

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

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2820 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край)

УДК 622.143: 622.243.22: 622.323(24:181m2820)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Ящук Александр 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	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к. э. н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

Нормоконтроль (при наличии)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП/ОПОП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Лукин Алексей Анатольевич			

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 ООП/ОПОП: 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	Яцук Александр Петрович

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2820 метров на нефтяном месторождении (Красноярский 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 нефтяном 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);

	<ul style="list-style-type: none"> – 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 борьбы с пескопроявлениями.
Перечень графического материала <i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
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 борьбы с пескопроявлениями	
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	Ящук Александр Петрович		

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 ООП/ОПОП: 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

Тема работы:

<i>указывается тема ВКР, в случае выполнения ВКР в группе – основная / индивидуальная тема ВКР</i>
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
...

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	Ящук Александр Петрович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 127 страницы, 14 рисунков, 45 таблиц, 27 источников литературы и 4 приложения.

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 2820 метров на Нефтяном месторождении (Красноярский край).

Целью данной работы является – спроектировать технологическое решения для бурения вертикальной разведочной скважины 2820 метров на нефтяном месторождении.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

- спроектировать конструкцию скважины,
- спроектировать процессы углубления скважины,
- спроектировать процессы заканчивания скважин,
- провести анализ борьбы с пескопроявлениями,
- 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».

СОКРАЩЕНИЯ

СНС – статическое напряжение сдвига.

ДНС – динамическое напряжение сдвига.

СПО – спуско-подъемные операции.

КНБК – компоновка низа бурильной колонны.

НКТ – насосно-компрессорные трубы.

УБТ – утяжеленная бурильная труба.

ТБТ – толстостенная бурильная труба.

СБТ – стальная бурильная труба.

ЦКОД – цементировочный клапан обратный дроссельный.

ГНВП – газонефтеводопроявление.

СКЦ – станция контроля цементирования.

ПВО – противовыбросовое оборудование.

БУ – буровая установка.

ЦА – цементировочный агрегат.

ОК – обсадная колонна.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ	10
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	10
1.2 Характеристика нефтеводоносности месторождения (площади).....	12
1.3 Зоны возможных осложнений	12
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	14
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	14
2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин	14
2.2.1 Построение совмещенного графика давлений	14
2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	15
2.2.3 Выбор интервалов цементирования.....	16
2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	16
2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн	17
2.3 Проектирование процессов углубления скважины	18
2.3.1 Выбор способа бурения.....	18
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	18
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото.....	20
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	21
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора.....	21
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	23
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны.....	24
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов..	27
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	32
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	36
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины	36
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность.....	36
2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	42
2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	44
Обоснование способа цементирования	44
2.4.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	45

2.4.5 Проектирование процессов испытания и освоения скважины	46
2.5 Выбор буровой установки.....	50
3 АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯМИ	51
3.1 Общие сведения о методах борьбы с пескопроявлениями.....	51
3.2 Теоретическое обоснование необходимости борьбы с пескопроявлением при эксплуатации скважин.....	52
3.3 Оценка устойчивости пород призабойной зоны добывающих скважин	53
3.4 Анализ методов борьбы с пескопроявлением.....	54
3.5 Современное состояние и методы борьбы с пескопроявлением на месторождениях	56
4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ВЫНОСОМ ПЕСКА	60
4.1. Геологические особенности месторождений в условиях повышенного выноса песка	60
4.2 Технологические особенности механических методов предупреждения пескопроявления	61
4.3. Технологические особенности физико-химических методов предупреждения пескопроявления.....	63
4.4. Технологические особенности химических методов предупреждения пескопроявления	65
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	69
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	94
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	118
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	121
ПРИЛОЖЕНИЕ А.1	124
ПРИЛОЖЕНИЕ А.2	125
ПРИЛОЖЕНИЕ А.3.....	126
ПРИЛОЖЕНИЕ А.4.....	127

ВВЕДЕНИЕ

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

Анализ горно-геологических условий бурения проектируемой скважины показывает, что разрез сложен преимущественно песчаниками, алевролитами и аргиллитами с переслаивающимися глинами, алевролитами и прослойками углей. Породы мягкие и средней твердости. В скважине присутствуют нефтяные горизонты, которые сложены порово-трещиноватыми и поровыми коллекторами соответственно. Как и в других месторождениях, существует проблема высокоинтенсивного поглощения технологических жидкостей, в результате которых снижается устойчивость ствола скважины, увеличивается вероятность потери подвижности компоновки низа бурильной колонны, риск газонефтеводопроявлений.

Целью, данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства разведочной вертикальной скважины с глубиной 2820 м на нефтяном месторождении в Красноярском крае с учетом данных горно-геологических условий.

В работе ставится и частная задача: проанализировать методы борьбы с пескопроявлениями. Таким образом, ставятся задачи проектирования решений во всех основных сферах: экономической, технологической, охраны окружающей среды и безопасности труда.

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, физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, геолого-технический наряд, данные представлены в приложении А.1, А.2, А.3 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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного			градус	источник получения
			кгс/см ² на м		источник получения	кгс/см ² на м		источник получения	кгс/см ² на м		источник получения	кгс/см ² на м		источник получения		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	75	0,100	0,100	РФЗ	0,000	0,100	РФЗ	0,000	0,165	ПАЗ	0	0,18	РФЗ	-1	РФЗ
K2 tn	75	505	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,175	0,175	ПАЗ	0,19	0,19	РФЗ	-1	РФЗ
K2 sp	505	540	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,175	0,175	ПАЗ	0,19	0,19	РФЗ	0	РФЗ
K2 ns	540	905	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,178	0,178	ПАЗ	0,20	0,20	РФЗ	5	РФЗ
K2 dr	905	1000	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,178	0,178	ПАЗ	0,21	0,21	РФЗ	8	РФЗ
K1 dl	1000	1350	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,178	0,178	ПАЗ	0,21	0,21	РФЗ	15	РФЗ
K1 jak	1350	1895	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,178	0,178	ПАЗ	0,21	0,21	РФЗ	37	РФЗ
K1 mch	1895	2040	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,178	0,178	ПАЗ	0,23	0,23	РФЗ	42	РФЗ
K1 cd	2040	2570	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,194	0,194	ПАЗ	0,27	0,27	РФЗ	47	РФЗ
K1 nch	2570	2912	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,199	0,199	ПАЗ	0,28	0,28	РФЗ	60	РФЗ

Расчет градиента гидроразрыва пород проведен по аналитическим зависимостям, учитывающим: пластовое давление, горное давление, максимальную пористость пород (П=35 %), коэффициент Пуассона песчанистых пород (m=0.28)

1.2 Характеристика нефтеводоносности месторождения (площади)

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

Таблица 2 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, гр/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
Нефтеносность							
K1 jak Як III-VII	165 0	168 0	Поровый	0,846	80	27,9	-
K1 nch Hx I	263 0	264 0	Поровый	0,702	100	139	-
K1 nch Hx III-IV	276 0	279 5	Поровый	0,720	200	128	-
Водоносность							
K2 ns	850	890	Поровый	1010	50	-	Не относится, хлор-натриевый
K1 dl	110 0	120 0	Поровый	1010	307,2	-	Не относится, хлор-натриевый
K1 jak	169 0	170 0	Поровый	1010	15	-	Не относится, хлор-натриевый
K1 cd	237 5	238 5	Поровый	1010	15	-	Не относится, хлор-натриевый
K1 nch	280 0	282 3	Поровый	1010	15	-	Не относится, хлор-натриевый

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватопасные зоны осложнения представлены

в таблице 3.

Таблица 3 – Зоны возможных осложнений

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q- K2tn	0	535	Обвал стенок скважины, прихват инструмента, кавернообразование	За счет растепления ММП
K1dr	945	1050	Кавернообразование	При прохождении глинистых пород, их набухании и обваливании в следствии некачественного бурового раствора
K1jak	1375	1875	Кавернообразование	
K1 cd	2075	2560	Сужение ствола	В интервалах поглощения за счет образования глинистой корки
K1nch	2560	2912	Кавернообразование	В интервалах залегания глинистых пород, при их набухании и обваливании
Q- K2tn- K2sp	0	0	Поглощения бурового раствора	При прохождении песчаных пластов за счет естественной фильтрации в пласт. Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления.
K2ns	580	580		
K1dl	580	580		
K1mch	945	945		
K1 cd	1050	1050		
K2ns	892	892		
K1dl	942	942	Газонефтево-допроявления	Несоблюдение параметров бурового раствора с скорости спускоподъемных операций, снижение противодействия на пласт
K1 jak Як III-VII	1050	1050		
K1 jak Як III-VII	1087	1087		
K1 nch Hx I	1678	1678		
K1 nch Hx III-IV	1724	1724		
K1 nch Hx III-IV	1724	1724		

По данной таблице 3 можно сделать следующий вывод: аномально высоких пластовых давлений нет, максимальная забойная температура 60 °С.

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

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

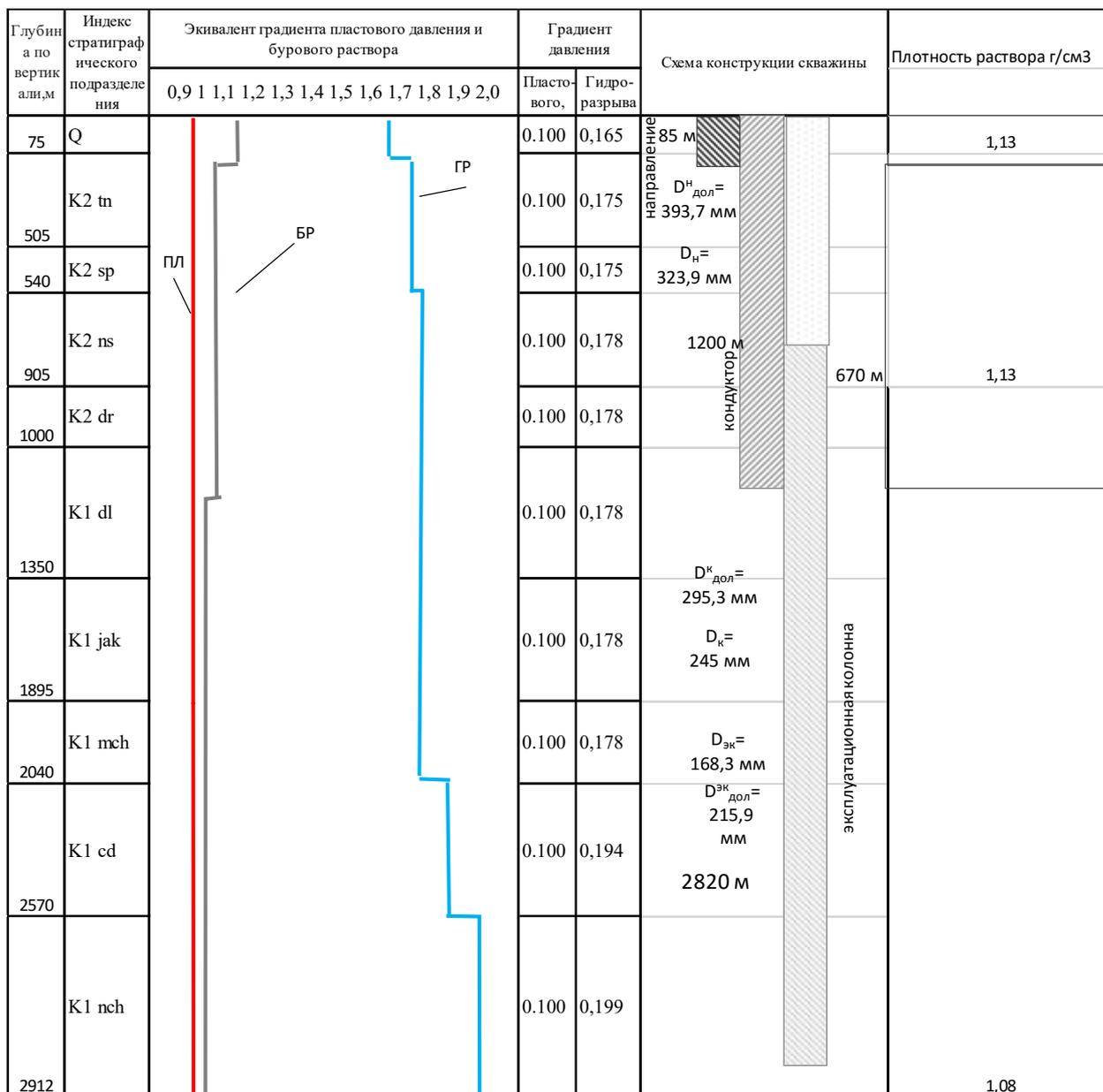


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

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

2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных

отложений на 10 м. Так как в скважине 75 м четвертичных отложений, то глубина спуска направления считается равной 85 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти [2].

В моём варианте имеется три пласта: с нефтью, поэтому необходимо просчитать минимальную глубину спуска предыдущей колонны для каждого и выбрать наибольшее значение. Анализируя результаты расчета, можно сделать предположение, что кондуктор необходимо спускать минимум на глубину 1200 м.

Эксплуатационную колонну спускают до глубины 2820 м (подошва последнего продуктивного пласта 2795 м) и учитывают еще по 10 м. на каждую 1000 м глубины скважины. Исходя из этого, ЗУМППФ будет составлять около 30 м. Итого 2820 м.

2.2.3 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 85 м.

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

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины и на 500 м для газовой скважины. интервал цементирования будет составлять 1050-2820 м.

2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

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

Диаметр кондуктора составляет 245 мм, и диаметр долота 295,3 мм.

Диаметр колонны составляет 324 мм, а диаметр долота 393,7 мм.

2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн

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

Таблица 4 – Результаты расчета давления опрессовки колонн по нефтяным пластам

Давления опрессовки колонны, МПа	$P_{оп}$	11,92	11,92	11,37
Коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%)	k	1,10	1,10	1,10
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	$P_{ГНВП}$	10,82	10,82	10,33
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	8,38	8,45	2,97
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	9,83	9,84	9,39
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	27,88	26,56	16,67
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, МПа/м	$gradP_{пл}$	0,01	0,01	0,01
Плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м ³	ρ_n	0,720	0,702	0,846
Ускорение свободного падения	g	9,81	9,81	9,81
Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	$H_{кр}$	2760	2630	1650
Давление насыщения попутного газа, МПа	$P_{нас}$			
Основание натурального логарифма	e	2,70	2,70	2,70
Степень основания натурального логарифма	s	0,02	0,02	-148,87
Относительная плотность газа по воздуху	$\gamma_{отн}$	0,74	0,74	0,74
Высота столба газа при закрытом устье, м	h	229,14	224,9	

Исходя из проведенных выше расчетов, можно увидеть, что необходимо выбрать значение равное: $P_{оп} = 12,5$ 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: ОКК1-21-168х245 К2 ХЛ.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-280/80х21.

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 Танамская свита сложены из мягких пород. Под 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	85	Роторный
85	1200	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
1200	2820	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
2760	2795	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 трехшарошечное долото для интервала бурения под направление, PDC для интервала бурения под

кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов и облегчают процесс искривления скважины. Для отбора керна выбрана бур головка Удмуртского производства из каталога 2013 г. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал		0-85	85-1200	1200–2820	2760-2795
Шифр долота		393,7 GRD111	TD-295,3 SVD 616- T1.2	TD-190,5 SVD 416- T1.3	У9- 190,5/100 SCD-4 СТ
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	SCD
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	190,5	190,5
Тип горных пород		М	М, С	М, С, СТ	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 177	3 152	3 117	3 161
	API	7 5/8	7 5/8	4 1/2	-
Длина, м		0,3	0,4	0,336	0,165
Масса, кг		180	95	115	70
Нагрузка (G), тс	Рекомендуемая	5-12	5-12	10	4
	Максимальная	28	16	12	6
Частота вращения (n), об/мин	Рекомендуемая	120	140	150	80
	Максимальная	300	300	300	180

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

Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC марки

М и С (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и высокую проходку. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC марки СТ (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что большая часть интервала сложена средними, твердыми и крепкими горными породами. Мягкими породами сложена только верхняя часть, но согласно каталогу производителя, данный тип пород также входит в диапазон разбуриваемых пород.

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	0-85	85-1200	1200-2820
Исходные данные			
Диаметр долота, см (Дд)	39,37	29,53	19,05
Предельная нагрузка, тс (Gпред)	28	16	12
Результаты проектирования			
Допустимая нагрузка, тс (Gдоп)	22,4	12,8	9,6
Проектируемая нагрузка, тс (Gпроект)	3	6	10

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 3 тоннам, вследствие наличия только мягких пород. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной

методике.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты частоты вращения долота

Интервал, м		0-85	85-1200	1200-2820
Исходные данные				
Скорость, м/с ($V_{л}$)		2	1,5	1
Диаметр долота (Дд)	м	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	393,7	295,3	190,5
Результаты проектирования				
Расчетная частота вращения, об/мин (n_1)		97	97	150
Статическая частота вращения, об/мин ($n_{стат}$)		40-60	100-180	140-200
Проектируемая частота вращения, об/мин ($n_{проект}$)		40	140	180

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление (0-85 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что ротор работает в пределах 40-60 об/мин и для сохранения вертикальной оси скважины. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости

стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Расход бурового раствора

Интервал, м	0-85	85-1200	1200-2820
Исходные данные			
Диаметр долота, м (D д)	0,3937	0,2953	0,1905
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (K)	0,65	0,6	0,55
Коэффициент кавернозности (K к)	1,2	1,1	1
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с (V кр)	0,15	0,14	0,135
Механическая скорость бурения, м/ч (V м)	40	35	25
Диаметр бурильных труб, м (dбт)	0,127	0,127	0,127
Максимальный внутренний диаметр насадки, м (dн max)	0,0191	0,009	0,0111
Число насадок (n)	6	15	8
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с (Vкпмин)	0,5	0,5	1
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см ³ (ρсм – ρр)	0,02	0,02	0,02
Плотность бурового раствора, г/см ³ (ρр)	1,19	1,18	1,1
Плотность разбуриваемой породы, г/см ³ (ρп)	2,1	2,2	2,6
Результаты проектирования			
Расход Q ₁ , л/с	79	41	16
Расход Q ₂ , л/с	78	42	17
Расход Q ₃ , л/с	55	28	16
Расход Q ₄ , л/с	67	79	52

Продолжение таблицы 9

Интервал, м	0-85	85-1200	1200-2820
Области допустимого расхода бурового раствора			
Области допустимого расхода бурового р-ра, л/с ΔQ , л/с	55-79	28-79	15-52
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Запроектированные значения расхода бур. р-ра, л/с $Q_{\text{проект}}$, л/с	70	70	40

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

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 40 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота.

Расчет параметров двигателя произведен по формулам с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат занесен в таблицу 10.

Таблица 10 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		0-85	85-1200	1200-2820
Исходные данные				
Диаметр долота (Dд)D _д	м	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	393,7	295,3	190,5
Нагрузка, кН (Gос)		29	59	98
Расчетный коэффициент, Н*м/кН (Q)		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
Диаметр забойного двигателя, мм (Dзд)		-	236	171
Момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м (Mр)		-	2322	2485
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м (Mо)		-	148	95
Удельный момент долота, Н*м/кН (Mуд)		-	37	24

Для интервала бурения 85-1200 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель Д-240.7.34 IDT который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель Д-172.9.23 IDT, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых 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-240.7.34 IDT	85-1200	240	9,137	2466	30-50	84-120	9,0-12,0	56-136
Д-172.9.23 IDT	1200-2820	172	8,7	1109	25-35	108-150	5,2-7,0	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».

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных бурильных труб, ведущей бурильной тубы, резьбовых переводников, центраторов, результат проектирования под эксплуатационную колонну в приложении А.4

Проектирование бурильной колонны осуществляется в соответствии с методичкой.

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции. 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		КЗП			
	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	85	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	71,2	2,224	5,138	3,14	>10	>10	>10
бурение	85	820	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	776	24,23	32,45	1,37	3,8	4,10	4,30
бурение	820	2820	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	2709	84,58	95,74	2,32	1,67	1,39	1,46
отбор керна	2760	2795	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	2749	85,81	90,97	2,60	1,74	1,46	1,53

2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

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

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

где L – глубина скважины по стволу, м;

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

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

P_{пл} – пластовое давление, Па.

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

Таблица 13 – Величина репрессии для интервалов

Показатель	Интервал бурения		
	Под направление	Под кондуктор	Под эксплуатационную колонну
Минимальная репрессия, %	10	10	5
Принимаемая репрессия, %	17-20	13-16	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	1,13	0,0100	1,13 +/- 0,03
Кондуктор	1,13	0,0100	1,13 +/- 0,03
Эксплуатационная колонна	1,08	0,0100	1,08 +/- 0,03

Согласно проведенного анализа геолого-технического условия бурения разведочной скважине, требованиям промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли и технико-экономическим обоснованиям рекомендуется использовать тип и рецептуру промывочной жидкости для бурения интервалов под спуски обсадных колонн скважины и первичного вскрытия продуктивного пласта:

Под интервал бурения 0-85 м под направление используем бентонитовый буровой раствор с плотностью 1131,9 кг/м³;

Под интервалы бурения 85-1200 м под кондуктор и 1200-2820 м под эксплуатационную колонну используем полимер-глинистый буровой раствор с плотностью 1131,9 кг/м³ и 1080,0 кг/м³ соответственно.

Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости интервала под направление

При бурении интервала под направление 0-85 м в четвертичных отложениях возможны осыпи и обвалы горных пород, прихваты, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, поглощение, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале, 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

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³	Название материала
Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	1	Каустическая сода
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	50	Глина ПБМБ
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	1	Кальцинированная сода
Утяжелитель	Регулирование плотности	125,36	Барит
Понизитель вязкости	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	1	ФХЛС

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

Таблица 16 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,13
Условная вязкость, с	50 и выше
Водоотдача, см ³ /30 мин	<12
Содержание песка, %	<2

Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости интервала под кондуктор

Для бурения интервалов 85-1200 м под кондуктор и 1200-2820 под

эксплуатационную колонну 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, в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород, крепких пород (кондуктор). 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

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Кальцинированная сода	1
Глинопорошок	12
Каустическая сода	1
ПАЦ ВТ	0,4
ПАВ	1
ПАЦ НТ	0,12
Лубрекс	5
Барит	125,36 (кондуктор)

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

Таблица 18 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,13 (кондуктор)
Условная вязкость, с	45-70
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90

Продолжение таблицы 18

Регламентируемые свойства	Значение
СНС 10 сек/10 мин, дПа	4-8/6-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	<0,5

Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости интервала под эксплуатационную колонну

В интервале бурения под эксплуатационную колонну и хвостовик так же присутствует наличие глин в разрезе, что неблагоприятно отразится на стволе скважины при длительном времени бурения. Возможны осложнения в виде сужения ствола скважины, набухания, так же на данных интервале в зоне продуктивных пластов возможны поглощения бурового раствора и ГНВП. Данные проблемы решаются с использованием ингибирующего бурового раствора.

Ингибирующие растворы предназначены для бурения скважин в глинистых и глинодержащих породах, теряющих устойчивость, и способных к диспергированию при взаимодействии с дисперсионной средой обычных буровых растворов на водной основе.

Состав ингибирующего раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну и хвостовик представлен в таблице 19.

Таблица 19 – Компонентный состав ингибирующего раствора

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Кальцинированная сода	1
Каустическая сода	1
Барит	234,06 (эксл. колонна)
ПАЦ ВТ	2
Пеногаситель	0,2
ПАЦ НТ	0,12

Продолжение таблицы 19

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Лубрекс	4
DUO-VIS	35
POTASSIUM CHLORIDE	50

Технологические свойства базового неутяжеленного ингибирующего раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну и хвостовик представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Технологические свойства ингибирующего раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,08 (эксплуатационная колонна)
Условная вязкость, с	30-50
Пластическая вязкость, сПз	10-20
ДНС, дПа	40-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-20/30-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	4-6
рН	9-10
Содержание песка, %	< 0,5

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 21, 22, 23.

Таблица 21 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² 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	85	бурение	0,525	0,058	периферийная	3	18	91,7	410,7
Под кондуктор									
85	820	бурение	0,919	0,102	периферийная	6	14	76	270,6
Под эксплуатационную колонну									
820	2820	бурение	1,476	0,126	периферийная	6	9,5	84,6	167,6
2760	2795	отбор керна	0,827	0,071	периферийная	9	6	79,2	82,2

Таблица 22 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	85	бурение	УНБТ-950	2	95	170	203,3	1	107	35,1	70,19
85	820	бурение	УНБТ-950	2	95	170	203,3	1	107	35,1	70,19
820	2820	бурение	УНБТ-950	1	95	160	232,7	1	125	36	36
2760	2795	отбор керна	УНБТ-950	1	95	160	232,7	1	70	20,16	20,16

Таблица 23 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	85	бурение	79,5	58,7	0,0	10,7	0,1	10
85	820	бурение	197,6	38,6	75,0	72,5	1,6	10
820	2820	бурение	227,0	46,6	50,0	104,5	15,9	10
2760	2795	отбор керна	77,5	40,8	0,0	18,6	13,5	4,5

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: 2760-2795 м. Для отбора керна планируется использовать бурголовку с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна, оснащенная резцами PDC премиум класса из агломерированного (искусственного) алмаза, предназначена для бурения с отбором керна средних пород с твердыми включениями (таблица 24).

Таблица 24 – 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
2760-2795	Керноотборный снаряд У9-190,5/100 SCD-4 СТ	4-6	80-18	15-20

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
	10,9	2,18				
Буферная жидкость		8,72	1040	2,18	МБП-СМ	152,6
				8,72	МБП-МВ	130,8

Продолжение таблицы 25

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Продавочная жидкость	55,18	1010	-	Тех. Вода	-
Облегченный тампонажный раствор	36,80	1500	32,84	ПЦТ-III-Об (4-6)-50	26441
				НТФ	15,08
Нормальной плотности тампонажный раствор	18,39	1900	12,60	ПЦТ-II-50	24313
				НТФ	7,5

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.

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

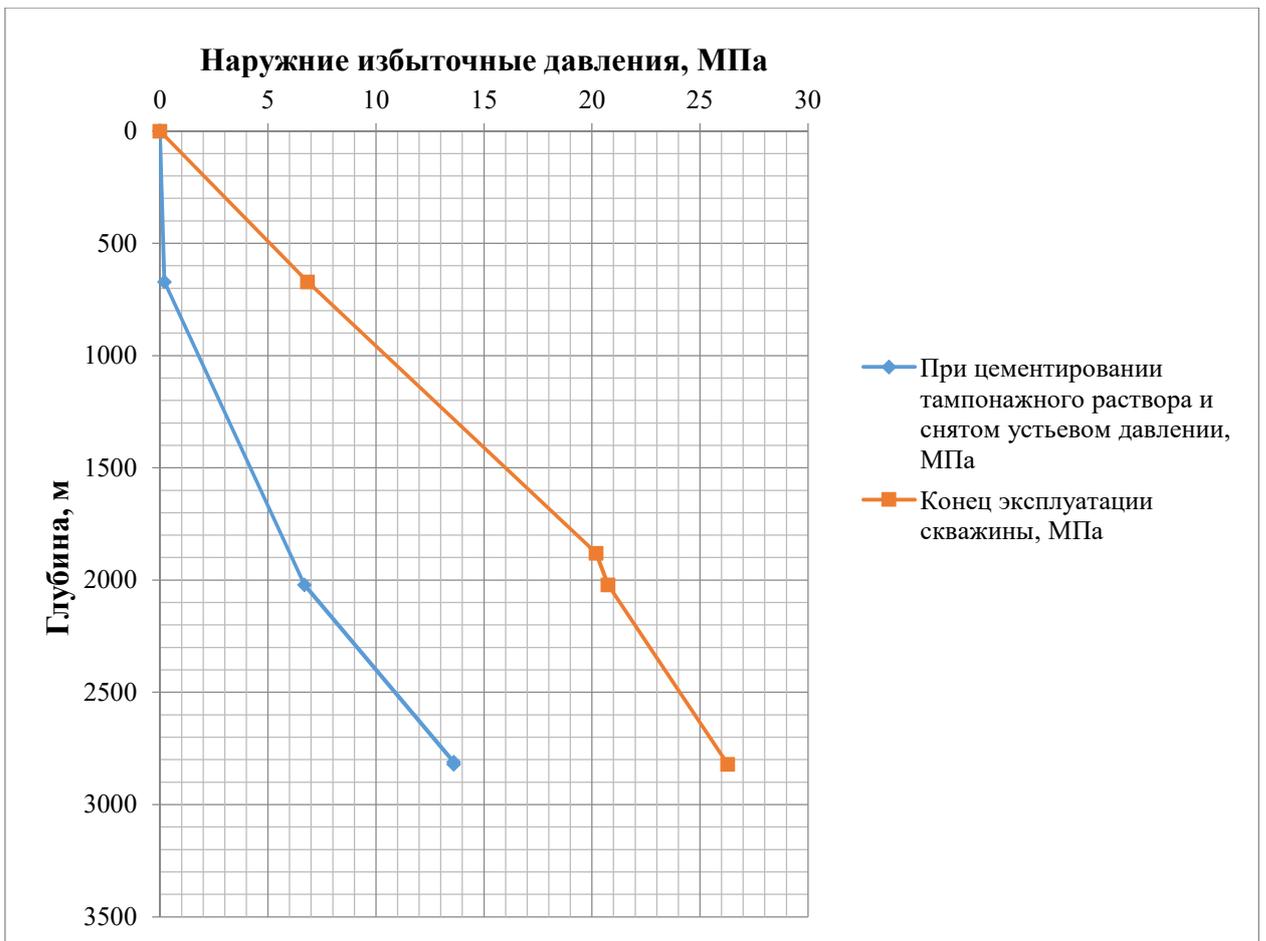


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

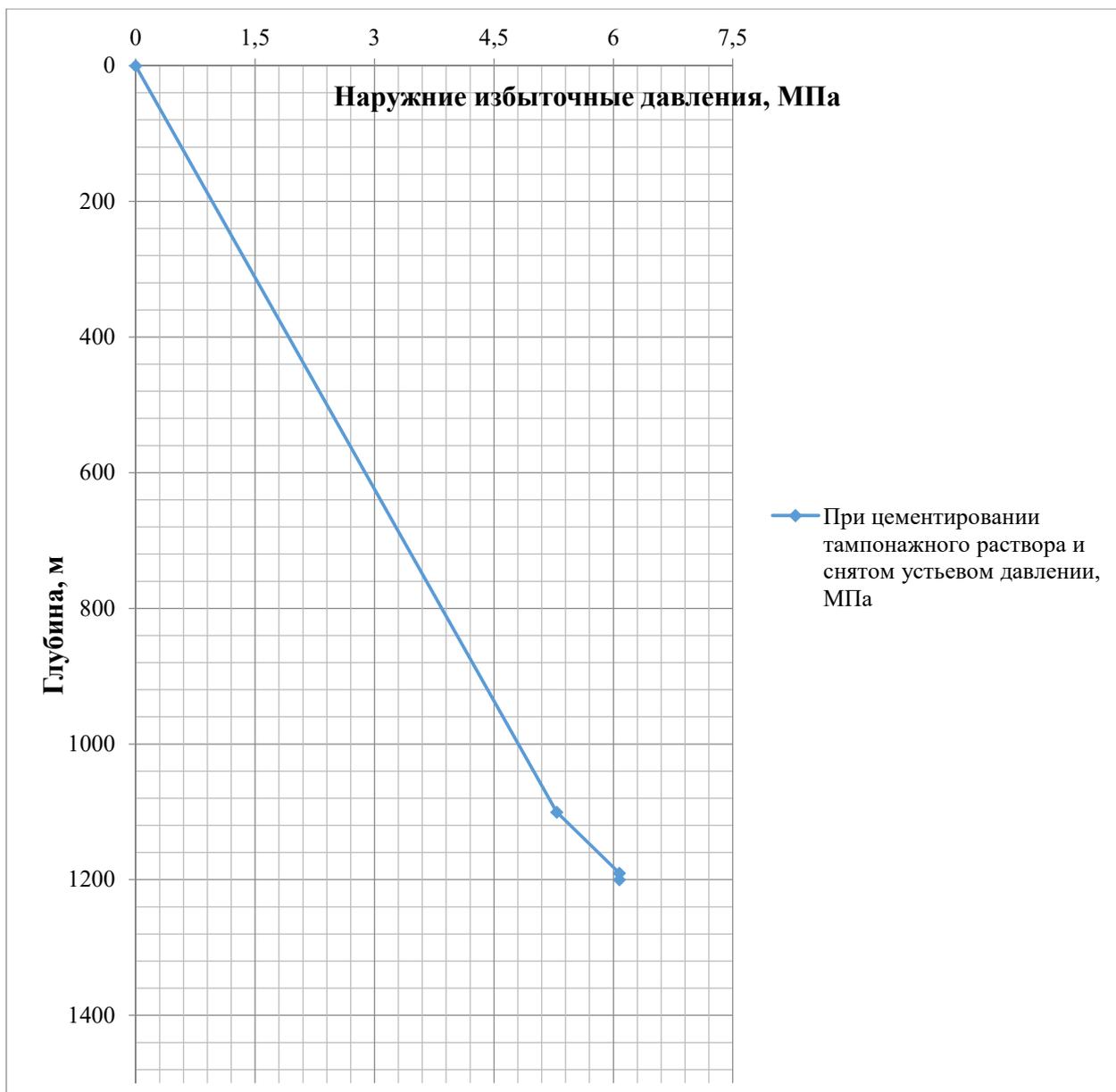


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, представлено в формуле (2).

$$P_{ви} = P_{в} - P_{н} \quad (2)$$

По данным проектирования строим эпюру внутренних избыточных давлений (рисунок 4).

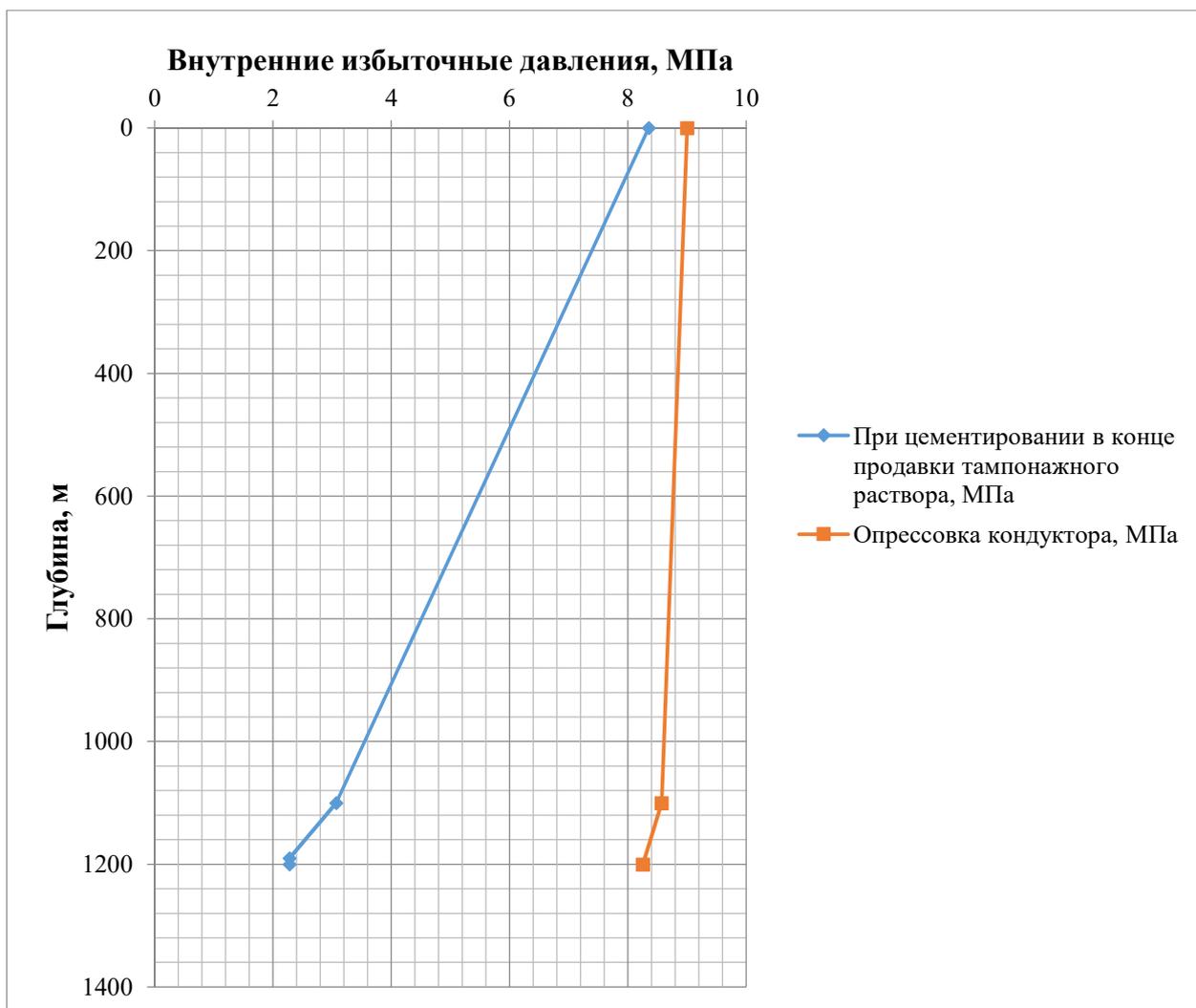


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

На рисунке 5 представлена эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

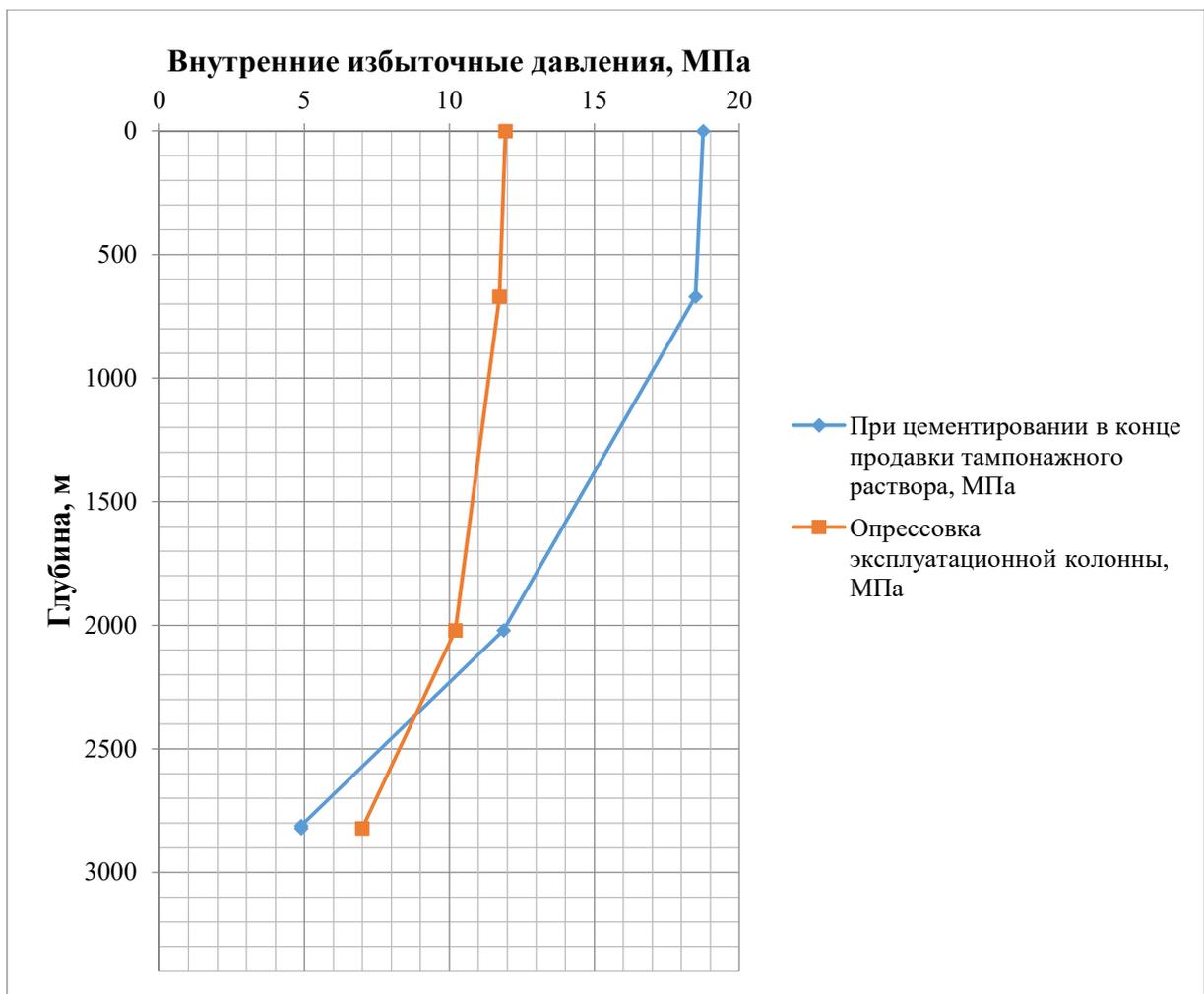


Рисунок 5 – Эпюры внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

Конструирование обсадной колонны по длине

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

Рассчитанные характеристики секций представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	85	67,2	5712	5712	0-85
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	1200	47,2	38704	38704	0-1200
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	10,6	1220	41,4	50508	97548	2820-1600
2	ОТТМ	Д	7,3	1600	29,4	47040		1600-0

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 цементированья 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 27.

Таблица 27 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт.	Суммарное количество, шт.
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Эксплуатационная, 168 мм	БКМ-168 («Урал Нефтемаш»)	2820	2820	1	1
	ЦКОД-168 («Урал Нефтемаш»)	2810	2810	1	1
	ЦПЦ-168/216 («НефтьКам»)	0	780	20	81
		780	820	4	
		820	860	4	
		860	1650	19	
		1650	1680	3	
		1680	2630	23	
		2630	2640	1	
		2640	2760	3	
	ЦТ-168/216 («НефтьКам»)	2760	2795	4	9
		1650	1680	4	
		2630	2640	1	
2760	2795	4			
ПРП-Ц-В-168 («Уралнефтемаш»)	2810	2810	1	1	
ПРП-Ц-Н-168 («Уралнефтемаш»)	2810	2810	1	1	
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	1200	1200	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	1100	1100	1	1
	ЦПЦ-245/294 («НефтьКам»)	0	55	3	26
		55	85	3	
		85	115	3	
115		1200	17		
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	1100	1100	1	1	
Направление, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	85	85	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	75	75	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	25	2	6
		25	75	4	
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	75	75	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):

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

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

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

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

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

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

подставив значения из проведённых ранее расчётов, получим:

$$P_{гс\ кп} = (9,81 \cdot (1040 \cdot 670 + 1500 \cdot (2820 - 670 - 800) + 1900 \cdot 800)) / 10^6 = 41,61 \text{ МПа.}$$

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

$$P_{гд\ кп} = \lambda \cdot L = 0,0013 \cdot 2820 = 3,66 \text{ МПа} \quad (5)$$

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:

$$\begin{aligned} P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} &\leq 0,95 \cdot P_{гр} \\ 41,61 + 3,66 &\leq 0,95 \cdot 0,0199 \cdot 2820, \\ 45,27 &\leq 53,31 \end{aligned}$$

условие выполняется, соответственно можно производить прямое одноступенчатое цементирование. Итоговые значения представлены в

таблице 28.

Таблица 28 – Расчет продавочной жидкости

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	10,9	2,18	1040	2,18	МБП-СМ	152,6
		8,72		8,72	МБП-МВ	130,8
Продавочная жидкость	55,18		1010	-	Тех. Вода	-
Облегченный тампонажный раствор	36,80		1500	32,84	ПЦТ-III-Об (4-6)-50	26441
					НТФ	15,08
Нормальной плотности тампонажный раствор	18,39		1900	12,60	ПЦТ-II-50	24313
					НТФ	7,5

2.4.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

В качестве цементировочного агрегата будем использовать – ЦА-320,

В качестве цементосмесительной машины – УС6-30.

В качестве осреднительной установки – УСО-20.

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

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

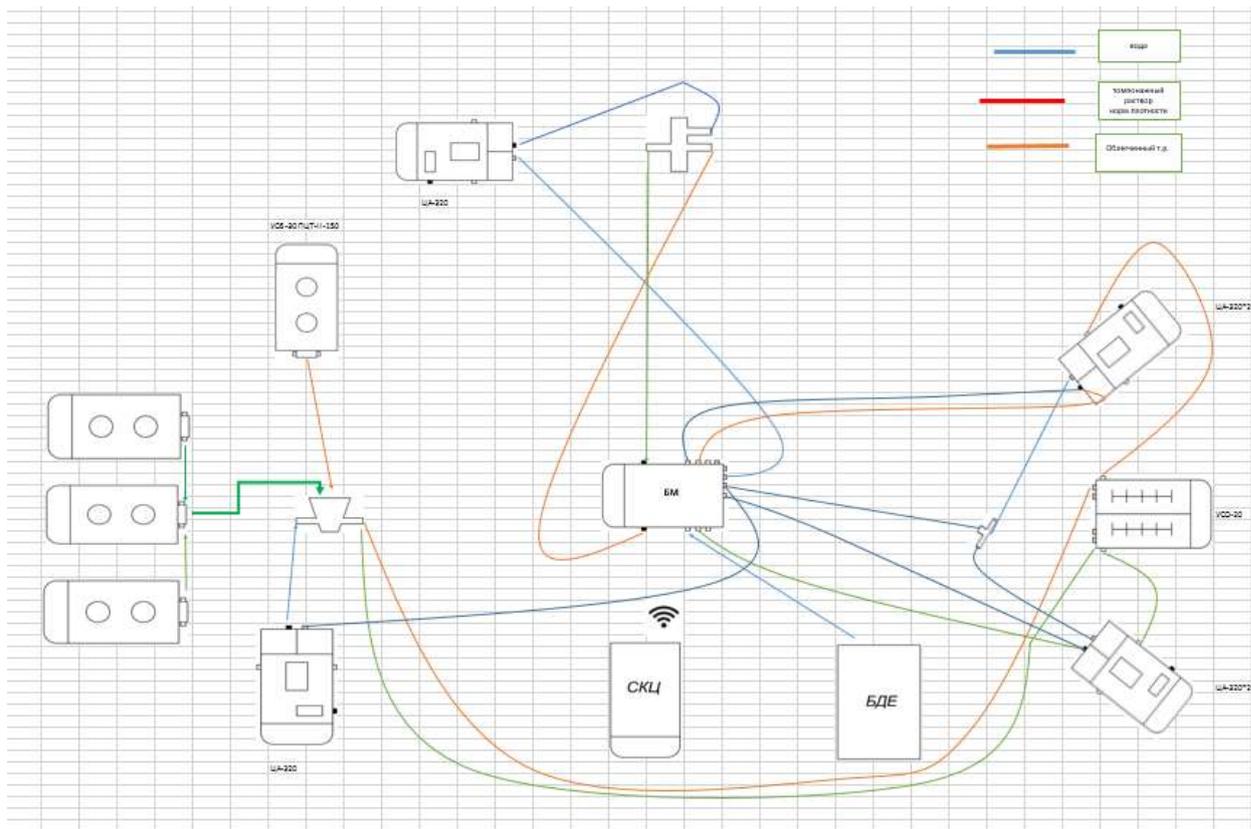
Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности необходимы 2 машины УС6-30.

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

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

$$m_2 = 26,44 / 10 = 2,64$$

На рисунке 6 представлена схема расположения оборудования при цементировании.



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

Рисунок 6 – 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.

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).

Для первого нефтяного пласта:

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 2760000}{9,8 \cdot 2760} = 1071 \text{ кг/м}^3 \quad (7)$$

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):

$$V_{ж.г.} = 2 V_{внэк.} = 2 \left(\frac{3,14}{4} * 0,1537^2 * 1600 \right) = 59,2 \text{ м}^3 \quad (8)$$

$$V_{ж.г.} = 2 V_{внэк.} = 2 \left(\frac{3,14}{4} * 0,1471^2 * 1220 \right) = 41,4 \text{ м}^3$$

$$59,2+41,4=100,6\text{м}^3$$

где $V_{\text{внхв}}$ – внутренний объем хвостовика, м^3 ;

$V_{\text{внэк}}$ – внутренний объем ЭК, 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 29 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 29 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
35	НКТ	Кумулятивная	ORION 83КЛ	20	Не ограничено

Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

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

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

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

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на кабеле АГИП-К-80/132.

Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для

низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35-105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 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 фонтанная АФ1-80/65x21.

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 30.

Таблица 30 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважин

Буровая установка БУ - 3000 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	77,87	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	120 > 77,87
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	97,548	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	180 > 97,5
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	126,7	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	200/126,7 = 1,57 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	200		

3 АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯМИ

3.1 Общие сведения о методах борьбы с пескопроявлениями

Эксплуатация скважин влечет за собой множество проблем, решение которых необходимо для нормального функционирования всего комплекса. Одной из них является пескопроявление, когда в скважинах, пласты которых образованы слабосцементированными породами происходит разрушение призабойной зоны и совместно с флюидом в скважину поступает песок. Это приводит к образованию песчаных пробок, а также выносу песка по дальнейшей технологической цепочке, что приводит не только к снижению дебитов, но и к износу внутрискважинного и наземного оборудования и, как следствие, увеличению экономических потерь вследствие снижения производительности, затратам на текущий и капитальный ремонт скважин, очистку флюида от механических примесей. Существует множество способов борьбы с выносом песка. Следует учитывать, что у каждого из них есть свои достоинства, недостатки и особенности, в зависимости от которых каждый из способов может быть как эффективен, так и бесполезен в той или иной ситуации. Например, при использовании химических способов борьбы с пескопроявлением, следует иметь ввиду возможность негативных последствий взаимодействия рабочих агентов с внутрипластовым флюидом, что может негативно сказаться на дальнейшей эксплуатации скважины.

Актуальность работы. На нефтяных залежах пескопроявление является причиной, приводящей к значительному количеству подземных и капитальных ремонтов и часто выводящей скважины из эксплуатации. Поэтому на устранение данных осложнений затрачиваются значительные трудовые и материальные ресурсы. Постановка и решение задач снижения пескопроявлений представляет большой интерес, как с научной, так и с практической точки зрения в связи с завершающим этапом их разработки.

3.2 Теоретическое обоснование необходимости борьбы с пескопроявлением при эксплуатации скважин

Для осуществления эффективных мероприятий по устранению вредных последствий пескопроявлений по всей технологической цепочке: нефтеносный пласт – нефтяная скважина – нагнетательная скважина – продуктивный пласт, необходимо установить причины пескопроявлений в первичном источнике, т.е. на забое нефтяных скважин. Песок, попадая через забой нефтяной скважины, проходит через цепочку взаимосвязанных технологий и оборудования, реализующего процесс добычи, очистки и транспортировки нефти.

На рисунке 7 представлены основные проблемы, вызванные выносом песка.



Рисунок 7 – Проблемы, вызванные выносом песка

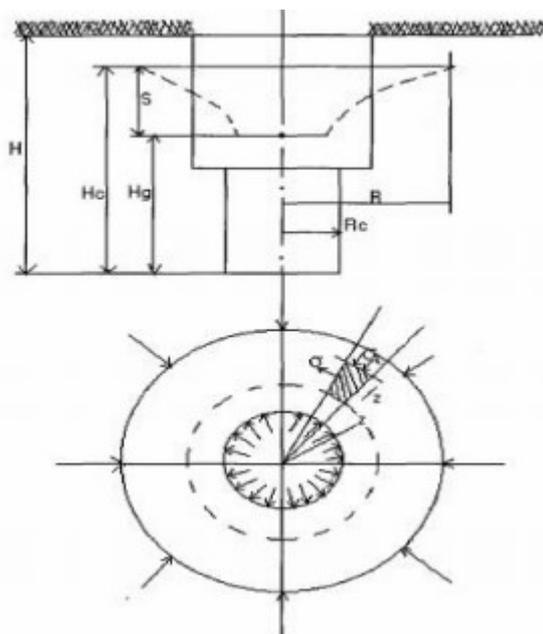
В процессе миграции песчинки, попавшие в технологическую цепочку, на всем пути следования образуют «песчаный наждак», который своим

воздействием может принести нежелательные последствия: от засорения призабойной зоны добывающих скважин до износа оборудования вплоть до окончательной его поломки. Затраты на предотвращение и ликвидацию пескопроявлений в добывающих скважинах во много раз ниже затрат на мероприятия по ремонту и очистке оборудования, утилизации песка и т.д.

Известно, что частицы породы на забое скважины находятся в сложном напряженном состоянии и небольшие изменения забойного давления или приложение переменных нагрузок могут привести к изменению полей напряжений и деформаций, а при фильтрации флюида в слабосцементированных породах к активным пескопроявлениям.

3.3 Оценка устойчивости пород призабойной зоны добывающих скважин

Основной причиной разрушения призабойной зоны является завышенная величина градиента давления на стенки скважины и скорость фильтрации жидкости. Давление и величина скорости фильтрации определяются расстоянием рассматриваемой точки поля от оси скважины. Водоносный горизонт можно разделить на две области – возмущенную и невозмущенную. Возмущенная область расположена между радиусом скважины r_1 и цилиндрической поверхностью, радиус которой r_2 равен радиусу влияния скважины R_c . Можно допустить, что внутри возмущенной области распределение давления соответствует квазистационарному режиму фильтрации. За пределами возмущенной зоны давление почти равно пластовому. На рисунке 8 приведена расчетная схема для исследования устойчивости пород выносу песка.



r – радиус скважины, r – текущий радиус, H – глубина скважины,
 H_c – статический уровень, H_g – динамический уровень, S – глубина откачки

Рисунок 8 – Схема нефтяной скважины

3.4 Анализ методов борьбы с пескопроявлением

Выстраивая цепочку особенностей, начиная с выявления причин пескопроявлений при бурении и эксплуатации скважин, а также влияния песчаной пробки на дебит скважины к методам борьбы с пескопроявлениями, необходимо учитывать и тот факт, что пескопроявления в некоторых ситуациях могут играть и положительную роль.

Например, при эксплуатации пластов, имеющих малую мощность, которые сложены из малопроницаемых пород, вынос песка и частичек разрушенных пород приводит к увеличению проницаемости призабойной зоны, и, следовательно, к увеличению дебита скважины.

Исходя из этих позиций, существующие методы эксплуатации пескопроявляющих скважин можно условно разделить на две большие группы:

- 1) методы эксплуатации скважин с выносом песка на поверхность,
- 2) методы эксплуатации с предотвращением выноса песка из пласта.

Для первой группы методов характерным является применение

различных технико-технологических решений по обеспечению очистки призабойной зоны от песка. Придавая большое значение указанной проблеме, ученые-нефтяники провели многочисленные исследования по вопросам псевдосжижения песка, применения полых штанг, гидрозащиты глубинных насосов, использования различных типов сепараторов и др.

Недостатком всех указанных выше методов является кавернообразование, разрушение и обвал призабойной зоны пласта в связи с выносом песка.

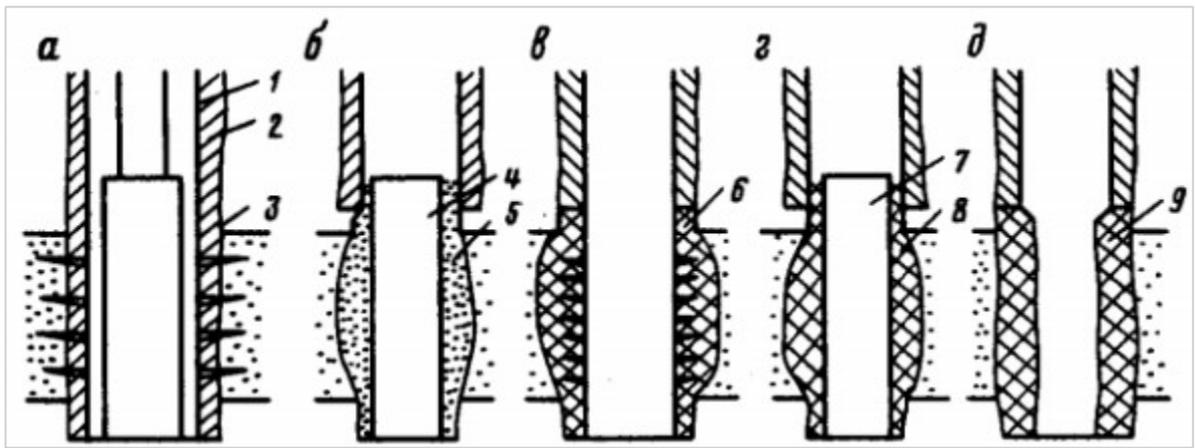
Методы, относящиеся ко второй группе, более эффективны в борьбе с пескопроявлениями. В их основе лежит принцип предотвращения выноса песка в скважину. С этой целью применяют химические, физико-химические, механические методы, а также их комбинации для крепления пород пласта в призабойной зоне скважин.

На рисунке 9 представлены конструкции забоев скважин, предназначенных для предотвращения выноса песка в слабосцементированных коллекторах, представленных мелко-, средне- и крупнозернистыми песчаниками. Конструкции забоев скважин выбираются исходя из прочности пород, условий их залегания и других факторов и имеют следующие особенности:

- 1) включение зацементированной эксплуатационной колонны и внутрискважинного забойного фильтра, устанавливаемых в интервале перфорации (рисунок 9, а),

- 2) предварительно расширенный ствол против продуктивного пласта, перфорированная потайная колонна-фильтр и гравийная набивка в кольцевом пространстве (рисунок 9, б),

- 3) искусственный фильтр из проницаемого тампонажного материала против продуктивного объекта (рисунок 9 в, г, д).



1 – эксплуатационная колонна, 2 – цементный камень; 3 – ствол скважины;

4, 7 – потайная колонна-фильтр; 5 – гравийная набивка;

6, 8, 9 – искусственный фильтр из проницаемого тампонажного материала

Рисунок 9 – Конструкции забоев скважин для предотвращения выноса песка

Конструкция забоя, изображенная на рисунке 9, в, создается при первичном цементировании эксплуатационной колонны путем последовательного закачивания тампонажного раствора и проницаемого состава, и перфорацией обсадной колонны без нарушения целостности искусственного фильтра.

Конструкции, приведенные на рисунке 9, г, д, создаются путем спуска обсадной колонны до кровли продуктивного пласта, вскрытия продуктивного пласта с последующим расширением ствола и заполнением расширенной части проницаемым тампонажным составом.

3.5 Современное состояние и методы борьбы с пескопроявлением на месторождениях

Решение проблемы борьбы с выносом песка в ствол скважины связано с необходимостью предотвращения пробкообразования при испытании и эксплуатации скважин, повышения их производительности, уменьшения затрат на капитальный и текущий ремонт.

Изучение многолетнего промыслового опыта борьбы с

пескопроявлением показало, что наиболее рациональными путями борьбы с выносом песка являются следующие методы, которые можно разделить на две группы:

- использование фильтров различной конструкции (гравийные, проволочные, щелевые и т.д.),
- закрепление пород призабойной зоны с помощью различных способов и материалов (тампонажные составы, смолы, химические растворы и т.д.).

На рисунке 10 представлены основные методы эксплуатации скважин с пескопроявляющими коллекторами.



Рисунок 10 – Методы эксплуатации скважин со слабосцементированными коллекторами

Для выбора оптимального способа борьбы с выносом песка в скважину необходимо учитывать ряд факторов. Так, большое значение имеет конструкция забоя скважин. При заканчивании скважин с открытым забоем, как правило, используются механические или комбинированные способы. Химические методы закрепления песка применяются, в основном, в новых

скважинах, где еще не успели образоваться каверны из-за выноса песка. При выборе способа борьбы с выносом песка также учитываются и температурные ограничения. При использовании химических методов допустимый интервал температур варьируется от 16 до 175 °С, в то время как для механических методов таких ограничений нет, за исключением тех случаев, когда при образовании набивок используются нефть или загущенные растворы (таблица 31).

Таблица 31 – Матрица критериев применимости методов защиты от песка

Методы защиты		Суть технологии	Область защиты	Критерии применения
Механические	Применение фильтрующих систем, шламоуловителей	Установка фильтров и другого оборудования ниже и выше насоса для предотвращения попадания в него песка	Прием насоса, насос	Слабый и умеренный вынос песка без пересыпания забоя
	Без защиты	-	-	Маломощные пласты, сложенные из малопроницаемых пород
Физико-химические	Применение РСР проппанта	Создание проппантной упаковки за эксплуатационной колонной и в пласте	Интервал перфорации, прием насоса, насос	Интенсивный вынос песка с пересыпанием забоя и образованием каверн
	Коксование нефти в ПЗП	Создание проницаемого пористого фильтра		Слабый и умеренный вынос песка без пересыпания забоя
Химические	Закачивание смол и их композиций в ПЗП	Создание пористого экрана в пласте для предотвращения разрушения коллектора	Интервал перфорации, прием насоса, насос	Интенсивный вынос песка с пересыпанием забоя
	Применение специальных цементов			

К технологическим методам предотвращения пескопроявления в скважинах относится, прежде всего, регулирование отборов флюидов из скважины. При этом определенное значение имеет вязкость флюида в пластовых условиях. Чем большей вязкостью обладает флюид, тем меньшее значение градиента давления может быть критическим, то есть таковым, при котором начинается вынос песка.

Более эффективны методы борьбы с пескопроявлением, в основе которых лежит принцип предотвращения выноса песка в скважину. С этой целью применяются химические, физико-химические, механические методы и их комбинации для крепления пород пласта в призабойной зоне скважин.

К механическим методам относятся противопесочные фильтры различной конструкции. Это гравийно-намывные, каркасно-гравийные, многослойные сетчатые, гравийно-набивные и др.

К физико-химическим относятся методы закрепления коллекторов путем коксования нефти в призабойной зоне, а также сочетание физических и химических методов, например создание проппантного фильтра в призабойной зоне скважины.

Химические методы основаны на искусственном закреплении призабойной зоны пласта смолами, цементом с соответствующими наполнителями.

4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ВЫНОСОМ ПЕСКА

4.1. Геологические особенности месторождений в условиях повышенного выноса песка

Достаточно часто структура геологического пласта в области месторождения ценных ископаемых представляет собой один или несколько песчаных слоев со слабоцементированными коллекторами, и в ходе работы можно легко повредить ствол скважины, спровоцировать выбросы песка, в целом снизить эффективность разработки (рисунок 11).



Рисунок 11 – Классификация коллекторов

Основные причины, по которым могут получиться пескопроявления, классифицируются следующим образом:

- группа причин, спровоцированная особенностями слоев и свойствами пород, из которых состоит почва в данном месте. К этим причинам относятся своеобразные показатели давления, степень зацементированности, состав породы, ее пористость, способность впитывать жидкость, процентное соотношение газа и влаги в составе,

- группа причин, связанных с технологическими причинами: техника бурения, особенности заканчивания и разработки конкретной скважины, фильтрационная скорость, особенности вскрытия породы, нормативы по содержанию песка и т.д.

К примеру, в скважине небольшой глубины на слабоцементированной почве процессы пескопроявления выражаются чаще всего деформациями слоев призабойной области, поскольку сохранность данных пластов зависят от их прочности и состава. На более глубоких скважинах пескопроявление обусловлено и другими факторами: повышенным горным давлением, наличием смолистых элементов в самой нефти в пластах.

Решение проблемы выноса песка осложняется тем, что борьбу с ней начинают вести на поздней стадии – стадии эксплуатации скважин, когда призабойная зона пласта (ПЗП) уже сильно дренирована. В то же время известно, что значительные результаты по предотвращению пескопроявлений можно получить при проведении работ на стадии заканчивания скважин бурением. Но, так как это ведет к увеличению затрат на капитализацию объекта, провести данные мероприятия при строительстве каждой скважины не представляется возможным.

4.2 Технологические особенности механических методов предупреждения пескопроявления

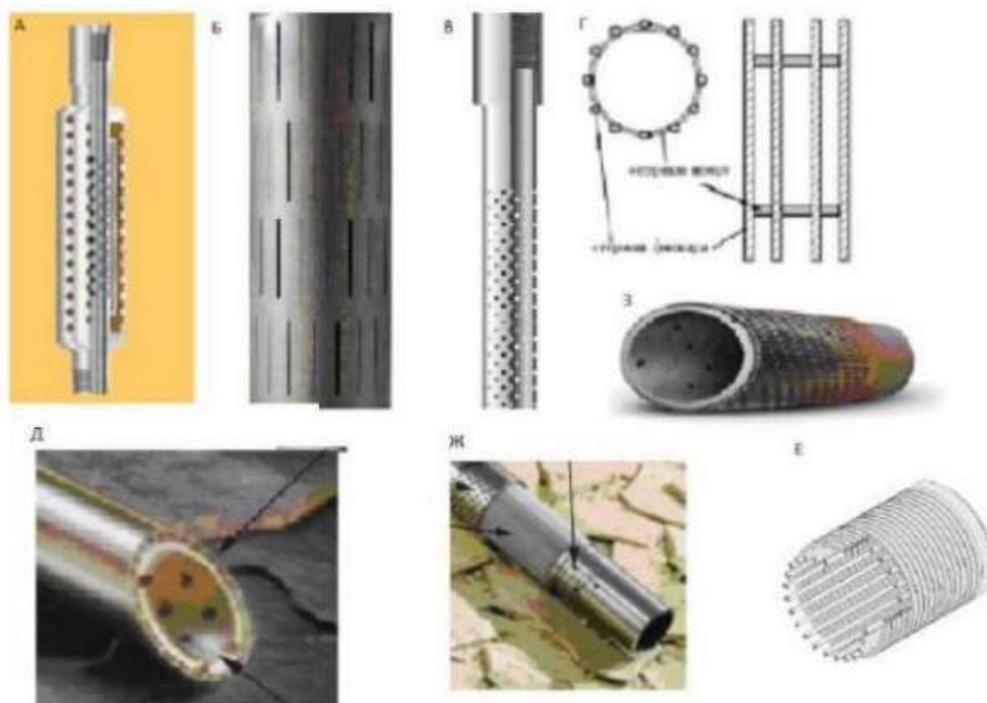
К механическим методам относится установка на забое скважины механических фильтров различной конструкции. В настоящее время разработано множество видов скважинных фильтров, но наибольшее распространение получили каркасно – стержневая, кольчатая и перфорационная конструкции (рисунок 12). Они изготавливаются из стандартных труб с прорезанными в них отверстиями; с проволочной обмоткой; набивные забойные фильтры, заполняемые песком или другими материалами на поверхности; гравийные набивки из отсортированного песка,

образуемые путем заполнения затрубного пространства в интервале залегания продуктивного пласта. Первые три конструкции фильтров обеспечивают задержание уже вынесенного песка, но они быстро разрушаются. Гравийные набивки обеспечивают искусственное закрепление пород в ПЗП.



Рисунок 12 – Типы фильтров

На рисунке 13 представлены схемы скважинных фильтров.



А – гравийный фильтр; Б – щелевой фильтр; В – перфорированный фильтр; Г – схема каркасно-стержневого фильтра; Д – проволочный скважинный фильтр; Ж – сетчатый скважинный фильтр; З – щелевой фильтр; Е – фильтр с опорным

Рисунок 13 – Конструктивные схемы скважинных фильтров

На рисунке 14 представлены возможные варианты установок фильтров.

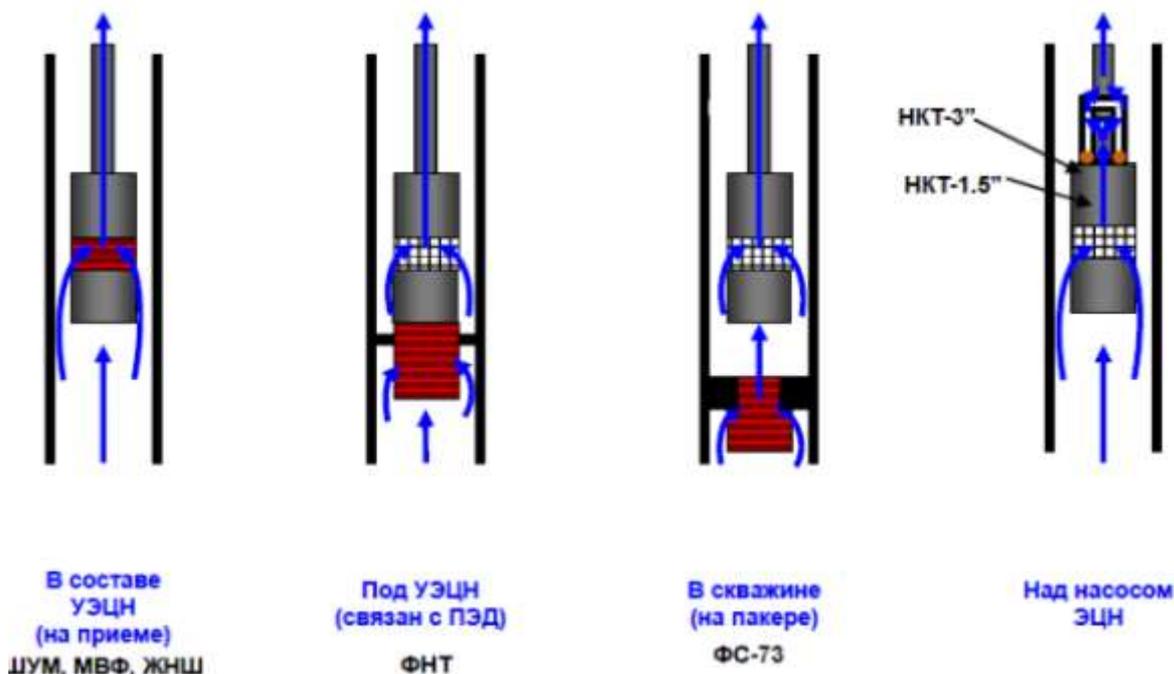


Рисунок 14 – Возможные варианты установки фильтров
в добывающих скважинах

4.3. Технологические особенности физико-химических методов предупреждения пескопроявления

При разработке нефтяных месторождений термическими методами одним из перспективных способов борьбы с выносом песка является 3б крепление призабойной зоны способом коксования нефти. Крепление породы коксованием происходит за счет получения вяжущего материала (кокса) пласте за счет продолжительного окисления нефти в призабойной зоне воздействием горячего воздуха.

Известно, что термическое разложение нефти завершается образованием твердого углеродистого остатка – кокса. С повышением давления (свыше 1,0 МПа) скорость деструкции не снижается, выход газообразных продуктов распада уменьшается, а количество твердых продуктов реакции увеличивается. При нагнетании горячего воздуха в условиях термического

разложения нефти при температуре 260-450°C кислород взаимодействует с компонентами нефти, образуя пары воды, двуокись углерода и низкомолекулярные продукты окисления (эфиры, кислоты, альдегиды). При этом структура и свойства остатка нефти значительно изменяются из-за возрастания количества асфальтенов, которые являются коксообразующим материалом нефти. Данный способ укрепления пластов в скважинах применима на ранней стадии эксплуатации месторождений высоковязкой нефти с небольшими глубинами залегания пластов. Однако, данный способ требует дополнительных затрат на использование теплового генератора для получения тепла для нагрева закачиваемого воздуха. В целом, этот метод обработки пластов распространен незначительно в связи с усложнением технологии и удорожанием работ

Для скважин с интенсивным пескопроявлением, приводящим к образованию каверн в пласте, была испытана технология крепления на основе малотоннажного гидравлического разрыва пласта (ГРП) с использованием РСР-пропанта массой до 5 т. Суть данной технологии заключается в создании в призабойной зоне хорошо проницаемого для добываемых флюидов экрана за эксплуатационной колонной и в пласте, но 37 препятствующего выносу несцементированного мелкодисперсного песка. С этой целью в призабойную зону скважины производилась закачка РСР-пропанта по дизайну ГРП.

РСР-Пропант (Resin Coated Proppant – с англ. покрытый смолой пропант) имеет покрытие из фенолформальдегидных смол. Склеивание начинается при давлении выше 69 атм. При атмосферном давлении сшивание РСР проходит при температуре выше 90°C. При проведении ГРП пласт может остывать до 45°C, что ухудшает склеивание РСР-пропанта. В этом случае в качестве разогревающего состава применяются специальные композиции, которые при смешивании на забое выделяют большое количество теплоты (разогрев до 140°C). Фракция закачиваемого пропанта подбиралась исходя из

данных гранулометрического анализа попутно выносимого песка. Поскольку температура пластов ПК в обрабатываемых скважинах ниже 70°C, к закачиваемому РСР-проппанту добавлялись активаторы спекания MS-1, ПКК-1. Недостатками данного метода можно считать сравнительно большой расход проппанта на одну скважино-операцию, вынос проппанта в скважину, трудность работы с низкотемпературными скважинами, тщательный подбор активаторов.

4.4. Технологические особенности химических методов предупреждения пескопроявления

К химическим методам предупреждения пескопроявлений относится использование методов закрепления призабойной зоны пласта композициями смол и составами, формирующими проницаемый тампонажный камень, играющими роль фильтра. Эти методы позволяют сохранить коллекторские свойства пласта, обеспечивают вторичное вскрытие в щадящем режиме, что способствует предотвращению выноса песка в скважину.

Проницаемые тампонажные составы. Исследователями показано, что роль фильтрата может выполнять высокопроницаемый тампонажный камень, образующийся в результате схватывания закачанной в скважину тампонажной смеси. Наибольший интерес представляют смеси портландцементов, как наиболее дешевого и доступного вяжущего. Он нетоксичен, удобен в применении и формирует достаточно прочный камень, сохраняющий свои свойства во времени.

Известна тампонажная композиция для крепления призабойной зоны, которая содержит в массовые доли: 30-40 цемента, 20-30 песка, 10-15 хлористого натрия, 3-5 фосфомела – отхода преципитатного производства на основе карбоната кальция и водный раствор хлористого натрия – остальное. Известен способ крепления скважины с использованием цементного раствора, включающий последовательное закачивание моющей буферной жидкости,

трех порций цементного раствора, отличающийся тем, что в качестве первой и второй порций цементного раствора используют цементный раствор плотностью 1650-1750 кг/м³ с эрозионными свойствами. Они содержат смесь портландцемента тампонажного и абразивного материала – мелкодисперсного песка кварцевого со средним размером зерен не более 1 мм в массовом соотношении от 100:8 до 100:10, а также поливинилспирт – ПВС-ВР в количестве 0,4-0,6% и пеногаситель в количестве 0,04-0,06% по массе цемента. В качестве третьей порции используют указанный цементный раствор, содержащий дополнительно хлористый кальций в количестве 2% и хлористый натрий в количестве 1%, предназначенные для ускорения схватывания цементного раствора, оказывающими синергическое влияние друг на друга, по массе цемента, и с плотностью не менее 1850 кг/м³.

Недостатками данного способа является чувствительное снижение фильтрационно-емкостных свойств пласта-коллектора после обработки, малая успешность проводимых операций, ввиду неконтролируемого времени отверждения и быстрой потери текучести. Одним из традиционных методов является установка цементных мостов в нижней части скважины. Однако данный метод неселективен и малоэффективен (эффективность составляет не более 30%), т.к. вода продолжает продвигаться по пласту вне установленного моста. Эффект является краткосрочным, а малый межремонтный период требует повторного ремонта и новых затрат на КРС.

Используется технология крепления и состав на цементнокарбонатной основе (ЦКС), который образует в призабойной зоне прочный и проницаемый барьер. Эффективность обработки зависит, главным образом, от качества и количества ЦКС и темпа его нагнетания в пласт, которые определяют условия формирования в призабойной зоне пласта относительно прочного и проницаемого экрана.

Исходными компонентами состава являются:

- портландцемент тампонажный,

- карбонатный песок (фракция 0,5-5,0), содержащий CaCO_3 не менее 90%,
- кислота соляная синтетическая,
- нефть,
- вода техническая (пресная или морская),
- чистый и однородный кварцевый песок (фракция 0,5-0,85).

Нефть, входящая в состав жидкости затворения ЦКС и являющаяся замедлителем начала схватывания бетона, увеличивает продолжительность действия соляной кислоты на карбонатное вещество. Также нефть является песконосителем.

Максимальное пластовое давление не должно превышать 10 МПа, а забойная температура – 50°C. В каждом отдельном случае пластовое давление и температура пласта должны быть ниже критических значений, при которых CO_2 не находится в растворенном состоянии. Продавочной жидкостью ЦКС продавливают в призабойную зону пласта. После окончания процесса, при наличии давления, герметизируют устье скважины и в течение 72 ч ведут наблюдение за регистрирующим манометром. Через 3-5 суток после затвердения раствора проверяется забой и уровень, при наличии пробки производится ее чистка (промывка) или разбуривание. К недостаткам относят малую эффективность и необходимость большого количества времени на ее проведение.

В данной работе были рассмотрены и проанализированы различные современные методы борьбы с пескопроявлением на месторождениях. Выбор оптимальной технологии предотвращения выноса песка позволяет существенно снизить затраты на ремонт скважин, а также, при использовании некоторых из методов, вовсе предотвратить разрушение призабойной зоны пласта, облегчая дальнейшую разработку месторождения. Рассмотрены меры производственной безопасности при эксплуатации скважин установками электрического центробежного насоса, и в рамках этого вопроса

проанализированы вредные и опасные производственные факторы и рекомендованы мероприятия по их устранению.

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

Обучающемуся:

Группа	ФИО
3-2Б8В	Ящук Александр Петрович

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ООП/ОПОП	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование; опрос.</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	4.1 Потенциальные потребители результатов исследования. 4.2 SWOT-анализ
<i>Определение возможных альтернатив проведения научных исследований</i>	4.3 Анализ конкурентных технических решений
<i>Планирование процесса управления НИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	4.4 Планирование научно-исследовательской работы. 4.4.1 Структура работ в рамках научного исследования. 4.4.2 Определение трудоемкости выполнения работ. 4.4.3 Разработка графика проведения научного исследования. 4.5 Бюджет научно-технического исследования. 4.5.1 Расчет материальных затрат НИИ. 4.5.2 Основная заработная плата исполнителей. 4.5.3 Дополнительная заработная плата исполнителей. 4.5.4 Отчисления во внебюджетные формы. 4.5.5 Накладные расходы. 4.5.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.
<i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Определение оценки ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	03.02.2023
--	------------

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	Кандидат экономических наук		

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Ящук Александр Петрович		

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСО- ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В рамках данной работы основной целью является подсчет сметной стоимости строительства проектируемой разведочной вертикальной скважины глубиной 2820 м в Красноярском крае. Расчет и анализ таких техникоэкономических показателей как механическая и рейсовая скорости по интервалам бурения, коммерческая скорость бурения всей скважины, расчет времени затвердевания цемента, расчет нормативного времени на геофизические работы. Составление нормативной карты строительства проектируемой скважины. Организацией, осуществляющей строительство данной скважины, является ОАО «Сибирская Сервисная Компания»

Для решения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- произвести расчет нормативного времени на механическое бурение,
- расчет нормативного времени на спуска-подъемные операции,
- расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей,
- расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента,
- произвести расчет нормативного времени на геофизические работы.

Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины представлен в таблице 32.

Таблица 32 – Исходные данные

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м	2820
Способ бурения: под направление под кондуктор, эксплуатационную колонну, отбор керна.	Роторный ВЗД
Цель бурения	Разведочное бурение
Конструкция скважины: направление кондуктор эксплуатационная колонна	D324 мм на глубину 85 м D245мм на глубину 1200 м D168,3 мм на глубину 2820 м
Буровая установка	БУ - 3000 ЭУК-1М
Оснастка талевого системы	5'6
Насосы: тип- количество, шт.	УНБТ-950–2 шт.
Производительность, л/с: в интервале 0-85 м в интервале 85-1200 м в интервале 1200-2820 м в интервале 2760-2795 м	35,1 35,1 36 20,16
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	УБТС2-203
Забойный двигатель (тип): в интервале 85-1200 м в интервале 1200-2820 м при отборе керна	Д-240.7.34 ИДТ Д-172.9.23 ИДТ У9-190,5/100 SCD-4 СТ
Бурильные трубы: длина свечей, м	25

Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также, действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Нормы механического бурения на нефтяном месторождении (Красноярский край)

Интервал бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	От (верх)	до (низ)			
1	0	85	85	0,02	500
2	85	1200	1115	0,07	1000

Продолжение таблицы 33

Интервал бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	От (верх)	до (низ)			
3	1200	2820	1620	0,09	1000
4	2760	2795	35	0.04	350

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

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле (9):

$$N = T \cdot H \quad (9)$$

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

H – количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 85 \cdot 0,037 = 3,145 \text{ ч.}$$

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

Таблица 34 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
85	0,037	3,145
1115	0,039	43,485
1620	0,085	137,7
35	0,045	1,575
Итого		185,9

Далее производится расчет нормативного количества долот n с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается

по формуле (10):

$$n = H / P \quad (10)$$

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

Для направления:

$$n = 85 / 500 = 0,17.$$

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

Таблица 35 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	n
85	500	0,17
1115	1000	1,11
1620	1000	1,62
35	350	0,1
Итого на скважину		3

Расчет нормативного времени на спуска-подъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- спуск бурильных свечей,
- подъем бурильных свечей,
- подъем и установка УБТ за палец,
- вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину,
- подготовительно-заключительные работы при СПО,
- наращивание инструмента,
- промывка скважины перед подъемом инструмента,
- промывка скважины перед наращиванием инструмента,
- смена долота,
- проверка люфта турбобура,
- смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой,
- крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны

ключами.

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

Расчет производится по формуле (11):

$$T_{СПО} = \Pi \cdot n_{СПО} \quad (11)$$

где $n_{СПО}$ – нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м;

Π – длина интервала, м.

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в таблице 36.

Таблица 36 – Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	Интервал бурения, м	Размер долота, мм	Норма проходки на долото,	Номер таблицы	Номер графы	Интервал бурения, м	Норма времени, ч/м	
I	0-85	393,7	500	11	24	0-85	0,0121	1,0285
II	85-1200	295,3	1000	11	24	85-100	0,0122	0,183
						100-200	0,0133	1,33
						200-300	0,0146	1,46
						300-400	0,0146	1,46
						400-500	0,0146	1,46
						500-600	0,0155	1,55
						600-700	0,0158	1,58
						700-800	0,0159	1,59
						800-900	0,0160	1,60
						900-1000	0,0166	1,66
1000-1100	0,0177	1,77						
1100-1200	0,0188	1,88						

Продолжение таблицы 36

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	Интервал бурения, м	Размер долота, мм	Норма проходки на долото,	Номер таблицы	Номер графы	Интервал бурения, м	Норма времени, ч/м	
III	1200-2820	190,5	1000	12	32	1200-1300	0,0190	1,90
						1300-1400	0,0193	1,93
						1400-1500	0,0199	1,99
						1500-1600	0,0210	2,1
						1700-1800	0,0233	2,33
						1800-1900	0,0240	2,4
						1900-2000	0,0246	2,46
						2000-2100	0,0249	2,49
						2100-2200	0,0252	2,52
						2200-2300	0,0255	2,55
						2300-2400	0,0256	2,56
						2400-2500	0,0258	2,58
						2500-2600	0,0258	2,58
						2600-2700	0,0260	2,60
2700-2800	0,0261	2,61						
2800-2820	0,0263	2,63						
IV	2760-2795	190,5	350	12	32	2760-2795	0,0263	0,92
Итого								57,7015

Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад и составляет 1 мин.

Нормативное время составит:

направление: $7 \cdot 1 = 7$ мин

кондуктор: $26 \cdot 1 = 26$ мин

Эксплуатационная колонна: $81 \cdot 1 = 81$ мин.

Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе

фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени.

Принимаем время ОЗЦ направления – 8 ч., кондуктора – 36 ч.
Эксплуатационной колонны – 48ч.

Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла,
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб,
- спуск резьбовых обсадных труб,
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб,
- промежуточные работы во время спуска колонны,
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла,
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб,
- цементирование скважины,
- заключительные работы после затвердевания цемента,
- герметизация устья скважины.

Разбуривания цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора и эксплуатационной колонны.

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

Отворачивание долота – 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле (12):

$$L_c = L_k - L_n \quad (12)$$

где L_k – глубина кондуктора, м;

L_n – длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 85 - 75 = 10 \text{ м}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м ведущая труба (16 м.), переводника с долотом (1м).

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м.}$$

в) определяется, длина бурильных труб L_T , м по формуле (13)

$$L_T = L_c - L_n \quad (13)$$

Для направления:

$$L_T = 85 - 17 = 68 \text{ м;}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле (14)

$$N = L_T / l_c \quad (14)$$

где l_c – длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 68 : 25 = 2,72 \approx 3 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 3 \cdot 2 + 5 = 11 \text{ мин.}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 1200 - 10 = 1190 \text{ м;}$$

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м;}$$

$$L_T = 1190 - 17 = 1173 \text{ м;}$$

$$N = 1173 / 25 = 46,92 \approx 47 \text{ шт;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 47 \cdot 2 + 5 = 99 \text{ мин.}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2820 - 20 = 2800 \text{ м;}$$

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м;}$$

$$L_T = 2800 - 17 = 2783 \text{ м;}$$

$$N = 2783/25 = 111,3 \approx 112 \text{ шт};$$

$$T_{\text{конд.}} = 112 \cdot 2 + 5 = 229 \text{ мин.}$$

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут.

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин.

Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 11 + 99 + 229 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 537 \text{ мин} = 8,95 \text{ ч.}$$

Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч [7].

Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

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

Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований) [8].

Величина процента принимается по сборнику ЕНВ.

Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 354,27 часов или 5,9 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$354,27 \times 0,066 = 23,38 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет:

$$\Sigma = 354,27 + 23,38 + 25 = 402,65 = 6,7 \text{ суток.}$$

Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала, приведенного в таблице 37.

Таблица 37 – Количество работников вахт и обслуживающего персонала

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

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 38.

Таблица 38 – Линейно-календарный график работ

Линейно-календарный график работ												
бригады, участвующие в строительстве скважины	затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы										
		1	2	3	4							
Вышкомонтажные работы		■	■	■								
Буровые работы				■	■							
Освоение						■	■	■	■			
Условные обозначения												
■	Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж)											
■	Буровая бригада (бурение)											
■	Бригада испытания											

Для нахождения воспользовались формулой (15):

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

где t – затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независимыми от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

$t_{пр}$, $t_{кр}$, $t_{всп}$, t_p – соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 39.

Таблица 39 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сутки
Бурение:			
Направление	3,145	4	0,034
Кондуктор	43,485	50	0,63
Эксплуатационная колонна	137,7	142,5	1,24
Отбор керна	1,575	3,8	1,73

Продолжение таблицы 39

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сутки
Крепление:			
Направление	21,7	23,6	0,91
Кондуктор	44,6	47,4	1,26
Эксплуатационная колонна	57,8	58,6	2,13
Итого	269,38	329,9	7,9

Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины [12]:

а) механическая скорость V_M , м/ч считается по формуле (16):

$$V_M = H/T_M \quad (16)$$

где H – глубина скважины, м;

T_M – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч считается по формуле (17):

$$V_p = H/(T_M + T_{сно}) \quad (17)$$

где $T_{сно}$ – время спускоподъемных операций, ч.

в) коммерческая скорость V_K , м/ч считается по формуле (18):

$$V_K = (H \cdot 720)/T_h \quad (18)$$

где T_h – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м считается по формуле (19):

$$h_d = H/p \quad (19)$$

где p – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины (20):

$$C_{с1м} = (C_{см} - П_n)/H \quad (20)$$

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

$П_n$ – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 40.

Таблица 40 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2820
Продолжительность бурения, сут.	7,9
Механическая скорость, м/ч	15,1
Рейсовая скорость, м/ч	38,7
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7537
Проходка на долото, м	1095
Стоимость одного метра, руб.	149562

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, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин, в части II – на строительные и монтажные работы, в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Красноярского края этот индекс составляет на январь 2021 года 215,95

Уточненный сводный сметный расчет представлен в таблице 41.

Таблица 41 – Сводный сметный расчет

№	№ сметного расчета	Наименование работ или затрат	Стоимость тысяч рублей
			Прямые затраты
Раздел I. Подготовительные работы к строительству скважины			
1	1.1	Подготовка площади, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач.	78 997
2	1.2	Разборка трубопроводов, линий передач.	2 295
3	1.3	Техническая рекультивация земель	12 364
Итого по подготовительным работам			93 665
Раздел II. Вышкостроение и монтаж оборудования			
4	2.1	Строительство и монтаж	177 994
5	2.2	Разборка и демонтаж	11 351
6	2.3	Монтаж оборудования для испытания	13 905
7	2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674
Итого по вышкостроению и монтажу			204 924
Раздел III. Бурение и крепление			
8	3.1	Бурение скважины	222 483
9	3.2	Крепление скважины	255 894
Итого по бурению и креплению			478 377
Раздел IV. Испытание скважин			
10	4.1	Испытание в процессе бурения	71904
11	4.2	Испытание объекта	42595
12	4.3	Оборудование устья скважины	3418
Итого по испытанию			53203
Раздел V. Промыслово-геофизические работы			
13	5.1	11% от раздела III и IV	58 474
Итого по промыслово-геофизическим работам			58 474
Раздел VI. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время			
14	6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время 5,4% от раздела I и II	16 124
15	6.2	Снегоборьба 0,4% от раздела I, II, III, IV	3 321
16	6.3	Эксплуатация теплофикационной котельной установки	30 610
Итого по разделу VI			50 055
ИТОГО прямых затрат по разделам I-IV			830 169
Раздел VII. Накладные расходы			
17	7.1	Накладные расходы 25 % от суммы по разделам I-IV	207 542
Итого по разделу VII			207 542

Продолжение таблицы 41

№	№ смет-ного расчета	Наименование работ или затрат	Стоимость тысяч рублей
			Прямые затраты
Раздел VIII. Плановые накопления			
18	8.1	Плановые накопления 5 % от суммы на итог прямых затрат по разделам I-VII	57 312
Итого по разделу VIII			57 312
ИТОГО с накладными и плановыми			1 203 552
Раздел IX. Прочие работы и затраты			
19	9.1	Премияльные доплаты 24,5 %	294 870
20	9.2	Надбавка за вахтовый метод работы 4,4%	52 956
21	9.3	Северные льготы 2,98%	35 866
22	9.4	Лабораторные работы 0,15%	1805
23	9.5	Авиатранспорт	43447
24	9.6	Транспортировка вахт	9618
25	9.7	Перевозка вахт до г. Красноярск	18623
26	9.8	Услуги связи на период строительства скважины	4500
27	9.9	Топографо-геодезические работы	6200
28	9.10	Бурение скважины на воду	25000
29	9.11	Услуги по отбору и транспортировке керна	32632
Итого прочих затрат и работ			525 517
ИТОГО по разделам I-IX			1 729 069
Раздел X. Резерв средств на непредвиденные расходы			
30	10.1	Резерв средств на непредвиденные расходы 2,4 % от итоговой суммы	41 498
ИТОГО			1 770 567

Продолжение таблицы 41

№	№ смет-ного расчета	Наименование работ или затрат	Стоимость тысяч рублей
			Прямые затраты
Подрядные работы			
Раздел XI. Авторский надзор			
31	11.1	Авторский надзор 0,2 % от суммы по разделам I-X	3 541
Итого по подрядным работам			3 541
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			1 774 108
С учетом коэффициента удорожания $k=215,95$ к ценам 1985 г.			383 118 623
НДС 20 %			68 961 352
ВСЕГО с учетом НДС			452 079 975

Для эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Исходя из опыта строительства скважин в данном регионе, а также из крепости пород, для бурения под направление, кондуктор и эксплуатационную колонны выбраны РДС долота. Сохранность вертикальности ствола скважины обеспечивается за счет жесткости низа бурильной колонны с помощью УБТ.

Сметный расчет на бурение скважины представлен в таблице 42.

Таблица 42 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб.	Подготовительные работы		Направление 324 мм		Кондуктор 245 мм		ЭК 168,3 мм	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
Повременная з/п буровой бригады	сут	214,16	4	856,64	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%			-	256,99	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	229,96	-	0,00	0,03	6,90	1,28	294,35	3,44	791,06
Социальные отчисления, 30%			-	0,00	-	2,07	-	88,31	-	237,32
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,60	4	46,40	0,03	0,35	1,28	14,85	3,44	39,90
Социальные отчисления, 30%			-	13,92	-	0,11	-	4,46	-	11,97
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,40	-	-	0,03	0,43	1,28	18,43	3,44	49,54
Социальные отчисления, 30%			-	-	-	0,13	-	5,53	-	14,86
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4	1011,44	0,03	7,59	1,28	323,66	3,44	869,84
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433,00	4	5732,00	0,03	42,99	1,28	1834,24	3,44	4929,52
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	153,75	4	615,00	-	-	-	-	-	-
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,60	-	-	-	-	1,28	287,49	3,44	772,62
Прокат ВЗД	сут	19,46	3	58,38	-	-	-	-	-	-
Прокат ВЗД	сут	92,66	-	-	-	-	1,28	118,61	3,44	318,75
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывания на забое до 25 %.	сут	240,95	-	-	-	-	-	-	3,44	828,87

Продолжение таблицы 42

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб.	Подготовительные работы		Направление 324 мм		Кондуктор 245 мм		ЭК 168,3 мм	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
Эксплуатация ДВС	сут.	8,90	4	35,60	0,03	0,27	1,28	11,40	3,44	30,62
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	22,86	-	-	0,03	0,69	1,28	29,26	3,44	78,64
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	-	-	0,03	4,48	1,28	191,34	3,44	514,21
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	45,54	4	182,16	-	-	-	-	-	-
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	-	0,00	0,03	3,23	1,28	138,15	3,44	371,28
Эксплуатация трактора	сут	177,60	4	710,4	0,03	5,33	1,28	227,33	3,44	116,69
Автомобильный спец транспорт	сут	100,40	4	401,60	0,03	3,01	1,28	128,51	3,44	345,38
Амортизация кухни-столовой	сут.	5,53	4	22,12	0,03	0,17	1,28	7,08	3,44	19,02
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	194,12	4	776,48	0,03	5,82	1,28	248,47	3,44	667,77
Глинопорошок ПБМВ	т	75,40	-	-	1,17	88,22	13,03	982,46	-	-
Сода каустическая	т	875,20	-	-	0,02	17,50	0,16	140,03	0,17	148,78
Сода кальцинированная	т	183,30	-	-	0,02	3,67	0,40	7,33	0,41	75,15
KCl	т	215,60	-	-	-	-	-	-	33,84	7295,90
Polypac R, MI-PAC UL, ПАЦНВ	т	983,00	-	-	0,22	216,26	1,79	1759,57	-	-
Dril-Free	т	1054,10	-	-	-	-	1,63	1718,18	7,46	7863,59
Барит	т	168,30	-	-	4,56	767,45	102,49	17249,07	-	-

Продолжение таблицы 42

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб.	Подготовительные работы		Направление 324 мм		Кондуктор 245 мм		ЭК 168,3 мм	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
Мраморная крошка	т	198,60	-	-	-	-	-	-	84,5	16781,70
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6	2,1	4,00	1,40	3,20	1,12	12,00	4,20
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	-	-	-	-	11,20	186,82	18,00	300,24
материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	27,53	552,80	32,84	659,43	20,50	411,64
Итого затрат, зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб				10721,23		1730,87		26675,48		43889,06
Затраты, зависящие от объема работ										
III 490 МЗ-ЦГАУ	шт.	2686,40	-	-	1,00	2686,40	-	-	-	-
393,7GRD111	шт	3852,70	-	-	-	-	2,00	7705,4	-	-
Бит 295,3 ВТ 419 CP IADC S123	шт	5234,40	-	-	-	-	-	-	-	-
БИТ 190,5 ВТ 613 Т	шт	8845,60	-	-	-	-	-	-	1,00	8845,60
Калибратор 393,7	шт.	495,40	-	-	-	-	1,00	495,40	-	-
Калибратор 295,3	шт.	458,90	-	-	-	-	-	-	-	-
Калибратор 178,3	шт.	428,60	-	-	-	-	-	-	1,00	428,60
Транспортировка труб	т	4,91	0	0,00	18,40	90,34	24,80	121,77	60,90	299,02
Транспортировка долот	т	6,61	0	0,00	1,00	6,61	2,00	13,22	1,00	6,61
Перевозка вахт автотранспортом	сут.									1268,0

Продолжение таблицы 42

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб.	Подготовительные работы		Направление 324 мм		Кондуктор 245 мм		ЭК 168,3 мм	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
Итого по затратам, зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб		0,00		0,00		2783,35		8335,79		5938,54
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб				10721,23		4514,22		35011,27		21536
Всего по сметному расчету, руб	119380,61									

Таблица 43 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб.	Направление 324 мм		Кондуктор 245 мм		ЭК 168,3 мм	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
Оплата труда буровой бригады	сут	214,16	0,82	175,61	1,78	381,21	2,26	484,00
Социальные отчисления, 30%				52,68		114,36		145,20
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,60	0,82	9,51	1,78	20,65	2,26	26,22
Социальные отчисления, 30%				2,85		6,20		7,87
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	22,16	0,82	18,17	1,78	39,44	2,26	50,08
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, эксплуатационное бурение)	сут	252,86	0,82	207,35	1,78	450,09	2,26	571,46
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433,00	0,82	1175,06	1,78	2550,74	2,26	32,38,58
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,40	0,82	343,91	1,78	746,53	2,26	947,84
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,82	113,89	1,78	247,22	2,26	313,89
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,84	0,82	82,69	1,78	179,50	2,26	227,90
Эксплуатация ДВС	сут	8,90	0,82	7,30	1,78	15,84	2,26	20,11
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,40	0,82	82,33	1,78	178,71	2,26	226,90
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,82	138,82	1,78	301,34	2,26	382,60
Эксплуатация бульдозера	сут	148,30	0,82	121,61	1,78	263,97	2,26	335,16
Эксплуатация трактора	сут	177,60	0,82	145,63	1,78	316,13	2,26	401,38
Транспортировка оборудования устья скважины	т	8,21	6,00	49,26	21,00	172,41	5,00	41,05
Башмак колонный БК-324	шт	85,50	-	-	1,00	85,50	-	-
Башмак колонный БК-245	шт	65,00	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БК-168,3	шт	45,50	-	-	-	-	1,00	45,50
Центратор ЦЦ-324/394	шт	25,40	-	-	19	482,60	-	-
Центратор ЦЦ-245/295	шт	18,70	-	-	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-168,3	шт	14,90	-	-	-	-	65	968,50

Продолжение таблицы 43

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб.	Направление 324 мм		Кондуктор 245 мм		ЭК 168,3 мм	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
ЦОКДУ-324	шт	125,60	-	-	1,00	125,60	-	-
ЦКОДУ-245	шт	113,10	-	-	-	-	-	-
ЦКОДУ-168,3	шт	108,10	-	-	-	-	1,00	108,10
Продавочная пробка ППЦ-324	шт	80,50	-	-	1,00	80,50	-	-
Продавочная пробка ППЦ-245	шт	59,15	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ППЦ-168,3	шт	30,12	-	-	-	-	1,00	30,12
Головка цементирующая ГЦУ-324	шт	3960,00	-	-	1,00	3960,00	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-245	шт	3320,00	-	-	-	-	-	-
Головка цементирующая ГЦУ168,3	шт	2980,00	-	-	-	-	1,00	2980,00
Итого затрат, зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб				7509,87		10718,54		8313,88
Обсадные трубы 324x8,5	м	37,21	-	-	714,00	26567,94	-	-
Обсадные трубы 245x7,9	м	28,53	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 168,3x9,2	м	21,47	-	-	-	-	2652,00	56938,44
Портландцемент тампонажный ПЦТ-111-Об (4-6)-100	т	26,84	2,79	74,88	25,87	694,35	18,14	486,88
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ - I - 100	т	29,95	-	-	-	-	9,05	271,05
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,00	291,98	3,00	437,97	5,00	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т		6,01	2,79	16,77	25,87	155,48	28,30	170,08

Продолжение таблицы 43

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб.	Направление 324 мм		Кондуктор 245 мм		ЭК 168,3 мм	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	ч	36,40	1,00	36,40	1,10	40,04	2,00	72,80
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,60	-	-	-	-	1,00	80,60
Пробег ЦА-320М	км	36,80	3,00	110,40	8,50	312,80	14,00	515,20
Пробег УС6-30	км	36,80	1,00	36,80	3,00	110,40	5,00	184,00
Пробег КСКЦ 01	км	40,80	-	-	-	-	1,00	40,80
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	10,0	154,90	16,00	247,84	24,00	371,76
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,28	42,77	45,69	857,14	112,33	2107,31
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,52	0,50	18,76	7,50	281,40	3,00	112,56
Перевозка вахт автотранспортом	сут.	268,00	6351,60					
Итого затрат, зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб			1809,32		29792,95		51949,49	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб			186453,10					
Всего по сметному расчету, руб			191346,70					

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 3-2Б8В		ФИО Ящук Александру Петровичу	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление /ООП/ОПОП	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2820 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение

- Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.
- Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации

Объект исследования: Нефтяное месторождение в Красноярском крае
Область применения: строительство разведочной нефтяной скважины
Рабочая зона: Буровая установка, полевые условия
Количество и наименование оборудования рабочей зоны:
Роторная площадка: Ротор – 1 шт.
Клиновой пневматический захват – 1 шт.
Универсальный механический ключ – 2 шт.
Автоматический ключ бурового ключа – 1 шт.
Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: механическое бурение, спуско-подъемные операции.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации

- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Нормативные документы, регламентирующие организацию трудового процесса на рабочем месте:
– Федеральные законы и постановления правительства;
– «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ);
Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ.
ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования

2. Производственная безопасность при эксплуатации:

- Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов
- Обоснование мероприятий по снижению воздействия

Вредные факторы:
1. Повышенный уровень шума;
2. Повышенный уровень вибрации;
3. Недостаток необходимого освещения;
4. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего.
Опасные факторы:
1. Движущиеся части машин и механизмов;
2. Пожаровзрывобезопасность;

	<p>3. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность.</p> <p>4. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола).</p>
3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации	<p>Воздействие на литосферу</p> <p>Воздействие на гидросферу</p> <p>Воздействие на атмосферу</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	<p>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – разработка действий в результате возникающей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</p> <p>Открытый фонтан.</p>
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	Ящук Александр Петрович		

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

К работам бурильщика эксплуатационного и разведочного бурения скважин на нефть и газ допускаются лица мужского пола не моложе 18 лет после обучения в специализированных центрах, имеющие квалификационное удостоверение по данной специальности, прошедшие предварительное медицинское обследование и не имеющие противопоказаний к выполнению указанной работы. Требуется среднее профессиональное образование.

При бурении скважин:

- глубиной до 1500 м включительно – 5-й разряд,
- глубиной свыше 1500 м и до 4000 м включительно, а также при бурении наклонно-направленных скважин глубиной до 1500 м включительно – 6-й разряд,
 - глубиной свыше 4000 м и до 5000 м включительно, горизонтальных скважин глубиной до 2000 м включительно, наклонно направленных скважин глубиной свыше 1500 м с осложненными геологическими условиями, в процессе бурения, которых применяются технические мероприятия по предотвращению поглощения промывочной жидкости, обвалов пород, сужения ствола скважины, газонефтеводопроявлений при условии применения утяжеленного бурового раствора плотностью 1,6 г/куб. см и выше 7-й разряд,
 - скважин глубиной свыше 5000 м, горизонтальных скважин глубиной свыше 2000 м или при бурении скважин с ПБУ – 8-й разряд.

Предварительные и периодические медицинские обследования работников, выполняющих работы с опасными и вредными производственными факторами, проводятся медицинскими организациями, имеющими лицензию на указанный вид деятельности.

Частота проведения периодических медицинских обследований в районах крайнего севера и приравненных к ним местностях, пустынных и других отдаленных и недостаточно обжитых районах, а также при морском

бурении составляет – 1 раз в 2 года. Бурильщик эксплуатационного и разведочного бурения при приеме на работу проходит вводный инструктаж.

Перед допуском к самостоятельной работе он должен пройти:

- первичный инструктаж на рабочем месте,
- стажировку на рабочем месте под руководством опытного наставника,
- проверку знаний по профессии и видам работ,
- проверку знаний по безопасной эксплуатации нового типа оборудования,
- проверку знаний по оказанию первой помощи, пострадавшим при несчастном случае на производстве,
- проверку знаний по пожарно-техническому минимуму,
- проверку знаний по электробезопасности.

Результаты проверки заносятся в удостоверение по охране труда.

За выполнение тяжелых работ, работ с вредными или опасными условиями труда предусмотрены такие компенсационные доплаты и надбавки, как:

- до 12% тарифной ставки (оклада) за нахождение на рабочем месте с вредными условиями труда не менее 50% рабочего времени (лаборант химического анализа),
- за каждый час ночной работы – 40% часовой тарифной ставки (оклада),
- за работу в выходной и нерабочий праздничный день оплата производится в двойном размере [13].

Производственная безопасность

В таблице 44 представлены вредные и опасные факторы.

Таблица 44 – Потенциальные опасные и вредные производственные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы буровых работ			Нормативные документы
	Геологическая документация горных выработок и скважин	Буровые работы	Обработка результатов работ	
1. Недостаток необходимого освещения	+	+	+	Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений
2. Факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	+	+	-	ГОСТ 30494-2011. Межгосударственный стандарт. Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях
3. Загазованность воздуха рабочей зоны	+	+	-	ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы
4. Повышенный уровень шума и вибрации	+	+	+	СП 51.13330.2011 Защита от шума; ГОСТ 31192.1-2004 Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека
5. Производственные факторы, связанные с работой на высоте	+	+	-	Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 16.11.2020 N 782н
6. Факторы, связанные с электрическим током	+	-	+	ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
7. Пожаро-взрывоопасность	-	+	+	ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
8. Факторы, связанные с движущимися машинами и механизмами производственного оборудования	-	+	+	ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих

Анализ вредных и опасных факторов и мероприятия по их устранению

Перечень опасных и вредных производственных факторов, которые могут воздействовать на работника в процессе работы, а также перечень профессиональных рисков и опасностей.

Повышенный уровень шума и вибрации

При бурении скважин используются различные машины и механизмы, при работе которых, в ряде случаев увеличивается уровень шума и вибраций, к ним относятся: электромоторы, лебедки, вибросита, буровые насосы, ротор и др. Шум и вибрация оказывают вредное воздействие на организм человека. Сильный шум нарушает нормальную деятельность нервной, сердечно-сосудистой и пищеварительной системы, вызывает переутомление. Вредное воздействие вибрации выражается в возникновении вибрационной болезни [14].

Для того, чтобы снизить вредное воздействие шумов и вибраций на буровой необходимо производить своевременный профилактический осмотр и ремонт, подтягивание ослабевших соединений, своевременно смазывать вращающиеся детали.

Если подавить шум в источнике возникновения невозможно, то следует применять звукопоглощающие и звукоизолирующие экраны ПП-80, ПА/О, ПА/С [15].

Для борьбы с вибрацией применяют следующие методы:

- подавление в источнике возникновения (центровка, регулировка),
- изменение в конструкции,
- использование пружинных амортизаторов, виброизоляционных прокладок.

Уровни вибраций в соответствии с гигиеническими нормами, установленными ГОСТ 12.1.012.-90 представлены в таблицы 44, уровень шума на рабочих местах по ГОСТ 12.1.003-83.

Шум и вибрация относятся к числу наиболее выраженных вредных факторов. Общий уровень шума доходил до 95-120 дБ на буровой установке, работающей на дизельном приводе, превышал ПС-80 на 30-40 дБ во время бурения скважин турбинным способом составлял 75–83 дБ, при спускоподъемных операциях – 95-102 дБ [16].

Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека

Вибрация – это механические колебания, оказывающие ощутимое влияние на человека. Источником вибрации является буровая установка и установка статического зондирования. К основным законодательным документам, регламентирующим вибрацию, относится ГОСТ 12.1.012-2004 [17].

На рабочем месте бурильщика во время долбления наибольшая вибрация отмечена на установке роторного бурения – до 123 дБ в октавной полосе 31,5 Гц. На установках, осуществляющих бурение турбобуром, параметры среднеквадратичной колебательной скорости ниже допустимого уровня и зачастую не превышают его. В целом наиболее высокие уровни вибрации, до 90-123 дБ, отмечены в полосах частот 8 – 63 Гц. Максимальные значения среднеквадратичной колебательной скорости в децибелах изменялись в различных полосах частот: при роторном бурении от 111 до 120 дБ, при турбинном – от 85 до 112 дБ. Определение величин вибрации на рабочем месте бурильщика и площадке буровой установки в период спуско-подъемных операций показало, что на всех буровых установках средние величины вибрации в диапазоне частот 8-63 гЦ превышают допустимые уровни. При работе АКБ-3 возникали вибрации пола буровой площадки, превышающие допустимые уровни, в диапазонах среднегеометрических частот от 8 до 63 Гц на 6-14 дБ, сравнительно близкие по своим значениям к вибрациям, создаваемым па различных номерах и типах установок. Значительное превышение вибрации над допустимыми величинами имеется в проходах у силовых агрегатов различных типов буровых установок. В целом

характерно превышение вибрации для всех типов буровых установок в среднегеометрической частоте 31,5 Гц на 23-34 дБ. Высокие значения вибрации во всех октавных полосах частот отмечены на установках, оснащенных электроприводом. При роторном бурении вибрация рабочего места бурильщика выше, чем вибрация пола буровой площадки, и скорость ее больше, чем на рабочем месте бурильщика при турбинном бурении. В то же время при турбинном способе бурения и в период долбления вибрация буровой площадки превышает вибрацию рабочего места бурильщика, что связано, по-видимому, с превалирующим значением передачи сотрясений от работающих силовых агрегатов через жесткие конструкции. Весьма характерным является превышение допустимых величин низкочастотных вибраций пола на рабочем месте бурильщика и буровой площадке во время спуско-подъемных операций на всех обследованных буровых установках различных типов. Основными факторами в данном случае являлись высокая скорость спуска и подъема бурильной колонны и соответственно большее число оборотов барабана лебедки на фоне значительной нагрузки силовых агрегатов. Значительные уровни вибрации, превышающие допустимые, генерирует работающий автоматический бурильный ключ. Естественно, что на уровнях определяемой виброскорости сказывается и качество вышккомонтажных работ. Последнее обстоятельство наряду с мощностью двигателей является одной из важных причин высоких уровней вибрации пола в проходах у двигателей силового привода. При всех перечисленных моментах существенным фактором может явиться передача вибрации через жесткие конструкции на различные расстояния от агрегатов. Пол буровой вибрировал с частотой колебаний 14-16 гЦ при колебательной скорости 0,0037-0,0049 м/с, что превышало допустимые уровни виброскорости в 1,5 раза. Наиболее высокие уровни вибрации регистрировались в диапазоне частот 8-125 Гц. Среди лиц, занятых бурением скважин, отмечен высокий травматизм. Опасность усугубляется недостаточным освещением.

Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь.

Согласно ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16-250 Гц.

Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений

Для выполнения работ в ночное время буровые установки обеспечиваются электроосвещением от ламп накаливания или ртутно-кварцевых ламп, которые питаются от сети напряжением 220 В [18].

Освещению подлежат все рабочие места внутри буровых укрытий, а также территория буровой в пределах расположения оборудования, культ будок и помещений для отдыха и приема пищи.

В осветительную систему буровой входят: распределительные устройства, к которым подключается сеть освещения, пакетные выключатели, электропроводка, осветительная арматура и светильники.

Электропроводка для освещения буровых ведется двумя цепями: одна цепь включает освещение вышки и расположенного на ней оборудования, а другая-освещение остального оборудования и площадок.

В буровых вышках башенного типа кабели электропроводки прокладывают по одной ноге в газовых оцинкованных трубах, закрепляемых хомутами из полосовой стали. По уголковым конструкциям к светильникам кабель прокладывают с внутренней части уголка и закрепляют его бандажом с деревянными прокладками. На мачтовых секционных вышках кабель прокладывают по обеим ногам также в трубах, прикрепленных к секциям, В местах сочленения секций устанавливают штетсельные разъемы. Проводка освещения буровых вышек осуществляется кабелем марки ПРТО, КРПТ (3Х2,5) с медными жилами и АПРТО с алюминиевыми жилами.

Для освещения буровой вышки, дизельных и насосных помещений применяются взрывозащищенные светильники марки НОБ-200, 300, ВЗГ-200АМ, РН-100, 200, которые снабжены герметичными стеклами и предохранительными сетками. При большой высоте каркасов укрытий

(буровые установки БУ-4000, БУ-5000, БУ-6500) целесообразно применять светильники большей мощности с ртутно-кварцевыми лампами [19].

Светильники устанавливаются на специальных кронштейнах. На буровых вышках и на каркасах дизельных укрытий, подверженных вибрации, светильники крепятся к кронштейнам через специальные амортизаторы.

Провода зарядки светильника и кронштейна соединяют при помощи уплотнительных вводных устройств. Арматура светильника и предохранительная сетка на вышках и металлоконструкциях должны иметь металлическую связь с нейтралью генератора (трансформатора). Сетка для страховки от падения присоединяется гибким тросиком к металлоконструкциям. Для районов, близких к аэродромам, над площадкой кронблока должен устанавливаться габаритный светильник плафоном вверх красного цвета.

Для освещения стола ротора и пульта управления лебедкой светильники укрепляют на ногах вышки и над лебедкой на высоте 4 и 6 м соответственно для вышек высотой 41 и 53 м. На ногах вышки светильники располагают под углом 45-50°, а над лебедкой – под углом 25-30° к вертикали с таким расчетом, чтобы излучаемый свет не ослеплял бурильщика в процессе бурения и наблюдения за контрольно-измерительными приборами. Специальный светильник направленного излучения устанавливается перед щитом с приборами.

На балконе второго помощника бурильщика светильники устанавливаются под углом не менее 50°. На вышках с АСП механизм захвата и расстановки свечей освещается прожекторами типа ПЗМ-35 А, которые устанавливаются выше балкона с горизонтальной ориентировкой. Для освещения превенторов под полом рабочей площадки располагают светильники типа ВЗГ-300. Проводка к ним осуществляется бронированным кабелем или установочным проводом, проложенным в трубах.

Оборудование для очистки раствора, и желобная система освещаются светильниками типа НОБ-200 на специальных опорах, установленных вдоль

желобов. Проводка выполняется изолированным проводом. Число светильников выбирается в зависимости от норм освещенности, протяженности желобов, числа запасных емкостей, а также числа рабочих.

Путь талевого блока освещается светильниками, которые располагают на лестничных площадках и на вышке через каждые 5,5 м.

Территорию буровой и наружное оборудование (приемные мосты, площадка ГСМ, блоки приготовления раствора, химических реагентов) рекомендуется освещать прожекторами заливающего света ПЗС-35, устанавливаемыми на ногах вышки или на буровых укрытиях. Для освещения приемного моста прожектор направляется на его середину.

Светильники устанавливают в удобных для их обслуживания местах, ориентировка светильников в сторону освещаемых предметов повышает освещенность на 10-15%.

В 1983 г. Министерством нефтяной промышленности введены отраслевые нормы искусственного освещения, которые должны соблюдаться при проектировании осветительных установок вновь строящихся и реконструированных объектов. Нормами предусматривается повышенное освещение основных рабочих мест: для ротора – 100 лк, для полатей второго помощника бурильщика и дизельного помещения – 50 лк.

При обслуживании электроустановок буровые рабочие должны применять исправные защитные средства (изолирующие подставки, резиновые коврики, диэлектрические перчатки). Перед использованием защитные средства необходимо осмотреть, очистить от грязи, а при увлажнении их поверхности тщательно вытереть и высушить.

Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего

Климат – особенности климата на небольших пространствах, обусловленные особенностями местности. Согласно ГОСТ 12.1.005-88

показателями, характеризующими климат, являются:

- температура воздуха, С°,
- относительная влажность воздуха, %,
- скорость движения воздуха, м/с.

Оценка климата на основе его показателей на всех местах пребывания работника в течении смены и сопоставления с нормативами согласно СанПиН 2.2.4.548-96.

При проведении работ на открытых площадках данной территории региона указываются: период времени года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха территории района (минимальные и максимальные температуры, скорость движения, относительная влажность, 71 давление). Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе Р 2.2.2006-05 зависят от тяжести и времени выполняемых работ. Климат рассматриваемого района работ (Красноярский край) континентальный. Он характеризуется суровой продолжительной зимой. Средние температуры воздуха января понижаются с запада на восток от -17° до -19°С. В наиболее холодные зимы температура воздуха может понижаться до -52°-63°С на севере и до -47°-51°С на юге области. Продолжительность отопительного периода увеличивается от 220 суток в южных районах области до 300-320 в северных и горных районах. Преобладают ветры с северной составляющей. Средние месячные температуры июля, самого тёплого месяца года, колеблются в пределах от 4°С на севере до 18°С на юге области. В отдельные дни в июле-августе почти ежегодно температура воздуха днём может повышаться до 20°С, на остальной территории – до 25°-35°С. Безморозный период длится от 130 дней на севере и до 160 дней на юге области. Основное количество осадков выпадает во второй половине лета 47%. Одежда рабочих должна быть легкой и свободной, из тканей светлых тонов. В зимний период рабочие обеспечиваются теплой спецодеждой (ватные штаны, ватная куртка, валенки, рукавицы и т.д.). При работе на открытом воздухе в летний период для отдыха людей используют навесы, палатки. Кроме того, следует учесть, что в летний

период может быть выпадение большого количество осадков в виде дождей.

От этого может зависеть прекращение работ на время неблагоприятных погодных условий.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования на буровой

Травмы, связанные с этими факторами в основном связаны с несоблюдением техники безопасности и неправильное выполнение технологических операций. Поэтому для недопущения их появления травм необходимо выполнять следующее [20]:

- проводить первичный инструктаж при приеме на работу и ежедневные инструктажи о проводимых работах,
- вращающиеся части механизмов должны быть максимально огорожены. Наличие множества подвижных элементов в конструкции установки (буровые насосы, привода, лебедки, ротор и др.), являются чрезвычайно опасными для здоровья рабочих, в случае несоблюдения техники безопасности на объекте.

Возможные последствия от действия фактора на организм человека. Данные механические воздействия могут повлечь значительный ущерб здоровью персонала буровой установки, нередко случаи летального исхода в результате нарушения норм и требований безопасности.

Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действия нормативной документации. Основным нормативным документов для обеспечения безопасной работы в нефтегазовой отрасли являются Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности ПБ-08-624-03. В данном документе детально прописаны все требования, необходимые для обеспечения безопасности на рабочей площадке.

Рассмотрим некоторые из них: для исключения падения посторонних предметов на рабочего с высоты, применяемые крепления всех

приспособлений и устройств, устанавливаемых на вышках, должны исключать их самопроизвольное раскрепление и падение. Приспособления и устройства должны быть застрахованы от падения. Для исключения падения свечей бурильных труб буровые установки должны быть оснащены приспособлением (поясом) для А-образных мачт и вышек с открытой передней гранью, предотвращающих падение устанавливаемых (установленных) за палец свечей. Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно правилам безопасности, на производственном объекте.

Кроме того, необходимо:

- оградить вращающиеся части механизмов,
- обеспечить машинные ключи страховочными канатами,
- проводить своевременно инструктажи по технике безопасности,
- при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ; весь рабочий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (касками, спецодеждой, рукавицами и т. д.),
- проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения,
- проведение плановых и внеплановых проверок пусковых и тормозных устройств,
- при работе на высоте рабочий должен быть обеспечен страховым поясом.

При рубке канатов рабочие должны быть в защитных очках.

Буровые рабочие обязаны выполнять правила внутреннего трудового распорядка, соблюдать производственную дисциплину. Запрещается без разрешения руководителя работ выполнять работу в неустановленное время, а также находиться на объектах и участках, не имеющих отношения к выполняемой работе.

Пожаровзрывоопасность

Все члены буровой бригады должны допускаться к работе только после прохождения противопожарного инструктажа [21].

Все работники должны:

– соблюдать требования пожарной безопасности, а также соблюдать и поддерживать противопожарный режим,

– в случае обнаружения пожара сообщить о нем в подразделение пожарной охраны и принять возможные меры к спасению людей, имущества и ликвидации пожара.

Запрещается:

– курение в не отведенных для этих целей местах,

– разведение костров, сжигание тары и отходов,

– сжигание тары и отходов в специально отведенных для этих целей местах должно производиться под контролем обслуживающего персонала.

Первичные средства пожаротушения приведены в таблице 45.

Таблица 45 – Первичные средства пожаротушения

Наименование первичных средств пожаротушения и инвентаря	Нормы комплектации в зависимости от пожарного щита и класса пожара	
	ЩП-А (класс А)	ЩП-В (класс В)
Огнетушители: воздушно-пенные (ОПВ) V=10 л	2	2
Огнетушители порошковые (ОП) V=10 л	2	2
Огнетушители порошковые (ОП-100)	1	1
Огнетушители порошковые (ОУ) V=5 л	-	1
Ящики с песком V=0,5 м ³	1	1
Лопата штыковая	1	1
Лопата совковая	1	1
Лом	1	1
Багор	1	-

Продолжение таблицы 45

Наименование первичных средств пожаротушения и инвентаря	Нормы комплектации в зависимости от пожарного щита и класса пожара	
	ЩП-А (класс А)	ЩП-В (класс В)
Ведро	2	1
Щит	1	1
Грубошерстная ткань или войлок (кошма, покрывало из негорючего материала)	-	1

Для предупреждения пожаров, а также для непосредственного надзора за противопожарным состоянием на буровых назначаются лица, ответственные за противопожарную безопасность. Все работники, связанные с бурением скважин, обязаны знать и выполнять правила пожарной безопасности и контролировать их выполнение, чтобы исключить случаи загорания или возникновения пожара на буровой. При монтаже буровой должны быть соблюдены нормы противопожарной безопасности, действующие при строительстве производственных зданий и сооружений. При бурении и выполнении вспомогательных работ, связанных с бурением скважины, должны строго соблюдаться действующие инструкции по соблюдению мер пожарной безопасности. В соответствии с требованиями пожарной безопасности должны быть соблюдены: необходимые разрывы между привышечными сооружениями, требования при обращении и хранении легковоспламеняющихся и горючих веществ, а также наличие подъездных путей к объектам буровой. Правилами пожарной безопасности определены требования к эксплуатации и профилактике электротехнических устройств.

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.

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.

Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность.

В нефтяной и газовой промышленности происходят несчастные случаи и при поражении электрическим током. Возможны следующие причины поражения:

- 1) монтаж и ремонт электроустановок под током,
- 2) поврежденность изоляции и доступность токоведущих частей,
- 3) случайные прикосновения к оборванным концам и оголенным проводам, находящимся под напряжением,
- 4) неисправность или отказ средств индивидуальной защиты и др.

Действие электрического тока на организм человека зависит от силы тока, протекающего через человека, частоты тока, продолжительности воздействия, состояния кожного покрова и др. Безопасной для человека считается сила переменного тока 0,1 А, постоянного до 0,3 А.

Сопротивление человека электрическому току изменяется в широких пределах, за минимальное расчетное принимается сопротивление 1000 Ом. Токи, превышающие указанные, вызывают непроизвольные судорожные сокращения мышц. Заземляют электроустановки и приборы с целью уменьшения опасности поражения человека электрическим током. Заземление

– это соединение металлических нетоковедущих частей установок, оборудования и приборов с землей при помощи металлических, хорошо проводящих ток устройств [22].

Действие заземления основано на том, что при аварийном состоянии, когда нетоковедущие части оборудования оказываются под напряжением, ток от них проходит через заземление в землю. Если при этом человек соприкасается с таким оборудованием, то через его тело в землю будет проходить ток во столько раз меньшей силы, во сколько сопротивление человека (примерно 10000 Ом) больше сопротивления заземления (4 Ом). Чтобы сила тока, проходящего через человека, была безопасна ($=10$ мА), проводят расчет сопротивления заземления при известной силе тока замыкания на корпус установки. Первую помощь пострадавшим от электрического тока необходимо оказывать незамедлительно, не ожидая прибытия скорой помощи [23].

Первое правило: пострадавшего надо немедленно освободить от соприкосновения с токоведущими частями. Для этого срочно отключают ток от оборудования или участка проводов.

Если это невозможно, то пострадавшего надо отделить от токоведущих частей оборудования или проводов. При этом нельзя забывать, что прикосновение к человеку, находящемуся под напряжением, опасно для жизни спасающего

Поэтому для отделения токоведущих частей надо пользоваться предметами, не проводящими электричества: сухим канатом, палкой, доской и т. п. Можно взяться за сухую одежду пострадавшего, но ни в коем случае не прикасаться к металлическим предметам.

Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (работы на высоте).

К работам на высоте относятся работы, при которых [24]:

а) существуют риски, связанные с возможным падением работника с

высоты 1,8 м и более, в том числе:

– при осуществлении работником подъема на высоту более 5 м, или спуска с высоты более 5 м по лестнице, угол наклона которой к горизонтальной поверхности составляет более 75°;

– при проведении работ на площадках на расстоянии ближе 2 м от не ограждённых перепадов по высоте более 1,8 м, а также, если высота защитного ограждения площадок менее 1,1 м;

б) существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты менее 1,8 м, если работа проводится над машинами или механизмами, поверхностью жидкости или сыпучих мелкодисперсных материалов, выступающими предметами.

Необходимо пользоваться средствами индивидуальной защиты от падения с высоты такие как страховочные привязи, амортизаторы блокирующие устройства.

Экологическая безопасность

Экологическая безопасность при проведении буровых работ – это отсутствие недопустимого риска, связанного с возможностью нанесения ущерба объектам окружающей природной средой технологиями бурения скважин и их элементами. Потенциальными источниками загрязнения среды или объектами оценки экологической безопасности при бурении скважин различного назначения являются [25]:

– все виды оборудования, механизмов, устройств и инструмента технических средств, используемых в любых технологических операциях;

– материалы, реагенты, очистные агенты, тампонажные композиции и другие вещества, применяемые в основных и вспомогательных технологических процессах, и операциях, а также различные производственные отходы, сточные воды и пр.;

– технологические и иные операции, являющиеся составными частями проведения буровых работ;

– технологии бурения скважин.

Загрязнению подвергаются земли, поверхностные и подземные воды, атмосфера, особенно сложно при оценке уровня экологической безопасности определение качественных и количественных показателей воздействия источников загрязнения на объекты окружающей среды.

Негерметичные колонны, фонтанная арматура, задвижки высокого давления; загрязненные пласты, прорыв газовой «шапки», пластовой воды и газа; потери и разливы нефти и нефтепродуктов [26]. Нарушение и загрязнение почвенно-растительного покрова, природных ландшафтов зоны аэрации. Нарушение местообитаний животных и растений в районе строительства скважин и изменение условий жизни сообществ, вплоть до исчезновения отдельных видов животных и растений, нарушение путей миграции животных. Шумовое и вибрационное воздействие

Изменения компонентов окружающей природной среды выражаются в следующем:

– гидросферы – в загрязнении поверхностных и подземных вод нефтепродуктами, производственными стоками и промывочными жидкостями; прорывах и межпластовых перетоках подземных вод, изменении их гидродинамического и гидрохимического режимов;

– литосферы – в загрязнении почвы в районе буровой, нарушении и загрязнении геологической среды, вытаивании подземных льдов, проседании дневной поверхности пластов в результате вымывания текучих пород в процессе бурения и потери опоры, а также при авариях;

– атмосферы – в загрязнении продуктами сгорания газа и конденсата в факеле, выбросами газа, утечками газа в случаях перетока газа в пластах при деформации скважин, выбросами вредных веществ при работе организованных и неорганизованных источников, продуктами сгорания при авариях, при термическом воздействии;

Для окружающей природной среды опасность представляют производственно-технологические отходы работы бурового предприятия,

которые накапливаются и хранятся непосредственно на буровой в земляных амбарах (отстойниках), устраиваемых в минеральном или насыпном грунте, или вывозятся на полигоны складирования.

Нефть и нефтепродукты загрязняют окружающую среду не только в качестве компонентов буровых растворов, попадающих в объекты окружающей природной среды, но также при их использовании в качестве горюче смазочных материалов (силовой привод, хозяйственные нужды, котельная, дорожно-строительный транспорт) и при завершении работ по вызову притока или в результате аварийных ситуаций (нефтепроявления, открытое фонтанирование и т.п.).

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, а также значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности. Исходя из природы возникновения чрезвычайной ситуации, существует классификация [27]:

- 1) геологические,
- 2) метеорологические,
- 3) гидрологические,
- 4) природные пожары,
- 5) массовые заболевания.

К наиболее вероятным производственным чрезвычайным ситуациям в нефтегазовом комплексе относятся:

- пожары,
- открытые фонтаны.

Рассмотрим один из самых опасных случаев, открытый фонтан.

Основные причины, по которым возникают открытые фонтаны:

1) не соответствующая геологическим условиям конструкция скважин, выбранная без учета глубины залегания и пластового давления вскрываемых горизонтов;

2) некачественное цементирование обсадных колонн, на которых устанавливается противовыбросовое устройство, что приводит к прорывам газа при выбросах после закрытия превентора;

3) отсутствие противовыбросового оборудования на устье скважин при вскрытии газовых, газоконденсатных или напорных нефтяных и водоносных горизонтов, а также несоответствие его параметров условиям бурения скважин;

4) неудовлетворительные схемы оборудования устья скважин, не обеспечивающие своевременную и надежную их герметизацию при газопроявлениях;

5) неправильная эксплуатация противовыбросового оборудования;

6) неправильный выбор для вскрытия напорных горизонтов и для бурения скважин после их вскрытия плотности промывочной жидкости, а также использование жидкостей низкого качества: плохо глинизирующие пласты, легко насыщающиеся газом и трудно освобождающиеся от него;

7) недостаточная промывка скважины при бурении и перед подъемом бурильной колонны;

8) рост содержания газа в промывочной жидкости в процессе бурения (плохая дегазация выходящей из скважины промывочной жидкости);

9) снижение давления на вскрытие скважиной продуктивные или напорные водоносные горизонты при подъеме бурильной колонны (в случае поршневания);

10) непринятие своевременных мер при газопроявлениях для предотвращения выбросов и открытого фонтанирования.

Основными мероприятиями по предотвращению и ликвидации аварий являются: проверка состояния противовыбросового оборудования, наличие средств и материалов по борьбе с нефтегазопроявлениями, обучение буровой

бригады.

Вскрытие продуктивного пласта запрещается при отсутствии в КНБК клапана-отсекателя, а под ведущей трубой шарового клапана. При снижении плотности бурового раствора во время циркуляции за счет насыщения раствора пластовым флюидом принимаются незамедлительные меры к усилению промывки скважины, дегазации бурового раствора и к доведению его параметров до технологической необходимости. Скважина должна непрерывно доливать при подъеме инструмента с регистрацией объема бурового раствора, долитого в скважину. Важным профмероприятием для предупреждения открытого фонтанирования является практическая подготовка буровой бригады. Бурильщик и его помощники обязаны знать условия проводки скважины и глубину залегания пласта.

На буровой необходимо постоянно иметь запас бурового раствора, в случае поглощения раствора бурильные трубы поднимаются от забоя и приступают к наполнению скважины буровым раствором с наполнителем. Во избежание прихватов, колонна должна находиться в подвешенном состоянии и периодически расхаживаться на длину свечи.

Вывод по разделу

В данной части работы представлены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на строительном объекте в Красноярском крае. Обозначение возрастных рамок и допуска по здоровью работников. Проведение первичных и плановых инструктажей на рабочих местах. Исследования условий труда и действующих правил безопасности в сфере бурения нефтяных и газовых скважин. Анализ выявленных таких вредных и опасных факторов как: пожаровзрывоопасность, расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли, движущиеся машины и механизмы производственного оборудования, электрический ток. Обоснование мероприятий по недопущению производственного травматизма. Рассмотрены влияния производства на экологическую безопасность и

мероприятия по улучшению экологической обстановки: влияния на литосферу (проведение рекультиваций, исключение открытого фонтанирования, недопущение разливов технологических жидкостей; влияние на гидросферу (сооружение водоотводов и накопителей, предотвращение поглощения бурового раствора, обеспечение качественного крепления скважины); влияние на атмосферу. Рассмотрены вероятные чрезвычайные ситуации техногенного характера, связанные с открытым фонтаном и меры по их предупреждению и устранению.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении данной выпускной квалификационной работы были разработаны оптимальные технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2820 м на нефтяном месторождении (Красноярский край). Спроектированные технологические решения отвечают требованиям производственной и экологической безопасности.

Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора и эксплуатационной колонны. При этом была выбрана колонная головка клиньевого типа. Для эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Исходя из опыта строительства скважин в данном регионе, а также из крепости пород, для бурения под кондуктор и эксплуатационную колонны выбраны PDC долота. Сохранность вертикальности ствола скважины обеспечивается за счет жесткости низа бурильной колонны с помощью УБТ.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типоразмеры и количество долотных насадок, режимы работы насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. В связи с возможными осложнениями при бурении под направление был спроектирован бентонитовый буровой раствор. При бурении под кондуктор и эксплуатационной колонну был спроектирован полимер-глинистый 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 Е.

В силу требуемого увеличения герметичности были выбраны трубы с соединительными резьбами ОТТМ. Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн.

Для цементирования эксплуатационной колонны был выбран одноступенчатый способ.

Подобраны рецептуры жидкостей цементирования. Вторичное вскрытие осуществляется с помощью кумулятивной перфорации. Для проведения испытания скважины спроектирован пластоиспытатель АГИП-К-80/132, спускаемый на трубах НКТ. Для строительства и эксплуатации скважины, исходя из пластовых давлений, было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК1-21-168x245 К2 ХЛ, ОП5-280/80x21, АФ1-80/65x21. Для проведения работ выбрана буровая установка БУ-3000 ЭУК-1М, соответствующая допустимой максимальной грузоподъемности. 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 существующие методы борьбы с пескопроявлениями. Существуют способы, основанные на выборе соответствующей техники и технологии бурения, например, техники и технологии для бурения на депрессии, а также большую группу представляют специализированные буровые растворы для вскрытия продуктивных пластов. Каждый из этих методов обеспечивает высокий показатель борьбы с пескопроявлениями. Таким образом, под скважину необходимо подбирать свой индивидуальный способ, который будет экономически целесообразным именно при бурении этой скважины.

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. 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.

5. 81/5-86. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые: дата введения 1986-03-07 – URL: https://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 05.06.2023). – Текст: электронный.

6. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001. – 183 с.

7. 82/5-87. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин: дата введения 1989-06-11 – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200123084> (дата обращения: 05.06.2023). – Текст: электронный.

8. 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.

9. Ковалев, А. В. Расчет наружных и внутренних избыточных давлений: Методическое руководство / А. В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 14 с.
10. Ковалев, А. В. Конструирование обсадной колонны по длине: Методическое руководство / А. В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 24 с.
11. Ковалев, А. В. Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны: Методическое руководство / А. В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 8 с.
12. ПО «Бурсофтпроект» – инженерные расчёты строительства скважин: Методическое руководство / ООО «Бурсофтпроект» – Королев: 2017. – 76 с.
13. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях [Электронный ресурс]: (дата обращения: 05.06.2023)
14. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
15. ГОСТ 12.4.275-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования.
16. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация.
17. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
18. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
19. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ.
20. ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции
21. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования. – М., 1996. – 83 с.

22. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ.
23. РД 39-00147001-767-2000 Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин.
24. СНиП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
25. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ) «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности»
26. ГОСТ Р 12.3.050-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Работы на высоте. Правила безопасности.
27. Письмо Госстроя СССР от 06.09.90 п 14-д «Об индексах изменения стоимости строительно-монтажных работ и прочих работ и затрат в строительстве» [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://zakonbase.ru/content/base/45148> (дата обращения: 05.06.2023).

ПРИЛОЖЕНИЕ А.1

(обязательное)

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	75	четвертичная	Q	0	-	1,2
75	505	танамская	K2 tn	2	-	1,2
505	540	салпадаяхинская	K2 sp	2	-	1,2
540	905	насоновская	K2 ns	2	-	1,2
905	1000	дорожковская	K2 dr	2	-	1,3
1000	1350	долганская	K1 dl	2	-	1,2
1350	1895	яковлевская	K1 jak	2	-	1,2
1895	2040	малохетская	K1 mch	2		1,2
2040	2570	суходудинская	K1 cd	2		1,2
2570	2912	нижнехетская	K1 nch	2		1,3

ПРИЛОЖЕНИЕ А.2

(обязательное)

Литологическая характеристика 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	75	Пески, супеси, суглинки, глины	Пески, глины, супеси, суглинки с редкой галькой изверженных пород. Имеют место межледниковые и ледниковые отложения в виде валунно-галечниковых, моренных образований
K ₂ tn	75	505	Алевриты, пески, глины	Алевриты светло-серые, слюдистые с прослоями песков серых, желтовато-серых, плотных, мелкозернистых, глинистых и глин темно-серых, зеленовато-серых
K ₂ sp	505	540	Глины, алевриты, пески	Глины темно-серые, зеленовато-серые с прослоями алевритов светло-серых, слюдистых и песков серых, желтовато-серых, плотных, мелкозернистых, глинистых
K ₂ ns	540	905	Алевриты, пески, глины	Алевриты серые, серо-зеленые плотные с прослоями песков серых и глин темно-серых
K ₂ dr	905	1000	Глины, алевриты	Глины темно-серые, с зеленоватым оттенком, алевритистые, алевриты серые, зеленовато-серые, прослоями глауконитовые
K ₁ dl	1000	1350	Песчаники, алевролиты, аргиллиты	Чередование песчаников серых, светло-серых, разнозернистых, кварц-полевошпатовых, косослоистых с алевролитами и аргиллитами зеленовато-серыми, кварцполево-шпатовыми реже аркозовыми
K ₁ jak	1350	1895	Песчаники, аргиллиты, алевролиты, угли	Неравномерное переслаивание песчаников серых, желтовато-серых, мелкозернистых с прослоями углистых аргиллитов темно-серых, зеленовато-серых тонкослоистых, плитчатых и алевролитов серых тонкозернистых, плотных, массивных. Встречаются прослой углей бурых
K ₁ mch	1895	2040	Песчаники, алевролиты, аргиллиты, угли	Песчаники светло-серые, мелко-среднезернистые, каолинитизированные, слабоцементированные. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, плотные, тонкослоистые, плитчатые. Угли бурые
K ₁ nch	2570	2912	Аргиллиты, алевролиты, песчаники	Переслаивание аргиллитов и алевролитов темно-серых, плитчатых, тонкослоистых, слюдистых, слабо-песчанистых. Песчаники серые, светло-серые, мелко- и среднезернистые, слюдистые с глинистым

ПРИЛОЖЕНИЕ А.3
(обязательное)
ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на бурение разведочной вертикальной скважины глубиной 2820 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край)

Предприятие АО "Сибирская Сервисная Компания"

Месторождение: Красноярский край

Оборудование:

Буровая установка: БУ - 3000 ЭУК-1М

Лебедка: ЛБУ-1200К

Талевая система: 5х6

Ротор: Р - 700

Насосы: УНБТ - 950

Характеристика бурильных труб для бурения интервала под эксплуатационную колонну			
Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Длина секции, м
УБТС	146	36	100
ТБПН	127	9,19	1024

Геологическая часть							Техническая часть									
глубина, м	Стратиграфия			Лито-логиче-ские описания	Температура	Отбор керн	Конструкция скважины			Тип и размер долота	Тип забойного двигателя	Свая	Частота вращения, об/мин	Продавливаемость насосов, л/с / диаметр втулок, мм / кол-во	Параметры проницаемости	Примечания
	Система	Слага	Плест				393,7 мм	295,3 мм	215,9 мм							
1	Чет.	Чет.								393,7 / GRD1						
100		Танайская			-1											
200					-1											
300					-1											
400					-1											
500					-1											
600		сапунная			0											
700		насоновская			5					TD-285.3 SVD-816 T1. 2						
800					5											
900		дорожковская			8											
1000					8											
1100					8											
1200		долганская			15											
1300					15											
1400					15											
1500		яковлевская			37											
1600					37											
1700					37											
1800					37											
1900					37											
2000		малохотская			42											
2100					42											
2200					42											
2300		суходунинская			47											
2400					47											
2500					47											
2600					47											
2700		нижеветская			60											
2800					60											
2912					60											

отбор керн: 2760-2795

1. По данным инструмента произвести после промывки скважины в течение менее двух циклов с постоянной скоростью и запустить в буровую колонну объем долитываемого раствора.

2. Скорость СПО ограничить до 0,507 м/с за 100 метров до продуктивного горизонта до 0,4 м/с.

3. Не допускать нахождения бурового инструмента без движения в открытом стволе более 5 минут.

4. При длительных вынужденных простоях, ремонте оборудования и простое бурового инструмента в открытом стволе, посылить буровый инструмент в башмак обсадной колонны, наверх - обсадной колонны.

5. При проведении работ по сужению скважины производить: при глубине до 1600 м - через 16 часов, до 2500 м - через 24 часа, свыше 2500 м - через 36 часов. На забое произвести промывку не менее двух циклов.

6. Максимальное расстояние от поверхности скважины до забоя скважины не превышать: скважина № 245 Х 188 - 5 м/Пл.

7. Проверку ЛВО производить буровишкой - кероучетом, измерять диаметр скважины скважинным инструментом, диаметр скважины скважинным инструментом, диаметр скважины скважинным инструментом.

8. При бурении под з.к. в случае возникновения аварийных ситуаций, связанных с бурением скважины, необходимо немедленно прекратить бурение скважины.

Приложение А.4

КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну 1200–2820 м

