

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2870 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2870)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Михралиев Фарид Абдулкеберович		

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			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Лукин А.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8В	Михралиев Фарид Абдулкеберович

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2870 метров на нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 40-10/с от 09.02.2023

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на газовом месторождении (Томская область), с ожидаемым притоком $Q = 350$ м ³ /сутки.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> – Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); – Углубление скважины: – (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна; – Проектирование процессов заканчивания скважин – (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки

	обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); – Выбор буровой установки. – Современные способы проведения МГРП
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	Михралиев Фарид Абдулкеберович		

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8В	Михралиев Фарид Абдулкеберович

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2870 метров на нефтяном месторождении (Томская область)
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
11.02.2023	1.Общая и геологическая часть	10
05.04.2023	2. Технологическая часть	40
24.04.2023	3. Специальная часть	20
13.05.2023	4. Финансовый менеджмент,ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
30.05.2023	5. Социальная ответственность.	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

Руководитель ООП/ОПОП

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

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Михралиев Фарид Абдулкеберович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 111 страниц, 21 рисунок, 39 таблиц, 39 литературных источников, 14 приложений.

Ключевые слова: бурение, буровая установка, буровой раствор, породоразрушающий инструмент, скважина, конструкция скважины, цементирование, заканчивание скважин, многостадийный гидроразрыв пласта.

Цель работы – проектирование вертикальной разведочной скважины глубиной 2870 метров.

В процессе работы был составлен проект на строительство вертикальной разведочной скважины на нефть глубиной 2870 м (по вертикали).

Разработаны мероприятия по организации строительства, охране труда и окружающей среды.

В работе рассмотрены современные способы проведения МГРП

Дипломная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтегазовых скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью программного обеспечения Microsoft Excel, презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint, графический материал выполнен в программе «CoreIDRAW».

СОКРАЩЕНИЯ

БК – башмак колонный.

БУ – буровая установка.

ВЗД – винтовой забойный двигатель.

ГРП- гидроразрыв пласта

ГЦУ – головка цементирующая универсальная.

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида.

КНБК – компоновка низа бурильной колонны.

КПО – кумулятивное перфорационное оборудование.

МСП – механическая скорость проходки.

МГРП – многостадийное ГРП

ОЗЦ – ожидания затвердения цемента.

ОТТГ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, герметичная.

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная.

ПВ – пластическая вязкость.

ПВО – противовыбросовое оборудование.

ПРП-Ц – пробка разделительная продавочная цементирующая.

СПО – спускоподъемные операции.

ТББК – трубы бурильные стальные бесшовные с высаженными внутрь концами коническими стабилизирующими поясками.

УБТ – утяжеленные бурильные трубы.

УВ – условная вязкость.

ЦКОД – центральный клапан обратного действия.

ЦЦ – центратор цементирующий.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	10
1.1 Геологические условия бурения скважины.....	10
1.2 Характеристика нефтеводоносности месторождения (площади).....	11
1.3 Зоны возможных осложнений	12
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	13
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	13
2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин	13
2.2.1 Построение совмещенного графика давлений	13
2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	14
2.2.3 Выбор интервалов цементирования	15
2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	15
2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн	15
2.3 Углубление скважины	15
2.3.1 Выбор способа бурения	15
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	16
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото	17
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	18
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	19
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	21
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	23
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов..	24
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины	26
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	26
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	27
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность	27
2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны	30
2.4.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	31
2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	32
2.4.5 Проектирование процесса испытания и освоения скважины	34
2.5 Выбор буровой установки	37
3 ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГРП.....	38
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСО-ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	61
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	76

ЗАКЛЮЧЕНИЕ	89
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	90
Приложение А.1	94
Приложение А.2	95
Приложение А.3	97
Приложение А.4	99
Приложение А.5	100
Приложение А.6	101
Приложение А.7	102
Приложение А.8	103
Приложение А.9	105
Приложение А.10	107
Приложение А.11	108
Приложение А.12	109
Приложение А.13	110
Приложение А.14	111

ВВЕДЕНИЕ

Экономику Российской Федерации сегодня без нефтегазовой отрасли сложно представить, поскольку основную долю средств бюджета составляют получаемые от продажи добытых углеводородов доходы. Вопрос, связанный с модернизацией уже используемых для добычи технологий и поиском новых особенно актуален на фоне усложнения условий залегания и извлечения запасов газа и нефти.

Строительство скважины – наиболее ответственный и сложный этап в разработке месторождения, от которого зависят последующие работы. В связи с этим существует потребность внедрения инновационных и прогрессивных технологий и методов бурения.

Цель проводимого в данной работе исследования заключается в поиске технологических решений для строительства на находящемся в Томской области нефтяном месторождении вертикальной разведочной скважины, имеющей глубину 2870 м. В работе приводятся данные стратиграфического строения разреза скважины и описываются технологические процессы, производимые при бурении и оборудование. Результатом является проект скважины глубиной 2870 м, который может быть использован в качестве типового для месторождений с аналогичными исходными данными, а также в качестве примера при обучении студентов.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Геологические условия бурения скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования.

Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов представлен в приложении А.1.

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в приложении А.2.

Физико-механические свойства пород по разрезу скважины представлены в приложении А.3.

Продуктивный пласт в интервале 2800-2845 метров представлен известняком.

Давление по разрезу скважины представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Давление по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давлений			
			пластового давления	порового давления	гидроразрыва пород	горного давления
	от	до	кгс/см ² на м			
1	2	3	4	5	6	7
Q	0	20	0,1	0,1	0,173	0,1
P ₃ nk	20	157	0,1	0,1	0,173	0,22
P ₃ chn	157	223	0,1	0,1	0,173	0,22
P ₂ ll	223	278	0,1	0,1	0,173	0,22
P ₁ tl	278	312	0,1	0,1	0,173	0,22
K ₂ gn	312	430	0,1	0,1	0,173	0,22
K ₂ slv	430	490	0,1	0,1	0,175	0,22

Продолжение таблицы 1

Индекс стратиграфичес кого подразделения	Интервал, м		Градиент давлений			
			пластового давления	порового давления	гидроразрыва пород	горного давления
	от	до	кгс/см ² на м	кгс/см ² на м	кгс/см ² на м	кгс/см ² на м
K ₂ ip	490	652	0,1	0,1	0,172	0,22
K ₂ kz	652	675	0,1	0,1	0,172	0,22
K ₁₋₂ pk	675	1515	0,101	0,101	0,172	0,22
K ₁ kl	1515	2140	0,101	0,101	0,175	0,23
K ₁ tr	2140	2232	0,102	0,102	0,175	0,23
K ₁ klm	2232	2450	0,102	0,102	0,178	0,23
J ₃ bg	2450	2475	0,102	0,102	0,178	0,23
J ₃ gr	2475	2495	0,102	0,102	0,178	0,23
J ₂₋₃ vs	2495	2570	0,102	0,102	0,178	0,23
J ₂ tm	2570	2794	0,102	0,102	0,178	0,24
P-T	2794	2800	0,103	0,103	0,179	0,24
Pz, D ₃	2800	2900	0,103	0,103	0,179	0,24

1.2 Характеристика нефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтеводоносности, нефтеносности, газоносности месторождения (площади) представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Нефтеводоносность, нефтеносность, газоносность по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут
от	до			
Водоносность				
0	312	поровой	1	-
675	1515	поровой	1,010	-
2140	2232	поровой	1,020	-
2495	2570	поровой	1,020	-
2570	2794	поровой	1,012	-
2835	2845	Трещино-кавернозно-поровый	1,048	-
Нефтеносность				
2800	2845	Трещино-кавернозно-поровый	0,898	50-350

Проектируется испытание пласта P_z, D₃.

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, газонефтеводопроявление, прихватоопасные зоны осложнения представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Характер возможных осложнений
от	до		
0	675	осыпи и обвалы стенок скважины	
1000	1200		
2570	2794		
2800	2900		
675	1515	газонефтеводопроявления	вода
2800	2845		нефть
0	312	прихватоопасные зоны	при нахождении бурильного инструмента в скважине без движения и нарушение режима промывки
312	2390		
0	675	поглощение бурового раствора	вплоть до катастрофического поглощения без выхода циркуляции
675	1515		
2800	2900		

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

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

2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза месторождения и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается забой закрытого типа [1, 2].

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 [3-9].

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1.

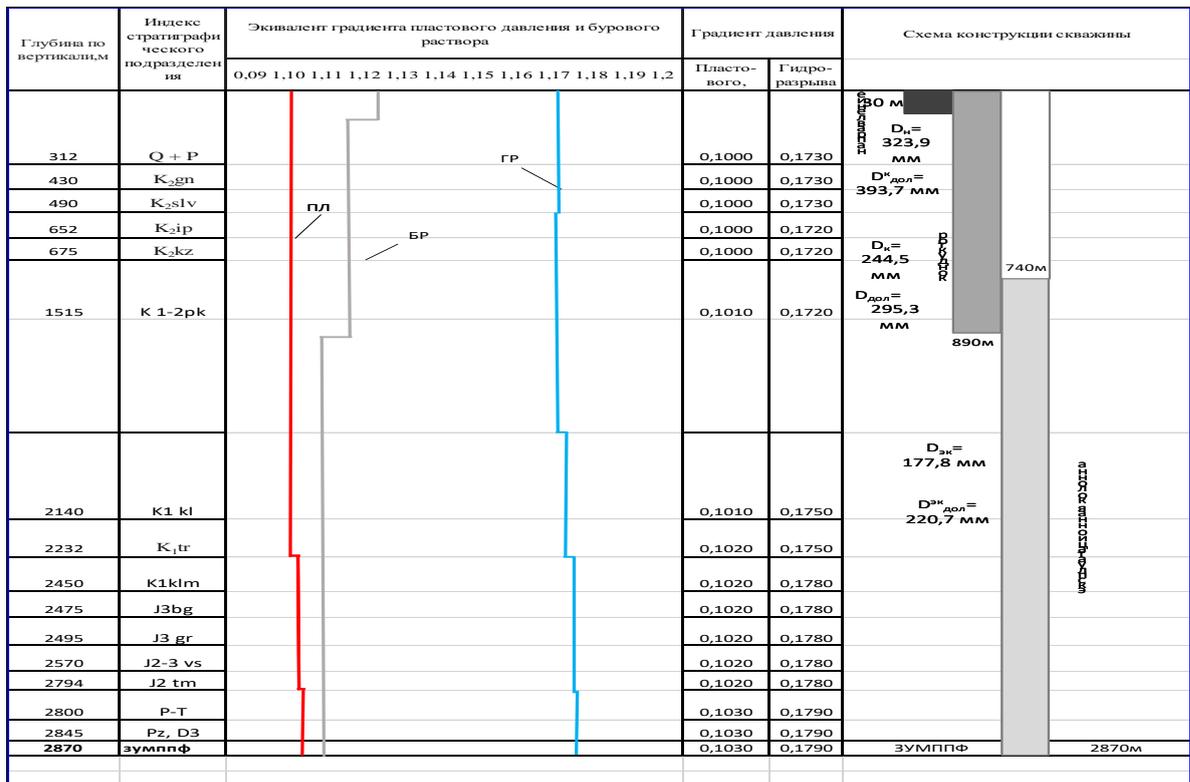


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

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 на глубину 30 м, так как мощность четвертичных отложений составляет 20 м и с учетом величины перекрытия 10 м для посадки башмака в устойчивые породы [10, 11].

Кондуктор спускается на глубину 890 м, т.к. с этой глубины, согласно прогнозу, физико-механический свойств горных пород по разрезу скважины, начинаются породы средней твердости.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2870 м с учетом перекрыть подошву самого нижнего продуктивного пласта для ЗУМППФа.

2.2.3 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования [13-15]:

Направление: интервал цементирования 0-30 м;

Кондуктор: интервал цементирования 0-890 м;

Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 740-2870 м (цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м для нефтяной скважины).

2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

По условиям геологического задания дебит – $350\text{ м}^3/\text{сут.}$, диаметр эксплуатационной колонны принимаем равным $D_{\text{эк}} = 177,8$ мм. Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенкой скважины [16].

2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{\text{му}}$. $P_{\text{му}}$ составляет 7,96 МПа.

Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: ОКК1-21-178x245 К1 ХЛ.

ПВО – соответствующее высокому пластовому давлению: ОП5-230/80x35.

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Целесообразность применения того или иного способа бурения определяется геолого-техническими условиями. Основные требования к

выбору способа бурения, необходимость обеспечения успешной проводки скважины с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому способ бурения выбирается на основе анализа статистического материала по уже пробуренным скважинам и соответствующих экономических расчётов.

Выбор способа бурения под направления выбираем роторный, потому что использование ВЗД не целесообразно, в виду того, что интервал бурения мал. Для остальных интервалов совмещен с применением ВЗД, для создания необходимой частоты вращения. Отбор керна будет производиться роторным способом.

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 4 [17, 18].

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-30	направление	роторный
30-890	кондуктор	совмещен с применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
890-2870	эксплуатационная колонна	совмещен с применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
2795-2845	отбор керна	роторный

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины, по степени абразивности и по категории буримости, для бурения интервалов под направление выбираются шарошечные долота, а для интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонны – РДС, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Для отбора керна выбрана бур головка Удмуртского производства из каталога [19].

Характеристики выбранных долот представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал, м		0-30	30-890	890-2870	2745-2845
Шифр долота		393,7 МЗ-ЦГВУ (425Z)	TD-295,3 SVD 619-T1.2	БИТ 220,7 В 813 ТУ	У9-220,7/101,6 SC-2ТК
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295.3	220,7	220,7
Тип горных пород		М	МС	МС, С, СТ, Т	МС, С, СТ, Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117	3-117
	API	7 5/8	7 5/8	4 1/2	4 1/2
Длина, м		0.4	0,4	0,4	0,3
Масса, кг		160	95	35	24
G, тс	Рекомендованная	3-8	5-12	2-12	2-8
	Предельная	8	12	12	8
n, об/мин	Рекомендованная	40–300	60–400	60-400	60-4180
	Предельная	300	400	400	180

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC 220,7 В 813 ТУ, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долото. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средне-твердыми с абразивными прослойками горных пород.

Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото марки TD-295,3 SVD 619-T1.2, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долото. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и средними горными породами с абразивными.

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото 393,7 МЗ-ЦГВУ (425Z), 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.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют статистический

анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.

Результаты расчетов приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Результат расчета осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-30	30-890	890-2870
Исходные данные			
Диаметр долота, см (D_d)	39,7	29,53	22,02
Предельная нагрузка, тс ($G_{пред}$)	38	14	12
Результаты проектирования			
Допустимая нагрузка, тс ($G_{доп}$)	6,4	9,6	9,6
Проектируемая нагрузка, тс ($G_{проект}$)	6	8	5

Для направления и кондуктора выбирается максимально возможная рекомендуемая осевая нагрузка. Для технической и эксплуатационной колонны выбираются максимально допустимые осевые нагрузки, которые попадают в интервал рекомендуемых статистических осевых нагрузок.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 7.

Таблица 7– Результаты частоты вращения долота

Интервал, м		0-30	30-890	890-2890	2795-2845
Исходные данные					
Скорость, м/с (V_d)		3,4	2	2	1
Диаметр долота (D_d)	м	0,3937	0,2953	0,2207	0,2207
	мм	393,7	295,3	220,7	220,7
Результаты проектирования					
Расчетная частота вращения, об/мин (n_1)		165	129	173	85
Статическая частота вращения, об/мин ($n_{стат}$)		40-60	100-180	140-200	-
Проектируемая частота вращения, об/мин ($n_{проект}$)		60	130	180	85

В интервале бурения под направление (0-30 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. Для кондуктора, технической и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические.

2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Производится 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 строятся области допустимого расхода бурового раствора и выбираются 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 8.

Таблица 8 – Расход бурового раствора

Интервал, м		0-30	30-890	890-2870
Исходные данные				
Диаметр долота, м (D_d)		0,3937	0,3937	0,2953
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (К)		0,65	0,65	0,3
Коэффициент кавернозности (K_k)		1,3	1,3	1,2

Продолжение таблицы 8

Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$)	0,15	0,15	0,12	
Механическая скорость бурения, м/ч (V_M)	35	30	25	
Диаметр бурильных труб, м ($d_{бр}$)	0,127	0,127	0,127	
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ($d_{нmax}$)	0,0159	0,0111	0,0079	
Число насадок (n)	3	7	8	
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпмин}$)	0,5	0,5	1	
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см ³ ($\rho_{см} - \rho_p$)	0,02	0,02	0,02	
Плотность бурового раствора, г/см ³ (ρ_p)	1,2	1,15	1,05	
Плотность разбуриваемой породы, г/см ³ (ρ_p)	2	2,2	2,2	
Результаты проектирования				
Расход, л/с	Q_1	79	44	11
	Q_2	64	38	18
	Q_3	55	28	26
	Q_4	28	46	37
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с	28-79	28-46	11-37	
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с	70	46	35	

В данной таблице, Q_1 – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины; Q_2 – расход раствора, при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность; Q_3 – минимальный расход бурового раствора из условия предотвращения прихватов; Q_4 – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота.

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, производится промывка на забое.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 46 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 35 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 двигателя произведен по формулам (4-7) [20-22] с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат проектирования занесен в таблицу 9 и определен по формуле (1):

$$D_{зд}=(0,8-0,9)*D_d \quad (1)$$

где диаметр забойного двигателя, мм;

D_d – диаметр долота, мм.

Момент определен по формуле (2):

$$M_p=M_o+M_{уд}+G_o \quad (2)$$

где M_p – момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м;

M_o – момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м;

$M_{уд}$ – удельный момент долота, Н*м/кН;

G_o – осевая нагрузка на долото, кН.

Необходимый момент определен по формуле (3):

$$M_o=500*D_d \quad (3)$$

где D_d – диаметр долота, м.

Удельный момент определен по формуле (4):

$$M_{уд}=Q+1,2*D_d \quad (4)$$

где Q – расчетный коэффициент, принимаемый в расчетах 1-2 (принимается 1,5), Н*м/кН;

D_d – диаметр долота, см.

Результат проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Результат проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		30-890	890-2870
Исходные данные			
Диаметр долота (D_d)	м	0,2953	0,2207
	мм	295,3	220,7
Нагрузка, кН (G_{oc})		78	49
Расчетный коэффициент, Н*м/кН (Q)		1,5	1,5
Результаты проектирования			
Диаметр забойного двигателя, мм ($D_{зд}$)		236	195
Момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м (M_p)		3046	1483
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м (M_o)		148	110
Удельный момент долота, Н*м/кН ($M_{уд}$)		37	28

Для интервала бурения 30-890 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель Д-240П.7/8.34.110 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-172П.7/8.28, 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 10.

Таблица 10 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Д-240П.7/8.34.110	Д-172П.7/8.28
Интервал, м	30-890	890-2870
Наружный диаметр, мм	240	195
Длина, м	7,27	6,9
Вес, кг	2547	1669
Расход жидкости, л/с	30-50	25-35
Число оборотов, об/мин	67-113	109-153
Максимальный рабочий момент, кН*м	17,5	10,9
Мощность двигателя, кВт	101-169	110-154

Спроектированные параметры забойных двигателей по интервалам бурения представлены в приложении А.4 и А.5.

2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения выполнено в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

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

Результаты проектирования компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения, отбора керна, расчет параметров забойного двигателя по интервалам бурения и проектирование областей допустимого расхода бурового раствора приведены в приложении А.6-А.9.

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м. Технологическая операция	Тип секции	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нарастающая	на выносливость	на растяжение	на статическую прочность
Направление													
0-30 Бурение КНБК №1	Долото	393,7	–	–	–	–	0,4	–	0,160	0,160	–	–	–
	Калибратор	385,0	80,0	–	–	–	1,64	–	0,400	0,560	–	–	–
	УБТ	203,0	76,2	–	–	–	24	0,2400	5,760	6,320	–	–	–
	БТ ПК	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	3,96	0,0312	0,124	6,444		>10	
Кондуктор													
30-890 Бурение КНБК №2	Долото	295,3	–	–	–	–	0,4	–	0,095	0,095	–	–	–
	Калибратор	292,0	94,0	–	–	–	0,74	–	0,114	0,209	–	–	–
	Двигатель	240,0	–	–	–	–	7,27	–	1,740	1,949	–	–	–
	Калибратор	292,0	94,0	–	–	–	0,68	–	0,114	2,063	–	–	–
	УБТ	203,0	80,0	–	–	–	24	0,2400	5,760	7,823	–	–	–
	УБТ	178,0	80,0	–	–	–	24	0,1560	3,744	11,57	–	–	–
БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	832,91	0,0312	26,00	37,57	–	6,36	3,59	
Эксплуатационная колонна													
890-2870 Бурение КНБК №4	Долото	220,7	–	–	–	–	0,4	–	0,035	0,035	–	–	–
	Калибратор	215,9	78,0	–	–	–	0,53	–	0,058	0,093	–	–	–
	Двигатель	172,0	–	–	–	–	6,9	–	0,870	0,963	–	–	–
	УБТ	146,0	74,0	–	е	–	24	0,0970	2,328	3,291	–	–	–
	Яс гидрав.	164,0	57,2	–	–	–	5,5	–	–	3,291	–	–	–
	УБТ	146,0	74,0	–	–	–	24	0,0970	2,328	5,619	–	–	–
БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	2809	0,0312	87,69	93,31	–	2,56	1,55	
2795-2845 Бурение КНБК №4	Долото	220,7	–	–	–	–	0,3	–	0,025	0,025	–	–	–
	СК-178/100 «ТРИАС 6»	178,0	100,0	–	–	–	36	–	0,058	0,093	–	–	–
	УБТ	146,0	74,0	–	–	–	48	0,0970	0,870	0,963	–	–	–
	БТ ПК	127,0	74,0	–	е	–	2760,7	0,0312	2,328	3,291	–	–	–

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Согласно 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:

- интервал бурения 0-30 м под направление – бентонитовый буровой раствор;
- интервал бурения 30-890 м под кондуктор – полимер-глинистый буровой раствор;
- интервал бурения 890-2870 м под эксплуатационную колонну – биополимерный буровой раствор.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 12 [23, 24].

Таблица 12 – Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Параметры бурового раствора							
	от	до	Плотность г/см ³	УВ, с	ПВ, сПз	ДНС, сПз	СНС10 сек/10 мин,	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	содержание песка, %
Бентонитовый	0	30	1,22	120	-	-	-	-	-	< 1
Полимер-глинистый	30	890	1,12	90	21	43	10-30/ 25-50	< 10	9,5	< 1
Биополимерный	890	2870	1,07	45	17	28	5-15/ 7-20	< 6	9,0	< 1

В таблице 13 представлен компонентный состав бурового раствора [25, 26].

Таблица 13 – Компонентный состав бурового раствора

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Компонентный состав бурового раствора
	от	до	
Бентонитовый	0	30	Техническая вода, глиноporошок, каустическая сода, барит.
Полимер-глинистый	30	890	Техническая вода, глиноporошок, каустическая сода, кальцинированная сода, барит, полиакриламид, ПАЦ НВ, DRILLING DETERGENT.
Биополимерный	890	2870	Техническая вода, каустическая сода, KCL, карбонат кальция 5 мкр, карбонат кальция 50 мкр, селективный флокулянт, смазочная добавка, бактерицид.

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все проектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении А.10.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины» [27].

Потребное количество химических реагентов представлено в приложении А.11.

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д.

Расчет гидравлической программы промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты расчета гидравлической программы промывки скважины представлены в приложении А.12-А.14.

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Согласно геолого-техническому условию нефтеносный пласт по разрезу скважины присутствует в интервале 2800-2840 м. Интервал отбора керна – 2795-2845 м.

Для отбора кернa планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного кернa и обеспечения данной бурголовкой бурения данного интервала.

Характеристика проектируемой бурголовки для бурения интервала отбора кернa представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Характеристика проектируемой бурголовки для бурения интервала отбора кернa

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр кернa, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б	Масса, кг
PDC У9- 220,7/100 STD 4 СТ	220,7	100	3-171	40

Технические средства и режимы бурения при отборе кернa представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Технические средства и режимы бурения при отборе кернa

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		осевая нагрузка, т	частота вращения инструмента, об/мин	расход бурового раствора, л/сек
2800-2845	СК-178/100 «ТРИАС 6»	1-3	60-120	14-25

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету обсадных колонн представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$, кг/м ³	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$, кг/м ³	1050
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$, кг/м ³	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$, кг/м ³	1365
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	760	глубина скважины, м	2870
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	730	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	180
Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$, м	10	динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$, м	1920

2.4.1.1 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 и определен по формуле (6):

$$P_{ни} = P_n - P_v \quad (6)$$

где P_n – наружное давление;

P_v – внутреннее давление.

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.

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 2.

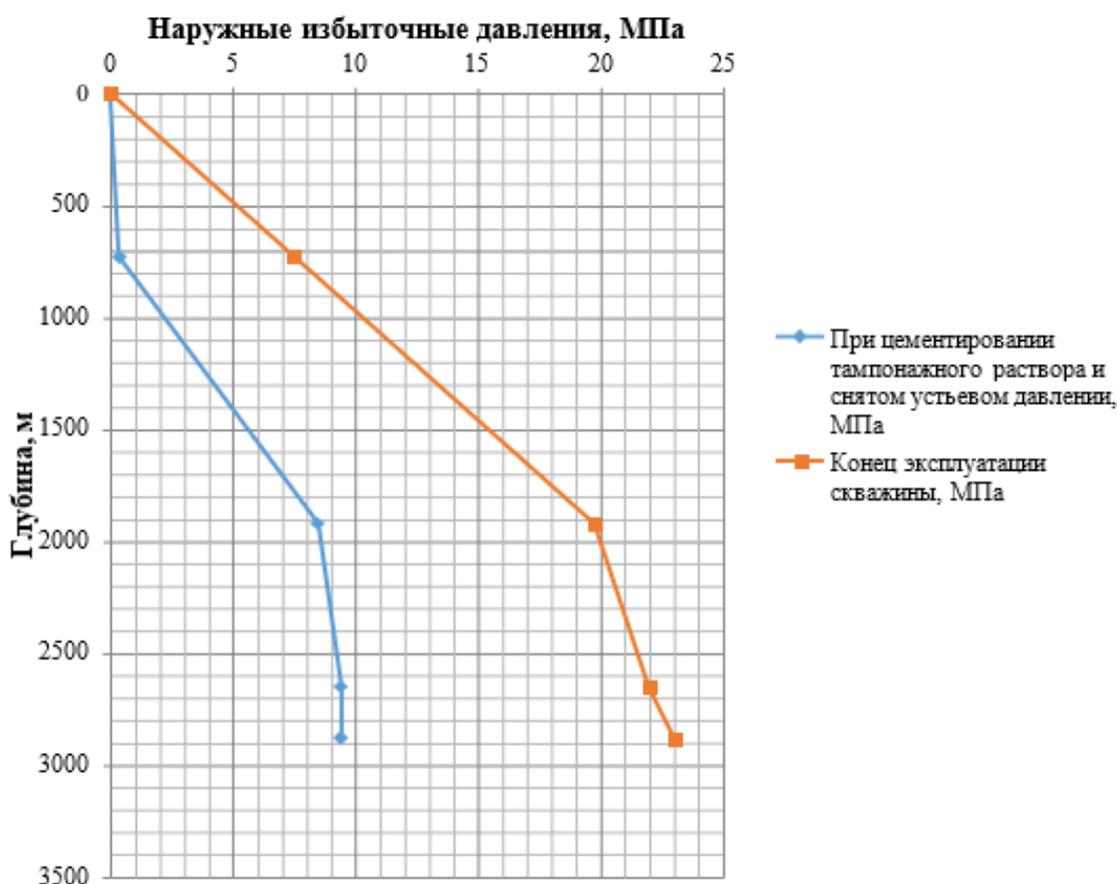


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

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

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.
 2. При опрессовке колонны с целью проверки её на герметичность.
- Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 3.



Рисунок 3 – Эпюры внутренних избыточных давлений

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

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

Рассчитанные характеристики секций представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Характеристика обсадных колонн

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
Направление							
ОТТМ	Д	8,5	30	66,2	2016	2016	0–30
Кондуктор							
ОТТМ	Д	7,9	890	47,2	42008	42024	0–890
Эксплуатационная колонна							
2	3	4	5	6	7	8	9
ОТТМ	Д	10,4	120	42,8	5136	110461	2750-2870
ОТТМ	Д	9,2	2750	38,3	105325		0–2750

2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны

2.4.2.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле 7:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр} \quad (7)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, $P_{гс\ кп} = 37,06$ МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, $P_{гд\ кп} = 0,25$ МПа;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным $P_{гр} = 45,7$ МПа.

Производим сравнения давлений $37,47$ МПа \leq $45,7$ МПа.

Условия недопущения гидроразрыва пластов выполняется, принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчет объёмов и компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водоцементного отношения и оптимальной плотности цементного раствора:

Объемы компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Объемы компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления жидкости, м ³	Наименование компонента	Масса компонентов, кг	Наименование цемента	Масса цемента, т/ количество мешков
Буферная жидкость	1,4	1050	1,4	МБП-СМ	98	-	-
	5,5		5,5	МБП-МВ	53	-	-
Облегченный тампонажный раствор	56,15	1400	47,15	НТФ	37313	ПЦТ-Ш-Об (4-6)-100	23,02 /24
Тампонажный раствор нормальной плотности	3,25	1820	1,95	НТФ	4294	ПЦТ-П-150	1,33 / 2
Продавочная жидкость	58,31	1000	-	Тех. вода	-	-	-

2.4.3 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 и определен по формуле (8):

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_6 \quad (8)$$

Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности необходима 1 машина УС6-30 и определен по формуле (9):

$$m_2 = 4,294 / 13 = 0,33 \quad (9)$$

Для приготовления облегченного тампонажного раствора необходимо 4 машины УС6-30. Схема представлена на рисунке 4. Определено по формуле (10):

$$m_2 = 37,313 / 10 = 3,731 \quad (10)$$

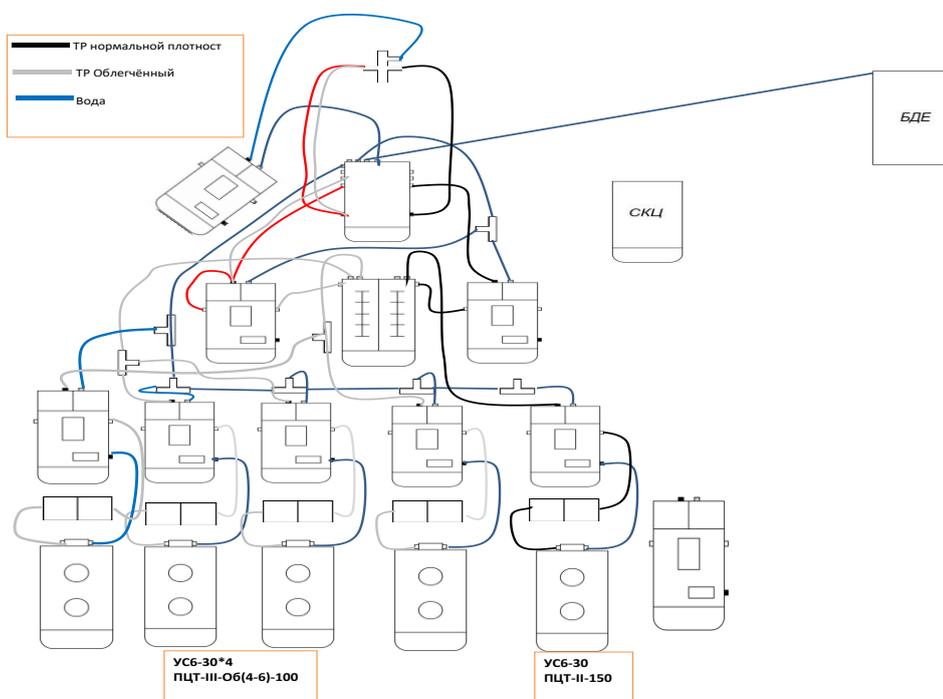


Рисунок 4 – Схема обвязки цементировочной техники при приготовлении тампонажного раствора с применением цементно-смесительной установки и гидроворонки

2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

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

функции для успешного спуска и цементирования обсадной колонны.

В состав технологической оснастки входят:

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

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 19.

Таблица 19 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Эксплуатационная, 178 мм	БКМ-178 («Уралнефтемаш»)	2870	2870	1	1
	ЦКОД-178 («Уралнефтемаш»)	2860	2860	1	1
	ЦПЦ-178/220 («НефтьКам»)	0	860	22	83
		860	920	6	
		920	2800	47	
		2800	2845	4	
		2845	2865	2	
	2865	2870	2		
	ЦТ-178/220 («НефтьКам»)	890	2140	62	68
	ЦТ-178/220 («НефтьКам»)	2790	2850	6	
ПРП-Ц-В-178 («Уралнефтемаш»)	2860	2860	1	1	
ПРП-Ц-Н-178 («Уралнефтемаш»)	2860	2860	1	1	
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	890	890	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	880	880	1	1
	ЦПЦ-245/294 («НефтьКам»)	0	60	6	29
		60	885	21	
		885	890	2	
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	880	880	1	1	

Продолжение таблицы 19

Название колонны, Дусл	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Направление, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	30	30	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	20	20	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	25	2	4
		25	30	2	
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	20	20	1	1	

2.4.5 Проектирование процесса испытания и освоения скважины

2.4.5.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта

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

Задачами испытания пластов являются:

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

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

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 (11):

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1102 \text{ кг/м}^3 \quad (11)$$

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 (12):

$$V_{ж.г.} = 2 * V_{внэк} = 2 * 57,24 = 114,48 \text{ м}^3 \quad (12)$$

где $V_{внэк}$ – внутренний объем ЭК, (2870) м^3 .

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

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

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

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

Протяженности интервала перфорации менее 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на кабеле.

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор ПКТ114Н-СБО-01. Мощность продуктивного пласта, согласно геологическим данным, составляет 40 м, глубина 2800-2840 м.

Основные технические характеристики перфорационной системы представлены в таблице 20.

Для перфорации продуктивной зоны пласта потребуется одна спускоподъемная операция перфорационного комплекса в составе из десяти секций по 5 м.

Таблица 20 – Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения ПКТ114Н-СБО-01

Технические характеристики	ПКТ114Н-СБО-01
Наружный диаметр, мм	140
Фазировка, ° *	60
Плотность перфорации, отв./м **	20
Максимально допустимое гидростатическое давление, МПа ***	100
Максимально допустимая температура, °С	150/170

2.4.5.2 Проектирование пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный КИИ-95/146 предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов. Проведение испытаний в многоцикловом режиме, отбор герметизированных проб пластовой жидкости в конце подъема комплекса из скважины (при наличии контейнеров).

Технические характеристики комплекса пластоиспытательного КИИ-95/146 представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Технические характеристики комплекса пластоиспытательного КИИ-95/146

Наружный диаметр, мм	146
Длина компоновки с фильтром, м	11
Максимальный перепад давления, МПа	35
Максимальное давление, МПа	75
Максимальная температура, °С	150
Вес компоновки, кг	468

2.5 Выбор буровой установки

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

При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия и определены по формуле (13, 14, 15):

$$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6; \quad (13)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9; \quad (14)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1, \quad (15)$$

где $G_{кр}$ – допустимая нагрузка на крюке, тс;

$Q_{ок}$ – максимальный вес бурильной колонны, тс;

$Q_{об}$ – максимальный вес обсадной колонны, тс;

$Q_{пр}$ – параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс.

Параметр веса колонны при ликвидации прихвата определяется по формуле 16:

$$Q_{пр} = k * Q_{мах}, \quad (16)$$

где k – коэффициент увеличения веса колонны при ликвидации прихвата ($k=1,3$);

$Q_{мах}$ – наибольший вес одной из колонн, тс.

Для расчета примем буровую установку Уралмаш БУ 3200/200 ДГУ

Расчет буровой установки производился с использованием

программного обеспечения Microsoft Excel и результаты расчета буровой установки представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Результат расчета буровой установки

Наименование БУ			
БУ 3200/200 ДГУ			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	94,22	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	120 > 94,22
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	110,47	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	180 > 110,47
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	143,6	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	200/143,6 = 1,39 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	200		

3 Оборудование для проведения многостадийного ГРП

Комплект гидравлический манжетного цементирования с муфтами ГРП представлен на рисунке 5.

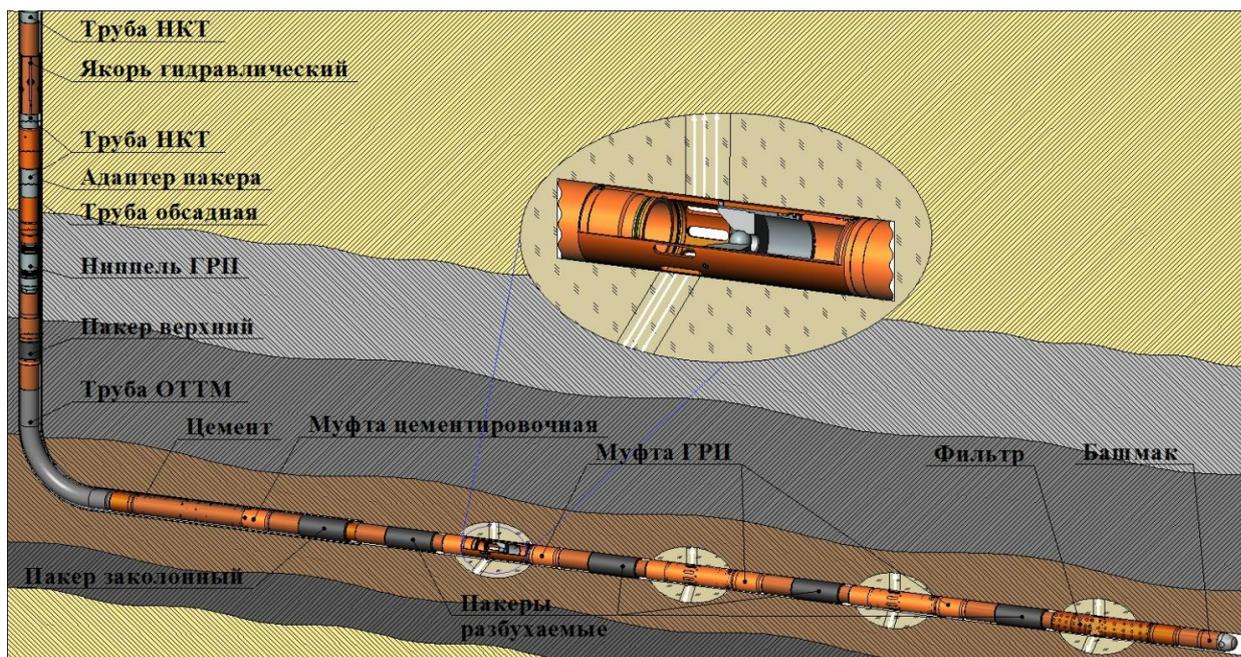


Рисунок 5 – Комплект гидравлический манжетного цементирования

В ходе проведения работ по гидравлическому разрыву пласта при прокачке жидкости для гидроразрыва интервала, первая операция по ГРП осуществляется через фильтр (патрубок перфорированный).

Следующая муфта ГРП активируется посредством сброса шара, входящего в комплект муфты. Поршень, после повышения давления до

равного давлению среза винтов и посадки в посадочное седло стоп-кольца шара, переходит в положение «открыто» где стопорное кольцо его фиксирует. Прокачка жидкости производится через открытые окна муфты и происходит гидроразрыв пласта.

Следующие муфты ГРП активируются за счет сброса входящего в комплект муфты шара, имеющего больший диаметр. Поршень, после повышения давления до равного давлению среза винтов и посадки в посадочное седло стоп-кольца шара, переходит в положение «открыто» где стопорное кольцо его фиксирует. Прокачка жидкости производится через открытые окна муфты и происходит гидроразрыв пласта.

После проведения работ по гидравлическому разрыву пласта, производится разбуривание шаров и посадочных седел, муфты остаются в положении «открыто».

Комплект гидравлический нецементируемый с муфтами ГРП представлен на рисунке 6.

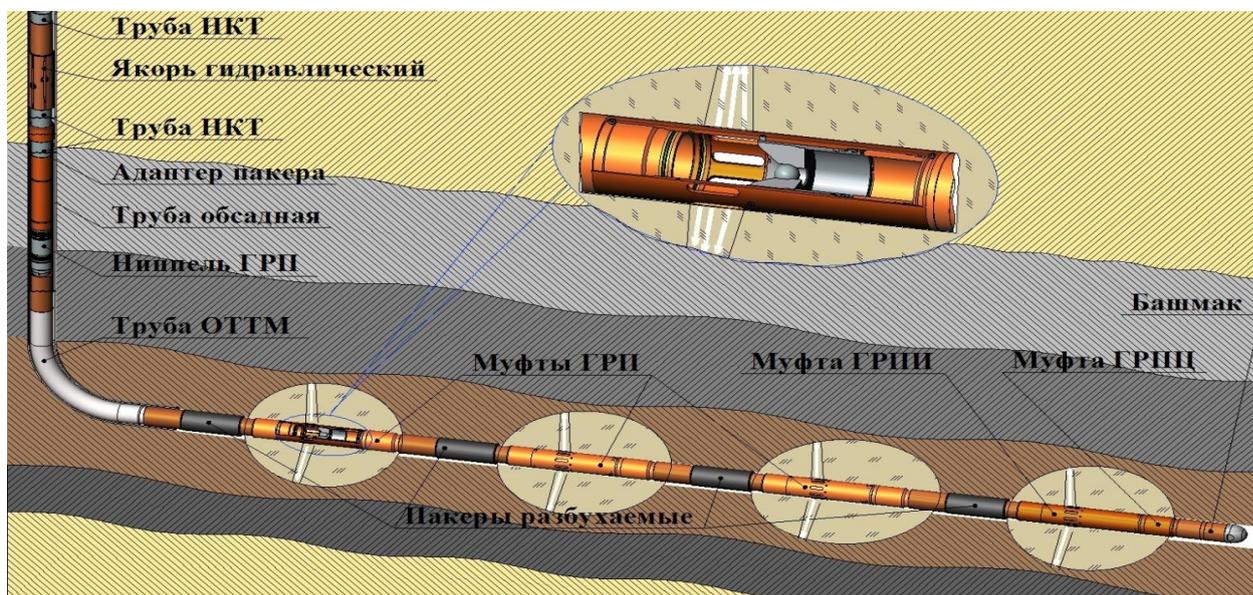


Рисунок 6 – Комплект гидравлический нецементируемый

В ходе проведения работ по гидравлическому разрыву пласта во время прокочки жидкости для гидроразрыва интервала, первой активируется муфта ГРПИ, для чего после посадки шара в муфту ГРПЦ, в скважине давление

повышается до равного давлению среза винтов муфты ГРПИ с перемещением в положение «Открыто» поршня. Жидкость прокачивается через открытые окна муфты и происходит гидроразрыв пласта. После проведения работ по гидравлическому разрыву пласта муфта остается в положении «Открыто».

Следующая муфта ГРП активируется посредством сброса шара, входящего в комплект муфты. Поршень, после повышения давления до равного давлению среза винтов и посадки в посадочное седло стоп-кольца шара, переходит в положение «Открыто» где стопорное кольцо его фиксирует. Прокачка жидкости производится через открытые окна муфты и происходит гидроразрыв пласта.

Следующие муфты ГРП активируются за счет сброса входящего в комплект муфты шара, имеющего больший диаметр. Поршень, после повышения давления до равного давлению среза винтов и посадки в посадочное седло стоп-кольца шара, переходит в положение «Открыто» где стопорное кольцо его фиксирует. Прокачка жидкости производится через открытые окна муфты и происходит гидроразрыв пласта.

После проведения работ по гидравлическому разрыву пласта, производится разбуривание шаров и посадочных седел, муфты остаются в положении «Открыто».

Муфта ГРП-102/АУ-320, входящая в комплект для гидравлического разрыва пласта, используется для гидроразрыва интервала ствола, где она установлена, в открытом стволе с диаметром больше 120,6 мм в многопластовых залежах нецементируемых скважин в процессе производства работ по их заканчиванию.

Устройство применяется для наклонно-направленных, вертикальных скважин, имеющих горизонтальное окончание, в которые производится спуск хвостовиков (диаметр 102 мм) или секций обсадных колонн.

Муфта ГРП–102/АУ-320 представляет собой корпус с нижним переводником, имеющими присоединительную резьбу ОТТМ 102 (муфта-ниппель). Внутри корпуса установлен поршень. В исходном положении,

поршень зафиксирован в корпусе срезными винтами в положении «ЗАКРЫТО».

В комплекте с муфтой поставляется шар соответствующего типоразмера (таблица 23).

Таблица 23 – технические характеристики

Параметр	Значение
Условный диаметр потайной обсадной колонны (хвостовика), мм	102
Диаметр муфты наружный по телу, мм	115
Диаметр муфты внутренний после разбуривания, мм	88
Длина муфты, мм	709
Присоединительная резьба, муфта-ниппель	ОТТМ 102 ТУ 14-161-163-96
Перепад давления открытия окон муфты (после посадки шара), МПа (кгс/см ²):	
при установке 12 срезных винтов	31,4±1,96 (320±20)
при установке 11 срезных винтов	28,8±1,96 (294±20)
при установке 10 срезных винтов	26,2±1,96 (267±20)
при установке 9 срезных винтов	23,5±1,96 (240±20)
при установке 8 срезных винтов	20,9±1,96 (213±20)
при установке 7 срезных винтов	18,3±1,47 (187±15)
при установке 6 срезных винтов	15,7±1,47 (160±15)
при установке 5 срезных винтов	13,0±1,47 (133±15)
при установке 4 срезных винтов	10,4±1,47 (106±15)
при установке 3 срезных винтов	7,8±1,47 (80±15)

Устройство работает в среде, состоящей из нефти, пропанта, обработанного химическими реагентами бурового раствора и минерализованной пластовой воды (рисунок 7).

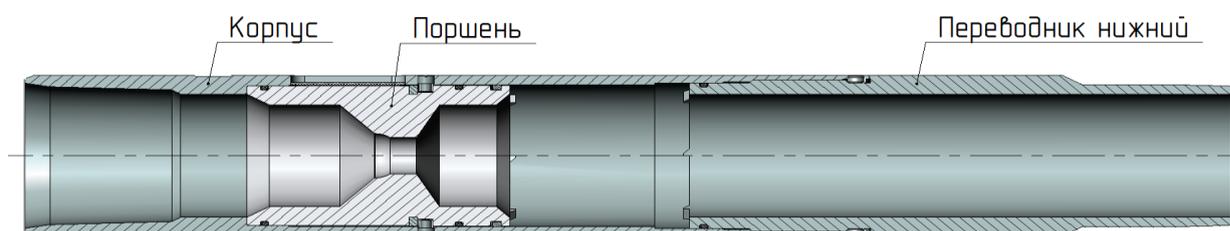


Рисунок 7 – Строение муфты

Подготовка муфты к работе

Перед спуском каждая муфта может быть настроена на требуемое давление открытия окон. Требуемое давление определяет потребитель в

соответствии с условиями в скважине и программой проведения ГРП. Настройка осуществляется выкручиванием определенного количества винтов.

Описание и порядок работы муфты ГРП -102/АУ

Спустить муфту в составе хвостовика в соответствии с планом работ. В ходе проведения работ по гидравлическому разрыву пласта во время прокачки жидкости для гидроразрыва, производится сброс шара, входящего в комплект муфты. Поршень, после повышения давления до равного давлению среза винтов и посадки в посадочное седло поршня шара, переходит в положение «Открыто» где стопорное кольцо его фиксирует. Прокачка жидкости производится через открытые окна муфты и происходит гидроразрыв пласта. После проведения работ по гидравлическому разрыву пласта, производится разбуривание шара и поршня, муфта остается в положении «Открыто».

Муфта ГРП-К-114/У, входящая в комплект для гидравлического разрыва пласта, используется для гидроразрыва интервала ствола, где она установлена, в открытом стволе с диаметром больше 139,7 мм в многопластовых залежах нецементируемых скважин в процессе производства работ по их заканчиванию.

Устройство применяется для наклонно-направленных, вертикальных скважин, имеющих горизонтальное окончание, в которые производится спуск хвостовиков (диаметр 114 мм) или секций обсадных колонн.

Муфта ГРП-К-114/У представляет собой корпус с нижним переводником, имеющими присоединительную резьбу ОТТМ 114 (муфта-ниппель). Внутри корпуса установлен поршень. В исходном положении, поршень зафиксирован в корпусе с резными винтами в положении «ЗАКРЫТО». В комплекте с муфтой поставляется шар соответствующего типоразмера (таблица 24).

Таблица 24 – технические характеристики

Параметр	Значение
Условный диаметр потайной обсадной колонны (хвостовика), мм	114

Продолжение таблицы 24

Диаметр муфты наружный по телу, мм	128
Диаметр муфты внутренний после разбуривания, мм	99
Длина муфты, мм	709
Присоединительная резьба, муфта-ниппель	ОТТМ 114 ГОСТ 632-80
Перепад давления открытия окон муфты (после посадки шара), МПа (кгс/см ²): при установке 12 срезных винтов при установке 11 срезных винтов при установке 10 срезных винтов при установке 9 срезных винтов при установке 8 срезных винтов при установке 7 срезных винтов при установке 6 срезных винтов при установке 5 срезных винтов при установке 4 срезных винтов при установке 3 срезных винтов	31,4±1,96 (320±20) 28,8±1,96 (294±20) 26,2±1,96 (267±20) 23,5±1,96 (240±20) 20,9±1,96 (213±20) 18,3±1,47 (187±15) 15,7±1,47 (160±15) 13±1,47 (133±15) 10,4±1,47 (106±15) 7,8±1,47 (80±15)

Устройство работает в среде, состоящей из нефти, пропанта, обработанного химическими реагентами бурового раствора и минерализованной пластовой воды, растворов HF (6%), HCl (25%), или их комбинаций (рисунок 8).

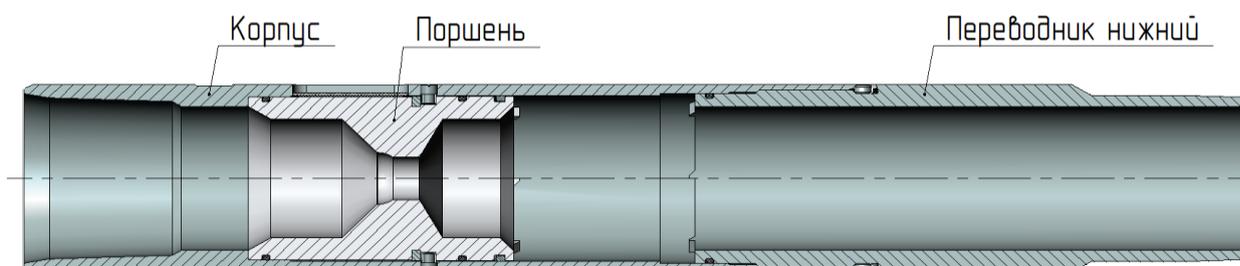


Рисунок 8 – Строение муфты

Подготовка муфты к работе.

Перед спуском каждая муфта может быть настроена на различное давление открытия окон. Требуемое давление определяет потребитель в соответствии с условиями в скважине и программой проведения ГРП. Настройка осуществляется выкручиванием определенного количества винтов.

Описание и порядок работы муфты ГРП-К-114/У

Спустить муфту в составе хвостовика в соответствии с планом работ. В

ходе проведения работ по гидравлическому разрыву пласта во время прокачки жидкости для гидроразрыва, производится сброс шара, входящего в комплект муфты. Поршень, после повышения давления до равного давлению среза винтов и посадки в посадочное седло поршня шара, переходит в положение «Открыто» где стопорное кольцо его фиксирует. Гидроразрыв пласта осуществляется через открытые окна муфты. После проведения работ по гидравлическому разрыву пласта, производится разбуривание шара и поршня, муфта остается в положении «Открыто».

Муфта ГРП-ИС1-114-БТС, входящая в комплект для гидравлического разрыва пласта, используется для гидроразрыва интервала ствола, где она установлена, в открытом стволе с диаметром больше 142,9 мм в многопластовых залежах нецементируемых скважин в процессе производства работ по их заканчиванию.

Устройство применяется для наклонно-направленных, вертикальных скважин, имеющих горизонтальное окончание, в которые производится спуск хвостовиков (диаметр 114 мм) или секций обсадных колонн (таблица 25).

Таблица 25 – технические характеристики

Параметр	Значение
Условный диаметр потайной обсадной колонны (хвостовика), мм	114
Диаметр муфты наружный по телу, мм	136
Длина муфты, мм	779
Присоединительная резьба, муфта-ниппель	ВС 114,30 ГОСТ Р 51906-2015
Параметр	Значение
Перепад давления открытия окон муфты (после посадки шара), МПа (кгс/см ²):	
при установке 12 срезных винтов	31,4±2,5 (320±25)
при установке 11 срезных винтов	28,8±2,5 (294±25)
при установке 10 срезных винтов	26,2±2,5 (267±25)
при установке 9 срезных винтов	23,6±2,5 (241±25)
при установке 8 срезных винтов	20,9±2,5 (213±25)
при установке 7 срезных винтов	18,3±2,0 (187±20)
при установке 6 срезных винтов	15,7±2,0 (160±20)
при установке 5 срезных винтов	13,1±2,0 (134±20)
при установке 4 срезных винтов	10,5±2,0 (107±20)
	7,9±2,0 (81±20)

Устройство работает в среде, состоящей из нефти, пропанта, газа, обработанного химическими реагентами бурового и тампонажного растворов и минерализованной пластовой воды, рабочих жидкостей для ГРП.

Муфта ГРП-ИС1-114-БТС представляет собой корпус с нижним переводником, имеющими присоединительную резьбу ВС 114,30 (муфта-ниппель). Внутри корпуса установлен поршень с извлекаемым седлом. В исходном положении, поршень зафиксирован в корпусе срезными винтами в положении «ЗАКРЫТО». В комплекте с муфтой поставляется шар соответствующего типоразмера (рисунок 9).

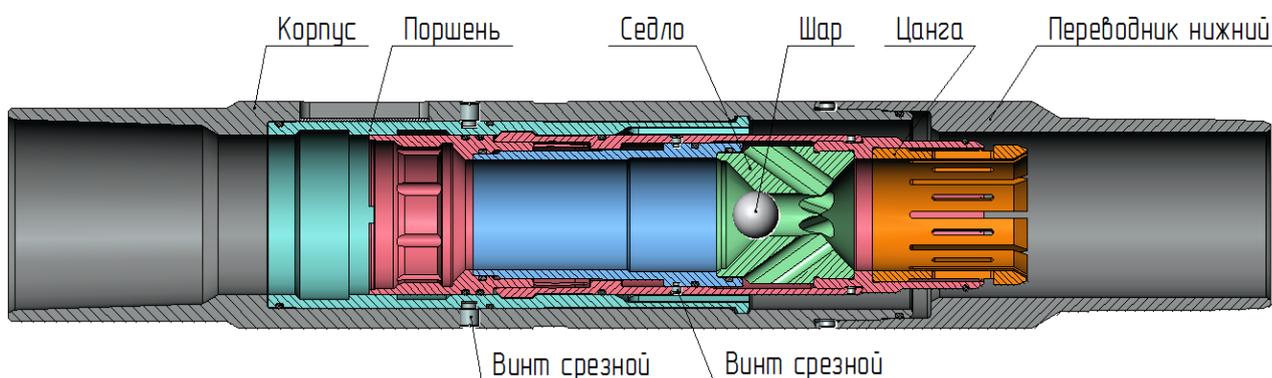


Рисунок 9 – Строение муфты

Подготовка муфты к работе

Перед спуском каждая муфта может быть настроена на требуемый перепад давления открытия окон. Требуемый перепад давления определяет потребитель в соответствии с условиями в скважине и программой проведения ГРП. Настройка осуществляется выкручиванием определенного количества винтов.

Описание и порядок работы муфты ГРП-ИС1-114-БТС

Спустить муфту в составе хвостовика в соответствии с планом работ. В ходе проведения работ по гидравлическому разрыву пласта во время прокачки жидкости для гидроразрыва, производится сброс шара, входящего в комплект муфты. После посадки шара в седло и создания перепада давления необходимого для среза винтов, производится срез винтов и перемещение поршня в положение «Открыто» с фиксированием в данном положении

пружинящим фиксатором. Гидроразрыв пласта осуществляется через открытые окна муфты.

По окончании гидравлического разрыва пласта спускают цанговую оправку для извлечения седла с шаром. После посадки оправки в седло необходимо приложить тянущее усилие от 2,94 до 8,83 кН (от 300 до 900 кгс) к ГНКТ, седло вместе с шаром освобождается и поднимается на поверхность. При необходимости, если в скважине установлено несколько муфт ГРП, то цанговую оправку вместе с первым седлом спускают до следующих муфт и освобождают второе и последующие седла. Далее производят промывку, и подъем всех сёдел. Извлечение всех сёдел производится за одну спускоподъёмную операцию. Муфта после извлечения седла остается в положении «Открыто».

Для закрытия муфты переключающий инструмент нужно спустить ниже муфты, этот инструмент активировать и перевести муфту в положение «ЗАКРЫТО» путем перемещения поршня по направлению к устью.

Муфта ГРПЦ-102 мм (далее муфта) входящая в комплект для гидравлического разрыва пласта, обеспечивает циркуляцию бурового раствора при спуске колонны, промывке забоя, затрубного пространства в открытом стволе с диаметром больше 121 мм в многопластовых залежах нецементируемых горизонтально-направленных стволов в процессе производства работ по их заканчиванию. При активации шаром муфта обеспечивает подготовку активации муфты ГРПИ-102/У и опрессовку колонны.

Устройство применяется для наклонно-направленных, вертикальных скважин, имеющих горизонтальное окончание, в которые производится спуск хвостовиков (диаметр 102 мм) или секций обсадных колонн (таблица 26).

Таблица 26 – Технические характеристики

Параметр	Значение
Условный диаметр потайной обсадной колонны (хвостовика), мм	102
Диаметр муфты наружный по телу, мм	115
Длина муфты, мм	405
Присоединительная резьба, муфта-ниппель	ОТТМ 102 ТУ 14-161-163-96
Перепад давления открытия окон муфты (после посадки шара), МПа (кгс/см ²): при установке 12 срезных винтов при установке 11 срезных винтов при установке 10 срезных винтов при установке 9 срезных винтов при установке 8 срезных винтов при установке 7 срезных винтов при установке 6 срезных винтов при установке 5 срезных винтов при установке 4 срезных винтов при установке 3 срезных винтов	19,6±2,0 (200±20) 18,0±2,0 (184±20) 16,3±2,0 (166±20) 14,7±2,0 (150±20) 13,1±2,0 (134±20) 11,4±1,5 (116±15) 9,8±1,5 (100±15) 8,2±1,5 (84±15) 6,5±1,5 (66±15) 4,9±1,5 (50±15)

Муфта ГРПЦ-102 (рисунок 10), представляет собой корпус с нижним переводником, имеющими присоединительную резьбу ОТТМ-102 (муфта-ниппель). Внутри корпуса установлен поршень. В исходном положении, поршень зафиксирован в корпусе с резными винтами в положении «ОТКРЫТО».

В комплекте с муфтой поставляется шар соответствующего типоразмера (рисунок 10).

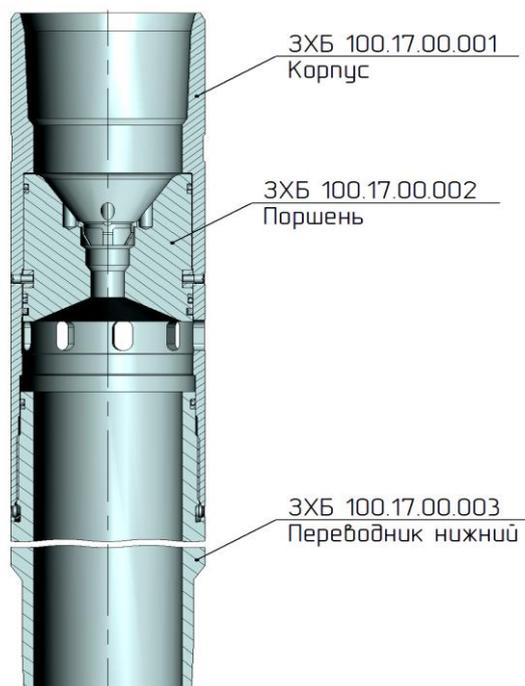


Рисунок 11 – Строение муфты

Подготовка муфты к работе

Перед спуском каждая муфта может быть настроена на различное давление закрытия окон, требуемое давление определяет потребитель в соответствии с условиями в скважине и программой проведения ГРП. Настройка осуществляется выкручиванием определенного количества винтов.

Описание и порядок работы муфты ГРПЦ-102

Спустить муфту в составе хвостовика в соответствии с планом работ.

В ходе проведения работ по гидравлическому разрыву пласта во время прокачки жидкости для гидроразрыва, производится сброс шара, входящего в комплект муфты. После повышения давления до равного давлению среза винтов и посадки шара в имеющиеся в поршне посадочное седло, осуществляется перемещение поршня в положение «ЗАКРЫТО», и он устанавливается на защелку. После активации муфты шаром проводится опрессовка колонны и подготовка к активации муфты ГРПИ-102/У. Муфта остается в положении «ЗАКРЫТО». Скважина готова к проведению ГРП.

Муфта ГРПЦ-114А входящая в комплект для гидравлического разрыва пласта, обеспечивает циркуляцию бурового раствора при спуске колонны, промывке забоя, затрубного пространства в открытом стволе с диаметром

больше 139,7 мм в многопластовых залежах нецементируемых скважин в процессе производства работ по их заканчиванию. При активации шаром муфта обеспечивает подготовку активации муфты ГРПИ и опрессовку колонны.

Устройство применяется для имеющих горизонтальное окончание наклонно-направленных, вертикальных скважин, в которые производится спуск хвостовиков или секций обсадных колонн.

Устройство применяется для работы в среде, включающей растворы HF, HCl, либо комбинации этих растворов; пропант, минерализованную пластовую воду, нефть, рабочие жидкости для гидравлического разрыва пласта; обработанный химическими реагентами буровой раствор (таблица 27).

Таблица 27 – Технические характеристики

Параметр	Значение
Условный диаметр потайной обсадной колонны (хвостовика), мм	114
Диаметр муфты наружный по телу, мм	128
Длина муфты, мм	550
Присоединительная резьба, муфта-ниппель	ОТТМ 114 ГОСТ 632-80
Перепад давления открытия окон муфты (после посадки шара), МПа (кгс/см ²): при установке 12 срезных винтов при установке 11 срезных винтов при установке 10 срезных винтов при установке 9 срезных винтов при установке 8 срезных винтов при установке 7 срезных винтов при установке 6 срезных винтов при установке 5 срезных винтов при установке 4 срезных винтов при установке 3 срезных винтов	19,6±2,0 (200±20) 18,0±2,0 (184±20) 16,3±2,0 (166±20) 14,7±2,0 (150±20) 13,1±2,0 (134±20) 11,4±1,5 (116±15) 9,8±1,5 (100±15) 8,2±1,5 (84±15) 6,5±1,5 (66±15) 4,9±1,5 (50±15)

На рисунке 12 представлено строение муфты.

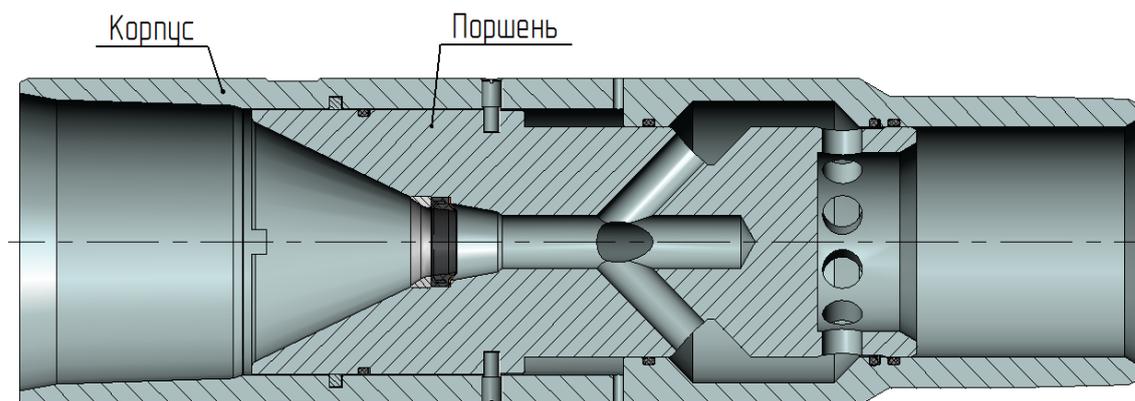


Рисунок 12 – Строение муфты

Муфта ГРПЦ–114А, представляет собой корпус, имеющий присоединительную резьбу ОТТМ 114 (муфта-ниппель). Внутри корпуса установлен поршень. В исходном положении, поршень зафиксирован в корпусе с резьбыми винтами в положении «ОТКРЫТО».

Подготовка муфты к работе

Перед спуском каждая муфта может быть настроена на требуемый перепад давления закрытия окон, требуемый перепад давления определяет потребитель в соответствии с условиями в скважине и программой проведения ГРП. Настройка осуществляется выкручиванием определенного количества винтов.

Порядок работы муфты ГРПЦ-114А

Спустить муфту в составе хвостовика в соответствии с планом работ.

При прокачке жидкости для гидроразрыва в ходе проведения работ по гидравлическому разрыву пласта входящий в комплекс муфты шар сбрасывается. Осуществляется посадка шара в имеющееся в поршне посадочное седло и создается перепад давления, необходимого для среза винтов, винты срезаются, поршень перемещается в сторону забоя, перекрывая каналы и фиксируется в положении «ЗАКРЫТО» стопорным кольцом от обратного перемещения. После активации муфты шаром проводится опрессовка колонны и подготовка к активации муфты ГРПИ. Муфта остается

в положении «ЗАКРЫТО». Скважина готова к проведению ГРП.

Муфта ГРПВ1-114-БТС, имеющая разрывные порты – входит в комплект для гидравлического разрыва пласта, используется при гидроразрыве интервала ствола, где она установлена в многопластовых залежах в открытом стволе цементируемых/нецементируемых скважин в ходе производства работ по заканчиванию скважин.

Применяется данное устройство в имеющих горизонтальное окончание наклонно-направленных и вертикальных скважинах с диаметром открытого ствола больше 139,7 мм.

Устройство применяется для работы в среде, включающей растворы HF, HCl, либо комбинации этих растворов; пропант, минерализованную пластовую воду, нефть, рабочие жидкости для гидравлического разрыва пласта; обработанный химическими реагентами буровой раствор, цементный раствор (таблица 28).

Таблица 28 – Технические характеристики

Параметр	Значение
Условный диаметр потайной обсадной колонны (хвостовика), мм	114
Диаметр муфты наружный по телу, мм	132
Диаметр муфты внутренний после разбуривания, мм	99
Длина муфты, мм	520
Присоединительная резьба, муфта-ниппель	BS 114,30 ГОСТ Р 51906-2015
Абсолютное давление (внутри муфты) активации разрывных портов, МПа (кгс/см ²):	
ЗХБ 100.13.00.000	25...30 (255...306)
ЗХБ 100.13.00.000-01	30...35 (306...357)
ЗХБ 100.13.00.000-02	35...40 (357...408)
ЗХБ 100.13.00.000-03	40...45 (408...459)
ЗХБ 100.13.00.000-04	45...50 (459...510)
ЗХБ 100.13.00.000-05	50...55 (510...561)
ЗХБ 100.13.00.000-06	58...63 (591...642)
ЗХБ 100.13.00.000-07	63...68 (642...693)
ЗХБ 100.13.00.000-08	68...73 (693...744)
ЗХБ 100.13.00.000-09	73...77 (744...785)

Контроль качества свинчивания муфты с обсадной трубой производить, в соответствии с рекомендациями ГОСТ Р 56175-2014 (ИСО 10405), исходя из положения торца муфты в отношении нанесенного на трубе треугольного клейма. В случае, когда соединение свинчено правильно, торец муфты будет располагаться между плоскостью, находящейся от основания треугольного клейма на расстоянии равном одному обороту резьбы и вершиной треугольного клейма.

Муфта ГРПВ1-114-БТС представляет собой корпус, 1 в котором установлено 15 разрывных портов. Корпус имеет присоединительные резьбы – муфтовую и ниппельную.

В ходе производства работ по гидравлическому разрыву пласта, разрывные порты 2 открываются, когда внутри муфты абсолютное давление повышается до равного давлению необходимому для активации. Через открытые порты производится гидроразрыв пласта. И по завершению гидравлического разрыва пласта муфты остаются открытыми (рисунок 13).

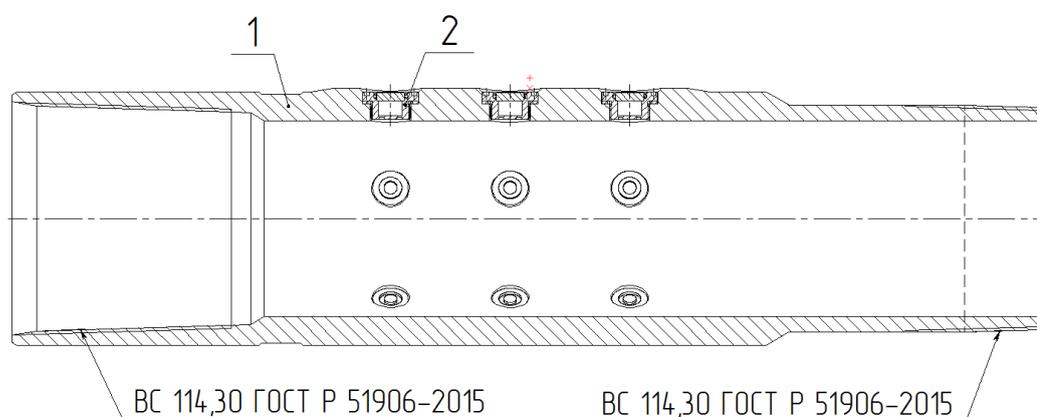


Рисунок 13 – Строение муфты

3.1 Порядок работы при подготовке скважины для проведения МГРП

Силами бригады КРС производится СПО компоновки (в случае сплошного цементирования) убедиться в том, что в хвостовике отсутствует цемент. (Подтверждение прохода до башмака хвостовика, промывка на забое до выхода чистого солевого раствора). СПО магнита конусного, совместно с

полотным шаблоном длиной 10-11 метров (имитатор пакера). На забое осуществляется обратная промывка в объеме 1,5-2 объема скважины.

Производство монтажа пакера осуществляется на приемном мосту КРС. Насосно-компрессорная труба (марка Р-110 или N-80) спускается по мере. Хвостовик спускается со скоростью 0,1м/с. При нарушении скорости спуска может произойти перелив в насосно-компрессорной трубе или посадка пакера в хвостовике. Когда достигается нижняя разрывная (вышибная. плановая) глубина муфты пакер может позиционироваться следующими дополняющими друг друга способами: разработанная поставщиком оборудования программа; механический локатор муфт; мера НКТ. Пакер позиционируется на первую муфту, за счет перемещения вверх-вниз колонны насосно-компрессорных труб производится посадка якоря. Производится монтаж арматуры для гидравлического разрыва пласта (не демонтируется превентор КРС). Для опрессовки пакера по насосно-компрессорной трубе используется агрегат ЦА-320. При герметичности осуществляется подготовка территории к выполнению гидравлического разрыва пласта. Оборудование КРС частично демонтируется в целях осуществления позиционирования пакера на следующие зоны стимуляции. Монтируются техника флота и линии гидравлического разрыва пласта при обвязке с ёмкостью КРС (10-25 м³), необходимой для промывки, стравливания скважины и промывок на пакере. Затрубное пространство, перед открытием разрывной муфты, заполняется в целях контроля в процессе проведения гидравлического разрыва пласта.

Для закачки производится продавка или перепродавка пропанта (согласуется с Заказчиком). Если в колонне насосно-компрессорной трубы оставить пропант и пакер, то возможно возникновение затяжек при срыве пакера и повреждение его манжет. Это можно ликвидировать за счет обратной промывки после гидравлического разрыва пласта. Скважина бригадой КРС разряжается до 0 атм., или глушится обратной промывкой. Арматура ГРП демонтируется. Все СПО производится с применением только станка КРС, что удешевляет стоимость проведения работ (ГНКТ) привлекается только в случае

получения незапланированного «СТОПА» и отсутствия циркуляции.

Особенности применения пакера ПМ 2-114

Преимущества:

- Все работы производятся силами бригады КРС;
- Дорогостоящий флот ГНКТ для промывок может применяться только в случае оставления всей колонны НКТ в пропанте;
- Возможность обратных промывок;
- Получение равнопроходного сечения по всей скважины (ремонтпригодность для КРС и ПРС);
- Возможность проведения повторного ГРП с помощью манжетного пакера;
- Относительная дешевизна и ускорение времени ввода скважины на режим (не требуется дополнительная нормализация забоя, после подъема пакера производится спуск ЭЦН).

Недостатки:

- Необходима тщательная подготовка ствола скважины к спуску пакера;
- Не допускается попадание посторонних предметов в скважину (приводит к заклиниванию пакера и повреждению манжет);
- Ограничение по тоннажу (250-300 тонн в зависимости от расхода);
- Ограничение по давлениям (не более 750 атм. на забое) и глубина спуска (максимум 3800 м по стволу). Ограничения по грузоподъемности КРС.

Уплотнитель для ГРП (стингер) используется для защиты от динамического воздействия ствола обсадной колонны при проведении технологических операций, при осуществлении которых внутри «хвостовиков» создается перепад давления (таблица 29).

Таблица 29 – Технические характеристики

№ п/ п	Наименование	Обозначение			
		ЗХБ 102.00.00.00 0	ЗХБ 120.00.00.000	ЗХБ 127.01.00.000	ЗХБ 127.02.00.000
1	Условный диаметр потайной обсадной колонны (хвостовика), мм	102	114	127	127
2	Максимальный наружный диаметр, мм	122	142	150	154
3	Уплотняемый диаметр, мм	105	127	133,5	133,5
4	Присоединительная резьба	89 ГОСТ 633-80			114 ГОСТ 633-80
5	Диаметр проходного канала, мм	76	76	76	97
6	Длина ниппеля, мм	770	730	730	710
7	Масса (с трубой НКТ89), кг	225	225	225	123
8	Макс. перепад давления, МПа	70	70	70	70
9	Максимальная рабочая температура, К (°С)	373 (100)			423(150)

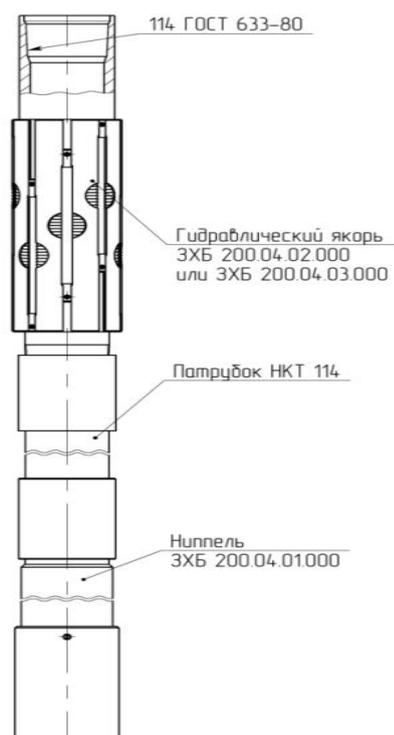


Рисунок 14 – Строение стингера

Ниппель используется для защиты от динамического воздействия ствола обсадной колонны при проведении технологических операций, при осуществлении которых внутри «хвостовиков» создается перепад давления (рисунок 15).

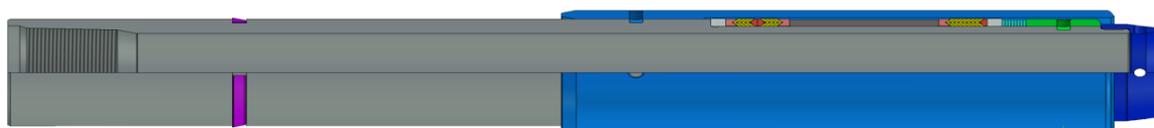


Рисунок 15 – Строение ниппеля

Ниппель ЗХБ 102.02.00.000 и ЗХБ 120.01.00.000 и ЗХБ 127.01.01.000_с шевронными уплотнениями. Используется однократно. Необходимо перебирать после каждого использования (рисунок 16).



Рисунок 16 – Строение ниппеля

Ниппель ЗХБ 102.03.00.000 и ЗХБ 120.03.00.000 с втулочными уплотнениями. Может использоваться многократно, до трёх посадок без подъёма из скважины (рисунок 17).

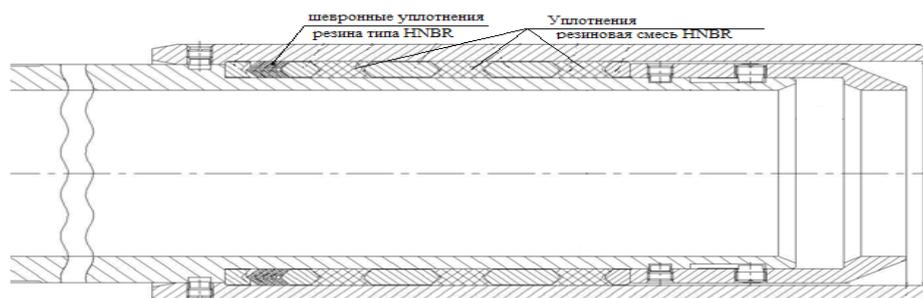


Рисунок 17 – Строение ниппеля

Для скважин с температурой свыше 100°С используется ниппель с уплотнениями из высокотемпературной резиновой смеси HNBR или Рс-26ч (рисунок 18).

Ниппель с резинометаллическими уплотнениями ЗХБ 200.20.00.000

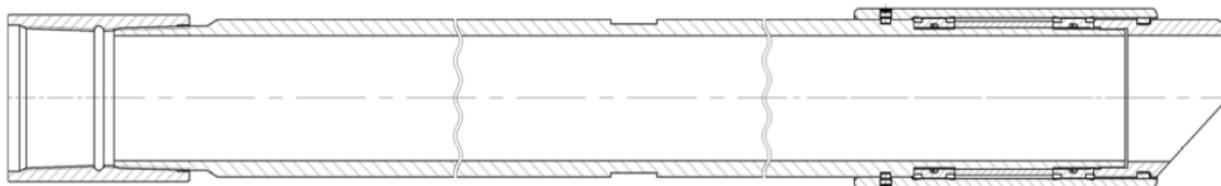


Рисунок 18 – Строение ниппеля

Ниппель может использоваться совместно с якорями ЗХБ 200.04.02А и ЯГ1-142-76-100 через переводник, включённый в комплектацию уплотнителя.

Якорь гидравлический используется в целях предотвращения поворотов и перемещений вверх колонны насосно-компрессорных труб и

оборудования, применяемого для производства в скважине разных технологических работ при высоком давлении.

Якорь удерживает колонну НКТ в месте посадки при помощи гидравлической системы зацепляющихся поршней. Поршни обладают высокой износостойкостью и твердостью и, следовательно, высокой якорящей способностью. Посадка в обсадной колонне якоря производится посредством создания перепада давления. Поршни якоря, под воздействием давления в колонне насосно-компрессорных труб, становятся в рабочее положение и создают опору на стену обсадной колонны. Поршни, под действием пружин при снятии давления втягиваются в корпус якоря, и колонну насосно-компрессорных труб можно перемещать (рисунок 19).

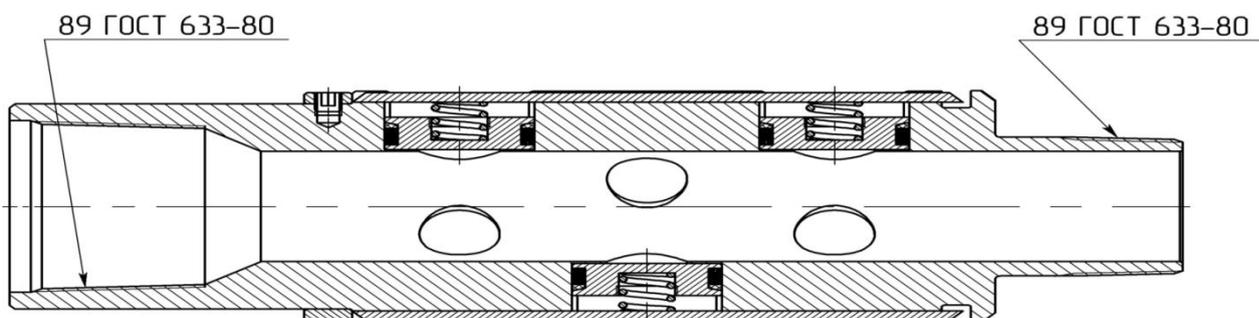


Рисунок 19 – Строение ЯГ1-122-76-100, ЯГ1-142-76-100, ЯГ1-150-76-100

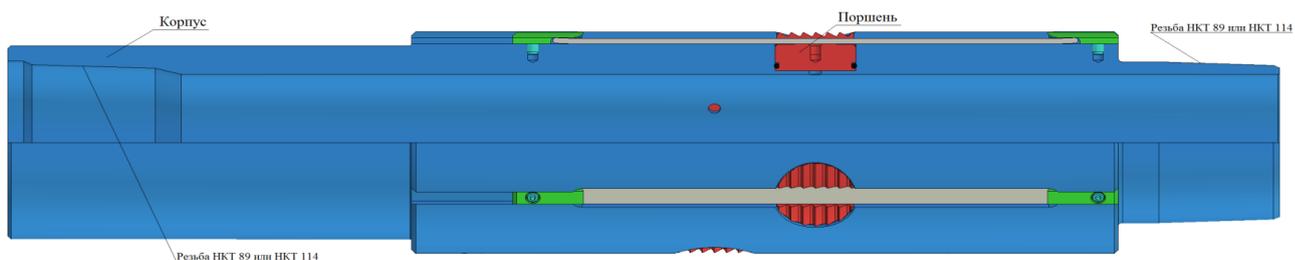
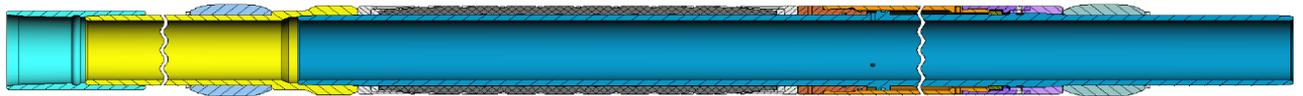
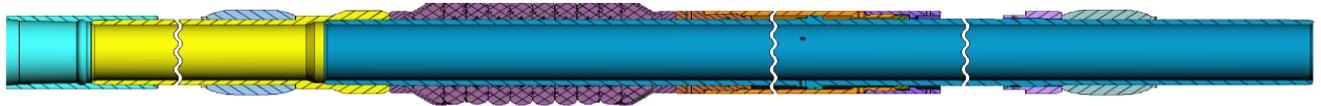


Рисунок 20 – ЗХБ 102.02.00.000, ЗХБ 200.04.02.000А, ЗХБ 200.04.03.000 А

Пакер гидромеханический предназначен для проведения работ по герметизации затрубного пространства, предотвращения межпластовых перетоков и надежной изоляции нефте- и водоносных пластов в открытом стволе (рисунок 21).



Транспортное положение



Рабочее положение

Рисунок 21 – пакер гидромеханический

Пакер заколонный гидромеханический состоит из:

- 1) Уплотняющего узла с уплотняющим рукавом и обоймами;
- 2) Патрубка монтажного;
- 3) Корпуса;
- 4) Гильзой;
- 5) Поршнем;
- 6) Фиксатором;
- 7) Срезными винтами;
- 8) Переводник;
- 9) Муфты;
- 10) Центраторы.

Заключение

Выбор метода для проведения МСГРП осуществляется на этапе проектирования. Характерные для методов преимущества сопоставляются со стоимостью его применения. На месторождениях в Западной Сибири в течение последних 5 лет было внедрено и опробовано много методов по проведению МСГРП, а именно: Рогожниковское месторождение – метод разрывных муфт; Восточно-Еловое месторождение – метод муфт ГРП с использованием растворимых и нерастворимых шаров. На сегодняшний день большинство российских предприятий нефтяной отрасли на практике применяют МСГРП.

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

Обучающемуся:

Группа	ФИО
3-2Б8В	Михралиев Фарид Абдулкеберович

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<i>Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения</i>
Нормы и нормативы расходования ресурсов	<i>Нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм и внутренним правилам организации</i>
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	<i>Согласно действующему законодательству РФ</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	<i>1. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>
<i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	<i>2. Расчет затрат времени и труда по видам работ</i>
<i>Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	<i>3. Нормативная карта строительства скважины</i>
<i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	<i>4. общий расчет сметной стоимости</i>
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	
<i>Отсутствует</i>	

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	11.02.2023
--	------------

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

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г	к. э. н.		

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Михралиев Фарид Абдулкеберович		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСО- ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Темой раздела финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение является расчет сметной стоимости и определение нормативного времени строительства разведочной скважины глубиной 2870 м расположенной в Томской области.

Объектом исследования является планирование и формирование бюджета научных исследований для строительства разведочной скважины глубиной 2870 м расположенной в Томской области, это является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения исследований.

Целью раздела финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение является проектирование нормативной карты для строительства разведочной скважины глубиной 2870 м в Томской области.

Для достижения поставленной цели были определены следующие задачи:

- Произвести расчет норм времени на производимые операции;
- Спроектировать нормативную карту строительства разведочной скважины;
- Произвести расчет сметы для строительства разведочной скважины.

Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Предоставленные исходные данные в таблице 30.

Таблица 30 – Исходные данные для расчета нормативной карты

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м	2870
Способ бурения: 0-30 30-890 890-2870	Роторный ВЗД ВЗД (роторный отбор керна)
Цель бурения	Разведочная
Конструкция скважины: – направление – кондуктор	d 323,9 мм на глубину 30 м d 244,5 мм на глубину 890 м
– эксплуатационная	d 177,8 мм на глубину 2870 м
Буровая установка	БУ-3Д-86
Оснастка талевого системы	5x6
Насосы:	
производительность, л/с:	
– в интервале 0-30 м	74,75
– в интервале 30-890 м	54,7
– в интервале 890-2870 м	31,5
– в интервале 890-2870 м	20,16
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	
Забойный двигатель (тип):	УБТ 241 – 18,9 м
– в интервале 60-950 м	
– в интервале 30-880 м	Д-240П.7/8.28
– в интервале 880-2880 м	Д-195.4000.78
Бурильные трубы: длина свечей, м	
– в интервале 0-30 м	36
– в интервале 30-880 м	127'9
– в интервале 880-2880 м	127'9
Типы и размеры долот:	127'9
– в интервале 0-30 м	393,7 МЗ-ЦГВУ (425Z)
– в интервале 30-880 м	TD-295,3 SVD 616-T1.2
– в интервале 880-2880 м	БИТ 220,7 В 813 ТУ

На основании приведённых данных производится расчет нормативного времени на выполнение работ в процессе бурения скважины.

Расчет нормативного времени на механическое бурение

Для выполнения расчета необходимы сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также действующие на

предприятию нормы времени на механическое бурение 1 м породы и нормы проходки на долото по данной площади.

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 31.

Таблица 31 – Нормы механического бурения

Интервалы 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	30	30	0,030	500
2	30	890	840	0,032	2000
3	890	2870	2000	0,036	3000
4	2795	2845	50	0,038	1000

Нормативное время на механическое бурение N , ч рассчитывается по формуле (17):

$$N = T \cdot H, \quad (17)$$

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

H – количество метров в интервале, м.

Нормативное время бурения представлено в таблице 32.

Таблица 32 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
30	0,03	0,9
860	0,032	27,52
1930	0,036	69,48
50	0,038	1,9
Итого		99,8

Далее производится расчет нормативного количества долот n с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле (18):

$$n = H / \Pi, \quad (18)$$

где H – количество метров в интервале;

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

Для всех интервалов расчет производится по формуле 17 и результаты расчета сводятся в таблицу 33.

Таблица 33 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале H , м	Нормативная проходка долото в данном интервале P , м	n
30	490	0,06
860	860	0,42
1930	1600	0,66
50	50	0,05
Итого на скважину		4

В данном разделе произведены расчеты нормативного времени на механическое бурение, которое составляет 99,8 часа и нормативного количества долот, которое составляет 4.

Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- 1) спуск бурильных свечей;
- 2) подъем бурильных свечей;
- 3) подъем и установка УБТ за палец;
- 4) вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- 5) подготовительно-заключительные работы при СПО;
- 6) наращивание инструмента;
- 7) промывка скважины перед подъемом инструмента;
- 8) промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- 9) смена долота;
- 10) проверка люфта турбобура;
- 11) смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- 12) крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной

колонны ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО $T_{СПО}$, с составляют на 1 метр

проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле (19):

$$T_{СПО} = П \cdot n_{сно}, \quad (19)$$

где П – длина интервала, м;

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

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в таблице 34 [27].

Таблица 34 – 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, м	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	7	8	9
I	0-30	393,7	500	0-30	0,0119	0,35
II	30-890	295,3	860	30-100	0,0120	0,84
				100-200	0,0131	1,31
				200-300	0,0144	1,44
				300-400	0,0144	1,44
				400-500	0,0144	1,44
				500-600	0,0153	1,53
				600-700	0,0156	1,56
				700-800	0,0157	1,57
				800-890	0,0157	1,25
Итого 12,73						
III	890-2870	220,7	1600	880-900	0,0157	0,31
				900-1000	0,0158	1,58
				1000-1100	0,0164	1,64
				1100-1200	0,0175	1,75
				1200-1300	0,0186	1,86
				1300-1400	0,0188	1,88
				1400-1500	0,0191	1,91
				1500-1600	0,0197	1,97
				1600-1700	0,0208	2,08
				1700-1800	0,0228	2,28
				1800-1900	0,0231	2,31
				1900-2000	0,0238	2,38
				2000-2100	0,0244	2,44
				2100-2200	0,0247	2,47

Продолжение таблицы 34

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, м	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
				2200-2300	0,0250	2,50
				2300-2400	0,0253	2,53
				2400-2500	0,0254	2,54
				2500-2600	0,0256	2,56
				2600-2700	0,0264	2,64
				2700-2800	0,0276	2,76
				2800-2870	0,0288	2,30
Итого						54,49

В данном разделе произведен расчет нормативного времени на СПО. Время, которое будет затрачено на СПО равно 54,49 часам.

Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

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

- кондуктор: $3 \cdot 1 = 3$ мин;
- эксплуатационная колонна: $8 \cdot 1 = 8$ мин.

В данном разделе рассчитано время на установку центрирующих фонарей. Для кондуктора оно составляет 3 минуты, а для эксплуатационной колонны 8 минут.

Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не выше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления – 8 ч, кондуктора

– 36 ч, эксплуатационной колонны – 48 ч.

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;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию
- колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора и технической колонны. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ: Отвертывание долота – 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле (20):

$$L_c = L_k - L_n, \quad (20)$$

где L_k - глубина кондуктора, м; L_n - длина цементной пробки, м.

б) рассчитывается длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м квадрата (28 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м}$$

в) определяется длина бурильных труб L_T , м по формуле (21):

$$L_T = L_c - L_n, \quad (21)$$

Для направления определен по формуле (22):

$$L_T = 30 - 29 = 1 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле

$$N = L_T / l_c, \quad (22)$$

где l_c – длина одной свечи, м

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 минуты и определен по формуле (23):

$$T_{\text{секции}} = N * 2 + 5 \quad (23)$$

Для направления: $T_{\text{напр.}} = 0,25 * 2 + 5 = 5,5$ минут.

Для кондуктора: $T_{\text{конд.}} = 35,5 * 2 + 5 = 75,4$ минут.

Для эксплуатационной колонны: $T_{\text{конд.}} = 115,2 * 2 + 5 = 235,4$ минут.

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:

$$\Sigma = 5,5 + 75,4 + 235,4 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 469,91 \text{ мин} = 8,57 \text{ ч.}$$

В данном разделе произведен расчет разбуривания цементной пробки.

Общее время на разбуривание цементных пробок 8,57 часов.

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.

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). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ [28].

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 247,24 часов или 10,3 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением: $247,24 \times 0,066 = 16,3$ ч.

Общее нормативное время проводки скважины составляет $247,24 + 16,3 + 25 = 288,54$ ч = 12,02 суток.

Нормативная карта вертикальной разведочной скважины представлена в таблице 35 [29, 30].

Таблица 35 – Нормативная карта вертикальной разведочной скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	393,7GRDP135	490	0,06	0-30	30	0,028	0,84	0,35	1,19
Итого			0,06		30		0,84	0,35	1,19
Бурение под кондуктор	У8 – 295,3 ST – 64С	860	0,98	30-890	870	0,033	28,05	10,34	38,39
Итого			0,98		890		28,05	10,34	38,39
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9 В 913 Н	1600	1,25	890-2870	1990	0,037	74	55,54	129,54
Итого			1,25		2000		74	55,54	129,54
Всего			4		2870		102,89	66,03	168,92
Крепление: – направления – кондуктора – эксплуатационная									3,80 19,0 33,4

Продолжение таблицы 35

Установка центраторов			3						0,03
-направление			34						0,34
-кондуктор			78						0,78
- эксплуатационная			-						-
- хвостовик									
ОЗЦ:									
-направление									4,0
-кондуктора									10,0
- эксплуатационной									22,0
Разбуривание цементной									
пробки (10 м)									
-направление									1,05
-кондуктор				20-30					2,12
- эксплуатационной				870-880					5,42
Промывка скважины (1 цикл)									
-направление									0,05
-кондуктор									0,30
- эксплуатационная									1,20
Спуск и подъем при ГИС									5,89
Геофизические работы									25,0
Прочие вспомогательные									
работы, не учтенные в УНВ									7,65
Всего на бурение скважины									
(без учета норм времени на									
геофизические работы)									263,54
Ремонтные работы (6,6 %)									16,3
Общее время на скважину									365,67

Расчет технико-экономических показателей

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

а) по формуле (24) механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H/T_M [31], \quad (24)$$

где H – глубина скважины, м;

T_M – время механического бурения, ч.

б) по формуле (25) рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H / (T_M + T_{сно}), \quad (25)$$

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

в) по формуле (26) коммерческая скорость V_K , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720) / T_H, \quad (26)$$

где T_H – нормативная продолжительность бурения скважин, ч г) по формуле (27) проходка на долото h_∂ , м:

$$h_\partial = H / n, \quad (27)$$

где n – количество долот;

Себестоимость одного метра строительства скважины находим по формуле (28) [32]:

$$C_{с/м} = (C_{см} - П_n) / H, \quad (28)$$

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

$П_n$ – плановые накопления, рублей

Таблица 36 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2870
Продолжительность бурения, суток	6,54
Механическая скорость, м/ч	29,2
Рейсовая скорость, м/ч	16,23
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	8719
Проходка на долото, м	2411,7
Стоимость одного метра	40363

В данном разделе произведены расчеты норм времени на производимые операции, такие как: нормативное время на механическое бурение; нормативного времени на СПО; нормативное время на установку центрирующих фонарей; нормативное время ОЗЦ; нормативное время на разбуривание цементной пробки; нормативное время на проведение вспомогательных работ; нормативное время на проведение ремонтных работ;

В разделе 2 после составления нормативной карты производится расчет технико-экономических показателей, таких как механическая скорость, рейсовая скорость, коммерческая скорость, проходка на долото, сметная стоимость.

В ходе проделанной работы определена сметная стоимость, а также нормативное время для строительства скважины.

Спроектирована нормативная карта строительства скважины, отражающая в себе нормативную продолжительность работ, на карте указаны затраты времени на каждый вид работ, которые должны быть выполнены при бурении. В ходе проведенных расчетов определена сметная стоимость строительства скважины – 52083 рубля за один метр строительства скважины.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 3-2Б8В		ФИО Михралиев Фарид Абдулкеберович	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2870 метров на нефтегазовом месторождении (Томской область)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</p>	<p><i>Объект исследования Нефтяное месторождение в Томской области</i> <i>Область применения строительство разведочной нефтяной скважины</i> <i>Рабочая зона: Буровая установка, полевые условия.</i> <i>Размеры помещения (климатическая зона) 200x50</i></p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны</i> <i>Буровые насосы, система очистки, блок приготовления раствора, вышечно-лебедочный блок</i> <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: бурение, бурение, промывка ствола скважины, спуск-подъемные операции, цементирование.</i></p>
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>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.</p>	<p><i>ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы.</i> <i>ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</i> <i>ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.</i> <i>ГОСТ 13862-90 "Оборудование противовыбросовое".</i> <i>ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.</i> <i>Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».</i></p>
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации): 2.1. Анализ потенциальных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия-</p>	<p><i>Вредные производственные факторы:</i> – <i>Недостаток необходимого освещения.</i> – <i>Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего.</i> – <i>Загазованность воздуха рабочей зоны.</i> – <i>Повышенный уровень шума и вибрации.</i> – <i>Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.</i> – <i>Повышенный уровень шума и вибрации.</i> – <i>Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.</i></p>

	<p><i>Опасные производственные факторы:</i> <i>Производственные факторы, связанные с электрическим током.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>Производственные факторы, связанные с пожаровзрывоопасностью.</i> – <i>Производственные факторы, связанные с работой на высоте.</i> – <i>Производственные факторы, связанные с движущимися машинами и механизмами производственного оборудования.</i> <p><i>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>Искусственное освещение;</i> – <i>Спецодежда, спецобувь с повышенным тепловым сопротивлением, защитные маски для лица;</i> – <i>Переносные газоанализаторы;</i> – <i>Защитные беруши, звуко- и виброизолирующие кожухи,</i> – <i>Измерительные штанги, изолирующие клещи, электроизмерительные инструменты, диэлектрические перчатки;</i> – <i>Порошковые и углекислотные огнетушители, пожарные щиты и стенды.</i>
3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации	<p><i>Воздействие на селитебную зону: строительство нефтяной скважины осуществляется в отдаленных от жилых зон регионах, влияние отсутствует.</i></p> <p><i>Воздействие на литосферу: уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель.</i></p> <p><i>Воздействие на гидросферу: Попадание в гидросферу загрязняющих веществ, такие как хозяйственно-бытовые сточные воды.</i></p> <p><i>Воздействие на атмосферу: выброс в атмосферу выхлопных газов от автомобилей, а также от стационарных источников.</i></p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения/при эксплуатации	<p><i>Возможные ЧС: ГНВП, возникновение лесного пожара, пожар на нефтяной скважине</i></p> <p><i>Наиболее типичная ЧС: ГНВП, возникновение лесного пожара.</i></p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
09.02.2023	

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	Михралиев Фарид Абдулкеберович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данной выпускной квалификационной работе производятся буровые работы на разведочной вертикальной скважины глубиной 2870 метров на нефтяном месторождении.

Воздействие опасных и вредных факторов учитывается при проведении строительных работ. Эти факторы вполне могут причинить вред на окружающую среду, вследствие чего может возникнуть чрезвычайная ситуация, которая имеет вид техногенного характера.

Целью данного раздела является анализ опасных и вредных факторов, которые могут повлиять на работников строительных служб при строительстве нефтяной разведочной скважины. Также поднимаются вопросы пожарной профилактики, техники безопасности и защиты окружающей среды. По тематике даются рекомендации по повышению оптимальных условий труда.

Работы в процессе проходки ствола скважины могут включать: непосредственно бурение, наращивание колонны бурильных труб, спускоподъемные операции, регенерацию свойств промывочной жидкости. При цементировании обсадных колонн: спуск обсадных труб, подготовка и обвязка цементировочной техники, затворение тампонажного раствора, закачка и продавка цемента и другие. Заканчивание и освоение скважины включают такие работы как: свабирование скважины, установку фонтанной арматуры и другие.

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К выполнению буровых работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке в соответствии с приказом Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302н и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие

соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке (ст. 264; 298 ТК РФ). Согласно Трудовому кодексу РФ, N 197-ФЗ работник имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
- получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;
- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;
- обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя;
- гарантии и компенсации, установленные в соответствии с настоящим Кодексом, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором, если он занят на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.

Производственная безопасность

В таблице 37 представлены опасные и вредные производственные факторы.

Таблица 37 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)	+	+	+	ПОТ Р М-012-2000-Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте ГОСТ 12.2.003-91-оборудование производственное. ГОСТ 12.4.011-89- средства защиты работающих. ГОСТ 12.2.062-81- оборудование производственное ГОСТ 12.4.026-2001-цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная ГОСТ 12.1.004-91-пожарная безопасность ГОСТ 12.1.019-79-электробезопасность ГОСТ 12.1.012-2004-вибрационная безопасность ГОСТ 31192.2-2005-измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека ГОСТ 31319-2006-измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека ГОСТ 12.1.003-2014-шум ГОСТ 17.2.2.03-87-атмосфера СНиП 23-05-95- естественное и искусственное освещение ГОСТ 12.1.005-88- общие санитарно- гигиенические требования к воздуху рабочей зоны СанПиН 2.2.4.548–96- Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
2. Движущиеся машинные механизмы производственного оборудования	+	+	+	
3. Пожаровзрывобезопасность	+	+	+	
4. Электробезопасность	+	+	+	
5. Превышение уровней вибрации	+	+	+	
6. Превышение уровней шума	+	+	+	
7. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	
8. Отклонение показателей климата на открытом воздухе				
9. Превышение уровней шума				
10. Недостаточная освещенность рабочей зоны				

Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)

Работы на высоте относятся к работам с повышенной опасностью и включены в перечень профессий и видов работ, к которым предъявляются повышенные требования по соблюдению правил безопасности при производстве работ.

Согласно ПОТ Р М-012-2000 к работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от не ограждённых перепадов по высоте 1,3 м и более. При невозможности устройства ограждений работы должны выполняться с применением предохранительного пояса и страховочного каната.

Верхолазными считаются работы, выполняемые на высоте более 5 м от поверхности земли, перекрытия или рабочего настила, над которыми производятся работы непосредственно с конструкций или оборудования при их монтаже или ремонте, при этом основным средством, предохраняющим работников от падения, является предохранительный пояс.

При совмещении работ по одной вертикали нижерасположенные места должны быть оборудованы соответствующими защитными устройствами (настилами, сетками, козырьками), установленными на расстоянии не более 6 м по вертикали от нижерасположенного рабочего места. Внизу под местом производства работ определяются и ограждаются опасные зоны, опасные участки обозначаются плакатами, знаками безопасности для предупреждения появления в опасной зоне посторонних лиц.

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

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвернуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных работах, монтаже-демонтаже оборудования на скважине и др.

Меры безопасности, в большинстве, сводятся к неукоснительному соблюдению техники безопасности на буровой. Поэтому каждого поступающего на работу человека обязательно нужно проинструктировать по технике безопасности при работе с тем или иным оборудованием; обеспечить медико-санитарное обслуживание.

К основным документам, регламентирующим работу с движущимися механизмами, относится ГОСТ 12.2.003-91, здесь описываются такие требования как:

– конструкция производственного оборудования и его отдельных частей должна исключать возможность их падения, опрокидывания и самопроизвольного смещения;

– производственное оборудование должно быть пожаровзрывобезопасным;

– движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование;

– элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями [33].

В последнем случае должны быть предусмотрены меры защиты работающих и т.д.

Все рабочие во избежание травм снабжаются спецодеждой: защитная каска, которая выдается каждому члену бригады, щитки защитные лицевые, сапоги, согласно ГОСТ 12.4.011-89.

Согласно ГОСТ 12.2.062-81 все опасные зоны оборудуются ограждениями.

Согласно ГОСТ 12.4.026-2001 вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а также используются сигнальные цвета [39].

Пожаровзрывобезопасность

По классификации пожароопасных зон площадка изысканий относится к категории II-III (расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°C или твердые горючие вещества). Основными причинами пожаров на производстве могут являться:

1. Причины электрического характера (короткие замыкания, перегрев проводов);
2. Открытый огонь (сварочные работы, костры, курение, искры от автотранспорта и неомедненного инструмента);
3. Удар молнии;
4. Разряд зарядов статического электричества [35].

Для устранения причин пожара электрического характера необходимо: регулярно контролировать сопротивление изоляции электрической сети, принять меры от механических повреждений электрической проводки. Во всех электрических цепях устанавливается отключающая аппаратура (предохранители, магнитные пускатели, автоматы).

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, должны проходить первичный и вторичный противопожарный инструктаж. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков. Результаты проверки оформляются записью в «Журнал регистрации обучения видов инструктажа по технике безопасности» согласно ГОСТ 12.1.004-91.

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории базы располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ12.1.004-91: огнетушитель марки ОП-10 и ОП-10; ведро пожарное – 2 шт.; багры – 3 шт.; топоры – 3 шт.; лопаты – 3 шт.; ящик с песком, 0,2 м³ – 2 шт.

Электробезопасность

Опасностями поражения током при проведении полевых работ, сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие заземления и др. Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой.

Во избежание электротравм следует проводить следующие мероприятия:

- ежедневно перед началом работы проверять наличие, исправность и комплектность диэлектрических защитных средств (диэлектрические перчатки, боты, резиновые коврики, изолирующие подставки);

- все технологические операции, выполняемые на приёмных и питающих линиях, должны проводиться по заранее установленной и утвержденной системе команд, сигнализации и связи;

- с целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности [35].

Помощь пораженному электротоком необходимо оказывать немедленно, не теряя ни минуты. Прежде всего, добиться прекращения действия тока на пострадавшего, для чего любым способом изолировать его от источника тока. Следует помнить, что электроток вызывает сокращение мышц пальцев, и пострадавший не может самостоятельно разжать их.

Поражение электрическим током может произойти в следующих случаях:

- прикосновение к изолированным токоведущим частям установки;
- прикосновение к двум точкам земли, имеющим разные потенциалы;

освобождение другого человека из-под напряжения.

Основная причина смертельных случаев, связанных с поражением электрическим током – нарушение правил работы с электроприборами по ГОСТ 12.1.019-79.

Превышение уровней вибрации

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. [36].

Разделяют общую и локальную вибрацию. В результате развития вибрационной болезни нарушается нервная регуляция, теряется чувствительность пальцев, расстраивается функциональное состояние внутренних органов. Основным средством обеспечения вибрационной безопасности является создание условий работы, при которых вибрация, воздействующая на человека, не превышает некоторых установленных пределов (гигиенических нормативов).

Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2-2005, общей вибрации – по ГОСТ 31319-2006.

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования используют различные методы:

- использование машин с меньшей виброактивностью;
- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека;
- использование в качестве рабочих виброопасных профессий лиц, не имеющих медицинских противопоказаний, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований; проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин;
- индивидуальные средства защиты: виброобувь и виброручкавицы, вкладыши и прокладки из упругодемпфирующих материалов;
- коллективные средства защиты: амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов [37].

Превышение уровней шума

Шум — беспорядочные колебания различной физической природы, отличающиеся сложностью временной и спектральной структуры.

Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

Шум может создаваться работающим оборудованием (буровой установкой, установкой статического зондирования, установками воздуха, преобразователями напряжения). В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действиешума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003-2014 [38].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещенность – важнейший параметр на рабочем месте работника, обеспечивающий комфортные условия, повышенную эффективность и безопасность труда, снижает утомление, сохраняет высокую работоспособность. Недостаточное освещение влияет на функционирование зрительного аппарата, то есть определяет зрительную работоспособность, на психику человека, его эмоциональное состояние, вызывает усталость центральной нервной системы, возникающей в результате прилагаемых усилий для опознания четких или сомнительных сигналов.

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение». Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному. Предельно допустимые нормы рассчитываются по ГОСТ 12.1.005- 88 и СанПиН 2.2.4.548-96.5.2.

Экологическая безопасность

Экологическая безопасность – допустимый уровень негативного воздействия природных и антропогенных факторов экологической опасности на окружающую среду и человека.

Вредные воздействия на природную среду (атмосферу, литосферу, гидросферу) в результате выполнения геолого-технических мероприятий и природоохранные мероприятия по их устранению приведены в таблице 38 [39].

Таблица 38 – Вредные воздействия на природную среду (атмосферу, литосферу, гидросферу)

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Разрушение плодородного слоя почвы в месте кустовой площадки	Рекультивация земель, рациональное планирование мест установки
	Загрязнение почвы химическими реагентами, маслами, сточными водами	Сооружение специальных сливных поддонов, уничтожение отработавших химических реагентов
	Уничтожение растительности, создание неровностей поверхности при передвижении установки	Засыпка создаваемых неровностей
Вода и водные ресурсы	Попадание химических реагентов, масел со сточными водами	Хранение химических реагентов и ГСМ в специальных складах защищённых от попадания атмосферных осадков
Недра	Нарушение состояния геологической среды, путем закачки жидкости в пласт под высоким давлением	Инженерно-геологические и гидрогеологические наблюдения в скважинах
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов, от рабочих механизмов системы	Установка специализированных фильтров в систему вентиляции помещения

При производстве буровых работ, загрязнение может приводить к

снижению продуктивности почв и ухудшению качества подземных и поверхностных вод. Причины, влияющие на окружающую среду, могут быть следующими: неправильная прокладка дорог и размещение буровых установок; планировка буровых площадок; нерациональное использование земельных участков под буровые установки; несоблюдение правил и требований.

При проведении инженерно-геологических работ необходимо выполнение следующих правил и мероприятий по охране природы: обязательна ликвидация возможных вредных последствий от воздействия на природу; не допускается разведение костров, за исключением специально оборудованных для этого мест; не допускается загрязнение участка проведения работ; для предотвращения пожаров необходимо строго соблюдать правила пожарной безопасности; установка маслосборников для быстрого удаления ГСМ; ликвидация скважин методом послойной засыпки ствола, извлеченным грунтом с послойной трамбовкой.

С целью уменьшения повреждений земельных угодий и снижение вредных воздействий, геологоразведочные организации должны ежегодно разрабатывать планы-графики перемещения буровых агрегатов с учетом времени посевов и уборки сельскохозяйственных культур. Подъездные дороги и буровые площадки по возможности необходимо располагать на малопродуктивных землях, а размеры их должны быть минимальными, все горные выработки после окончания работ должны быть ликвидированы: скважины – тампонажем глиной или цементно-песчаным раствором с целью исключения загрязнения природной среды и активизации геологических и инженерно-геологических процессов.

По окончании буровых работ должна быть проведена рекультивация, то есть комплекс мероприятий по восстановлению земельных отводов. Оборудование и железобетонные покрытия демонтируют и вывозят, остатки дизельного топлива и моторного масла сжигают, глинистый раствор вывозят, нарушенный растительно-почвенный покров закрывают дерном и почвенным

слоем. Проводят биологическую рекультивацию – озеленение.

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары

В процессе строительства скважины возможны возникновения различного вида чрезвычайные ситуации. Это могут быть открытые нефтяные фонтаны и последствия, при не принятых мерах, падение и разрушение вышки или элементов талевой системы, а также взрывы и пожары. Данные факторы приводят к выводу из строя оборудования, нанесение огромного ущерба природной среде.

В случае возникновения аварийной ситуации – открытого фонтана, а также в следствие пожара, работы по их ликвидации должны осуществляться силами Северной военизированной части по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых фонтанов и нефтяных фонтанов.

Анализ возможных чрезвычайных ситуаций представлен в таблице 39.

Таблица 39 – Анализ чрезвычайных ситуаций

Чрезвычайная ситуация	Источники чрезвычайной ситуации	Характер чрезвычайной ситуации	Последствия чрезвычайной ситуации
1	2	3	4
Пожары	Внутренние: являются проявления недр при вскрытии продуктивных пластов. Разлив нефти с возгоранием. Внешнее: поджог	Локальный (пострадавших не более 10 человек, материальный ущерб не более 1000 МРОТ, ЧС в пределах территории объекта)	Пожар, разрушение зданий, ожоги, летальные исходы
ГНВП	Внутреннее: Разлив нефти и дизельного топлива свозгоранием, выброс бурового раствора с последующим фонтанированием углеводородносырья; проведение огневых работ. Внешнее: поджог	Локальный (в пределах буровой вышки)	Пожар, повреждение механизмов и оборудования, разрушение вышки, ожоги, отравления продуктами горения, летальные исходы

Раздел социальная ответственность был посвящен охране окружающей среды, технике безопасности и правилам безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Перечень принимаемых мер по устранению наиболее вероятных ЧС техногенного характера связанных с пожароопасностью и принятия мер по сохранению природных ресурсов и их залежей. Недопущения загрязнений водоносных пластов.

Предусмотрены все необходимые меры безопасности жизнедеятельности, рассмотрены мероприятия по охране недр и окружающей среды и предупреждению аварий и осложнений.

Предложенные средства индивидуальной и коллективной защиты минимизируют риски получения травм и нанесения вреда здоровью персоналу с приведёнными факторами. Уделено внимание возможным источникам загрязнения окружающей среды и природоохранным мероприятиям для обеспечения ее экологической безопасности, сохранению природных ресурсов и залежей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения данной работы произведена разработка проекта по строительству на находящемся в Томской обл. нефтяном месторождении вертикальной разведочной скважины, имеющей глубину 2870 м. Рассмотрены экономическая и географическая характеристики района проведения работ, данные стратиграфического строения разреза скважины, газонефтеводоносность и тектоническая характеристика разреза, проанализированы осложнения, которые могут возникнуть.

В технологической части данной работы произведен расчет профиля скважины и дано его обоснование; спроектирована конструкция скважины и конструкция эксплуатационного забоя; определена глубина спуска обсадных колонн и их необходимое количество; выбраны интервалы цементирования, произведен расчет диаметра проектной скважины и диаметры обсадных колонн; разработана схема обвязки устья скважины; выбран способ бурения; выбраны типы и размеры разрушающего породу инструмента для каждого интервала бурения; выбраны для каждого интервала бурения тип вогно-забойного двигателя и винто-забойного двигателя; произведен расчет расхода бурового раствора, бурильной колонны и компоновки низа колонны. Выбраны тип, компонентный состав промывочных жидкостей и гидравлической программы промывки, а также способ освоения скважины и буровая установка и дано обоснование сделанному выбору.

Рассмотрены связанные с безопасностью в рабочей зоне вопросы, вопросы, касающиеся возникновения чрезвычайных ситуаций и охраны окружающей среды.

Экономическая часть содержит расчеты сметной стоимости строительства и его продолжительности. Также в данном разделе составлена нормативная карта строительства скважины.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ковалев, А. В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин и выбор конструкции эксплуатационного забоя» / А. В. Ковалев. – Томск.: Издательство ТПУ. – 2018. – 163 с.
2. Попов, А. Н. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для вузов / А. Н. Попов, А. Н. Спивак, Т. О. Акбулатов и др.; под общей ред. А. И. Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». – 2003. – 509 с.
3. Абубакиров, В.Ф. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 1. Буровой инструмент / В. Ф. Абубакиров, Ю. Г. Буримов, А. Н. Гноевых, А. О. Межлумов, В. Ю. Близнюков. – М.: ОАО Издательства «Недра». – 2003. – 512 с.
4. Овчинников, В. П. Учебное пособие / В. П. Овчинников, В. Г. Кузнецов, О. В. Нагарев, Т. А. Ованесянц. – Тюмень: Экспресс. – 2008. – 347 с.
5. Овчинников, В.П. Заканчивание скважин Учебное пособие для вузов / В. П. Овчинников, Н. А. Аксенова, Ф. А. Агзамов, О. В. Нагарев. – М.: ООО «Недра Бизнесцентр». – 2010. – 189 с.
6. Басарыгин, Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». – 2000. – 679 с.
7. Борисов, К.И. Методические основы расчёта колонны бурильных труб: Учебное пособие / К. И. Борисов, В. И. Рязанов. – Томск: Издательство ТПУ. – 2005. – 75 с.
8. Басарыгин, Ю.М. Строительство наклонных и горизонтальных скважин / Ю. М. Басарыгин, В. Ф. Будников, А. И. Булатов, В. Г. Гераськин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». – 2000. – 262 с.
9. Басарыгин Ю. М. Заканчивание скважин. Учеб. пособие для вузов / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. – М.: ООО «Недра –

Бизнесцентр». – 2000. – 670 с.

10. Ковалев, А. В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Центрирование обсадной колонны и выбор технологической оснастки» / А. В. Ковалев. – Томск: Издательство ТПУ. – 2018. – 111 с.

11. Калинин, А. Г. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие / А. Г. Калинин, А. З. Левицкий, А. Г. Мессер, Соловьев Н.В. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр». – 2001. – 450 с.

12. Булатов, А. И. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шаманов. – М.: Недра. – 2003. – 1007 с.

13. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва. – 2000. – Ч1.

14. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва. – 2000. – Ч2.

15. Балденко, Ф. Д. Расчеты бурового оборудования / Ф. Д. Балденко. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2012. – 428 с.

16. Инструкция по расчету бурильных колонн. – М.: ВНИИБТ. – 1997. – 168 с.

17. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. М.: ВНИИБТ. – 1997. – 194 с.

18. Калинин, А. Г. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие / А. Г. Калинин, А. З. Левицкий, А. Г. Мессер, Н. В. Соловьев. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». – 2001. – 450 с.

19. Калинин, А. Г. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник / А. Г. Калинин, Б. А. Никитин, К. М. Солодский и др. – М.: Недра. – 1997. – 648 с.

20. Крепша, Н.В. Безопасность жизнедеятельности: Учеб.-метод. Пособие / Н. В. Крепша, Ю. Ф. Свиридов. – Томск: Издательство ТПУ. – 2003. – 144 с.

21. Редутинский, Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн / Л. С. Редутинский. – Томск: Издательство ТПУ. – 1997. – 47 с.
22. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. – Москва. – 2003. – 263 с.
23. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. Москва: «Недра». – 2004 – 187 с.
24. Андреев, А. Ф. Основы менеджмента (нефтяная и газовая промышленность): учебник / А. Ф. Андреев. – Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина (РГУ Нефти и Газа). – М.: Нефть и газ. – 2007. – 264 с.
25. Епихин, А. В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методическое пособие / А. В. Епихин, А. В. Ковалев. Т.: ТПУ. – 2016. – 51 с.
26. Рязанов, В.И. Практическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» / В. И. Рязанов, К. И. Борисов. – Томск: Издательство ТПУ. – 2008. – 94 с.
27. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов / СанПиН 2.2.1/2.1.1.984-00. М.: Федеральный центр Госсанэпиднадзора Минздрава России. – 2000. – 15 с.
28. Дунаева, В. Ф. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности: учебник / В. Ф. Дунаева. – М.: «ЦентрЛитНефтеГаз». – 2004. – 368 с.
29. Ковалев, А. В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Гидравлический расчет цементирования» / А. В. Ковалев. – Томск: Издательство ТПУ. – 2018. – 133 с.
30. Ковалев, А. В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Выбор способа цементирования» / А. В. Ковалев. – Томск: Издательство ТПУ. – 2017. – 86 с.
31. Ковалев, А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Расчет обсадных

колонн на прочность» / А. В. Ковалев. – Томск: Издательство ТПУ. – 2018. – 112 с.

32. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Проектирование конструкции скважины» / А. В. Ковалев. – Томск: Издательство ТПУ. – 2018. – 36 с.

33. ГОСТ 12.0.003-2015 – Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

34. ГОСТ 12.2.003-91 – Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

35. ГОСТ 12.2.062-81 – Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные.

36. ГОСТ 12.4.011-89 – Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

37. ГОСТ 12.1.005-88 – Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

38. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.

39. СанПиН 2.2.4.548-96 – Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

Приложение А.1

(обязательное)

Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозности
от	до	название	индекс	
1	2	3	4	5
0	20	Четвертичное отложения	Q	1,3
20	157	Некрасовская серия	P ₃ nk	1,3
157	223	Чегановская свита	P ₃ chn	1,3
223	278	Люлинворская свита	P ₂ ll	1,3
278	312	Талицкая свита	P ₁ tl	1,3
312	430	Ганькинская свита	K ₂ gn	1,3
430	490	Славгородская свита	K ₂ slv	1,3
490	652	Ипатовская свита	K ₂ ip	1,3
652	675	Кузнецовская свита	K ₂ kz	1,3
675	1515	Покурская свита	K ₁₋₂ pk	1,4
1515	2140	Киялинская свита	K ₁ kl	1,4
2140	2232	Тарская свита	K ₁ tr	1,2
2232	2450	Куломзинская свита	K ₁ klm	1,2
2450	2475	Баженовская свита	J ₃ bg	1,2
2475	2495	Георгиевская свита	J ₃ gr	1,2
2495	2570	Васюганская свита	J ₂₋₃ vs	1,2
2570	2794	Тюменская свита	J ₂ tm	1,2
2794	2800	Пермо-триасовая система	P-T	1,2
2800	2900	Палеозой, Девон	Pz, D ₃	1,2

Приложение А.2

(обязательное)

Литологическая характеристика разреза скважины

Название стратиграфического подразделения	Интервал, м		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки.(структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	6
Четвертичное отложения	0	20	Почвенно-растительный слой, глины и суглинки, желтовато-серые пески и супеси
Некрасовская серия	20	57	Пески светло-серые, мелкозернистые, с подчиненными прослоями глин темно-серых, зеленовато-серых
Чегановская свита	430	885	Глины серые, плотные с пропластками и линзами бурых углей, светло-серые пески
Люлинворская свита	885	900	Глины зеленовато-серые, опоковидные, алевристые с тонкими прослоями песчаников
Талицкая свита	900	1100	Глины серые, с прослоями алевролитов и песаников
Ганькинская свита	1100	1620	Глины серые и зеленовато-серые, известковистые с прослоями мергелей, песчаников и алевролитов
Славгородская свита	1620	2370	Глипы серые, зеленовато-серые, плотные, иногда алевролитовые или опоковидные
Ипатовская свита	2370	2500	Песчаники глауконито-кварцевые с резко подчиненными прослоями алевролитов и глин
Кузнецовская свита	652	675	Глины темно-серые с редкими линзочками песка
Покурская свита	675	1515	Неравномерное переслаивание глин, песчаников и алевролитов. Глины серые, темно серые, слюдистые с гнездами песка. Алевролиты серые, слюдистые, слабоупроченные. Песчаники серые, желто-серые, разнозернистые
Киялинская свита	1515	2140	Глины пестроцветные, бурые плотные с прослоями песчаников и алевролитов серых, слюдистых, разнозернистых

Продолжение приложения А.2

Название стратиграфического подразделения	Интервал, м		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки.(структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
Тарская свита	2140	2232	Песчаники серые, мелкозернистые, кварц-полевошпатовые, слюдистые, известковистые, крепко-цементированные, с прослоями алевролитов серых до темно-серых, крепких и аргиллитов темно-серых, плотных, слюдистых
Куломзинская свита	2232	2450	Аргиллиты темно-серые, слоистые и массивные, плотные с растительными остатками; песчаники и алевролиты серые, мелкозернистые, известниковые
Баженовская свита	2450	2475	Темно серые, битуминозные, слоистые с ихтиодетритом
Георгиевская свита	2475	2495	Темно серые, морского происхождения битуминозные аргиллиты
Васюганская свита	2495	2570	Аргиллиты серые и темно-серые, слоистые с тонкими прослойками и линзами песчаников и алевролитов серых, массивных и слоистых, мелкозернистых, полимиктовых и кварц полевошпатовых, известковистых, крепко-цементированных
Тюменская свита	2570	2794	Аргиллиты тёмно-серые, с прослоями алевролитов серых и светло-серых, мелкозернистых песчаников
Пермотриасовая система	2794	2800	Глинисто-сидерит-бокситовые породы, участками ожелезненные
Палеозой, Девон	2800	2900	Известняки органогенные, сгустково–комковатые, слоистые нефтенасыщенные

Приложение А.3

(обязательное)

Физико-механические свойства горных пород и их состояние по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, кгс/мм ²	Расслоенность, %	Абразивность	Категория породы промысловой классификации
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	20	Песок	2.0	25-30	2500	10	0	0	1	10	Мягкая
			Глина	1.9	30		100	0	10	2	4	
P ₃ nk	20	157	Глина	2.1	30	0	95	0	10	2	4	Мягкая
			Песок	1.9	30	1000	20	0	0	1	10	
P ₃ chn	157	223	Песок	2.1	30	0	95	0	10	2	4	Мягкая
			Глина	1.9	0	1000	20	5	0	1	10	
P ₂ ll	223	278	Глина	2.2	20	0	100	0	10	4	4	Мягкая
P ₁ tl	278	312	Глина	2.2	30		95	0	10	5	10	Мягкая
			Песчаник	2.1	22	30	10	3	30	2	10	
K ₂ gn	312	430	Алевролит	2.1	20	50	10	3	20	2	10	Мягкая
			Глина	2.3	25	0	95	0	15	3	4	
K ₂ slv	430	490	Глина	2.3	25	0	100	0	15	3	4	Мягкая
K ₂ ip	490	652	Песчаник	2.1	22	30	10	3	30	2	10	Мягкая
			Глина	2.3	20	0	95	0	10	3	4	
K ₂ kz	652	675	Глина	2.3	25	0	95	5	10	4	4	Мягкая

Продолжение приложения А.3

Индекс	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, кгс/мм ²	Расслоенность, %	Абразивность	Категория породы промышленной классификации
	от (верх)	до (низ)										
K ₁₋₂ pk	675	1515	Глина	2.1	22	30	10	3	30	2	10	Мягкая Средняя
			Песчаник	2.1	20	50	10	3	20	2	10	
			Алевролит	2.4	20		95	0	20	3	4	
K ₁ kl	1515	2140	Песчаник	2.0	22	10-30	10	3	25	3.5	10	Средняя
			Алевролит	2.2	20	10	15	10	5	3.5	10	
			Глина	2.4	14		95	5	20	3.5	3	
K ₁ tr	2140	2232	Аргиллит	2.4	5		90	0	40	2	4	Средняя
			Песчаник	2.1	20	20-50	10-20	10	20	3	4	
			Алевролит	2.3	16	10-15	20-30	10	25	3	6	
K ₁ klm	2232	2450	Аргиллит	2.4	5		90	0	40	2	4	Средняя
			Алевролит	2.3	15	10-15	30	5	30	3	6	
			Песчаник	2.3	10	9-300	25	0	70	3	6	
J ₃ bg	2450	2475	Аргиллит	2.4	5	5	90	0	0	1.5	10	Средняя Твердая
J ₃ gr	2475	2495	Аргиллит	2.4	5	5	90	0	10	1.5	10	Средняя Твердая
J ₂₋₃ vs	2495	2570	Песчаник	2.4	5	0	90	5	80	3	4	Твердая
			Алевролит	2.3	16	0	30	5	40	3	6	
			Песчаник	2.3	15	50	20	5	65	3	10	
J ₂ tm	2570	2794	Аргиллит	2.4	15	0	90	1	100	1.5	4	Твердая
			Алевролит	2.3	5	5	30	0	40	2	6	
			Песчаник	2.3	10	5-20	20	3	70	1.5	10	
P-T	2794	2800	Сидерит	2.9		30	30	5	150	-	8	Твердая
			Боксит	2.8	10	30	30	3	150	-	8	
			Аргиллит	2.4	10	30	100	3	100	2.5	6	
Pz, D ₃	2800	2900	Известняк	2.8	3	200	10	80	120	-	-	Твердая

Приложение А.4

(обязательное)

Результат расчета параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м	0–30	30–890	890–2870
Исходные данные			
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,65	0,6	0,5
K_k	1,3	1,32	1,25
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,13	0,1
V_m , м/с	0,0097	0,0083	0,0069
$d_{бг}$, м	0,127	0,127	0,127
d_{max} , м	0,393	0,24	0,195
$d_{нmax}$, м	0,0159	0,0111	0,0079
n	3	7	8
$V_{кпmax}$, м/с	0,5	0,5	1
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,15	0,15
ρ_p , г/см ³	1,2	1,126	1,073
$\rho_{п}$, г/см ³	2,0	2,2	2,2
Результаты проектирования			
Q_1 , л/с	79	44	11
Q_2 , л/с	64	38	18
Q_3 , л/с	55	28	26
Q_4 , л/с	28	46	37
Q_6 , л/с		28-46	11-37

Приложение А.5

(обязательное)

Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал, м	0–30	30–890	890–2870
Исходные данные			
Q ₁ , л/с	62	26	20
Q ₂ , л/с	59	37	23
Q ₃ , л/с	128	71	39
Q ₄ , л/с	69	31	26
Q ₅ , л/с	48	28	30
Q ₆ , л/с	-	30-75	20-40
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ, л/с	69-128	37-71	30-39
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q, л/с	69	50	35
Дополнительные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
ρ ₁ , кг/м ³	-	1000	1000
ρ _{бр} , кг/м ³	1230	1126	1073

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 70 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 46 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 35 л/с, для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД.

Запроектированные параметры расхода бурового раствора обеспечены буровым насосом УНБТ-950 так, как в данном исполнении он является частотно регулируемым.

Приложение А.6

(обязательное)

КНБК для бурения секции под направления (0-30 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммар- ный вес, т
					резьба (верх)	тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0-30 м)							
1	Долото 393,7 МЗ- ЦГВУ (425Z)	0,4	393,7	-	3-177	- Ниппель	160
2	Переводник П- 171/177	0,51	225	100	3-177	Муфта	93
					3-171	Муфта	
3	КП 385,0М	1,64	241	77	3-177	Ниппель	400
					3-177	Муфта	
4	Переводник П- 171/177	0,53	225	77	3-177	Ниппель	61
					3-177	Муфта	
5	УБТС 203	0,92	203	100	3-177	Ниппель	5760
					3-171	Муфта	
6	Переводник П– 152/147	0,52	178	95	3-171	Ниппель	90
					3-153	Муфта	
	Обратный клапан КОБ-240РС	0,73	203	-	3-153	Ниппель	130
					3-152	Муфта	
7	Шаровый кран КШЗ-147х35	0,46	178	70	3-147	Ниппель	40
					3-147	Муфта	
8	Ведущая труба ТВКП-140	16	140	100	3-147	Ниппель	1575
					3-171	Муфта	
Суммарный вес, кг							6647

Приложение А.7

(обязательное)

КНБК для бурения секции под кондуктор (30-890 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба(низ)	Тип соединения (низ)	Вес, кг
					Резьба(верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (30-890 м)							
1	TD-295.3 SVD 619-T1/2	0,43	295,3	-	-	-	42,6
					3-152	Ниппель	
2	Переводник ПЗ – 177/152	0,51	203		3-152	Ниппель	74,3
2	Наддолотный калибратор 2К-295,3 МС	0,87	295,3	90	3-152	Ниппель	280
					3-152	Муфта	
3	Переводник ПЗ – 177/152	0,51	203		3-152	Ниппель	74,3
					3-152	Муфта	
4	ВЗД Д-240М.7/8.55	8,55	240/270	-	3-152	Муфта	1816
					3-177	Муфта	
5	Переводник ПЗ – 171/177	0,53	229	101	3-177	Ниппель	99
					3-171	Муфта	
6	Обратный клапан КОБ-203	0,77	203	40	3-171	Ниппель	115
					3-171	Муфта	
7	УБТ УБТ 203x80 Д	28,35	203	80	3-171	Ниппель	6322
					3-171	Муфта	
8	Переводник ПЗ – 133/171	0,53	203	105	3-171	Ниппель	49
					3-133	Муфта	
9	Бурильная труба ПК 127x9 Д	240	127	95,3	3-133	Ниппель	6408
					3-133	Муфта	
10	Ясс ЯГК-172	2,7	172	76	3-133	Ниппель	360
					3-133	Муфта	
11	Бурильная труба ПК 127x9 Д	587	127	95,3	3-133	Ниппель	15373,53
					3-133	Муфта	
12	Рабочий переводник ПЗ – 147/133	0,52	178	95	3-133	Ниппель	44
					3-147	Муфта	
13	Шаровый кран КШЗ-147	0,46	178	70	3-147	Ниппель	40
					3-147	Муфта	
14	Ведущая труба ТВКП-140	16	140	100	3-147	Ниппель	1808
					3-171	Муфта	
Суммарный вес, кг							32731,43

Приложение А.8

(обязательное)

КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну(880-2880 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба(низ)	Тип соединения (низ)	Вес, кг
					Резьба(верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (890-2890 м)							
1	Долото БИТ 220,7 В 813 ТУ	0,3	215,9	-	-	-	40
					3-117	Ниппель	
2	Наддолотный калибратор КЛС-215,9 СТК	0,63	215,9	80	3-117	Ниппель	79
					3-117	Муфта	
4	ВЗД Д-195.4000.78	8,74	172/178	-	3-117	Муфта	1279
					3-147	Муфта	
5	Переливной клапан КП-172.000	0,55	172	45	3-147	Ниппель	97
					3-147	Муфта	
6	Обратный клапан КОБ-172	0,92	178	40	3-147	Ниппель	98
					3-147	Муфта	
7	Переводник ПЗ – 133/147	0,53	178	101	3-147	Ниппель	46,1
					3-133	Муфта	
8	Калибратор КЛСВ-215,9 СТ	0,9	215,9	70	3-133	Ниппель	150
					3-133	Муфта	
9	Переводник ПЗ – 147/133	0,53	178	95	3-133	Ниппель	44
					3-147	Муфта	
10	УБТ 178x80 Д	28,35	178	80	3-147	Ниппель	4423
					3-147	Муфта	
11	Переводник ПЗ – 133/147	0,53	178	101	3-147	Ниппель	46,1
					3-133	Муфта	
12	Калибратор КЛСВ-215,9 СТ	0,9	215,9	70	3-133	Ниппель	150
					3-133	Муфта	
13	Переводник ПЗ – 147/133	0,53	178	95	3-133	Ниппель	44
					3-147	Муфта	
14	УБТ 178x80 Д	37,8	178	71	3-147	Ниппель	7081
					3-147	Муфта	

Продолжение приложения А.8

15	Переводник ПЗ – 133/147	0,53	178	101	-147	Ниппель	46,1
					3-133	Муфта	
16	Бурильная труба ПК 127х9 Д	1418	127	95,3	3-133	Ниппель	37903,14
					3-133	Муфта	
17	Ясс ЯГК-172	2,7	172	76	3-133	Ниппель	360
					3-133	Муфта	
18	Бурильная труба ПК 127х9 Д	1380	127	95,3	3-133	Ниппель	36887,4
					3-133	Муфта	
19	Рабочий переводник ПЗ – 147/133	0,52	178	95	3-133	Ниппель	44
					3-147	Муфта	
20	Шаровый кран КШЗ-147	0,46	178	70	3-147	Ниппель	40
					3-147	Муфта	
21	Ведущая труба ТВКП- 140	16	140	100	3-147	Ниппель	1808
					3-171	Муфта	
Суммарный вес, кг							90665,84

Приложение А.9

(обязательное)

КНБК для отбора керна (2795-2845 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба(низ)	Тип соединения (низ)	Вес, кг
					Резьба(верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну с отбором керна (2795-2845 м)							
1	Бурильная головка РДС У9-220,7/101,6 STD 4 СТ	0,3	220,7	101,6	-	-	40
					3-171	Ниппель	
2	ПЗ-133/171	0,53	203	105	3-171	Муфта	99
					3-133	Ниппель	
3	Керноотборный снаряд СК-178/100 «ТРИАС 6»	36	178	100	3-133	Муфта	2987
					3-133	Ниппель	
4	Переводник ПЗ – 133/147	0,5	155	140	3-133	Муфта	47
					3-147	Ниппель	
5	Сбивной клапан КП-172.000	0,55	172	50	3-147	Муфта	97
					3-147	Муфта	
6	Обратный клапан КОБ-172	0,55	172	45	3-147	Ниппель	98
					3-147	Муфта	
7	Переводник ПЗ – 133/147	0,53	178	101	3-147	Ниппель	46,1
					3-133	Муфта	
8	Калибратор КЛСВ-215,9 СТ	0,9	215,9	70	3-133	Ниппель	150
					3-133	Муфта	
9	Переводник ПЗ – 147/133	0,53	178	95	3-133	Ниппель	44
					3-147	Муфта	
10	УБТ 178x80 Д	8,35	178	80	3-147	Ниппель	4423
					3-147	Муфта	
11	Переводник ПЗ – 133/147	0,53	178	101	3-147	Ниппель	46,1
					3-133	Муфта	
12	КЛСВ-215,9 СТ	0,9	215,9	70	3-133	Ниппель	150
					3-133	Муфта	
13	Переводник ПЗ – 147/133	0,53	178	95	3-133	Ниппель	44
					3-147	Муфта	
14	УБТ 178x80 Д	37,8	178	80	3-147	Ниппель	7081
					3-147	Муфта	
15	Переводник ПЗ – 133/147	0,53	178	101	3-147	Ниппель	46,1
					3-133	Муфта	
16	Бурильная труба ПК 127x9 Д	1418	127	95,3	3-133	Ниппель	37903,14
					3-133	Муфта	
17	Ясс ЯГК-172	2,7	172	76	3-133	Ниппель	360
					3-133	Муфта	

Продолжение приложения А.9

18	Бурильная труба ПК 127х9 Д	1380	127	95,3	3-133	Ниппель	36887,4
					3-133	Муфта	
19	Рабочий переводник ПЗ – 147/133	0,52	178	95	3-133	Ниппель	44
					3-147	Муфта	
20	Шаровый кран КШЗ-147	0,46	178	70	3-147	Ниппель	40
					3-147	Муфта	
21	Ведущая труба ТВКП-140	16	140	100	3-147	Ниппель	1808
					3-171	Муфта	
Суммарный вес, кг							93719,84

Приложение А.10

(обязательное)

Потребное количество бурового раствора под интервал 0-2870 м

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	30	30	393,7	-	1,3	4,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,1
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 3,0
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,1
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} = 53,0
КондукторИнтервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
30	890	890	295,3	323,9	1,3	78,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =2,0
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =49,2
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 3,5
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 24,9
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 178,5
Объем раствора к приготовлению:						V ₂ '=211,4
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{пер2} = 173
Эксплуатационная колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
890	2870	2870	220,7	295,3	1,24	133,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,3
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 64,6
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 9,7
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₄ = 339,9
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 467,3

Приложение А.11

(обязательное)

Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
		направление		кондуктор		Экспл. колонна		итого	
	кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	25 (мешок)	7,05	1	201,2	9	304,8	13	513,05	23
Кальцинированная сода	25 (мешок)			201,2	9			201,2	9
Глинопорошок	1000 (мешок)	1551	2	33793,2	34			35344,2	36
Барит	1000 (мешок)	4970	5	57600	58			62570	63
Полиакриламид	25 (мешок)			201,2	9			201,2	9
SAPP	25 (мешок)			1206,9	49			1206,9	49
ПАЦ НВ	25 (мешок)			402,3				402,3	2
ПАЦ ВВ	25 (мешок)								
Ингибитор DRILLING DETERGENT	210 (бочка)					731,52	30	731,52	30
Ксантановая смола	25 (мешок)					36576	37	36576	37
KCL	1000 (мешок)					9753,6	391	9753,6	391
Крахмал (DEXTRID LT)	25 (мешок)					3048	14	3048	14
Смазочная добавка BDF-612	208 (бочка)					12192	59	12192	59
Карбонат кальция 5 мкр	1000 (мешок)					45720	46	45720	46
Карбонат кальция 50 мкр	1000 (мешок)					45720	46	45720	46
Бактерицид MICROBIOSIDE	20(канистра)					304,8	16	304,8	16
Пеногаситель BDF-611	220 (бочка)					304,8	2	304,8	2

Приложение А.12

(обязательное)

Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		ид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	30	Бурение	0.513	0.061	Периферийная	2,2	15.,15,9	93	4,9
Под кондуктор									
30	890	Бурение	0.657	0.08	Периферийная	8	9,5	96,5	3.39
Под эксплуатационную колонну									
890	2870	Бурение	0.77	0.082	Периферийная	6	8	104,3	2,23
Отбор керна									
2795	2845	Отбор керна	0,61	0.058	Периферийная	8	6	89,1	2,41

Приложение А.13

(обязательное)

Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
от (верх)	до (низ)										
0	30	Бурение	УНБТ – 950	2	180	180	184,3	0,1	130	37,37	74,75
30	890	Бурение	УНБТ – 950	2	160	160	232,7	0,1	143	27,35	54,7
890	2870	Бурение	УНБТ – 950	1	140	160	232,7	0,1	140	31,5	31,5
2795	2845	Отбор керна	УНБТ – 950	1	140	140	232,7	0,1	55	12	12

Приложение А.14

(обязательное)

Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал постволу, м		Вид техно- логической 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	30	Бурение	138,9	65,6	0	13,3	0,1	10
30	890	Бурение	163,1	62,1	38,6	50,3	35,8	10
890	2870	Бурение	211,7	70,7	67,3	49,9	14,6	2,1
2795	2845	Отбор керна	124,9	77	0	60,4	12,9	1,1