

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2450 МЕТРОВ НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ПЕРМСКИЙ КРАЙ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2450)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Шанин Ростислав Петрович		

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	Шанин Ростислав Петрович

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2450 метров на газовом месторождении (Пермский край)	
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
с точным указанием обязательных чертежей

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. Анализ конструкций колонных головок
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	Шанин Ростислав Петрович		

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	Шанин Ростислав Петрович

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2450 метров на газовом месторождении (Пермский край)
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
11.02.2023	1. Горно-геологические условия бурения скважины	10
05.04.2023	2. Технологическая часть проекта	40
24.04.2023	3. Анализ конструкций колонных головок	20
13.05.2023	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
30.05.2023	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	Шанин Ростислав Петрович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 112 страниц, 17 рисунков, 39 таблиц, 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 2450 метров на газовом месторождении (Пермский край).

Целью данной работы является – спроектировать технологические решения для бурения вертикальной разведочной скважины 2450 метров на газовом месторождении.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

- спроектировать конструкцию скважины,
- спроектировать процессы углубления скважины,
- спроектировать процессы заканчивания скважин,
- провести анализ конструкций колонных головок
- составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины,
- 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	9
1. ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ	10
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	10
1.2 Характеристика газоводоносности месторождения (площади).....	10
1.3 Зоны возможных осложнений	11
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	12
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	12
2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин	12
2.3 Проектирование процессов углубления скважины	16
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины.....	34
2.5 Выбор буровой установки	47
3 АНАЛИЗ КОНСТРУКЦИЙ КОЛОННЫХ ГОЛОВОК	49
3.1 Устьевое оборудование.....	49
3.2 Колонные головки.....	51
3.2.1 Колонные головки с клиньевой подвеской	52
3.2.2 Колонные головки с муфтовой подвеской.....	55
3.2.3 Колонные головки типа ОУС	58
3.2.4 Моноблочные колонные головки	58
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСО-ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	61
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	70
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	85
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	85
ПРИЛОЖЕНИЕ А	93
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	97
ПРИЛОЖЕНИЕ В	105
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.....	111
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.....	112

ВВЕДЕНИЕ

Разведочное бурение – один из первых этапов разработки и эксплуатации месторождения. При грамотном проектировании строительства разведочной скважины и качественном выполнении работ по бурению, креплению и испытанию будут получены наиболее достоверные данные для дальнейших работ по эксплуатации того или иного месторождения.

Проанализировав горно-геологические условия бурения скважины, видно, что разрез сложен преимущественно песчаниками, алевролитами, аргиллитами, известняками. Породы мягкие, средней твердости и средне-твердые. В скважине присутствуют три газовых горизонта, которые сложены поровыми, порово-трещиноватыми и каверновыми коллекторами соответственно.

На протяжении всей скважины предполагаются осложнения в виде кавернообразования, осыпей и обвалов стенок скважины, сужение ствола в связи с образованием сальников. Так же в интервале 1590-2230м возможны поглощения от частичных до полной потери циркуляции.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства разведочной вертикальной скважины с глубиной 2450 м на газовом месторождении в Пермском крае с учетом данных горно-геологических условий.

Темой специального вопроса является анализ конструкций колонных головок. Колонная головка является неотъемлемой частью строительства скважин, с ее помощью производится обвязка спущенных в скважину обсадных труб, контроль давлений в межколонном пространстве, а также на нее монтируется противовыбросовое оборудование, требуемое для безопасного строительства скважины.

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	0	150	0,01	0,021	0,01	0,018	0,035
K ₁	150	370	0,01	0,022	0,01	0,018	0,030
J ₃	370	470	0,01	0,022	0,01	0,018	0,028
J ₁₋₂	470	685	0,01	0,024	0,01	0,0182	0,028
T ₂₋₃	685	1180	0,01	0,024	0,01	0,0182	0,024
T ₁	1180	1530	0,0108	0,024	0,0105	0,0182	0,025
P ₁	1530	1880	0,0108	0,025	0,0108	0,0182	0,025
P _{1k}	1880	2010	0,0108	0,025	0,0108	0,0185	0,026
P _{1a-s-ar}	2010	2270	0,0108	0,025	0,0108	0,0185	0,025
C ₂₋₃	2270	2450	0,011	0,025	0,011	0,0185	0,025
C ₁	2450	2500	0,011	0,025	0,011	0,0185	0,024

1.2 Характеристика газоводоносности месторождения (площади)

Характеристика газоводоносности представлены в таблице 2, нефтенасыщенные 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	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	От	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Газоносность							
T ₁	1480	1530	Поровый	0,68	75	–	–
P ₂	1700	1800	Поровый, трещинно-поровый	0,65	85	–	–
C ₂₋₃	2390	2420	Каверновый	0,637	250	–	–
Водоносность							
Q	0	150	Поровый	1,000	Перелив не предполагается	–	Да (при минерализации до 1 г/л), различного типа
K ₁ –P _{1k}	150	2010	Поровый, трещинно-поровый	1,000-1,030	Перелив не предполагается	–	Не относится, хлоркальциевый
P _{1ar} –C ₁	2010	2500	Поровый, трещинно-поровый, каверново-поровый	1,030-1,120	Перелив не предполагается	–	Не относится, хлоркальциевый

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.

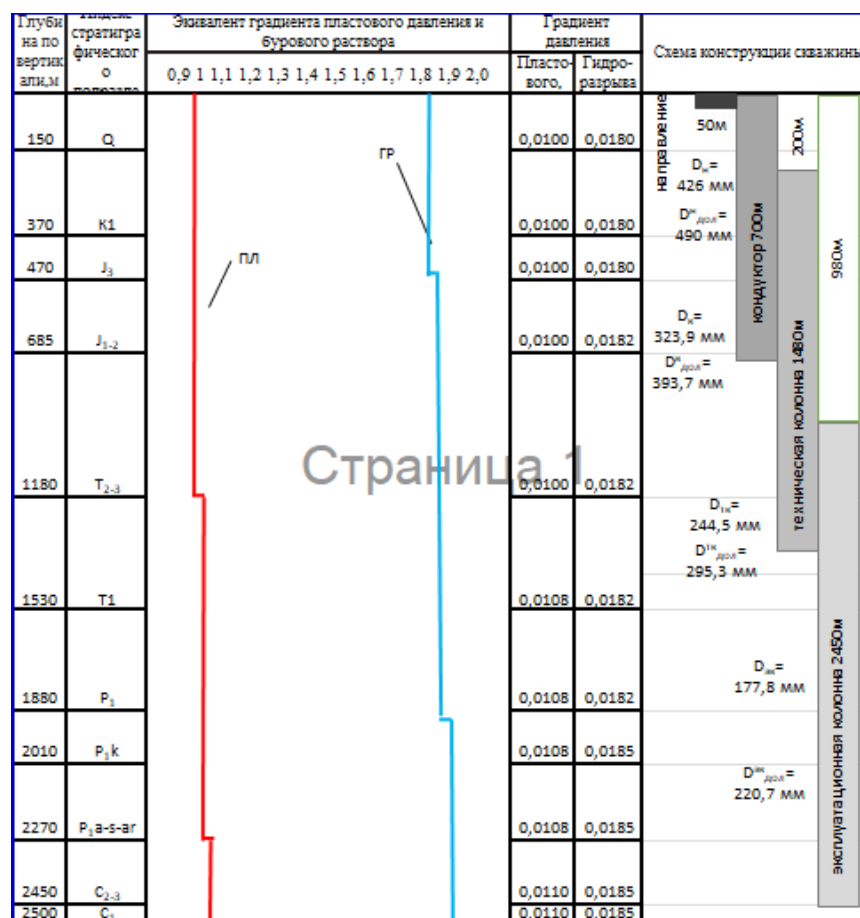


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

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 кондуктор. Из опыта бурения глубина спуска направления будет равна 50м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти, наличие в разрезе многолетнемерзлых горных пород. Исходя из особенностей разреза и в связи с наличием зоны многолетнемерзлых горных пород, решено спускать кондуктор до глубины 700 метров.

В случае, если рассчитанная глубина спуска предыдущей колонны слишком большая (больше 1400 метров), необходимо дополнительно проектировать промежуточную (техническую) колонну. Из расчета принимаем глубину спуска технической колонны 1480 метров.

Таблица 3 – Расчет глубины спуска технической колонны

Имя пласта	T_1	P_2	C_{2-3}
Глубина кровли продуктивного пласта, м ($L_{кр}$)	1700	1480	2390
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м ($\Gamma_{пл}$)	0,110	0,110	0,112
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м ($\Gamma_{грп}$)	0,185	0,185	0,185
Относительная плотность газа по воздуху, ($\gamma=$)	0,65	0,68	0,637
Расчетные значения			
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм ($P_{пл}$)	187	162,8	267,68
Давление гидроразрыва на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм ($P_{гр}$)	194,25	169,275	273,8
Основание натурального логарифма (e^s)	1,04	1,04	1,06
Давление на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм ($P_{пл} / e^s$)	179,26	156,66	252,6
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м ($L_{конд min}$)	1050	915	1480
Требуемый запас	1,08	1,08	1,08
Принимаемая глубина, м	1480		

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта с учетом добавления 10 метров на каждую 1000 метров под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 2450 м. [2-3]

2.2.3 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 50 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 700 м.

Техническая колонная цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 500 метров, так как скважина газовая. Значит, интервал цементирования составит 1280 метров.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 500 метров, так как скважина газовая. Значит, интервал цементирования составляет 1470 м.

2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

В соответствии с заданным дебитом газа $250 \text{ м}^3/\text{сут}$, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 177,8 мм. Для данного диаметра эксплуатационной колонны соответствует долото диаметром 220,7 мм.

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

Диаметр кондуктора составляет 323,9 мм, и диаметр долота 393,7 мм.

Диаметр направления составляет 426 мм, а диаметр долота 490 мм.

2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн

Произведя расчеты, 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 газовым пластам

Давления опрессовки колонны, МПа	$P_{оп}$	27,35	19,91	17,50
Коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%)	k	1,10	1,10	1,10
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	$P_{гнвп}$	24,86	18,10	15,91
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	22,60	16,45	14,46
Степень основания натурального логарифма	s	0,15	0,11	0,10
Основание натурального логарифма	e	2,70	2,70	2,70
Относительная плотность газа по воздуху	$\gamma_{отн}$	0,637	0,65	0,68
Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	$H_{кр}$	2390	1700	1480
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	26,29	18,36	15,984
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, МПа/м	$gradP_{пл}$	0,011	0,0108	0,0108

Исходя из проведенных выше расчетов, можно увидеть, что необходимо выбрать значение равное: $P_{оп} = 27,35$ 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: ОКК2-35-178x245x324 К1 ХЛ.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-350/80x35.

2.3 Проектирование процессов углубления скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление и кондуктор выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения и Юрская и Триасовая системы сложены из мягких пород. Под техническую колонну 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	50	Роторный
50	700	Роторный
700	1480	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
1480	2450	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
2390	2420	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, техническую 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		0–50	50-700	700-1480	1480-2450
Шифр долота		490 М-ЦГВУ Глубур	БИТ 393,7 В 419 ТСР	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	БИТ 220,7 ВТ 416 У
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	220,7
Тип горных пород		М	МС	С	С+Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-171	3-171	3-152	3-117
	API				
Длина, м		0,72	0,427	0,33	0,29
Масса, кг		350	174	95	42
Нагрузка, тс (G)	Рекомендуемая	6-10	5-12	2-10	2-10
	Максимальная	10	12	10	10
Частота вращения, об/мин (n)	Рекомендуемая	40-600	80-400	80-440	60-400
	Максимальная	600	400	440	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	0-50	50-700	700-1480	1480-2450
Исходные данные				
Диаметр долота, см (D _д)	49	39,37	29,53	22,07

Продолжение таблицы 7

Предельная нагрузка, тс ($G_{пред}$)	10	12	10	10
Результаты проектирования				
Допустимая нагрузка, тс ($G_{доп}$)	8	9,6	8	8
Проектируемая нагрузка, тс ($G_{проект}$)	6	8	8	8

Для направления и кондуктора выбирается максимально возможная рекомендуемая осевая нагрузка. Для технической 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		0-50	50-700	700-1480	1480-2450
Исходные данные					
Скорость, м/с (V_d)		3,4	2,8	1,8	1,3
Диаметр долота (D_d)	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2207
	мм	490	393,7	295,3	220,7
Результаты проектирования					
Расчетная частота вращения, об/мин (n_i)		133	136	116	113
Статическая частота вращения, об/мин ($n_{стат}$)		40-60	40-60	100-160	140-200
Проектируемая частота вращения, об/мин ($n_{проект}$)		60	60	140	160

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 и кондуктор 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 55 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 55 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под техническую колонну принимается 42 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 32 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Таблица 9 – Расход бурового раствора

Интервал, м	0-50	50-700	700-1480	1480-2450	
Исходные данные					
Диаметр долота, м (D_d)	0,49	0,3937	0,2953	0,2207	
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (К)	0,4	0,4	0,5	0,5	
Коэффициент кавернозности (K_k)	1,3	1,3	1,2	1,2	
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$)	0,15	0,14	0,1	0,1	
Механическая скорость бурения, м/ч (V_m)	40	35	30	28	
Диаметр бурильных труб, м ($d_{бт}$)	0,127	0,127	0,127	0,127	
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ($d_{нмак}$)	15,9	12,7	9,5	7,9	
Число насадок (n)	5	6	6	6	
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпмин}$)	0,5	0,5	0,75	1	
Максимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпмак}$)	0,02	0,02	0,02	0,02	
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см ³ ($\rho_{см} - \rho_p$)	1,12	1,12	1,17	1,19	
Плотность бурового раствора, г/см ³ (ρ_p)	1,9	2,1	2,3	2,4	
Плотность разбуриваемой породы, г/см ³ ($\rho_{п}$)	0,19	0,12	0,07	0,04	
Результаты проектирования					
Расход, л/с	Q_1	75	49	34	19
	Q_2	108	73	38	21
	Q_3	88	55	42	26
	Q_4	47	45	34	28
Области допустимого расхода бурового р-ра, л/с	75-108	49-73	34-42	19-28	
Запроектированные значения расхода бур. р-ра, л/с	55	55	42	32	

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		700-1480	1480-2450
Исходные данные			
Диаметр долота (D_d)	м	0,2953	0,2207
	мм	295,3	220,7
Нагрузка, кН (G_{oc})		78	78
Расчетный коэффициент, Н*м/кН (Q)		1,5	1,5
Результаты проектирования			
Диаметр забойного двигателя, мм ($D_{зд}$)		236	177
Момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м (M_p)		3046	2307
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м (M_o)		148	110
Удельный момент долота, Н*м/кН ($M_{уд}$)		37	28

Для интервала бурения 700-1480 метров (интервал бурения под техническую колонну) выбирается винтовой забойный двигатель Д-240.5.50 ИДТ. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель Д-172.9.23 ИДТ, 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
Д-240.5.50 ИДТ	700-1480	240	7,5	2150	49-82	120-198	17	132-278

Продолжение таблицы 11

Д- 172.9.23 ИТ	1480- 2450	172	10,0	1500	25-35	108-150	7	50-80
----------------------	---------------	-----	------	------	-------	---------	---	-------

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 техническую колонну 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, эскиз КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну приведен в приложении Г.

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) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	На выносливость	На статическую прочность	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	50	ПК 127x9	127	Е	9,19	3-133	27	0,842	7,419	1,1	4,95	17,95	18,8
бурение	50	700	ПК 127x9	127	Е	9,19	3-133	646	20,186	29,8	2,56	5,01	4,47	4,68
бурение	700	1480	ПК 127x9	127	Е	9,19	3-133	1421	44,335	53,826	–	3,05	2,47	2,59
бурение	1480	2450	ПК 127x9	127	Е	9,19	3-133	2388	74,505	83,224	–	1,98	1,6	1,67
Бурение (с отбором керна)	2390	2420	ПК 127x9	127	Е	9,19	3-133	2370	73,944	79,621	2,51	1,79	1,67	1,75

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 техническую колонну	Под эксплуатационную колонну
Минимальная репрессия, %	10	10	5	5
Принимаемая репрессия, %	15	15	12	5,5-8

В таблице 14 представлены результаты расчета плотности бурового раствора.

Таблица 14 – Результаты расчёта плотности бурового раствора

Конструкция	k принимаемой репрессии	$Grad \cdot P_{пл}$, МПа/м	Плотность бурового раствора, г/см ³
Направление	1,15	0,0100	1,12 +/- 0,03
Кондуктор	1,15	0,0100	1,12 +/- 0,03
Техническая колонна	1,12	0,0108	1,17 +/- 0,03
Эксплуатационная колонна	1,08	0,0110	1,19 +/- 0,03

Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости интервала под направление

При бурении интервала под направление 0-50м 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. Разбурываемые 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	Концент-рация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (рН)	Регулирование щелочности среды	0,8

Продолжение таблицы 15

Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	70
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	1,0
Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности	125,54
Борсиликатный реагент БСР	Понизитель 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, кг/м ³	1121,9
Условная вязкость, с	120-140
Содержание песка, %	< 1

Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости интервала под кондуктор

Для бурения интервала 50-700м 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	10
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,4
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	0,15
DRILLING DETERGENT	ПАВ	Снижение поверхностного напряжения на границе фаз	1
Биолуб	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	30

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

Таблица 18 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, кг/м ³	1121,9
Условная вязкость, с	70-120
Пластическая вязкость, сПз	15-35
ДНС, дПа	15-45
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-30/25-50
Водоотдача, см ³ /30 мин	≤10
рН	8
Содержание песка, %	≤ 3

Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости интервала под техническую колонну

Для бурения интервала 700-1480м под техническую колонну рекомендуется использовать биополимерный безглинистый буровой раствор.

Биополимерный безглинистый буровой раствор, который используются для бурения в сложных горно-геологических условиях, в том числе в хемогенных отложениях, а также наклонно-направленных и горизонтальных участков скважин.

Данный тип раствора в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей (в качестве кольматанта используются минералы на основе карбоната кальция) эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %, что позволяет снижать затраты времени и средств на освоение скважины. Введение солевого ингибитора подавляет набухание глинистых минералов при попадании фильтрата в продуктивный пласт, что также способствует сохранению проницаемости коллектора.

Особенностью данного раствора является высокая вязкость при низкой скорости сдвига, что позволяет обеспечивать эффективную очистку скважины в застойных зонах наклонных и горизонтальных участков ствола. Компонентный состав биополимерного раствора для бурения интервала под техническую колонну представлен в таблице 19.

Таблица 19 – 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

Продолжение таблицы 19

ДЭМ ВС-107 стандарт 2	Пенегаситель	Предотвращение пенообразования	0,4
Хлористый калий	Ингибитор (соль)	Подавление процессов гидратации и набухание глинистых пород	80
Молотый мрамор	Утяжелитель	Регулирование плотности, кольматация каналов	68
Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности, кольматация каналов	95
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	22

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 20.

Таблица 20 – Технологические свойства КСЛ/полимерного (биополимерного) раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, кг/м ³	1178,0
Условная вязкость, с	40-50
Пластическая вязкость, сПз	10-15
ДНС, дПа	60-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-40/40-70
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости интервала под эксплуатационную колонну

Для бурения интервала 1480-2450м под эксплуатационную колонну предлагается использовать так же биополимерный буровой раствор.

Компонентный состав биополимерного раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну представлен в таблице 21.

Таблица 21 – Компонентный состав КСЛ/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 набухание глинистых пород	90
Молотый мрамор	Утяжелитель	Регулирование плотности, кольматация каналов	68
Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности, кольматация каналов	125
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 КСЛ/полимерного (биополимерного) раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, кг/м ³	1199,4
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	50	БУРЕНИЕ	0,24	0,03	периферийная	5	13	84	260,4
Под кондуктор									
50	700	БУРЕНИЕ	0,383	0,046	периферийная	6	12	82,2	249,1
Под техническую колонну									
700	1480	БУРЕНИЕ	0,621	0,063	периферийная	6	9,5	101,6	308,1
Под эксплуатационную колонну									
1480	2450	БУРЕНИЕ	0,963	0,084	периферийная	6	9,5	75,2	127,4

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	50	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	0,95	170	203,3	100	85	27,88	55,76
50	700	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	0,95	170	203,3	100	85	27,88	55,76
700	1480	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	0,95	160	232,7	100	75	21,6	43,2
1480	2450	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	0,95	150	266	100	125	32	32

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	50	БУРЕНИЕ	59,8	46,7	0	3,0	0,1	10
50	700	БУРЕНИЕ	96,6	44,7	0	40,3	1,6	10
700	1480	БУРЕНИЕ	228,5	71,3	71,8	53,7	21,7	10
1480	2450	БУРЕНИЕ	263	39,8	66,8	80,6	65,9	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: 2390-2420 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
2390-2420	БИТ 220,7/100 В 613 ЕС	4-8	60-180	18-24

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

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$, кг/м ³	1050
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$, кг/м ³	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$, кг/м ³	1820
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	880	Глубина скважины, м	2450
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	980	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	800
Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$, м	10	Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$, м	1880

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 и 4 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для эксплуатационной колонны, технической колонны и кондуктора соответственно.

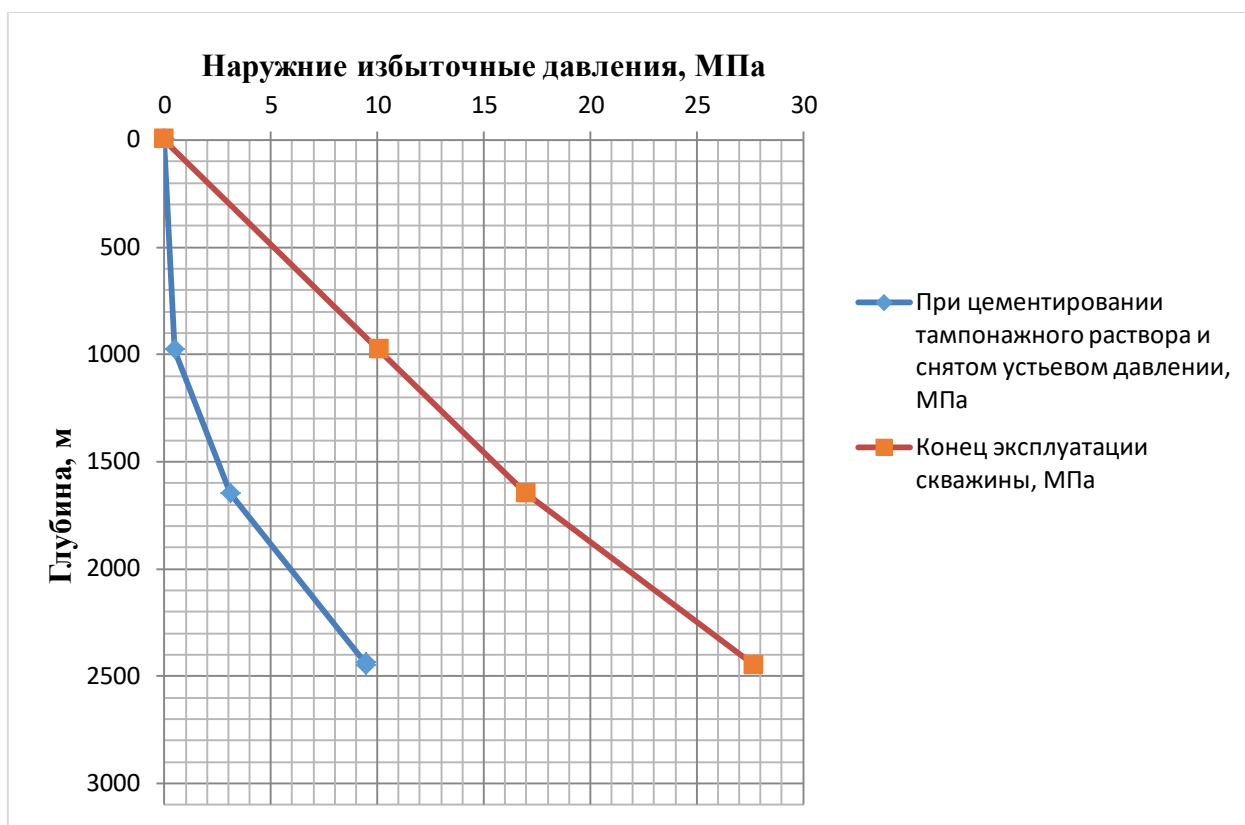


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

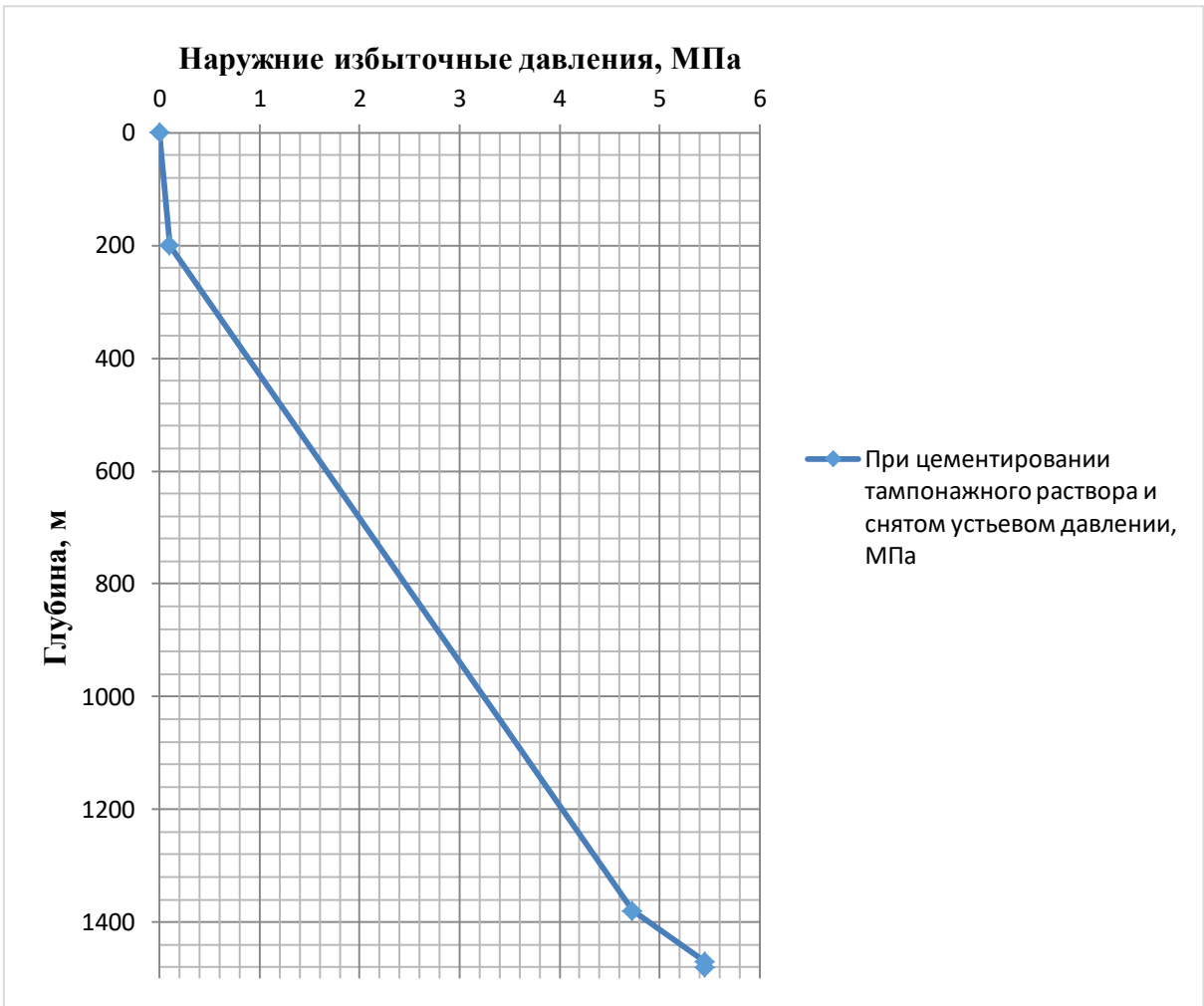


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений технической колонны

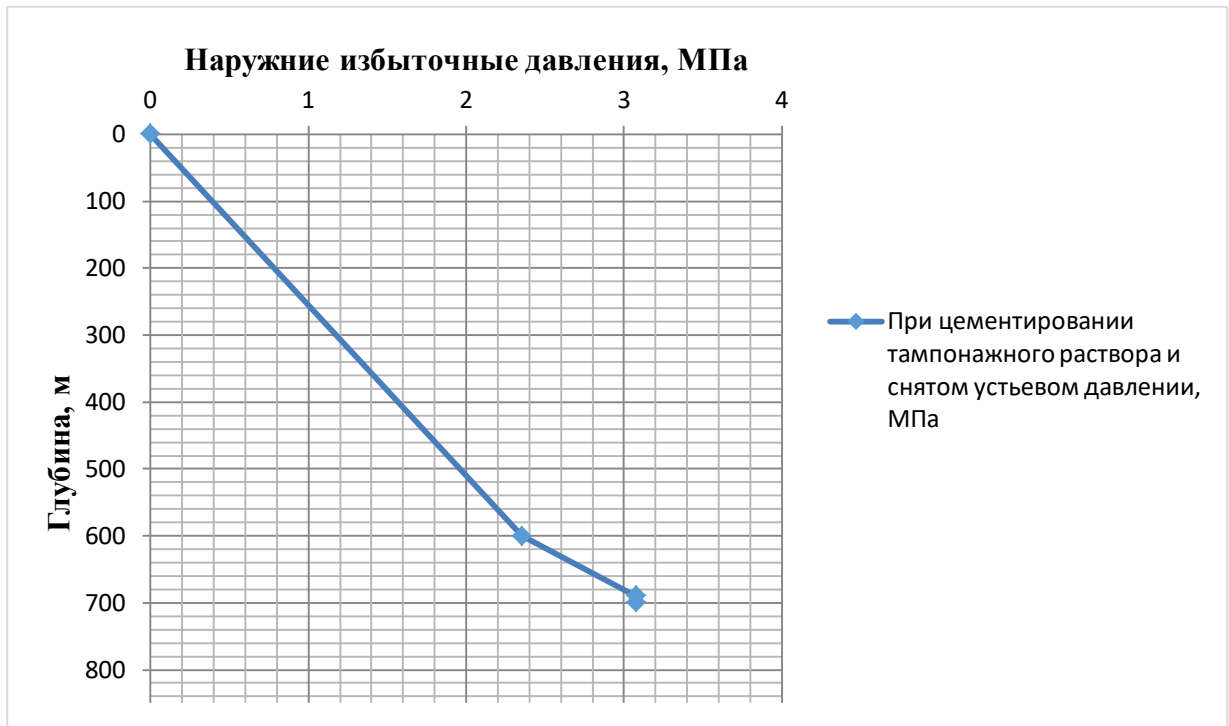


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

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 и 7 представлены эпюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление» для эксплуатационной колонны, технической колонны и кондуктора соответственно.

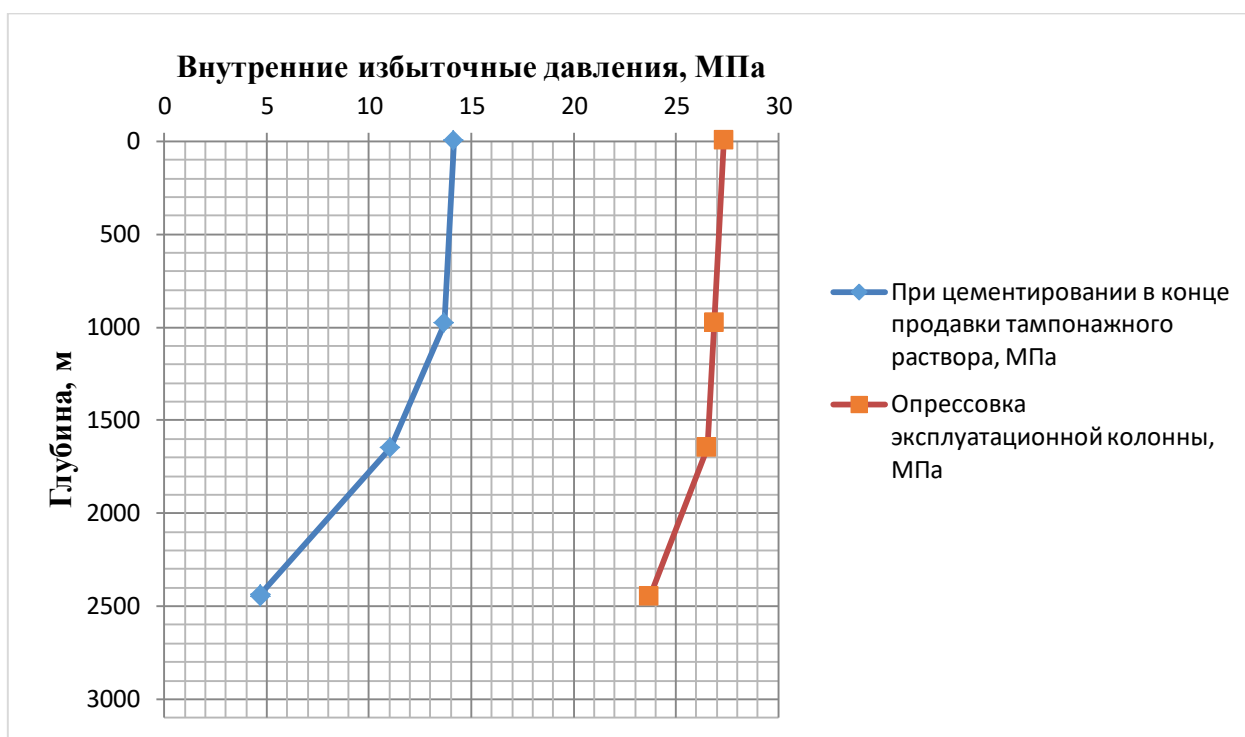


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

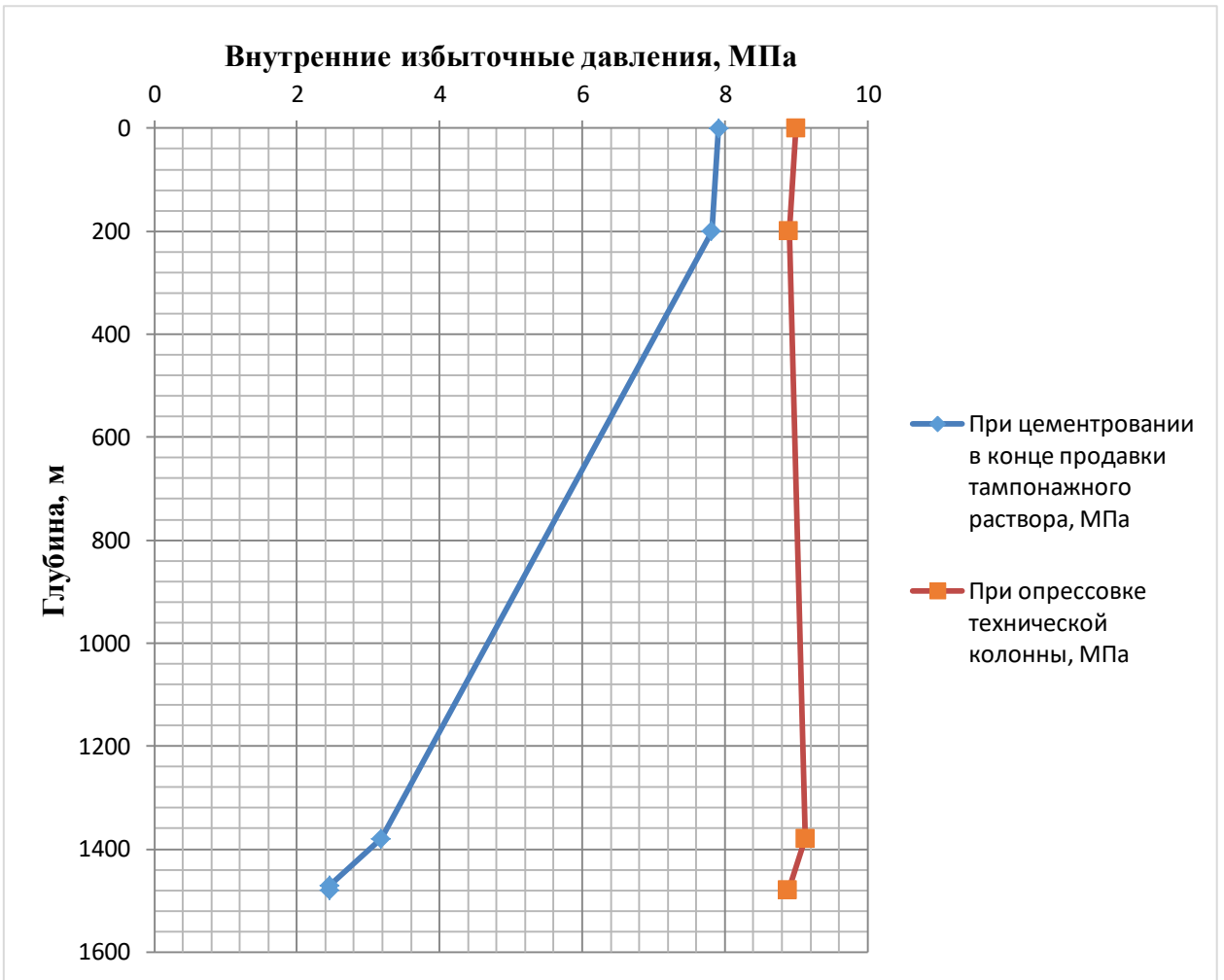


Рисунок 6 – Эпюры внутренних избыточных давлений технической колонны

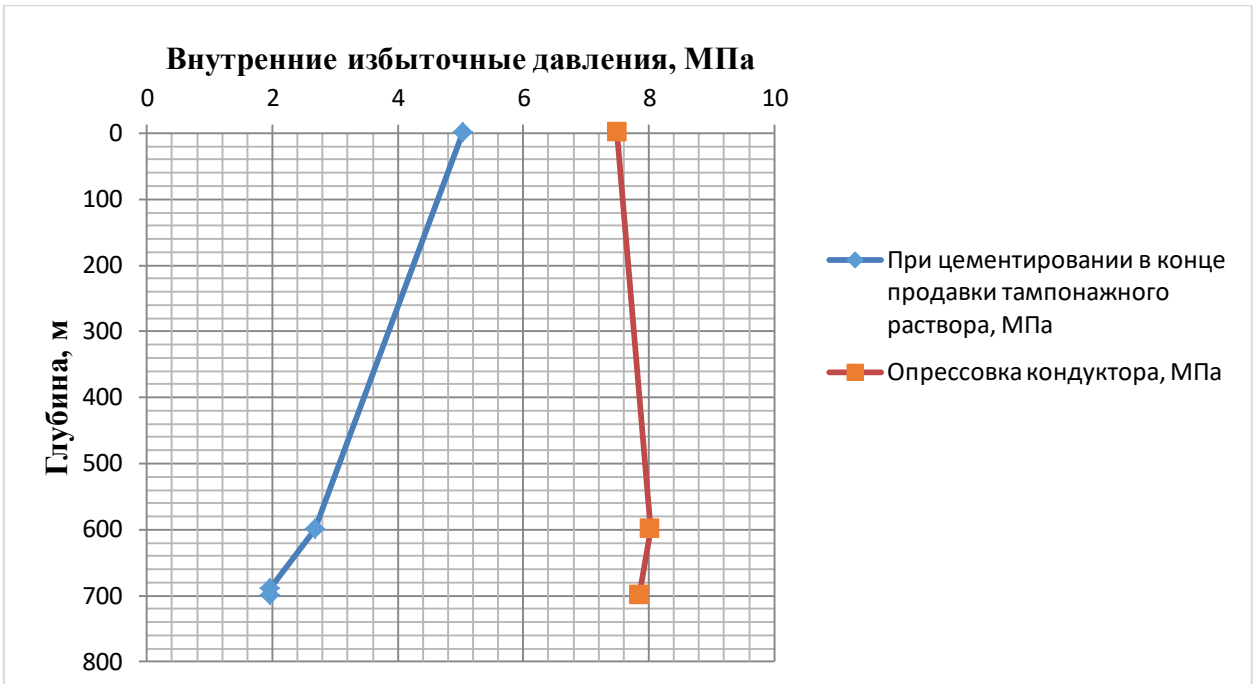


Рисунок 7 – Эпюры внутренних избыточных давлений кондуктора

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	Треугольная	Д	10	50	104,4	5220	5220	0-50
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	8,5	700	67,2	47040	47040	0-700
Техническая колонна								
1	ОТТМ	Д	7,9	1480	47,2	69856	69856	0-1480
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	11,5	1020	47,1	48042	102811	2450-1430
2	ОТТМ	Д	9,2	1430	38,3	54769		1430-0

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, 178 мм	БКМ-178 («Уралнефтемаш»)	2450	2450	1	1
	ЦКОД-178 («Уралнефтемаш»)	2440	2440	1	1
	ЦПЦ-178/220 («НефтьКам»)	0	1450	28	70
		1450	1480	3	
		1480	1530	5	
		1530	1700	4	
		1700	1800	10	
		1800	2390	14	
	ЦТ-178/220 («НефтьКам»)	2390	2450	6	24
		1470	1540	7	
		1690	1810	12	
	ПРП-Ц-В-178 («Уралнефтемаш»)	2380	2430	5	1
2440		2440	1		
2439		2439	1		
Техническая, 245 мм	ПРП-Ц-Н-178 («Уралнефтемаш»)	2440	2440	1	1
	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	1480	1480	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	1470	1470	1	38
		0	670	13	
		670	730	6	
	ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	730	1480	19	1
1470		1470	1		
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	1470	1470	1	1	

Продолжение таблицы 29

Кондуктор, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	700	700	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	690	690	1	1
	ЦПЦ-324/393 («НефтьКам»)	0	80	6	23
	ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	690	690	1	1
Направ- ление, 426 мм	БКМ-426 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1
	ЦКОД-426 («Уралнефтемаш»)	40	40	1	1
	ЦПЦ-426/490 («НефтьКам»)	0	45	4	6
		45	50	2	
ПРП-Ц-В-426 («Уралнефтемаш»)	40	40	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):

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

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;

$P_{гп}$ – 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):

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

$$P_{гс\ кп} = (9,81 \cdot (1050 \cdot 980 + 1400 \cdot (2450 - 980 - 800) + 1820 \cdot 800)) / 10^6 = 33,58 \text{ МПа}.$$

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

$$P_{\text{гд кп}} = \lambda \cdot L = 0,0013 \cdot 2450 = 3,185 \text{ МПа} \quad (5)$$

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:

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

$$33,58 + 3,185 \leq 0,95 \cdot 0,019 \cdot 2450,$$

$$36,765 \leq 44,22$$

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	6,320	1,58	1050	1,58	МБП-СМ	110,6
		4,74		4,74	МБП-МВ	71,1
Продавочная жидкость	48,94		1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	12,68		1400	10,65	ПЦТ-III-Об(4-6)-50	8428
					НТФ	5,2
Нормальной плотности тампонажный раствор	17,04		1820	10,37	ПЦТ-II-150	22340
					НТФ	6,99

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):

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

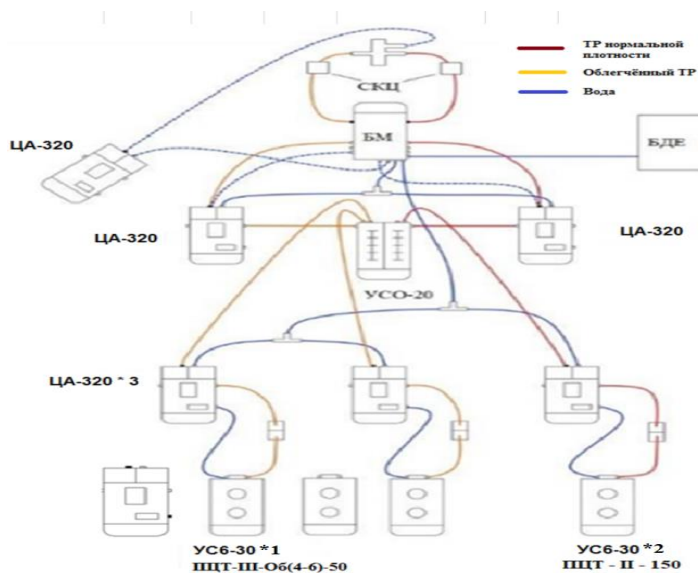
Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности необходимы 2 машины УС6-30.

$$m_2 = 22,34 / 13 = 1,71$$

Для приготовления, облегченного тампонажного раствора необходима 1 машина УС6-30.

$$m_2 = 8,43 / 10 = 0,843$$

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).

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 26620000}{9,81 \cdot 2420} = 1177 \text{ кг/м}^3 \quad (7)$$

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

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

h – глубина испытываемого пласта, м.

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

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле (8):

$$V_{ж.г.} = 2(V_{внхв} + V_{внэк.}) = 2(0 + 34,63) = 69,26 \text{ м}^3 \quad (8)$$

$V_{внхв}$ – внутренний объем хвостовика, м^3 ,

$V_{внэк.}$ – внутренний объем ЭК, м^3 ,

$V_{эк} = (\pi D^2/4) \cdot H$ – объем эксплуатационной колонны, м^3

H – глубина скважины, м

D – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м

$V_{эк} = 1020 \cdot (3,14 \cdot 0,1548^2 / 4) + 1430 \cdot (3,14 \cdot 0,1594^2 / 4) = 34,63 \text{ м}^3$

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
30	НКТ	Кумулятивная	ORION 73КЛ	20	1

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.

Выбор типа фонтанной арматуры

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

Принимаем арматуру фонтанную АФ6-80/65х35.

2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами [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 ($Q_{бк}$)	83224,00	$[G_{кр}] \times 0,6$ \geq $Q_{бк}$	120 > 83,224
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	102811	$[G_{кр}] \times 0,9$ \geq $Q_{об}$	180 > 102,811
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	108191,2	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	320/108,19= 2,95 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	320		

3 АНАЛИЗ КОНСТРУКЦИЙ КОЛОННЫХ ГОЛОВОК

3.1 Устьевое оборудование

Устьевым оборудованием принято называть технические средства, устанавливаемые на устье скважины нефтяного или газового месторождения при ее разработке, в ходе эксплуатации или ремонте.

Как правило, устьевое оборудование предназначено для выполнения функций, связанных с герметизацией устья скважины. От качества этого оборудования во многом зависит безопасность и экономическая эффективность работы. Устьевая арматура и в наше время является неотъемлемой совокупностью устройств в конструкции скважин. Современная фонтанная арматура активно применяется в нефте- и газодобывающей отрасли.

Помимо герметизации, устьевое оборудование возможно использовать в подземных хранилищах как контрольное оборудование, необходимое для поддержания требуемого давления внутри скважин, а также обвязки между собой стволов обсадных колонн.

Устье скважины - соединение обсадной трубы с противовыбросовым устройством или с фонтанной арматурой, закрепленными болтами или приваренными к направляющей трубе или кондуктору. Устье скважины находится на поверхности земли и представляет собой начало углубления, а дно называется забоем (рисунок 9).

Назначение устья:

- защитное – исключает обвал рыхлых почв;
- собирательное – является точкой выхода составляющих скважины;
- регулирующее – контроль давление внутри скважинной системы.

Основным назначением устьевого оборудования скважины является:

- Фиксация эксплуатационных труб на устье;
- обвязка эксплуатационной трубы и наземного трубопровода для транспортировки добываемого флюида;

- герметизация межколонного пространства скважины и контроль межколонных давлений;
- обеспечение возможности обвязки трубного и затрубного пространств со специальной техникой на поверхности при проведении технологических операций;
- герметизация устья при остановках скважины.

Исходя из перечисленных выше выполняемых функций устьевого оборудования, можно выделить ряд требований: долговечность, надежность, прочность, коррозионностойкость.

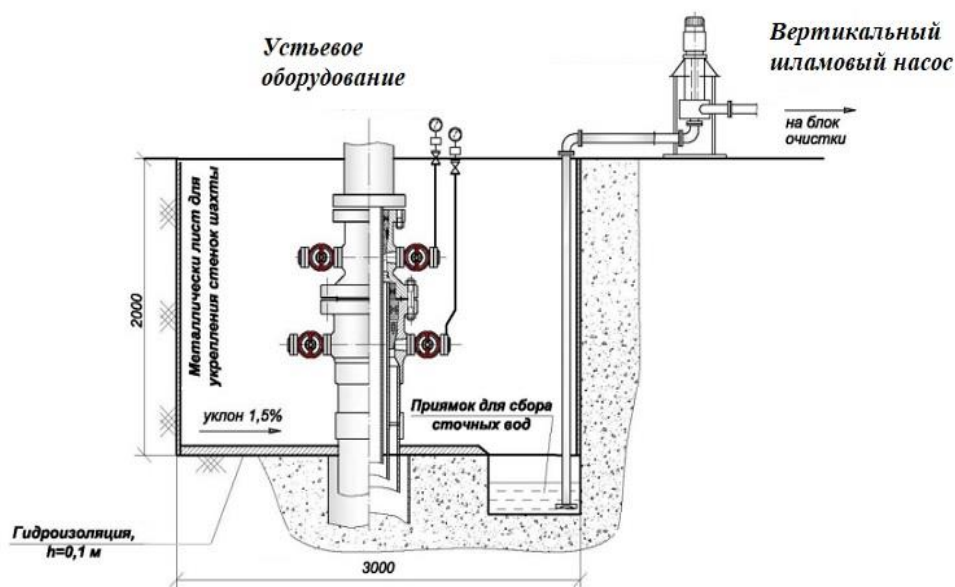


Рисунок 9 – Устье скважины

К оборудованию устья скважины относятся:

- колонные головки;
- фонтанные арматуры.

Целью данной работы является анализ типов колонных головок и выделение их характерных особенностей.

3.2 Колонные головки

Колонные головки требуются для обвязки обсадных колонн газовых и нефтяных скважин. Они обеспечивают подвеску колонн, герметизацию межколонных пространств и позволяют контролировать давления в них, а также проведение таких операций, как снижение давления в межколонном пространстве, закачка цемента или других тампонажных материалов в межколонное пространство и т.п.

Конструкция колонной головки должна обеспечивать: 1) надежную герметизацию межколонных пространств; 2) контроль за давлением в межколонном пространстве; 3) обвязка обсадных колонн; 4) универсальность, т.е. возможность крепления к одной колонной головке обсадных колонн разных диаметров; 5) сохранность устьевой части обсадных колонн от повышенного изнашивания при работе бурильным инструментом; б) возможность вертикального перемещения обсадных колонн при высоких температурах в скважине; 7) высокую надежность работы подвесок и узлов уплотнений во время бурения и длительной эксплуатации скважины; 8) минимально возможную высоту; 9) достаточную прочность с учетом действия различных нагрузок.

Более того, для осложненных условий бурения некоторые детали колонной головки должны быть выполнены в антикоррозионном исполнении, если в получаемом флюиде из скважины предполагаются корродирующие вещества; при бурении на Севере головка должна выполнять условие возможности работы в условиях пониженных температур до $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$; при бурении на шельфе должна обеспечиваться возможность ее установки на дне моря при глубинах более 200 м.

Колонная головка подбирается для каждой скважины индивидуально исходя из следующих параметров:

– Тип подвесного устройства

ОКК – обвязка колонная клиньевая,

ОКО – обвязка колонная муфтовая,

ОК (ОУС) – обвязка колонная;

- Допустимое давление (14, 21, 35, 70), МПа
- Диаметры и количество обвязываемых колонн, мм
- Коррозионного исполнения (К1, К2, К3)
- Исполнение по морозостойкости (ХЛ)

3.2.1 Колонные головки с клиньевой подвеской

Головки данного типа являются наиболее распространенными и доступными по цене.

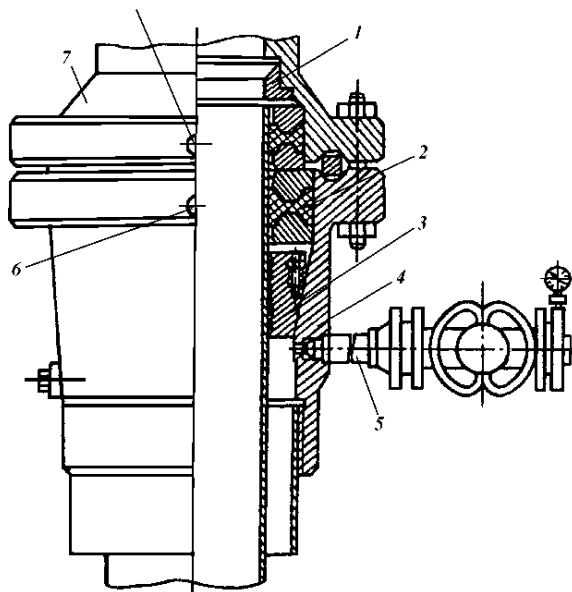
Изготавливается 3 типа клинневых колонных головок рассчитанных на давление 35 МПа: ОКК1, ОКК2, ОКК3. Головки типа ОКК1 используют для обвязки двух колонн (кондуктор, эксплуатационная), типа ОКК2 — для обвязки трех колонн (кондуктор, промежуточная, эксплуатационная), типа ОКК3 — для обвязки четырех колонн.

Модель ОКК1-35-146x219 расшифровывается следующим образом:

О – оборудование; К – колонны; К – клиновое; 1 – схема (модель); 35 – рабочее давление, МПа; 146 – диаметр эксплуатационной колонны, мм; 219 – диаметр кондуктора, мм.

Колонная головка типа ОКК1 (рисунок 10, 11) состоит из корпуса 4, клиновой подвески 3, двухъярусного пакерного устройства 2. Корпус имеет цилиндрическую расточку, в которую монтируют нижний ярус пакерного устройства. Во фланце корпуса имеется отверстие, в которое ввинчивают нагнетательный клапан 6. Отверстия в нижней части корпуса служат для монтажа манифольда колонной головки 5. Пакерное устройство 2 состоит из двух ярусов, включающих в себя два металлических кольца и одно Н-образное резиновое уплотнение. Клинровая подвеска состоит из трех клиньев, связанных между собой шарнирами и имеющих возможность синхронного перемещения.

Предохранительная втулка 1 предохраняет верхнюю часть эксплуатационной колонны от механических повреждений при СПО.



1 – предохранительная втулка; 2 – двухъярусное пакерное устройство; 3 - клинья; 4 - корпус головки; 5 - манифольд; 6, 8 - клапаны; 7 – верхний фланец

Рисунок 10 – колонная головка типа ОКК

Порядок монтажа колонной головки типа ОКК.

После спуска, цементирования и ОЗЦ кондуктора на него наворачивают корпус колонной головки. Поверх колонной головки монтируется противовыбросовое оборудование согласно утвержденной схеме и после проведения соответствующих опрессовок продолжают бурение под эксплуатационную колонну. После окончания бурения и спуска эксплуатационной колонны собирают клиновую подвеску на последней трубе колонны, подвешенной на талевой системе, и опускают. Под собственным весом клиновая подвеска свободно спускается по трубе и занимает свое место в корпусе колонной головки, колонну сажают на клинья. Эксплуатационную колонну цементируют, после чего внутреннюю полость корпуса колонной головки промывают водой через манифольд колонной головки.

После ОЗЦ демонтируют ПВО, труборезкой отрезают трубу на высоте 120 мм от верхнего фланца корпуса. Устанавливают пакерное устройство, предварительно смазав резиновый уплотнитель смазочным материалом ЛЗ-

162. Далее монтируют крестовину ФА 7. Нагнетательный клапан 8 на фланце крестовины ФА до затяжки шпилек должен быть отвинченным (после затяжки ввинтить). Проводят работы по опрессовке колонной головки вместе с эксплуатационной колонной на давление максимально допустимое внутреннему давлению колонны. Затем опрессовывают колонную головку на герметичность уплотнений смазочным материалом ЛЗ-162. Для этого отвинчивают колпак нагнетательного клапана 8, вставляют в отверстие клапана толкатель и ввинчивают колпак до упора, при этом толкатель отведет шарик клапана от посадочного места и создаст зазор. Отвинчивают колпак клапана 6 и вместо него ввинчивают наконечник нагнетателя смазочного материала НС-6х350. Закачивают СМ до того момента, пока он не появится из клапана 8. Вынимают толкатель из клапана 8 и повышают давление до допустимого наружного давления колонны. По окончании опрессовки давление стравливают. В обоих случаях давление опрессовки не может превышать давление, указанное в паспорте завода-изготовителя.

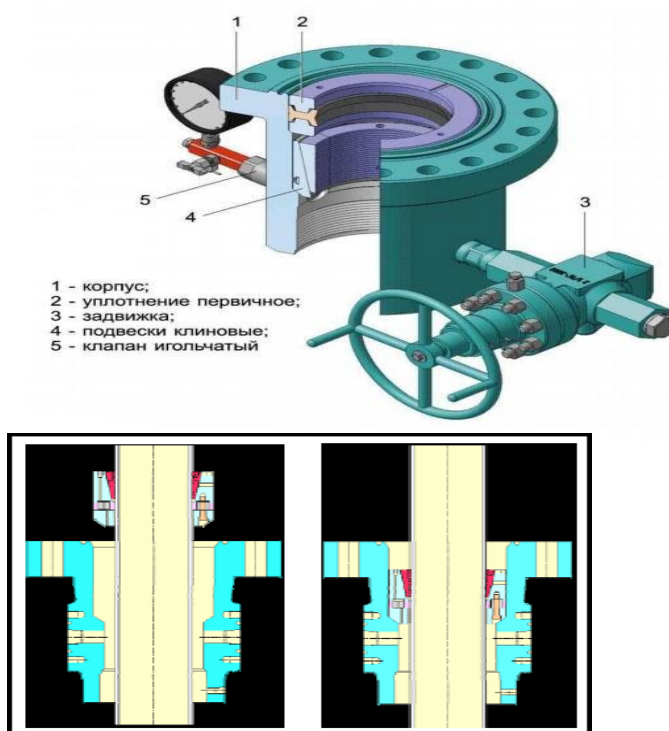


Рисунок 11 – колонная головка типа ОКК

Преимущество данного типа колонных головок в том, что при спуске ОК нет необходимости подбирать трубы с целью расположения их резьбы против фланца предыдущей колонны, так как излишек обрезается.

Недостатками же являются:

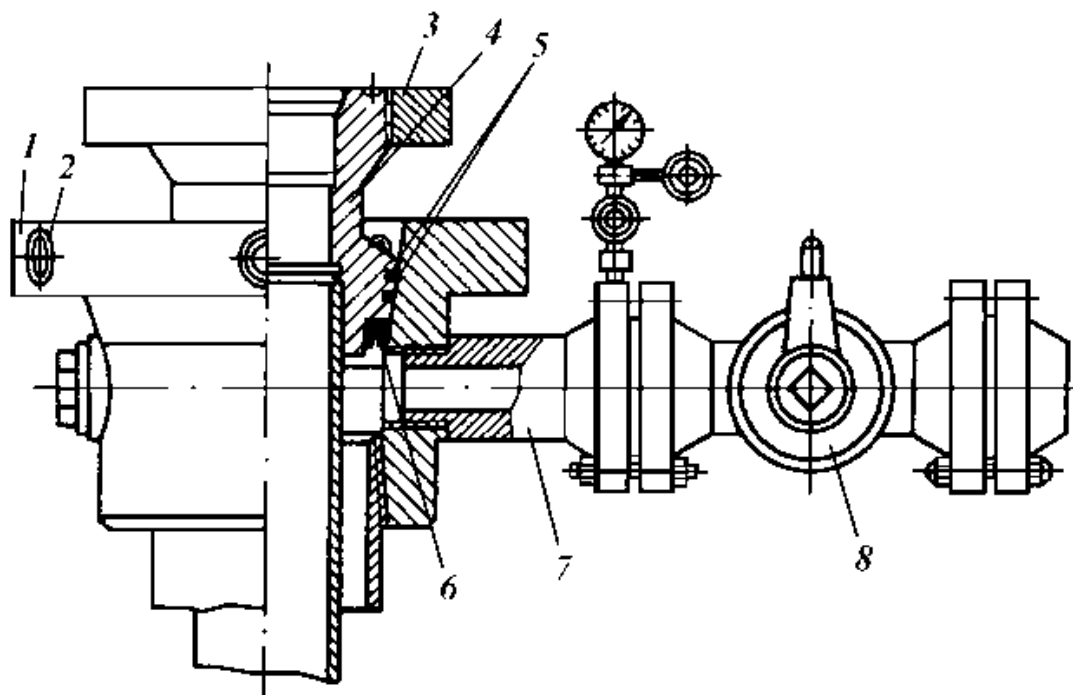
- каждый раз необходим демонтаж ПВО, следовательно, увеличивается время строительства скважины;
- увеличивается расстояние от устья скважины до стола ротора;
- большое количество потенциально негерметичных соединений;
- требуется выжидать ОЗЦ.

3.2.2 Колонные головки с муфтовой подвеской

Головка типа ОКМ (рисунок 12) состоит из корпуса 1, специальной муфты 4, фланца 3 под фонтанную арматуру, патрубка 7 с фланцем, проходного крана 8, стопорных винтов 2, резиновых уплотнительных колец 5 и манжеты 6.

Специальную муфту навинчивают на крайнюю трубу эксплуатационной колонны и устанавливают в корпусе, наверху на кондуктор. Уплотнение пространства между корпусом и специальной муфтой производят с помощью двух резиновых колец и одной самоуплотняющейся резинотканевой манжеты. Шесть стопорных винтов в верхнем фланце корпуса служат для фиксации специальной муфты и подвешенной на ней эксплуатационной колонны от осевого смещения вверх, вызванного температурным удлинением колонны при эксплуатации скважины. Фланец под ФА укреплен на муфте с помощью резьбы.

В корпусе колонной головки имеются два боковых отверстия, одно из которых глушат пробкой, а в другое ввинчивают патрубок с фланцем, к которому подсоединяют кран и свободный фланец. Во фланце патрубка устанавливают вентиль с манометром для контроля давления в межколонном пространстве.



1 – корпус; 2 – стопорные винты; 3 – фланец под ФА; 4 – специальная муфта; 5 – резиновые уплотнительные кольца; 6 – манжеты; 7 – патрубок с фланцем; 8 – проходной кран;

Рисунок 12 – Колонная головка типа ОКМ

Порядок монтажа колонной головки типа ОКМ.

Корпус колонной головки навинчивают на резьбу верхней трубы кондуктора. Для исключения механических повреждений внутренней корпусной поверхности корпуса при СПО в корпусе устанавливают предохранительную втулку, которая фиксируется шестью стопорными винтами. На корпусе головки монтируют ПВО и продолжают бурение под эксплуатационную колонну.

Перед спуском эксплуатационной колонны предохранительную втулку извлекают с помощью труболовки. При спуске эксплуатационную колонну не доводят до проектной глубины на 4 — 8 м и сажают на спайдер или элеватор. После этого на последнюю трубу навинчивают специальную муфту без фланца под ФА. С помощью допускной трубы, которую ввинчивают в верхнюю резьбу специальной муфты, последнюю сажают на коническую поверхность корпуса колонной головки и фиксируют там стопорными болтами.

После окончания цементирования эксплуатационной колонны и ОЗЦ колонную головку на устье скважины опрессовывают на давление, допустимое

для опрессовки эксплуатационной колонны. Результаты опрессовки оформляются актом.

После проведения опрессовок демонтируют ПВО и на верхний конец муфты специальной навинчивают фланец под фонтанную арматуру.

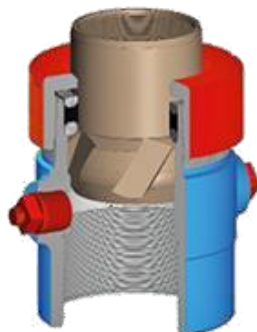


Рисунок 13 – Колонная головка типа ОКО с ниппельной частью под установку ФА



Рисунок 14 – Колонная головка типа ОКОФ с фланцевой частью под установку ФА

Преимущества данного типа колонных головок:

- компактные размеры;
- не требуется демонтаж ПВО, что сокращает время строительства скважины;
- меньшее число потенциальных негерметичных соединений;
- ее требуется выждать ОЗЦ.

Недостаток – требуется подбирать трубы с целью расположения их резьбы против фланца предыдущей колонны.

3.2.3 Колонные головки типа ОУС

В основных характеристиках колонная головка типа ОУС (рисунок 15) схожа с ОКО. Фиксация обсадной колонны осуществляется с помощью центриатора, который устанавливается на верхнюю трубу эксплуатационной колонны. Аналогично колонной головке ОКО, у ОУС выходит муфта обсадной трубы на устье, что позволяет осуществлять монтаж ФА на муфту обсадной колонны, либо через фланец. Главное различие заключается в креплении пакерных уплотнений.

Преимущества:

- компактность и неметаллоемкость,
- не требуется демонтаж ПВО, что сокращает время строительства скважины.

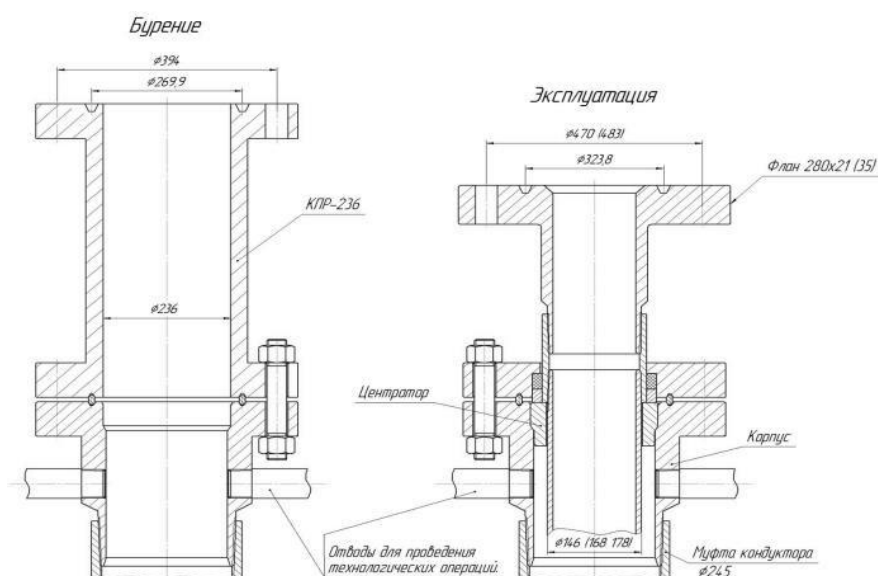


Рисунок 15 – Колонная головка типа ОУС с фланцевой частью под установку ФА

3.2.4 Моноблочные колонные головки

При использовании моноблочных колонных головок (рисунок 16) обсадные колонны и трубы НКТ подвешиваются на трубодержателе в одном корпусе.

Уплотнение межтрубного пространства и НКТ производится с помощью резиновых или металлических манжет.

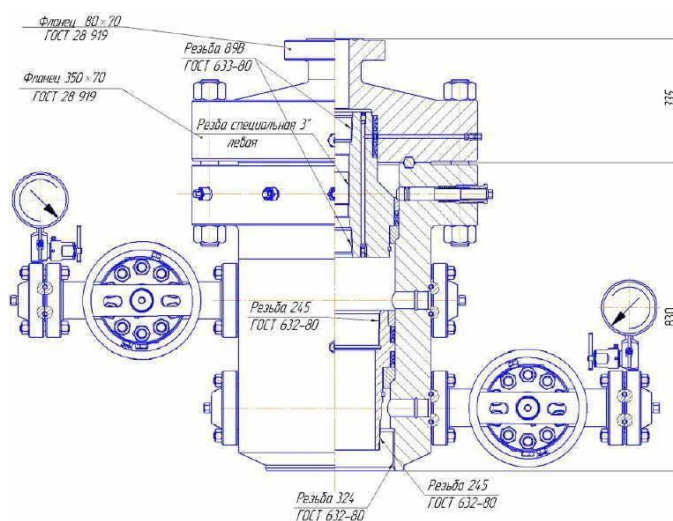


Рисунок 16 – Моноблочная колонная головка

Основные преимущества:

- не требуется демонтировать ПВО в процессе бурения и при заканчивании скважины;
- не требуется выжидать ОЗЦ;
- меньшее число потенциальных негерметичных соединений;
- компактность и неметаллоемкость.



Рисунок 17 – Моноблочная колонная головка

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8В	Шанин Ростислав Петрович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	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.	1. Литературные источники; 2. Методические указания по разработке раздела; 3. Сборник сметных норм на бурение скважин; 4. Налоговый кодекс РФ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов.	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования.	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности бурения разведочной скважины с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.	1. Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины.
2. Планирование и формирование бюджета строительства скважины.	2. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности строительства скважины.	3. Общий расчет сметной стоимости строительства скважины.

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	Шанин Ростислав Петрович		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСО- ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСΟΣБЕРЕЖЕНИЕ

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

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

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

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

Исходные данные к расчету представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Исходные данные

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м:	2450
Способ бурения:	
- под направление и кондуктор	Роторный
- под техническую и эксплуатационную колонну	Совмещенный (ВЗД)
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины:	
- направление	∅ 424 мм на глубину 50 м
- кондуктор	∅ 323,9 мм на глубину 700 м
- техническая колонна	∅ 244,5 мм на глубину 1480 м
- эксплуатационная колонна	∅ 177,8 мм на глубину 2450 м
Буровая установка	ЗД-86
Оснастка талевого системы	5х6
Насосы:	
- тип, количество, шт.	УНБТ-950 – 2 шт.
производительность, л/с:	
- в интервале 0-50 м	55
- в интервале 50-700 м	55
- в интервале 700-1480 м	42
- в интервале 1480-2450 м	32

Продолжение таблицы 33

Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	∅ 178 мм, 48 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 700-1480 м	ВЗД Д-240.5.50 IDT
- в интервале 1480-2450 м	ВЗД Д-172.9.23 IDT
Бурголовка при отборе керна	БИТ 220,7/100 В 613 ЕС
Бурильные трубы: длина свечей, м	24

Производственные работы по сооружению скважин состоят из нескольких этапов, нормативная продолжительность определяется, как сумма нормативной продолжительности всех этапов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы;
- бурение и крепление скважины.

При расчете принимаются во внимание:

- данные геологические, технические и технологические согласно проекту;
- нормы проходки 1 метра, нормы проходки на долото;
- нормирование спускоподъемных операций, вспомогательных работ, связанных с креплением и цементированием скважины.

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [10].

Нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным интервалам определяется по формуле:

$$T_{\text{б}} = T_{\text{бн}} \cdot h, \quad (9)$$

где $T_{\text{бн}}$ – норма времени на бурение одного метра, час;

h – величина нормативного интервала, метр.

Расчет нормативного времени бурения представлен в таблице 34. Нормы времени приняты в соответствии с опытом бурения скважин в настоящее время.

Таблица 34 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
50	0,025	1,3
650	0,029	18,6
780	0,033	26,0
940	0,036	33,6
30	0,2	6,0
Итого		123,56

Нормативное количество долот рассчитывается по формуле:

$$n = h/P, \quad (10)$$

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

Результаты расчета нормативного количества долот сведены в таблицу 35.

Таблица 35 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале h , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале P , м	n
50	500	0,10
650	3000	0,22
780	4000	0,20
940	3500	0,27
30	400	0,08
Итого на скважину		0,86

При расчете нормативного времени на спуско-подъемные операции, учитывается количество поднимаемых и опускаемых свечей, количество наращиваний по каждому нормативному интервалу:

$$N_{\text{сп}} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2d - h)}{2L}, \quad (11)$$

$$N_{\text{под}} = \frac{n \cdot h + N_{\text{сп}}}{L}, \quad (12)$$

$$T_{\text{сп}} = \frac{N_{\text{сп}} \cdot T_{\text{св}}}{60}, \quad (13)$$

$$T_{\text{под}} = \frac{N_{\text{под}} \cdot T_{\text{св}}}{60}, \quad (14)$$

где $N_{\text{сп}}$, $N_{\text{под}}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{\text{сп}}$, $T_{\text{под}}$ – соответственно время спуска и подъема свечей, час;

$T_{\text{св}}$ – нормативное время на спуск и подъем одной свечи по ЕНВ, час.

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ [10, 13].

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

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

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

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [12]. Нормы времени определяются в зависимости от запроектированного оборудования и видов исследования для каждого пробуренного интервала, которые определяются на этапе создания проектной документации.

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [13].

Нормативная карта по сооружению разведочной скважины на газовом месторождении приведена в приложении В.1.

4.2 Линейный календарный график выполнения работ

Рассмотрим пример формирования линейного графика выполнения буровых работ. Вахта работает тридцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем тридцать дней выходных. Доставка вахт на

месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и обслуживающего персонала, приведенного в таблице 36.

Таблица 36 – Персонал, занятый при бурении скважины

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

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

Календарное время бурения 403,8 часов или 16,8 суток, с учетом поправочного коэффициента 1,1 – 444,2 часов или 18,5 суток.

Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 223,2 часов или 9,3 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 37.

Таблица 37 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Бригады	Сутки	Месяцы												
		1			2			3						
Вышкомонтажная	45	■	■	■	■	■	■							
Буровая	16,8						■	■	■	■				
Испытания	9,3										■	■		

4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли

Смета на строительство скважины определяет сумму затрат, необходимых для выполнения этих работ, и является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающими предприятиями и финансирования буровых работ.

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, которые определяют единые расценки для различных работ, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [14], в части II – на строительные и монтажные работы [15], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [16].

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [17] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используются индекс изменения сметной стоимости по буровым работам (1,49 – скважина на газ) и прочим работам и затратам и индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ (61,09), произведение которых на первый квартал 2023 года составляет 91,02 [18, 19].

Свод затрат на строительство скважины представлен в таблице В.2.

Технико-экономические показатели определяются по формулам:

Механическая скорость бурения (м/час):

$$V_M = \frac{H}{t_m}, \quad (15)$$

где H – глубина скважины, м;

t_m – продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения (м/час):

$$V_p = \frac{A}{t_m + t_{\text{СПО}}}, \quad (16)$$

Коммерческая скорость (м/ст.мес):

$$V_k = \frac{H \cdot 720}{T_k}, \quad (17)$$

где T_k – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине (м):

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n}, \quad (18)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины.

Сметную себестоимость строительства скважины можно определить как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями по формуле:

$$C_c^{1\text{м}} = \frac{C_{\text{см}} - \Pi}{H}, \quad (19)$$

Результаты расчета технико-экономических показателей сведены в таблицу 38.

Таблица 38 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2450
Продолжительность бурения, сут.	16,8
Механическая скорость, м/ч	28,7
Рейсовая скорость, м/ч	15,4
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	4368,5
Проходка на долото, м	612,5
Стоимость одного метра, руб.	50789,9

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б8В		Шанин Ростислав Петрович	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	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 2450 метров на газовом месторождении (Пермский край).	
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 2450 метров на газовом месторождении (Пермский край). 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. 	<p>-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>
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации: Анализ потенциальных вредных и</p>	<p>2.1 Проанализировать возможные вредные факторы при строительстве разведочной вертикальной скважины: –Неблагоприятные климатические условия</p>

опасных производственных факторов	<ul style="list-style-type: none"> –Повышенные уровни шума –Повышенные уровни вибрации –Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны –Отсутствие, либо недостаточная освещенность <p>2.2 Проанализировать возможные опасные факторы при строительстве разведочной вертикальной скважины:</p> <ul style="list-style-type: none"> –Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования –Поражение электрическим током –Пожаро- и взрывоопасность –Работы на высоте
3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации	<ul style="list-style-type: none"> - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород).
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения/при эксплуатации	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> - лесные пожары; - ГНВП; - возгорание ГСМ; - разрушение буровой установки. Наиболее типичная ЧС:
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Шанин Ростислав Петрович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

1. Помощник мастера бурового относится к категории руководителей, принимается на работу и увольняется с работы приказом руководителя организации.

2. На должность помощника мастера бурового назначается лицо, имеющее высшее техническое образование без предъявления требований к стажу работы или среднее специальное образование и стаж работы по направлению не менее 3 лет.

3. На должность мастера буровой назначается лицо, имеющее высшее техническое образование и стаж работы на должности ИТР не менее 3 лет.

4. В своей деятельности помощник мастера бурового руководствуется:

- нормативными документами по вопросам выполняемой работы;
- методическими материалами, касающимися соответствующих вопросов;
- уставом организации;
- правилами трудового распорядка;
- приказами и указаниями руководителя организации (непосредственного руководителя);
- настоящей должностной инструкцией.

5. Помощник мастера бурового должен знать:

- Законодательство и другие нормативные правовые акты РФ, документы по вопросам выполняемой работы
- Технологию строительства нефтяных и газовых скважин, конструкцию скважин, технические характеристики применяемого оборудования, инструмента и материалов

- Правила внутреннего трудового распорядка
 - причины возникновения технических неполадок, аварий, осложнений, брака при выполнении работ по строительству скважин, способы их предупреждения и ликвидации;
 - порядок оформления технической документации;
 - проектирование и планирование буровых работ;
 - основы геологии и геологическое строение разбуриваемых площадей, технические правила строительства скважин;
 - правила и нормы охраны труда и пожарной безопасности.
- б. Во время отсутствия помощника мастера бурового его обязанности выполняет в установленном порядке назначаемый заместитель, несущий полную ответственность за их надлежащее исполнение.

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Основным объектом в производственных условиях является рабочее место, представляющее собой в общем случае пространство, в котором может находиться человек при выполнении производственного процесса. Рабочее место является основной подсистемой производственного процесса.

При организации рабочих мест безопасность работников должна обеспечиваться:

- защитой работников от опасности, создаваемой движущимися частями технологического оборудования, изделиями, заготовками и материалами, отлетающими частицами обрабатываемого материала и брызгами смазочно-охлаждающих жидкостей;
- соблюдением требований безопасной эксплуатации подъемных сооружений, кранов-манипуляторов, кранов-трубоукладчиков, подъемников с рабочими платформами, строительных подъемников, лифтов, паровых и водогрейных котлов, сосудов, работающих под давлением, трубопроводов пара и горячей воды, установок газового оборудования;
- рациональным размещением технологического оборудования в

производственных помещениях и вне их и обеспечением безопасного расстояния между оборудованием и стенами, колоннами, безопасной ширины проходов и проездов.

Рабочее место должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.032-78: рабочий стол должен быть устойчивым, иметь однотонное неметаллическое покрытие, не обладающее способностью накапливать статическое электричество; рабочий стул должен иметь дизайн, исключаящий онемение тела из-за нарушения кровообращения при продолжительной работе на рабочем месте; рабочее место должно соответствовать техническим требованиям и санитарным нормам.

Размерные соотношения на рабочем месте при работе стоя строятся с учетом того, что рост мужчин и женщин в среднем отличается на 11,1 см, длина вытянутой в сторону руки – на 6,2 см, длина вытянутой вперед руки – на 5,7 см, длина ноги – на 6,6 см, высота глаз над уровнем пола – на 10,1 см. На рабочем месте в позе сидя различия в размерных соотношениях у мужчин и женщин выражаются в том, что в среднем длина тела мужчин на 9,8 см и высота глаз над сиденьем на 4,4 см больше, чем у женщин.

На формирование рабочей позы в положении сидя влияет высота рабочей поверхности, определяемая расстоянием от пола до горизонтальной поверхности, на которой совершаются трудовые движения. Оптимальная рабочая поза при работе сидя обеспечивается также конструкцией стула: размерами, формой, площадью и наклоном сиденья, регулировкой по высоте. Основные требования к размерам и конструкции рабочего стула в зависимости от вида выполняемых работ приведены в ГОСТ 12.2.032-78 «ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»

Работа стоя целесообразнее при необходимости постоянных передвижений, связанных с наладкой и настройкой оборудования. Однако при этом повышается нагрузка на мышцы нижних конечностей, увеличиваются энергозатраты. Работа в позе сидя более рациональна и менее

утомительна, т. к. уменьшается высота центра тяжести над площадью опоры, повышается устойчивость тела, снижается напряжение мышц. В положении сидя обеспечивается возможность выполнять работу, требующую точности движения. Но в этом случае могут возникать застойные явления в органах таза, затруднение работы органов кровообращения и дыхания. ГОСТ 12.2.033–78 «ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования»

Рабочее место для выполнения работ стоя организуют при физической работе средней тяжести и тяжелой, а также при технологически обусловленной величине рабочей зоны, превышающей ее параметры при работе сидя. Категория работ — по ГОСТ 12.1.005—76.

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 39.

Таблица 39 – 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 39

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

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 застежки типа «молния», под которую не может заползти клещ. На голову 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 легко воспламеняющимися 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.

Влияние на атмосферу

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

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

Влияние на гидросферу.

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

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия:

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

Влияние на литосферу

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

Чрезвычайная ситуация - это ситуация, которая представляет непосредственную угрозу здоровью и жизни людей, имуществу или окружающей среде.

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- лесные пожары;

- газонефтеводопроявления (ГНВП);
- взрывы ГСМ;
- разрушение буровой установки;

Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин, является газонефтеводопроявления (ГНВП).

Основными причинами возникновения ГНВП являются:

- недостаточная плотность бурового раствора.
- недолив скважины при спуско-подъемных операциях;
- уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта;
- длительные остановки скважины без промывки.

В результате всех вышеперечисленных причин, возможно возникновение флюидопроявления, которое постепенно переходит в открытый неуправляемый фонтан нефти, газа, смеси нефти и газа. Последствия фонтанирования глобальны, вплоть до полного уничтожения кустового оборудования, плодородного слоя земли, продуктивного горизонта и человеческих жертв.

С целью предупреждения ГНВП перед вскрытием пласта с возможным проявлением нужно:

- провести инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ГНВП;
- проверить состояние буровой установки, ПВО;
- провести учебную тревогу;
- оценить готовность к утяжелению бурового раствора.

Перед вскрытием продуктивного горизонта и при наличии во вскрытом разрезе нефтегазосодержащих отложений, а также других высоконапорных горизонтов, на объекте должны быть вывешены предупредительные надписи:

«Внимание! Вскрыт продуктивный пласт!», «Недолив скважин – путь к фонтану!».

Действия буровой бригады при сигнале «Выброс»:

- зафиксировать показания давления в трубном и затрубном пространствах, плотность бурового раствора, объем поступившего флюида;
- загерметезировать канал бурильных труб и устье скважины (закрыть превенторы);
- оповестить руководство предприятия о ГНВП;
- далее действовать в соответствии с планом ликвидации аварии.

Ликвидация ГНВП включает, вымыв флюида (процесс удаления из скважины поступивших пластовых флюидов на дневную поверхность) и глушение скважины (заполнение скважины утяжелённым БР).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении данной выпускной квалификационной работы были разработаны оптимальные технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2450 м на газовом месторождении (Пермский край). Спроектированные технологические решения отвечают требованиям 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 2450 м, $D_{\text{эк}} = 426$ мм, $D_{\text{дол}} = 490$ мм; 2) техническая колонна – глубина спуска 1480 м, $D_{\text{тех.к}} = 323,9$ мм, $D_{\text{дол}} = 393,7$ мм; 3) кондуктор – глубина спуска 700 м, $D_{\text{конд}} = 244,5$ мм, $D_{\text{дол}} = 295,3$ мм; 4) направление – глубина спуска 50 м, $D_{\text{напр}} = 177,8$ мм, $D_{\text{дол}} = 220,7$ мм. Исходя из геологических условий и твердости пород для интервала бурения под направление было выбрано шарошечное долото, для бурения под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонны проектируются РДС долота для увеличения скорости проходки.

Для эффективного строительства скважины данной конструкции в программе Бурсофт-проект были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Наличие в составе КНБК утяжеленных бурильных труб обеспечивает 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. В связи с возможными осложнениями при бурении под направление был спроектирован бентонитовый буровой раствор. При бурении под кондуктор был спроектирован полимер-глинистый

буровой раствор. При бурении под техническую и эксплуатационную колонны был спроектирован биополимерный буровой раствор. Задача увеличения выноса керна решалась за счет применения бурильной головки PDC.

Расчет обсадных колонн на прочность позволило подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Причем, чтобы обеспечить прочность на смятие или на критические давления эксплуатационная колонна спроектирована двухсекционной с группой прочности металла Д.

В силу требуемого увеличения герметичности были выбраны трубы с соединительными резьбами треугольного типа (направление) и ОТТМ.

Для лучшего качества крепления скважины была подобрана оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементированной эксплуатационной колонны был выбран одноступенчатый способ. Подобраны рецептуры жидкостей цементированной. В связи с уменьшением стоимости проекта для цементированной скважины был выбран отечественный флот.

Вторичное вскрытие осуществляется с помощью кумулятивной перфорации. Для проведения испытания скважины спроектирован пластоиспытатель АГИП-К, спускаемый на трубах НКТ.

Для строительства и эксплуатации скважины, исходя из пластовых давлений, было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК2-35-178x245x324 К1 ХЛ, ОП5-350/80x35, АФ6-80/65x35.

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

По результатам технологических расчетов был построен Геолого-технический наряд, приведен в приложении Д.

Работа выполнена с учетом действующих Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, инструкций и регламентов в области строительства скважин. В работе приняты современные технологические решения, позволяющие достигнуть оптимальных технико-экономических

показателей при строительстве скважины, с учетом промышленной и экологической безопасности.

При разработке специального вопроса были проанализированы виды колонных головок: определено их назначение, выделены преимущества и недостатки по каждому типу, рассмотрены способы их монтажа.

По результатам формирования разделов социальной ответственности и финансовый менеджмент можно отметить, что результаты выполнения выпускной квалификационной работы соответствуют требованиям производственной и экологической безопасности.

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-proburenyh-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	150	четвертичная	Q	Нет данных		1,3
150	370	меловая	K ₁	Нет данных		1,3
370	685	юрская	J ₁₋₃	Нет данных		1,3
685	1530	триасовая	T ₁₋₃	Нет данных		1,2
1530	1880	пермская	P ₂	Нет данных		1,2
1880	2010	пермская	P _{1k}	Нет данных		1,2
2010	2200	пермская	P _{1ar}	Нет данных		1,2
2200	2270	пермская	P _{1a-s}	Нет данных		1,2
2270	2500	каменноугольная	C ₁₋₃	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	0	150	Песок Суглинки Супесь	Суглинки опесчаненные с гравием, галькой, валунами с линзами и прослоями галечников
K ₁	150	370	Глины Алевриты Песчаники	Глины темно-серые и песчано-алевритовые породы, неравномерно глинистые
J ₃	370	470	Глины Алевриты Песчаники	Глины сильно известковистые, неравномерно алевритистые, в нижней части разреза – переслаивание глин неравномерно алевритистых, известковистых, песчаников неравномерно известковистых, глинистых и алевритов глинистых
J ₁₋₂	470	685	Глины Песчаники	Пески светло-серые, кварцевые, с прослоями алевритов, глин и песчаников
T ₂₋₃	685	1180	Глины Алевриты Песчаники	Переслаивание глин зеленовато-серых, с включениями конкреций сидерита и углефицированных растительных остатков, песчаников серых, глинистых и алевритов светло-серых, мелкозернистых
T ₁	1180	1530	Глины Алевриты Песчаники	Переслаивание глин коричневатого-красных, неравномерно алевритистых, с растительным детритом, алевритов серых, зеленовато-серых, глинистых, плотных и песчаников зеленовато-серых, полимиктовых, разнозернистых, глинистых
P ₂	1530	1880	Песчаники Аргиллиты Алевриты	Переслаивание песчаников серых, полимиктовых, неравномерно глинистых, известковистых, алевритов серых, глинистых, местами окремненных, аргиллитов темно-серых, черных, с прослоями угля небольшой мощности, глин аргиллитоподобных, углистых, с многочисленными включениями растительных остатков

Продолжение таблицы А.2

P _{1k}	1880	2010	Аргиллиты Алевролиты Песчаники	Аргиллиты темно-серые, плотные, с включениями растительного детрита и трещинами, заполненными кальцитом, с подчиненными прослоями алевролитов светло- и темно-серых, неравномерно глинистых, с включениями брахиопод, пелеципод и мшанок, частично пиритизированных, и песчаников серых, полимиктовых, участками известковистых
P _{1a-s-ar}	2010	2270	Известняки	Известняки серые, глинистые, скрытокристаллические, переходящие в мергели, прослоями глинистые, с отпечатками брахиопод и обилием криноидей. В верхней части разреза – прослой кварцевых алевролитов.
C ₂₋₃	2270	2450	Известняки	Известняки светло-серые, органогенно-обломочные и органогенно-детритовые, пелитоморфные и кристаллические, преимущественно массивные, неравномерно доломитизированные, пористо-кавернозные и плотные, неравномерно окремненные, с включениями кремнистой породы в виде прослоев толщиной до 20 см и желваков размером до 6 x 8 см
C ₁	2450	2500	Известняки Доломиты Ангидриты Аргиллиты	Известняки и доломиты с прослоями аргиллитов и алевролитов, ангидриты. Известняки серые, тесно-серые, плотные, крепкие, органогенно-детритовые, неравномерно доломитизированные, массивные. Доломиты серые, тонкозернистые, плотные, выщелоченные, каверны заполнены ангидритом и кальцитом. Ангидриты темно-серые, серые с голубоватым оттенком, плотные, крепкие, массивные.

Таблица А.3 – Зоны возможных осложнений

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	от	до		
Q - К - J2-3	0	650	Обвалы стенок скважины, оттаивание многолетнемерзлых пород, размыв устья скважины.	За счет растепления ММП
J1-2 - Т - Р	650	2250	Кавернообразование, осыпи и обвалы стенок скважины, сужение ствола скважины; прихваты бурильной колонны; поглощения бурового раствора, газопроявления.	Из-за образования фильтрационной корки в проницаемых отложениях; из-за перепада давления и в результате образования сальников; при прохождении песчаных пластов за счет естественной фильтрации в пласт; несоблюдение параметров бурового раствора, скорости спуско-подъемных операций, снижение противодействия на пласт
С	2250	2500	Кавернообразование, осыпи и обвалы стенок скважины, сужение ствола скважины; Нарботка бурового раствора, прихваты бурильной колонны, сужения ствола скважины, газопроявления.	Из-за образования фильтрационной корки в проницаемых отложениях; из-за перепада давления и в результате образования сальников; Несоблюдение параметров бурового раствора, скорости спуско-подъемных операций, снижение противодействия на пласт

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Технологическая часть проекта

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направление (0-50 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 (0–50 м)							
1	490 М-ЦГВУ Глубур	0,72	490,0	–	3-171	Ниппель	0,350
2	Переводник М-152/171	0,52	229	100	3-171	Муфта	0,443
					3-152	Муфта	
3	ЦЛСР 432 М	2,5	432	100	3-152	Ниппель	0,598
					3-152	Муфта	
4	Переводник П-177/152	0,53	225	89	3-152	Ниппель	0,698
					3-177	Муфта	
5	Переводник П-201/177	0,54	254	101	3-177	Ниппель	0,798
					3-201	Муфта	
6	УБТС-299	8	299	100	3-201	Ниппель	4,686
					3-201	Муфта	
7	Переводник П-171/201	0,52	254	100	3-201	Ниппель	4,786
					3-171	Муфта	
8	УБТС-229	8	229	90	3-171	Ниппель	6,970
					3-171	Муфта	
9	Переводник П-147/171	0,52	229	100	3-171	Ниппель	7,063
					3-147	Муфта	
10	КОБ-172РС	0,8	172	–	3-147	Ниппель	7,153
					3-147	Муфта	
11	Переводник П-133/147	0,52	172	100	3-147	Ниппель	7,193
					3-133	Муфта	
12	ПК-127х9,19	27	127	108,6	3-133	Ниппель	8,035
					3-133	Муфта	

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (50-700 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 (50–700 м)							
1	БИТ 393,7 В 419 ТСР	0,43	393,7	–	3-171	Муфта	0,174
2	Переводник П-152/171	0,52	229	122	3-171	Ниппель	0,267
					3-152	Муфта	
3	КЛС 393,7 М	0,8	393,7	100	3-152	Ниппель	0,384
					3-152	Муфта	
4	Переводник П-171/152	0,52	229	122	3-152	Ниппель	0,477
					3-171	Муфта	
5	Обратный клапан КОБ-240РС	0,41	240	–	3-171	Ниппель	0,597
					3-171	Муфта	
6	Переводник П-152/171	0,52	229	122	3-171	Ниппель	0,690
					3-152	Муфта	
7	КЛС 393,7 М	0,8	393,7	100	3-152	Ниппель	0,807
					3-152	Муфта	
8	Переводник П-171/152	0,52	229	122	3-152	Ниппель	0,900
					3-171	Муфта	
9	УБТС2-203	24	203	90	3-171	Ниппель	6,036
					3-171	Муфта	
10	Переводник П-147/171	0,52	203	100	3-171	Ниппель	6,086
					3-147	Муфта	
11	УБТ-178	24	178	80	3-147	Ниппель	9,564
					3-147	Муфта	
12	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	9,614
					3-133	Муфта	
13	ПК-127х9,19	647	127	108,6	3-133	Ниппель	29,800
					3-133	Муфта	

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под техническую колонну (700-1480 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 (700-1480 м)							
1	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	0,29	295,3	–	3-152	Муфта	0,042
2	Переводник П-171/152	0,52	229	122	3-152	Ниппель	0,135
					3-171	Муфта	
3	ЦЛ 295,3 С	1,18	295,3	120	3-171	Ниппель	0,193
					3-171	Ниппель	
4	Д-240.5.50ИДТ	7,5	240	–	3-171	Муфта	2,343
					3-152	Муфта	
5	Переводник П-147/152	0,52	172	100	3-152	Ниппель	2,403
					3-147	Муфта	
6	Обратный клапан КОБ 172РС	0,8	172	–	3-147	Ниппель	2,501
					3-147	Муфта	
7	УБТ-178	48	178	80	3-147	Ниппель	9,456
					3-147	Муфта	
8	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	9,491
					3-133	Муфта	
9	ПК-127x9,19	1421	127	108,6	3-133	Ниппель	53,826
					3-133	Муфта	

Таблица Б.4 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1480-2450 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 (1480-2450 м)							
1	БИТ 220,7 ВТ 416 У	0,33	220,7	–	3-117	Муфта	0,035
2	Переводник П-133/117	0,355	140	78	3-117	Ниппель	0,061
					3-133	Муфта	
3	ЦЛС 220 С	1,6	220,7	90	3-133	Ниппель	0,101
					3-133	Муфта	
4	Переводник Н-133/117	0,525	140	78	3-133	Ниппель	0,136
					3-117	Ниппель	
5	Д-172.9.23ИДТ	10	172	–	3-117	Муфта	1,636
					3-147	Муфта	
6	Обратный клапан КОБ 172РС	0,8	178	–	3-147	Ниппель	1,730
					3-147	Муфта	
7	УБТ-178	48	178	80	3-147	Ниппель	8,684
					3-147	Муфта	
8	Переводник П-133/147	0,5	178	101	3-147	Ниппель	8,719
					3-133	Муфта	
9	ПК-127х9,19	2388	127	108,6	3-133	Ниппель	83,224
					3-133	Муфта	

Таблица Б.5 – КНБК для отбора керна (2390-2420 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 (2390–2420 м)							
1	БИТ 220,7/100В 613 ЕС	0,20	220,7	101,6	3-161	Муфта	0,020
2	КИ 7.1.195/100	25	195	100	3-161	Ниппель	2,120
					3-161	Муфта	
3	Переводник П-147х161	0,5	203	80	3-161	Ниппель	2,160
					3-147	Муфта	
4	УБТ-178	24	178	80	3-147	Ниппель	5,637
					3-147	Муфта	
5	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	5,677
					3-133	Муфта	
6	ПК-127х9,19	2370	127	108,6	3-133	Ниппель	79,621
					3-133	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	50	50	490,0	-	1,3	12,3
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил.} =0,2
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот.} =9,8
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{сно.} =0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ =67,5
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр.} =67,5
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев1} =28,6
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					
50	700	650	393,7	373,0	1,3	109,3
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил.} =2,2
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот.} =84
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{сно.} =2,7
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ =243,2
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр.} =328
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев1} =28,6
Объем раствора к приготовлению:						V ₂ =299,4
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев2} =0

Продолжение таблицы Б.6

Тех. Колонна		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	$k_{\text{каверн.}}$	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
Интервал бурения, м.						
от	до					
700	1480	780	295,3	306,9	1,20	114,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил.}}=0,1$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот.}}=51,0$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{сно.}}=4,5$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3=290,4$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр.}}=344,6$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев2}}=0$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{3'}=344,6$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев3}}=117,4$
Экспл. колонна		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	$k_{\text{каверн.}}$	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
Интервал бурения, м.						
от	до					
1480	2450	1020	220,7	228,7	1,2	103,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил.}}=1$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот.}}=35,3$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{сно.}}=6,8$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_4=254,4$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр.}}=309,3$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев3}}=117,4$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{4'}=192$

Таблица Б.7 - Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
		Направление		Кондуктор		Тех.колонна		Экспл. колонна		Итого	
	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	
Каустическая сода	25 (мешок)	53,98	2,16	299,39	11,98	172,32	6,89	95,98	3,84	621,67	25
Кальцинированная сода	25 (мешок)	4722,96	4,72	2993,93	2,99		0,00		0,00	7716,89	8
Глинопопрошок	1000 (мешок)	67,47	2,70	299,39	11,98	344,64	13,79	191,96	7,68	903,47	37
Барит	1000 (мешок)	8470,30	8,47	8981,78	8,98	32740,81	32,74	23995,31	24,00	74188,20	75
Полиакриламид	25 (мешок)	67,47	2,70	299,39	11,98		0,00			366,86	15
DRILLING DETERGENT	210 (бочка)		0	119,76	4,79		0,00		0,00	119,76	5
БСР	25 (мешок)		0	1496,96	8,32	6203,52	34,46	3455,33	19,20	11155,81	62
ПАЦ НВ	25 (мешок)		0	299,39	1,43				0,00	299,39	2
Биолуб	180 (Бочка)		0		0,00	137,86	0,73	76,79	0,40	214,64	2
Молотый мрамор	1000 (мешок)		0	44,90	1,80	5514,24	220,57	3071,40	122,86	8630,55	346
ДЭМ ВС-107 стандарт 2	190 (бочка)		0		0,00	27571,21	551,42	17276,63	345,53	44847,83	897
Ксантановая смола	25 (мешок)		0		0,00	23435,53	23,44	13053,45	13,05	36488,98	37
Хлористый калий	50 (мешок)		0		0,00	1206,24	48,25	671,87	26,87	1878,11	76

Таблица В.2 – Сводный сметный расчет прямых затрат на строительство скважины

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	110 058	10 017 927,08
	Итого по главе 1	110 058	10 017 927,08
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж, разборка и демонтаж	157 330	14 320 812,55
2.2	Монтаж и демонтаж оборудования для испытания	11 351	1 033 214,56
	Итого по главе 2	168 681	15 354 027,11
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	68 271	6 214 323,65
3.2	Крепление скважины	143 903	13 098 627,21
	Итого по главе 3	212 174	19 312 950,86
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание на продуктивность	28 775	2 619 225,14
	Итого по главе 4	28 775	2 619 225,14
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	26 504	2 412 539,36
	Итого по главе 5	26 504	2 412 539,36
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4% от глав 1 и 2	15 052	1 370 085,53
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	1 115	101 487,82
6.3	Эксплуатация котельной установки	29 750	2 707 966,98
	Итого по главе 6	45 917	4 179 540,32
	ИТОГО прямых затрат	592 109	53 896 209,88
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 25% на итог прямых затрат	148 027	13 474 052,47
	Итого по главе 7	148 027	13 474 052,47
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 5% на итог прямых затрат и накладных расходов	37 007	3 368 513,12
	Итого по главе 8	37 007	3 368 513,12
	ИТОГО по главам 1-8	777 143	70 738 775,46
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 15%	190 400	17 330 999,99
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	34 194	3 112 506,12
9.3	Северные надбавки 2,98%	23 159	2 108 015,51
9.4	Лабораторные работы 0,15%	1 166	106 108,16
9.5	Промыслово-геофизические работы	-	5 300 000,00
9.6	Услуги по отбору керна	-	2 100 000,00
9.7	Транспортировка керна	-	41 000,00

Продолжение таблицы В.2

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
9.8	Изготовление керновых ящиков	-	38 000,00
9.9	Авиатранспорт	-	1 830 000,00
9.10	Транспортировка вахт автотранспортом	-	128 000,00
9.11	Бурение скважины на воду	-	870 000,00
9.12	Перевозка вахт	-	170 000,00
9.13	Услуги связи на период строительства скважины	-	35 000,00
	Итого прочих работ и затрат	247 753	33 169 629,78
	ИТОГО по гл 1-9	1 024 897	103 908 405,24
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 554	141 477,55
	Итого по главе 10	1 554	141 477,55
12	Глава 12		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 2,4% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	24 635	2 453 277,19
	Итого по главе 12	24 635	2 453 277,19
ИТОГО		1 051 086	106 503 159,98
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			106 503 159,98
НДС, 20%			21 300 632,00
ВСЕГО с учетом НДС			127 803 791,98

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну 1480–2450 м

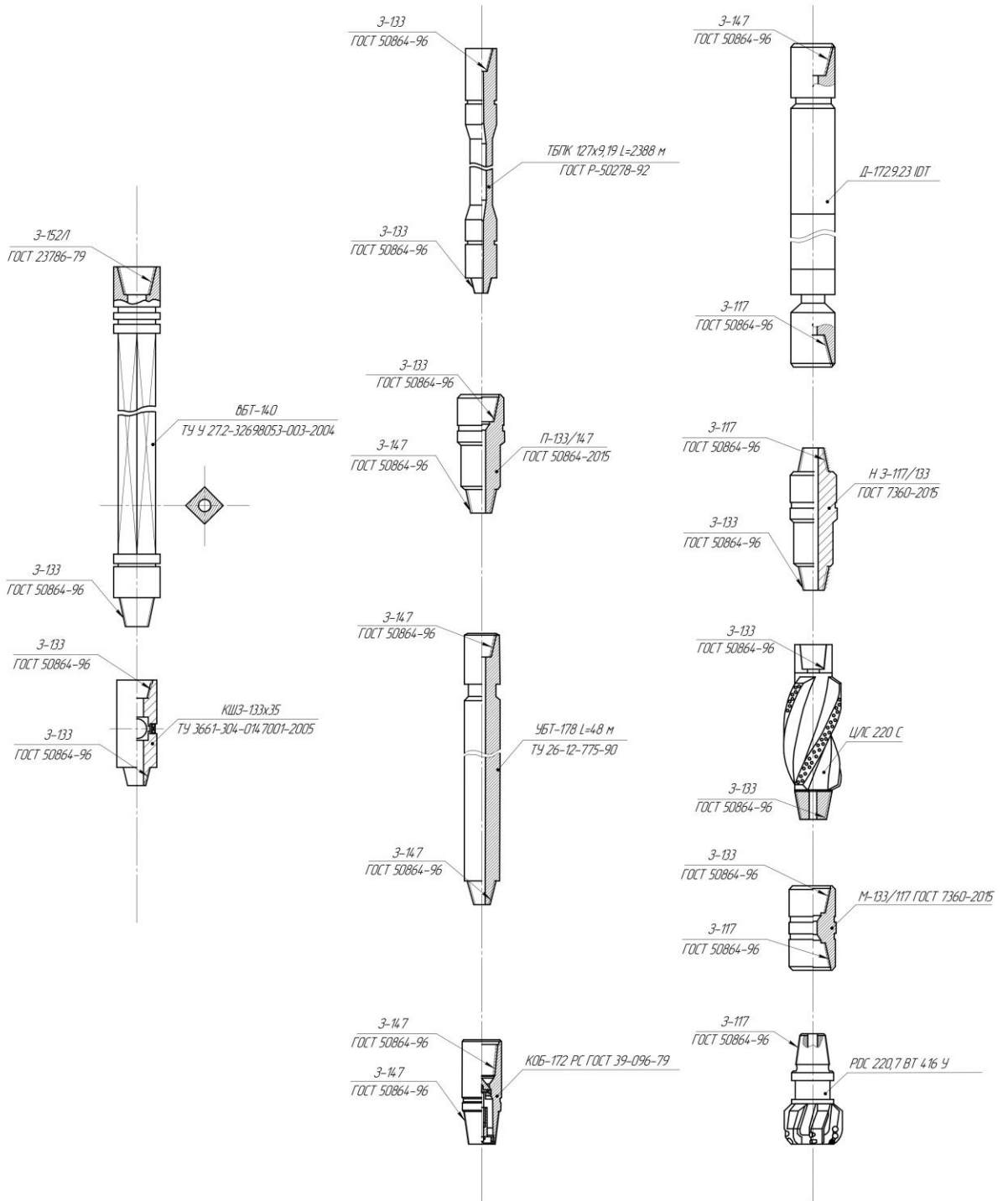


Рисунок Г.1 – Эскиз КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну 1480-2450м

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД на бурение эксплуатационной скважины глубиной 2450 м

Предприятие: ПАО "Сургутнефтегаз"
Месторождение: Пермский край
Оборудование:

Буровая установка: Уралмаш ЭД-86

Лебедка: ЛБУ-1200

Талевая система: 5х6

Ротор: Р - 700

Насосы: УНБТ - 950

Характеристика буровых труб			
	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности
УБТ	298	99,5	Д
УБТ	229	69,5	Д
УБТ	203	51,5	Д
УБТ	178	39	Д
ТБТК	127	9,19	Е

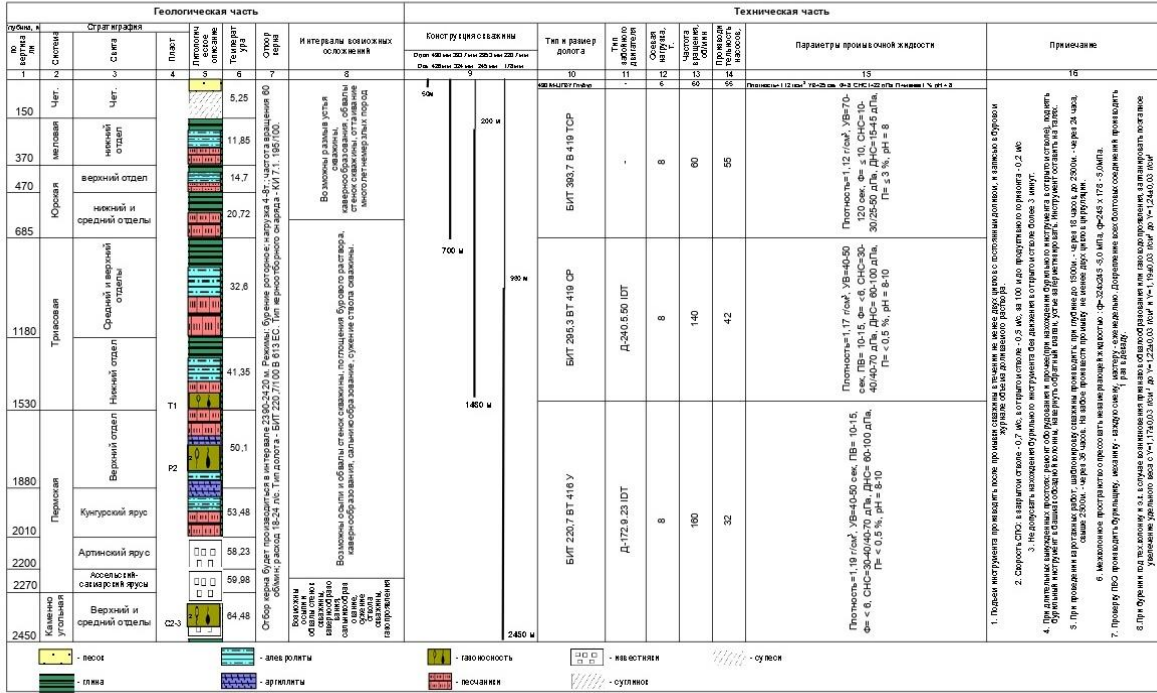


Рисунок Д.1 – Геолого-технический наряд