора, директор департамента Бурения и ЗБС.

Директору департамента по Бурению и ЗБС подчиняются главный технолог, главный геолог, ПТО по ЗБС, главный энергетик, служба КИПиА, начальник ЦИТС, главный механик. Другие функциональные отделы, представленные в организационно-производственной структуре, выполняют иные функции, предусмотренные положениями о подразделениях, должностными инструкциями и характеристиками работ каждого отдельного работника предприятия.

В состав производственных подразделений АО «СНПХ», помимо аппарата управления предприятием (АУП), входят 10 экспедиций: – Самотлорская экспедиция (Самотлорское месторождение ОАО «СНГ») – Самотлорская экспедиция (Северо-Варьеганское месторождение ОАО «ННП») – Муравленковская экспедиция (ООО «РН-Пурнефтегаз») – Бузулукская экспедиция – Ставропольская экспедиция (ООО «РН-Ставропольнефтегаз») – Сахалинская экспедиция (ООО «РН-Сахалинморнефтегаз») – Томское месторождение (АО «Томскнефть ВНК») – Мегионская экспедиция (ОАО «Славнефть-МНГ») – Верхнечонская экспедиция (ПАО «Верхнечонскнефтегаз») – Юганская экспедиция (ООО

«РН-Юганскнефтегаз») В каждой экспедиции работают бригады ТКРС, ЗБС, а также участок химизации, база производственного обеспечения (БПО) и автоколонны.

4.3 Состав буровой бригады и роли работников в процессе строительства скважин

Каждая буровая компания, являясь подрядчиком добывающей компании, на чьем балансе находится месторождение, осуществляет работы по строительству скважины с помощью буровой бригады и сторонних сотрудников субподрядчиков.

В состав буровой бригады входят:

1. Буровой мастер – он руководит процессом бурения, планом работ, сроками по выполнению этапов строительства скважины, контролем за качеством выполняемых работ. Также он ответственен за все происходящее на буровой площадке, и ему подчиняется вся буровая бригада в вопросах, непосредственно касающихся исполнения работ. Буровой мастер отчитывается перед начальником буровых работ, который как может находится непосредственно накустовой площадке, которых у него в распоряжении несколько, как и в офисе, выполняя свои обязанности на удалении от полевых условий. Также буровой мастер по мере необходимости отчитывается перед супервайзером, который является представителем добывающей компании и находится на кусте для контроля за качеством выполняемых буровой бригадой работ.

2. Бурильщик возглавляет вахту (смену) и несет персональную ответственность за все работы, выполняемые в период его вахты.

Он управляет процессом бурения, находясь в кабине бурильщика, посредством пульта бурильщика. Также он принимает оборудование и инструмент от предшествующей вахты, осуществляет основные работы по углублению скважины и следит за соблюдением предписанного

режима бурения. Постоянно поддерживает связь с буровым мастером и является связующим звеном между ним и буровой бригадой.

3. Помощник бурильщика, будучи в подчинении и у мастера, и у бурильщика, и у прочих вышестоящих сотрудников, выполняет большую часть работы на вахте. Он участвует в спускоподъемных операциях, процессах спуска и цементировании колонн, в промывках и проработках ствола скважины. Разгрузка и погрузка оборудования и химических реагентов также выполняется с его участием, как и прочие работы на кусте (покраска помещений, уборка территории, мелкий ремонт оборудования и замена его составляющих, перевозка трубы т.п.). В одной вахте может быть 3-4 помощника бурильщика. Первый считается сменным бурильщиком, в случае если основной не может работать по каким-либо причинам, второй и третий работают на роторной площадке, а третий работает на блоке очистки бурового раствора. Также на некоторых буровых установках во время спускоподъемных операций один из помощников бурильщика выполняет функцию верхового.

4. Слесарь – работник, не имеющий непосредственного отношения к процессу бурения, однако, без него оно было бы невозможным. Ведь именно он выполняет различные ремонтные, погрузочные (с участием помощника бурильщика) работы, а также целиком обслуживает буровую. Также он участвует в процессах опрессовки, монтажа различного оборудования и цементировании.

Также в состав вахты могут входить сварщик, механик и другой технический персонал, однако они могут быть и сотрудниками подрядных организаций, которые также подчиняются буровому мастеру и своему руководству из компании. К таким относятся, например, водитель длинномерного транспорта, тяжеловоза, экскаватора и т.д.

4.4 Состав буровой бригады и роли работников в процессе строительства скважин

Для осуществления процесса бурения скважин необходимо обеспечить качественный вынос выбуренной породы (шлама) на поверхность. Эту роль выполняют буровые промывочные жидкости, которые могут быть различного состава и типов.

В данном проекте для поставок химических реагентов была выбрана компания АО «НПО «Полицелл».

АО «НПО «Полицелл» было создано в 2006 году для удовлетворения потребностей в химических реагентах и материалах ведущих российских нефтегазовых и сервисных компаний для строительства газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин различной степени сложности во всех регионах Российской Федерации. Головной офис компании находится в г. Владимир.

Широкий спектр реагентов, выпускаемых АО «НПО «Полицелл», позволяет решать самые разнообразные задачи в области бурения, освоения, капитального ремонта и ремонтно-восстановительных работ газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин.

Стратегия АО «НПО «Полицелл» предусматривает комплексное обеспечение всего процесса строительства нефтегазовых скважин современными высокоэффективными реагентами и материалами.

Высокое качество реагентов обеспечивается контролем на всех стадиях технологического процесса. Взаимодействие производства и научной части позволяют обеспечить гибкий подход к выпуску реагентов под требования конкретного заказчика. В АО «НПО «Полицелл» функционирует учебно-аналитический центр, осуществляющий подготовку специалистов для работы по сервисному сопровождению буровых растворов.

АО «НПО «Полицелл» ежегодно проводит научно-практические конференции с привлечением ведущих специалистов химической и нефтегазовой отраслей, принимает участие в международных

выставках и форумах. Деятельность предприятия отмечена национальными сертификатами «Лидер отрасли» и «Лидер России». АО «НПО «Полицелл» является лауреатом конкурса «100 лучших предприятий России. Экология и экологический менеджмент». На предприятии с 2010 года действует система менеджмента качества в соответствии с ИСО 9001-2008.

В ходе расчетов было получено потребное количество химических реагентов для приготовления бурового раствора под все интервалы бурения.

Результаты расчета общей стоимости всех компонентов представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Результаты расчета стоимости компонентов бурового раствора

Наименование компонента	Цена за упаковку, рубли	Количество упаковок, шт	Стоимость, рубли
Каустическая сода	10875,00	43	467625,00
Глинопорошок ПБМБ	40000,00	6	240000,00
Кальцинированная сода	500,00	53	26500,00
Утяжелитель КБ-5	13000,00	369	4797000,00
ПАЦ-В	2500,00	206	515000,00
ПАЦ-Н	3750,00	152	570000,00
ПАА-В	7850,00	31	242350,00
ОП-10	9500,00	31	294500,00
Биоксан	2800,00	109	305200,00
Микан-40	987,50	303	299212,50
ФЛСФ	65000,00	5	325000,00
Полиэколь	4000,00	140	560000,00
КВС (кольматант)	37,50	1493	55987,50
Септор БДУ-500	22000,00	3	66000,00
Полифосфом	8550,00	5	42750,00
Итого	-	2949	8808125,00

Таким образом, общая сметная стоимость компонентов для приготовления бурового раствора в процессе строительства скважины составляет 8 миллионов 808 тысяч 125 рублей.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б8В		Ложникову Ивану Юрьевичу	
Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ООП	21.03.01 Нефтегазовое дело /Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2600 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область).	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. 	<p>Объект исследования: проект технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2600 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область). Буровая площадка.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> - ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Система стандартов безопасности труда. - СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. - ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. - ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. - ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. - ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные. - ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. - ГОСТ Р 12.4.185-99 ССБТ. Средства индивидуальной защиты от пониженных температур. Методы определения теплоизоляции комплекта. - ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. - СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. - ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. - СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение.

<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации:</p> <p>2.1 Анализ потенциально вредных и опасных производственных факторов</p> <p>2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов.</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Повышенный уровень шума – Повышенный уровень вибрации – Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды. – Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения. – Производственные факторы, связанные с электрическим током.
<p>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации</p>	<p>Атмосфера:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Выбросы за счет работы дизельных приводов и двигателей спецтехники, факельных установок; – Выбросы при ГНВП. <p>Гидросфера:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Загрязнение поверхностных и пластовых вод буровым раствором и пластовым флюидом. <p>Литосфера:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Вырубка деревьев; – Повреждение или уничтожение почвенного слоя; – Засорение почвы производственным мусором и отходами, буровым раствором, углеводородами и различными химическими реагентами.
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения/при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ГНВП; – Пожары и взрывы на БУ; – Лесные пожары; – Взрывы ГСМ.
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Ложников Иван Юрьевич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работа на буровой производится вахтовым методом, так-как зачастую месторождения располагаются в труднодоступных и удаленных от населенной местности местах. Режим работы вахтовым методом регламентируется согласно ТК РФ гл.47 ст. 297.

Согласно ТК РФ, гл.47 ст.298, к работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Согласно ТК РФ, гл.47 ст.300:

При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год.

Учетный период охватывает все рабочее время, время в пути от места нахождения работодателя или от пункта сбора до места выполнения работы и обратно, а также время отдыха, приходящееся на данный календарный отрезок времени.

Работодатель обязан вести учет рабочего времени и времени отдыха каждого работника, работающего вахтовым методом, по месяцам и за весь учетный период.

Согласно ТК РФ, гл.47 ст.301:

Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 настоящего Кодекса для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников

не позднее чем за два месяца до введения его в действие.

В указанном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни нахождения в пути к месту работы и обратно в рабочее время не включаются и могут приходиться на дни между вахтового отдыха.

Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте (день между вахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором.

Часы переработки рабочего времени в пределах графика работы на вахте, не кратные целому рабочему дню, могут накапливаться в течение календарного года и суммироваться до целых рабочих дней с последующим предоставлением дополнительных дней между вахтового отдыха.

Согласно Федеральному закону от 27.07.2010 N 226-ФЗ, должен быть заключен договор обязательного страхования гражданской ответственности, в соответствии с установленным законом РФ за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте.

5.1.1 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Исходя из того, что на буровой работа в основном выполняется стоя, необходимо оборудовать рабочее место, в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). При работе двумя руками органы управления размещают так, 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 (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оснащено сиденьем. В таком случае, место работы бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»:

- конструкция рабочего места должна обеспечивать выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля;
- при работе двумя руками органы управления размещают так, чтобы не было перекрещивания рук;
- при необходимости освобождения рук операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы нужным органам управления.

5.2 Производственная безопасность

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 выбора факторов был использован ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». Перечень этих факторов, характерных для проектируемой производственной среды, представлен в таблице 34.

Таблица 34 – Опасные и вредные факторы при строительстве скважины.

Источник фактора, наименование видов	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Проходка скважины: 1. Механическое бурение; 2. Спускоподъемные операции;	1. Неблагоприятные климатические условия; 2. Повышенные уровни шума;	1. Движущиеся машины и механизмы; Подвижные части производственного оборудования;	ГОСТ 12.1.003–83 ГОСТ 12.1.007–76 ГОСТ 12.1.012-2004 ГОСТ 12.4.125-83 ГОСТ 12.2.003-91

Продолжение таблицы 34

<p>3.Сборкаразборка КНБК</p> <p>4.Приготовление и обработка бурового раствора;</p> <p>5.Крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование их;</p> <p>6.Обслуживание и ремонт оборудования буровой установки;</p>	<p>3.Повышенные уровни вибрации;</p> <p>4.Повышенная загазованность воздуха рабочей среды;</p> <p>5.Отсутствие, либо недостаточная освещенность рабочей зоны;</p> <p>6.Повреждения в результате контакта с насекомыми;</p>	<p>2.Поражение электрическим током;</p> <p>3.Пожаро- и взрывоопасность;</p> <p>4.Работы на высоте</p>	<p>СП 52.13330.2011</p> <p>СНиП 2.04.05-91</p> <p>МР 2.2.7.2129-06</p> <p>ГОСТ Р 12.4.213-99</p> <p>ГОСТ 12.1.029-80</p> <p>ГОСТ 12.1.005-88</p> <p>РД 10-525-03</p> <p>ГОСТ 12.3.003-86</p> <p>РД 34.21.122-87</p> <p>ГОСТ 12.1.012-90</p> <p>ГОСТ 31192.2-2005</p> <p>ГОСТ 31319-2006</p> <p>ГОСТ 12.3.003-75</p>
---	--	---	---

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов, обоснование мероприятий по защите персонала буровой от их действия

Неблагоприятные климатические условия

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 (головной убор, рукавицы, обувь) должны соответствовать климатическому региону. Для Пермской области (II климатический регион) допустимая продолжительность непрерывного пребывания на открытом воздухе при температуре минус 20°С и производстве работ средней тяжести составляет 84 минуты, при этом число 10 минутных перерывов для обогрева составляет 6 за смену.

Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более 0,2 м2 (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м2. Для предотвращения перегрева вводятся перерывы для отдыха в помещениях с нормальными условиями микроклимата и ношение головных уборов.

При осуществлении работ в холодное время года необходимо руководствоваться МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях» [19].

Повышенные уровни шума

Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы, дизельные генераторы и пр.), он не должен превышать 85 дБ А в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» [23]. Для уменьшения шума на объекте используются индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы) и коллективные средства защиты согласно ГОСТ Р 12.4.213-99 и ГОСТ 12.1.029-80 соответственно. К коллективным средствам защиты относятся: применение звукоизолирующих кожухов и звукопоглощающих облицовок, применение малошумных машин.

Повышенные уровни вибрации

Вибрация, как опасный фактор – это механические колебания, оказывающие ощутимое влияние на человека. Основными источниками вибрации при сооружении горной выработки являются различные механизмы бурового оборудования, а также вибрации, возникающие от нагрузок при взаимодействии породоразрушающего инструмента с горной породой (наибольшее проявление на начале строительства скважины). Регламентирует уровень вибрации на рабочем месте ГОСТ 12.1.012–2004 [26].

Согласно ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ, наиболее опасная частота вибрации: 16–250 Гц. У человека при постоянном воздействии развивается вибрационная

болезнь, характеризующаяся признаками поражения сосудистой, нервной систем и опорно-двигательного аппарата.

Надежное средство обеспечения вибрационной безопасности: следование правилам, предусмотренным регламентом ведения работ, использование средств защиты, а также периодический контроль оборудования, являющегося источником вибрации.

Различают локальную и общую вибрацию. Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2–2005, общей вибрации – по ГОСТ 31319–2006.

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

Загазованность рабочей среды может возникать в результате поступления из скважины пластовых газов или при использовании растворов на углеводородной основе. Для контроля загазованности среды используют специальные приборы – газоанализаторы. Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [20].

«Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные средства защиты (респираторы, противогазы) и коллективные средства защиты (вентиляция). Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование» [21].

При приготовлении бурового раствора необходимо использовать СИЗ (респираторы, очки, фартуки и рукавицы) в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности».

Отсутствие, либо недостаточная освещенность рабочей зоны

Носит преимущественно организационный характер. Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СП 52.13330.2011

«Естественное и искусственное освещение» [42]. Нормы освещенности на рабочих местах также устанавливаются «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Они должны иметь следующие значения (не менее): роторный стол – 100 лк; путь движения талевого блока – 30 лк; помещения вышечного и насосного блоков, превенторная установка – 75 лк; лестницы, марши, сходы, приемный мост – 10 лк.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Работа на открытых площадках всегда сопряжена с возможностью контакта человека с различными насекомыми, такими как клещи, комары и другие кровососущие насекомые. Особую опасность представляют клещи, поскольку их слюна оказывает токсическое действие на организм теплокровных. Еще больший вред они причиняют как переносчики возбудителей различных заболеваний.

При работе в местах, где высока вероятность появления клещей, одеться нужно таким образом, чтобы уменьшить возможность заползания клещей под одежду и облегчить быстрый осмотр для обнаружения прицепившихся клещей.

Брюки должны быть заправлены в сапоги или носки с плотной резинкой. Верхняя часть одежды должна быть заправлена в брюки, а манжеты рукавов плотно прилегать к руке. Ворот рубашки и брюки должны иметь застёжки типа «молния», под которую не может заползти клещ. На голове предпочтительнее шлем-капюшон, плотно пришитый к рубашке.

Присосавшихся к телу клещей следует немедленно удалить, стараясь не оторвать погруженный в кожу хоботок, ранку продезинфицировать раствором йода и обратиться в медицинское учреждение для решения вопроса о необходимости специфической профилактики.

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов, обоснование мероприятий по защите персонала буровой от их действия.

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.

Возникает при большинстве выполняемых технологических операций при невыполнении требований безопасности, а также в случае возникновения неисправности. Могут стать причиной возникновения механических травм, например, переломов.

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

В качестве коллективных средств защиты предусматриваются различные оградительные (кожухи, щиты), предохранительные (противозатаскиватель) и тормозные (ленточный тормоз) устройства.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны согласно РД 10-525-03 [28] должны быть поставлены на учет в Ростехнадзор и испытаны в присутствии непосредственного начальника и представителя Ростехнадзора.

В конструкции грузоподъемных механизмов обязательно должны быть предусмотрены системы защиты (блокировка, дублирование и т.д), которые также подлежат испытанию.

Поражение электрическим током

Проявление фактора возможно при прикосновении к незаземленным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Воздействие электрического тока на организм человека разнообразно и может привести к ожогам отдельных частей тела, потере зрения, нарушению дыхания, остановке сердца и др.

С целью снижения вероятности поражения рабочих электрическим током необходимо проводить следующие мероприятия:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в

соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ), «Межотраслевые правила по ОТ при эксплуатации электроустановок»;

- применения защитного заземления буровой установки;
- применение блокировочных устройств;
- применение средств индивидуальной защиты (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;

- применение средств коллективной защиты: оградительные, автоматического контроля и сигнализации, изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления и зануления, устройства автоматического отключения, плакаты по охране труда [30-33].

Пожаро- и взрывоопасность

Пожары – возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, поступающими из скважины (нефть, газ и т.д.), разлитыми легковоспламеняющимися технологическими жидкостями; в результате газонефтеводопроявления (ГНВП), или замазучивания территории. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный газ и другие токсичные соединения.

В целях предотвращения пожара на буровой запрещается:

- располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом;
- хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. Каждый пожарный щит, согласно постановлению правительства Российской

федерации «О противопожарном режиме» (с изменениями на 21 марта 2017 года), должен содержать: огнетушитель пенный (не менее 2 шт.); лопата (2 шт.); багор (2 шт.); топор (2 шт.); ведро (2 шт.); ящик с песком; кошма 2×2 м (1 шт.); бочка с водой 200 л.

Для курения и разведения огня отводятся специальные места.

Буровые, в соответствии с нормами пожарной безопасности, обеспечиваются противопожарным оборудованием, инструментом и инвентарем. Ответственным за состояние пожарной безопасности на буровой является буровой мастер. Он осуществляет контроль за исправным состоянием противопожарного оборудования, руководит подготовкой буровой бригады в области противопожарной безопасности [34, 36].

В случае возникновения пожара буровой мастер руководит работой по тушению пожара. В целях усиления пожарной безопасности в буровых предприятиях, экспедициях, партиях, нефтеразведках и на буровых организуются добровольные пожарные дружины (ДПД). Члены добровольной пожарной дружины должны быть обучены правилам предупреждения и тушения пожаров, правилам обращения и пользования противопожарными средствами. Руководство и ответственность за соблюдение требований пожарной безопасности возлагаются на руководителей соответствующих подразделений.

Для проведения сварочных работ оборудуется сварочный пост. Сварочные работы проводятся согласно требованиям, представленным в ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ «Работы электросварочные. Общие требования безопасности».

Взрывы – возможны при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением. Они представляют опасность для человека, поскольку в результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций; в зависимости от силы и источника взрыва могут наблюдаться термическое воздействие и ударная волна.

Во избежание возникновения взрывов при производстве буровых работ необходимо:

- исключить наличие источников возгорания;
- исключить достижение нижнего предела взрываемости (НПВ) веществами, способными образовывать такие пределы. В зависимости от окружающих условий и различий в компонентном составе вещества, НПВ может сильно отличаться. Поэтому допускается применять расчетные величины. НПВ может измеряться как в объемных долях, так и в мг/м³. Согласно расчетным данным НПВ попутного нефтяного газа в зависимости от его состава и условий может варьироваться от 2,26 до 4,56 об. %;
- согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» все сосуды, работающие под давлением, должны быть испытаны на полуторократное давление. Также должны быть установлены контрольно-измерительные приборы (манометры, датчики), защитная аппаратура и таблички, сообщающие о величине давления, под которым находится сосуд.

5.3 Экологическая безопасность

Учитывая, что нефтяная промышленность в силу своей специфики является отраслью загрязнителем, где все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки, необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

Защита атмосферы

При строительстве скважин загрязнение атмосферы происходит в результате использования дизельных приводов и установок, за счет работы дизельных двигателей различных агрегатов, которые построены на базе грузовых автомобилей, а также источником загрязнений могут быть выбросы при ГНВП. Предельно допустимые выбросы вредных веществ устанавливаются и контролируются согласно ГОСТ 17.2.3.02-78.

В соответствии с ГОСТ 17.2.3.02-78 для каждого проектируемого и

действующего промышленного предприятия устанавливается ПДВ вредных веществ в атмосферу при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника в совокупности с другими источниками не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК. В тех случаях, когда реальные выбросы превышают ПДВ, необходимо в системе выброса использовать аппараты для очистки газов от примесей.

На практике реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха:

- вывод токсичных веществ из помещений вентиляцией;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования;
- очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах.

Для предотвращения загрязнения необходимо проектировать электрические приводы оборудования, в процессе бурения проводить необходимые мероприятия для предупреждения ГНВП, а в случае их появления оперативно ликвидировать, применять катализаторы выхлопных газов.

Влияние на гидросферу.

В процессе бурения загрязнение гидросферы происходит на всех этапах строительства скважины. При бурении амбарным методом буровой раствор может загрязнять поверхностные воды. Во время бурения буровой раствор проникает в пласт и контактирует с водонапорными горизонтами, загрязняя их химическими реагентами. Если после цементирования и крепления обсадных труб получился некачественный цементный камень, то возникает вероятность заколонного перетока пластового флюида, который также может контактировать и загрязнять водяные горизонты.

Согласно ГОСТ 17.1.3.12-86 рекомендуется предпринимать следующие меры:

места размещения емкостей для хранения горючесмазочных материалов, бурового раствора, сбора производственных и бытовых отходов, сточных вод и шлама должны быть обвалованы и гидроизолированы до начала

буровых работ, при этом отметки платформ и площадок должны быть выше максимального уровня подъема паводковых вод для данной местности;

буровой раствор хранить в емкостях, исключающих его утечку;

Контроль качества вод в пунктах контроля, входящих в Общегосударственную службу наблюдений и контроля за загрязненностью объектов природной среды (ОГСНК), осуществляют по ГОСТ 17.1.3.07-82, в пунктах контроля, не входящих в ОГСНК - по программам, согласованным с соответствующими органами государственного контроля за состоянием и качеством вод [20].

Для повышения качества цементирования необходимо центрировать обсадную колонну при спуске, включить в технологическую оснастку турбулизаторы, выждать требуемое время ОЗЦ (ожидание затвердевания цемента), подбирать правильную рецептуру тампонажного раствора.

Влияние на литосферу

Источниками загрязнения почвы могут быть: отработанный буровой раствор, выбрасываемый в амбар; различные масла, дизельное топливо нефть. Также следует отметить, что при строительстве скважины может происходить разрушение плодородного слоя почвы.

Для сохранения качества почвы необходимо: использовать буровые растворы с малой фильтрацией, для предотвращения попадания фильтрата в почву, сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива и нефти на землю.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

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

В районе проводимых работ возможны чрезвычайные ситуации техногенного и природного характера.

Наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасность для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причинами возникновения ГНВП при строительстве скважин могут послужить неправильное планирование проведения работ, снижение гидростатического давления столба жидкости в скважине, освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполняя представленную выпускную квалификационную работу произведен расчет подходящих технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2600 м на нефтяном месторождении (Тюменская область). Рассчитанные технологические задачи отвечают условиям производственной и экологической безопасности.

По имеющимся горно-геологическим условиям бурения был построен график совмещенных давлений, учитывая дебет проектируемой скважины определены следующие количество и диаметр обсадных колонн, а так же диаметр породоразрушающего инструмента для каждого интервала бурения: 1) эксплуатационная колонна – глубина спуска 2600 м, диаметр под эксплуатационную колонну составляет 168,3 мм; 2) кондуктор – глубина спуска 1200 м, диаметр колонны под кондуктор равен 244,5 мм; 4) направление – глубина спуска 135м, диаметр колонны под направление составляет 324 мм. Исходя из геологических условий и твердости сложенных пластов при бурении интервала под направление сделан выбор в пользу шарошечного долота, при бурении участка под кондуктор и эксплуатационную колонны проектируются PDC долота для увеличения скорости проходки.

Для эффективного строительства скважины данной конструкции в программе Бурсофт-проект спроецированы способы, параметры режима бурения, разработаны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Присутствие в составе КНБК утяжеленных бурильных труб гарантирует требуемую жесткость и сохранность вертикальности скважины при бурении.

При расчете гидравлической программы промывки были выбраны тип буровых насосов, их режимы работы, типоразмер и количество долотных насадок, типы и параметры буровых. Из-за возможных осложнений при бурении интервала под направление выбран бентонитовый буровой раствор. При бурении под кондуктор спроектирован полимер-глинистый буровой

раствор. При бурении под эксплуатационную колонну был выбран биополимерный буровой раствор. За счет применения бурильной головки PDC, решена задача по увеличенному выносу керна.

Расчет обсадных колонн на прочность показал оптимальные характеристики обсадных колонн. Для обеспечения прочности на смятие и на критические давления, эксплуатационная колонна спроектирована двухсекционной, с группой прочности металла Д.

Обеспечивая высокую сопротивляемость резьбового соединения растягивающим нагрузкам, выбраны трубы с соединительной резьбой ОТТМ.

Для качественного крепления скважины подобрана оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Цементирование эксплуатационной колонны одноступенчатым способом. Разработаны рецептуры жидкостей цементирования. Для уменьшения стоимости проекта, при цементировании скважины, выбран отечественный флот.

Повторное вскрытие выполняется с помощью кумулятивной перфорации. Для проведения испытания скважины выбран пластоиспытатель АГИП-К-80, спускаемый на трубах НКТ.

Для строительства и эксплуатации скважины, отталкиваясь на данные пластовых давлений, выбрано устьевое оборудование: ОКО1-14-168x245 К1 ХЛ, ОП5-280/80x14, АФ1-80/65x14.

При расчете предельных весов при бурении и спуске ОК была подобрана буровая установка – Уралмаш 3Д-86.

Работа выполнена с учетом действующих Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, инструкций и регламентов в области строительства скважин. В работе использованы прогрессивные технологические решения, позволяющие достигнуть оптимальных технико-экономических показателей при строительстве скважины, с учетом производственной, экологической и пожарной безопасности, безопасности при чрезвычайных ситуациях, и мероприятия по их ликвидации без причинения вреда персоналу и окружающей среде.

При разработке специального вопроса были проанализированы возможности применения RFID- методики с бурильной трубой. Проведен анализ эффективности при реализации внедрения разработки RFID.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

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. Басарыгин, Ю. М. Заканчивание скважин: Учебное пособие для вузов / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 670 с.

5. Ковалев, А. В. Расчет наружных и внутренних избыточных давлений: Методическое руководство / А. В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 14 с.

6. Ковалев, А. В. Конструирование обсадной колонны по длине: Методическое руководство / А. В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 24 с.

7. Ковалев, А. В. Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны: Методическое руководство / А. В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 8 с.

8. ПО «Бурсофтпроект» – инженерные расчёты строительства скважин: Методическое руководство / ООО «Бурсофтпроект» – Королев: 2017. – 76 с.

9. Лукьянов, Э.Е. Инновационный комплекс систем управления буровыми работами / Э. Е. Лукьянов, К. Н. Каюров, В. Н. Ульянов, В. Н. Еремин, Н.К. Каюров, 2020. – 644 с.

10. 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: 25.05.2023).

11. 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-proburenyih-na-neft-i-gaz.html (дата обращения: 25.05.2023).

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

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

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

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

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

17. 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: 25.05.2023).

18. Письмо госстроя ссср от 06.09.90 n 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: 25.05.2023).

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

20. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

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

22. ГОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.

23. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

24. ГОСТ 12.4.275-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования.

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

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

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

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

29. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

30. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

31. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

32. Приказ Минтруда и социальной защиты России №328н от 24.07.2013 об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

33. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.

34. Постановление Правительства РФ от 21.03.2017 N 316 «О внесении изменения в пункт 218 Правил противопожарного режима в Российской Федерации».

35. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.

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

37. ВРД 39-1.13-057-2002 Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин.

38. РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.

39. Постановление Правительства РФ от 25 февраля 2000 г. N 162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин».

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

41. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019).

42. СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение»

43. Интернет ресурс «Научная электронная библиотека»
<https://elibrary.ru/defaultx.asp>

44. Интернет ресурс «Коммуникационное агенство»
<https://neftegaz.ru/>

45. Интернет ресурс «Буровой портал»
<http://www.drillings.ru/home.html>

46. Интернет ресурс 21 устьевое оборудование глава бурящихся скважин - НефтеМагнат (neftemagnat.ru)

47. Лекционный материал «Заканчивание скважин»

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Горно-геологические условия бурения скважины

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

Глубина залегания по вертикали, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	Название системы	индекс	угол, град.	азимут, град.	
0	125	четвертичная	Q	Нет данных		1,3
125	140	журавская	P _{2/3}	Нет данных		1,3
140	240	новомихайловская	P _{2/3}	Нет данных		1,3
240	350	атлымская	P _{1/3}	Нет данных		1,3
350	390	чеганская	P _{1/3}	Нет данных		1,3
390	560	люлинворская	P _{2/2}	Нет данных		1,3
560	655	талицкая	P ₁	Нет данных		1,25
655	790	ганькинская	K ₂	Нет данных		1,25
790	900	березовская	K ₂	Нет данных		1,25
900	935	кузнецовская	K ₂	Нет данных		1,25
935	1630	покурская	K ₁ -K ₂	Нет данных		1,25
1630	1680	алымская	K ₁	Нет данных		1,2
1680	2050	вартовская	K ₁	Нет данных		1,2
2050	2315	мегионская	K ₁	Нет данных		1,2
2315	2350	баженовская	J ₃	Нет данных		1,2
2350	2360	георгиевская	J ₃	Нет данных		1,2
2360	2600	васюганская	J ₃	Нет данных		1,2

Таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфического разреза	Интервал, м		Горная порода	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	От (верх)	До (низ)	Краткое название	
1	2	3	4	5
Q, K ₁ , P _{2/3} , P _{1/3} , P _{2/2} , K ₂ , P ₁	0	1674	Глины, песчаники, алевролиты	Чередование песков, глин, песчаников, алевролитов, глинистых известняков.
K ₁	1674	1745	Аргиллиты, алевролиты, песчаники	Алевролиты серые, плотные, песчаники мелкозернистые, рыхлые, алевролиты серые слюдистые.
K ₁	1745	2164	Песчаники, алевролиты, аргиллиты	Аргиллиты серые слюдистые, песчаники темно-серые мелкозернистые, алевролиты серые крепкие.
J ₃	2164	2600	Песчаники, алевролиты, аргиллиты	Песчаники серые крепкие кварцевые с прослоями алевролитов серых, плотных. Аргиллиты серые, алевролитистые с включениями растительного детрита.

Таблица А.3 – Зоны возможных осложнений

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	от	до		
Q, K ₁ , P _{2/3} , P _{1/3} , P _{2/2} , K ₂ , P ₁	935	1820	Сужение ствола скважины	увеличение глинистой корки, разбухание глин
Q, K ₁ , P _{2/3} , P _{1/3} , P _{2/2} , K ₂ , P ₁	935	1820	Заклинка бурильной компоновки	В проницаемых пластах
K ₁ , J ₃	1820	2600	Заклинка бурильной компоновки	В проницаемых пластах

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Технологическая часть проекта

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направление (0-135 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–135 м)							
1	393,7 М-ЦГВ	0,456	393,7,0	–	3-177	Ниппель	0,161
2	Переводник Мз177/Мз177	0,517	229	100	3-177	Муфта	0,1
					3-177	Муфта	
3	КЛ 390,5	0,75	400	100	3-177	Ниппель	0,15
					3-177	Муфта	
4	Переводник Мз171/Нз177	0,5	225	100	3-1177	Ниппель	0,08
					3-171	Муфта	
5	УБТ 203	36	203	80	3-171	Ниппель	6,9
					3-171	Муфта	
6	Переводник Мз171/Нз171	0,53	225	100	3-171	Ниппель	0,09
					3-171	Муфта	
7	Обратный клапан КОБ – 203РС	0,375	-	-	3-171	Ниппель	0,043
					3-171	Муфта	
8	Переводник Мз147/Нз171	0,538	215	89	3-171	Ниппель	0,061
					3-147	Муфта	
9	Переводник Мз133/Нз147	0,5	168	70	3-147	Ниппель	0,06
					3-133	Муфта	
10	ПК-127х9,19Е	78,5	172	70 (по замку)	3-133	Ниппель	2,976
					3-133	Муфта	
11	КШЗ Мз133/Нз133	0,52	168	-	3-133	Ниппель	0,06
					3-133	Муфта	
12	ВБТ 140х140	16	140	82,6	3-133	Ниппель	1,8
					3-152Л	Муфта	

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (135-1200 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (135–1200 м)							
1	БТ6616SMA-002 (295,3)	0,302	393,7	–	3-152	Муфта	0,055
2	Переводник П-152/152	0,52	197	100	3-152	Ниппель	0,04
					3-152	Муфта	
3	КЛ 292,1	0,55	292,1	100	3-152	Ниппель	0,08
					3-152	Муфта	
4	Переводник П-171/152	0,52	229	122	3-152	Ниппель	0,477
					3-171	Муфта	
5	Д 240.5.40 ИДТ	4	240	–	3-171	Ниппель	1,8
					3-171	Муфта	
7	Обратный клапан КОБ-240РС	0,375	203	50	3-171	Ниппель	0,043
					3-171	Муфта	
8	Переводник Мз152/з171	0,52	203	100	3-171	Ниппель	0,07
					3-152	Муфта	
9	КЛ 292,1	0,55	292,1	100	3-152	Ниппель	0,08
					3-152	Муфта	
10	Переводник Мз171/Нз152	0,52	203	100	3-152	Ниппель	6,086
					3-171	Муфта	
11	УБТС2-203	12	203	100	3-171	Ниппель	2,568
					3-171	Муфта	
12	Переводник Мз147/Нз171	0,538	203	100	3-171	Ниппель	0,061
					3-147	Муфта	
13	УБТС2- 178	24	178	71	3-147	Ниппель	3,744
					3-147	Муфта	
14	Переводник Мз133/Нз147	0,5	168	70	147	Ниппель	0,06
					133	Муфта	
15	ПК-127х9,19	1138,5	127	108,6	3-133	Ниппель	36,06
					3-133	Муфта	

16	КШЗ Мз133/Нз133	0,52	168	-	3-133	Ниппель	0,06
					3-133	Муфта	
17	ВБТ 140x140	16	140	82,6	3-133	Ниппель	1,8
					3-133	Муфта	
					3-133	Муфта	

Таблица Б.4 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1200-2600 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (1200-2600 м)							
1	БИТ 215,9 ВТ 616 УЕС.38 IADC S423	0,302	215,9	–	3-117	Муфта	0,09
2	Переводник Мз- 117/Мз117	0,5	163	78	3-117	Муфта	0,04
					3-117	Муфта	
3	КЛ 212	0,425	212	90	3-117	Ниппель	0,05
					3-117	Муфта	
4	Переводник Нз117/Нз117	0,5	163	78	3-117	Ниппель	0,04
					3-117	Ниппель	
5	ДР-176.6.40IDT	6	176	–	3-117	Муфта	1,4
					3-147	Муфта	
7	Обратный клапан КОБ 172РС	0,43	176	40	3-147	Ниппель	0,098
					3-147	Муфта	
10	УБТ 178	56	178	71	3-147	Ниппель	8,5
					3-147	Муфта	
11	Переводник Мз133/Нз147	0,5	168	70	147	Ниппель	0,06
					3-133	Муфта	
12	ПК-127x9,19	2531	127	70 (по замку)	3-133	Ниппель	79,013
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы Б.4

13	КШЗ Мз133/Нз133	0,52	168	-	3-133	Ниппель	0,06
					3-133	Муфта	
14	ВБТ 140x140	16	140	82,6	3-133	Ниппель	1,8
					3-152Л	Муфта	

Таблица Б.5 – КНБК для отбора керна (2525-2575 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2525–2575 м)							
1	TD-215,9/100 SKD 613-X1/3.1	0,244	215,7	101,6	3-161	Муфта	0,028
2	КИ 7.1.195/100	7,8	195	100	3-161	Ниппель	0,7
					3-161	Муфта	
3	Переводник П- 147x161	0,5	194	80	3-161	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
4	УБТ-178	8	178	80	3-147	Ниппель	1
					3-147	Муфта	
5	Переводник Мз133/Нз147	0,5	168	70	147	Ниппель	0,06
					3-133	Муфта	
6	ПК-127x9,19	2537,5	127	70 (по замку)	3-133	Ниппель	79,013
					3-133	Муфта	
7	КШЗ Мз133/Нз133	0,52	168	-	3-133	Ниппель	0,06
					3-133	Муфта	
8	ВБТ 140x140	16	140	82,6	3-133	Ниппель	1,8
					3-152Л	Муфта	

Таблица Б.6 - Расчет потребного количества бурового раствора по интервалам

Направление		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
Интервал бурения, м.						
от	до					
0	135	135	393,7	-	1,3	21,36
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил.} =0,28
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =12,8
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{сно} =0,54
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ =66,36
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} =67,5
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев1} =33,18
Кондуктор		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
Интервал бурения, м.						
от	до					
135	1200	1065	295,3	307,4	1,3	100,97
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил.} =1,61
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =55,88
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{сно} =4,53
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ =145,97
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =207,99
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев1} =33,18
Объем раствора к приготовлению:						V ₂ =269,72
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев2} =0

Продолжение таблицы Б.6

Экспл. колонна		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
Интервал бурения, м.						
от	до					
1200	2600	1400	215,9	227,9	1,2	114,22
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 3,72$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 72,61$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{сно}} = 10,40$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_4 = 233,44$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 320,18$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перевз}} = 0$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{4'} = 342,67$

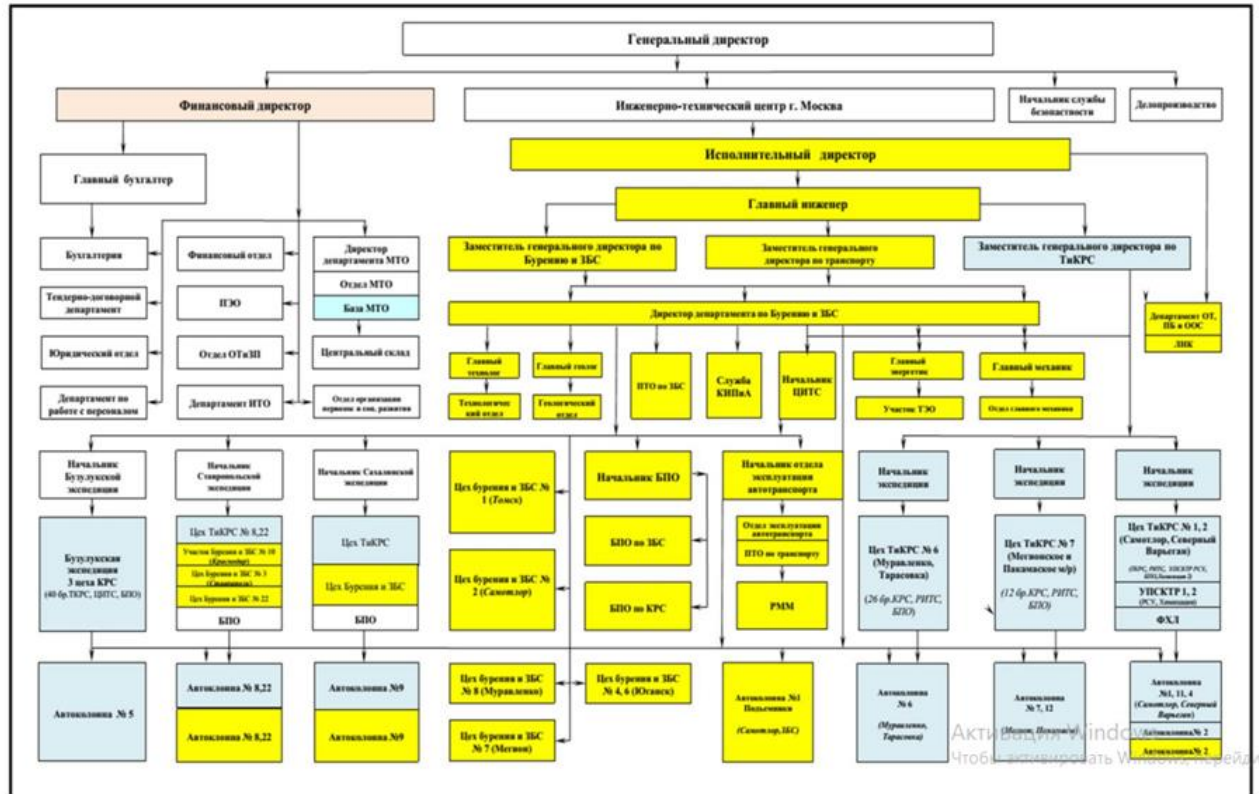
Таблица Б.7 - Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
		Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Итого	
	кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	25 (мешок)	64,09	2,56	269,72	10,79	95,98	3,84	621,67	25
Кальцинированная сода	25 (мешок)	64,09	2,56	269,72	10,79		0,00	7716,89	8
Глинопопрошок	1000 (мешок)	3845,66	3,85	3236,64	3,24	191,96	7,68	903,47	37
Барит	1000 (мешок)	10840,82	10,84	45620,09	59	23995,31	24,00	74188,20	75
Полиакриламид	25 (мешок)	64,09	2,56					366,86	15
DRILLING DETERGENT	210 (бочка)		0	119,76	4,79		0,00	119,76	5
БСР	25 (мешок)		0	1496,96	8,32	3455,33	19,20	11155,81	62
ПАЦ НВ	25 (мешок)		0	107,89	4,32	685,33	27,41	695,2	33
Лубрекс	172 (Бочка)		0	1348,6	7,84	1370,66	7,97	2700	16
ПАЦ ЛВ	25 (мешок)		0	32,37	1,29	3071,40	122,86	8630,55	346
ДЭМ ВС-107 стандарт 2	190 (бочка)		0		0,00	17276,63	345,53	44847,83	897
Ксантановая смола	25 (мешок)		0		0,00	13053,45	13,05	36488,98	37
Хлористый калий	50 (мешок)		0		0,00	671,87	26,87	1878,11	76

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Организационная структура АО «СНПХ»

Организационная структура "Самотлорнефтепромхим"



ПРИЛОЖЕНИЕ Г

КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну 1200-2600 м

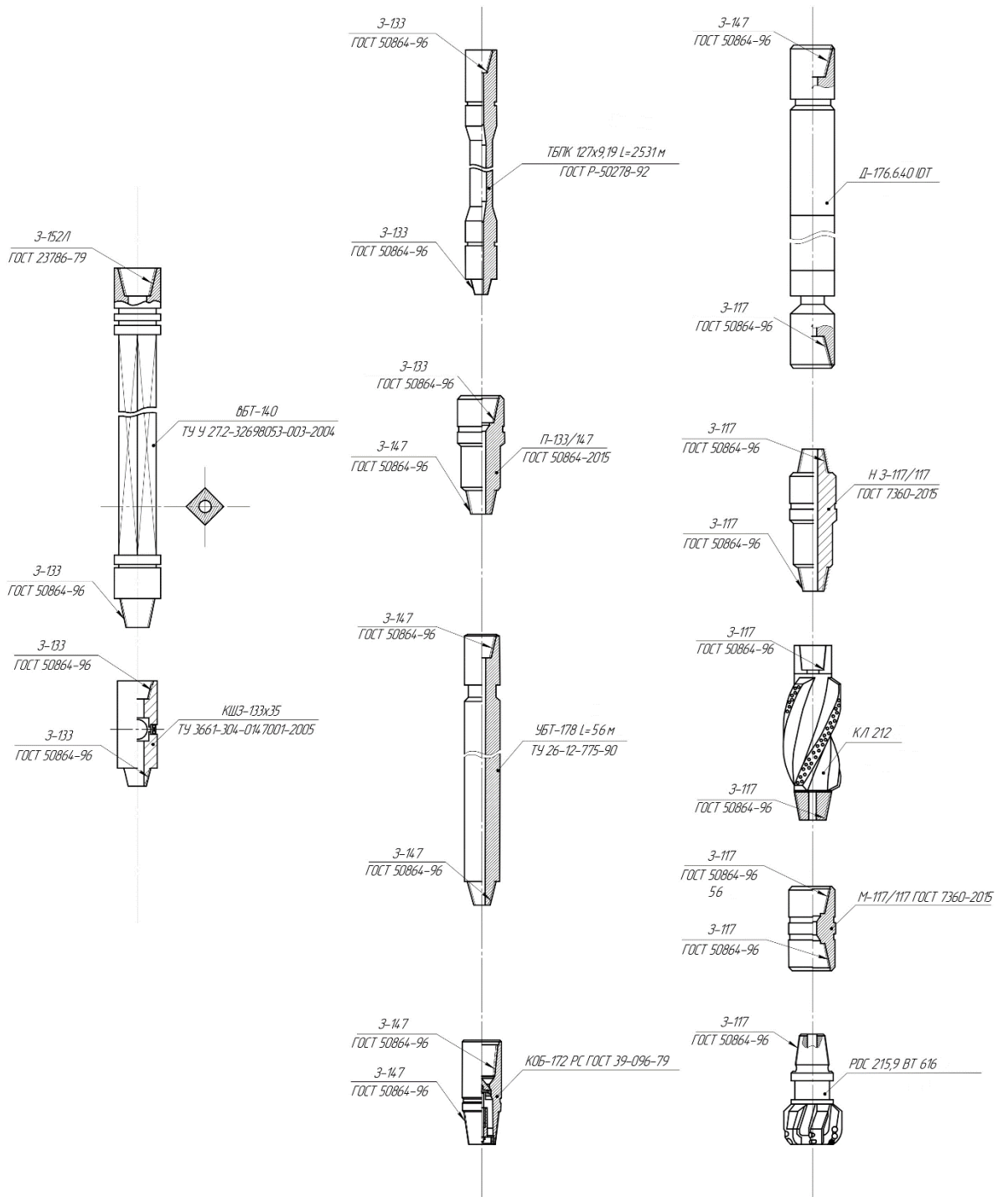


Рисунок Г.1 – Эскиз КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну 1200-2600 м

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на бурение разведочной скважины глубиной 2600 м

Предприятие: АО "СНПХ"
 Месторождение: Тюменская область
 Оборудование:
 Буровая установка: Уралмаш ЗД-86
 Лебедка: ЛБУ-1200
 Талевая система: 5х6
 Ротор: Р - 700
 Насосы: УНБТ - 950

Характеристика бурильных труб			
	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности
УБТ	203	51,5	Д
УБТ	178	39	Д
ТБПК	127	9,19	Е

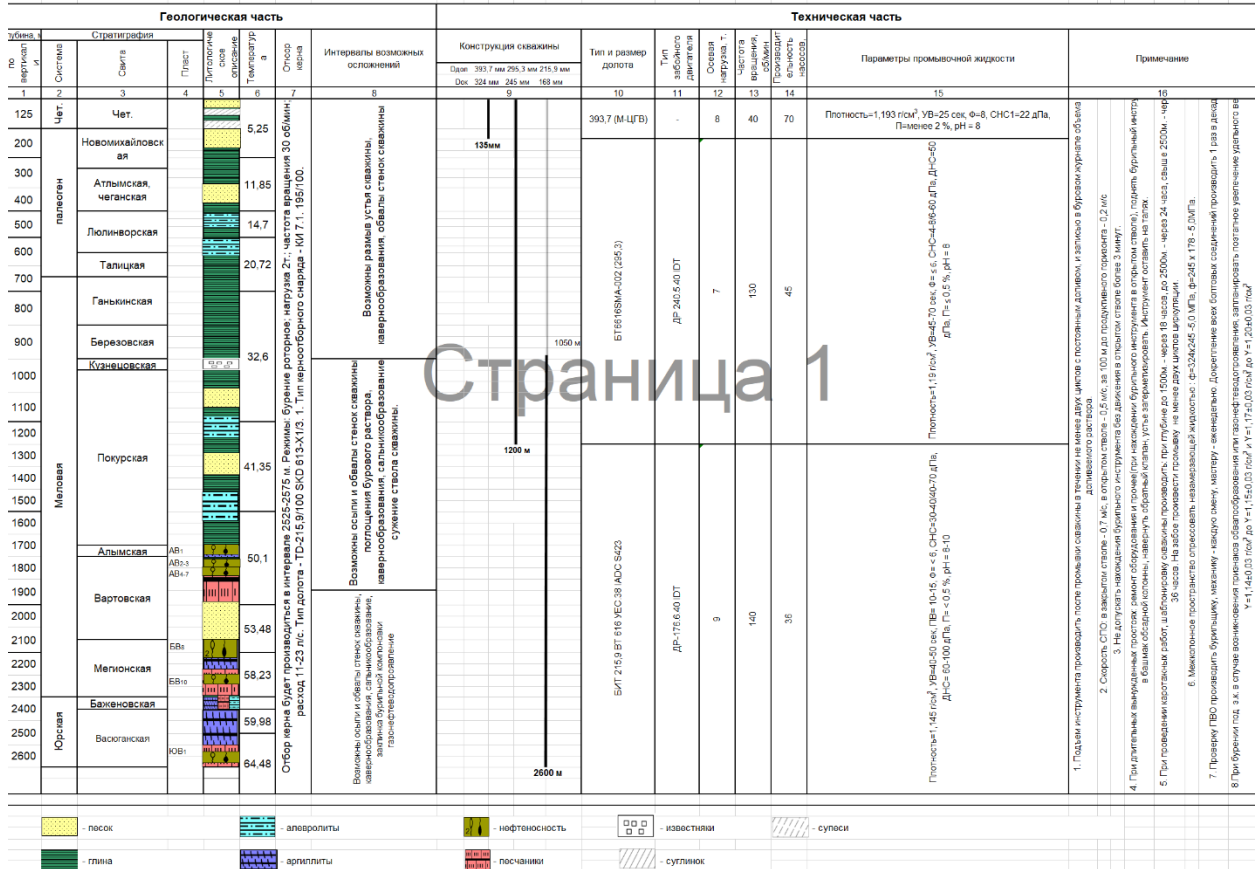


Рисунок Д.1 – Геолого-технический наряд