

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2550 метров на нефтяном месторождении (Томской области)

УДК 622.243.22:622.143:622.276(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Суббота Александр Владимирович		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Макимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2018г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Специальность Нефтегазовое дело 21.03.01
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ Максимова Ю.А

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Суббота Александру Владимировичу

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2550 метров на нефтяном месторождении (Томской области)

Утверждена приказом директора (дата, номер)	
---------------------------------------------	--

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
------------------------------------------	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования;</i></p> <p><i>производительность или нагрузка;</i></p> <p><i>режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия;</i></p> <p><i>требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Томская область), с ожидаемым притоком $Q = 42,5$ м³/сутки</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>- Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины;</p> <p>- Обоснование конструкции скважины</p> <p>(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);</p> <p>- Углубление скважины:</p> <p>(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</p>

	<p>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;</p> <p>- Проектирование процессов заканчивания скважин</p> <p>(Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин);</p> <p>- Выбор буровой установки.</p> <p>- Спец вопрос</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>1. Геолого-технический наряд 2. Компоновка бурильной колонны</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>1. Общая и геологическая часть</p>	
<p>2. Технологическая часть</p>	

3.
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
5. Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.02.2018г
------------------------------------------------------------------------------------------	-------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Морев Артем Алексеевич			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Суббота Александр Владимирович		

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа _____

Направление подготовки (специальность) _____

Уровень образования _____

Отделение школы (НОЦ) _____

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврской работы

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
...	<i>1. Геологическая и технологическая части</i>	65
...	<i>2. Специальная часть и графические приложения</i>	30
	<i>3. Предварительная защита работы</i>	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит такие ключевые слова: месторождение, скважина, бурение, крепление скважины, перфорация, интенсификация притока, долота, буровой раствор, буровая установка, заканчивание скважины, экономическая часть, экология, техника безопасности. Объектом исследования является разведочная вертикальная скважины глубиной 2550 метров на нефтяном месторождении (Томской области). Цель работы – проектирование технологического решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2550 метров на нефтяном месторождении. В процессе работы проводилось проектирование технологических решений по строительству разведочной вертикальной скважины, построение геолого-технического наряда и компоновки низа бурительной колонны, рассмотрены современные тенденции в развитии PDC вооружения лопастного породоразрушающего инструмента. В результате исследования были спроектированы технологические решения на строительство разведочной вертикальной нефтяной скважины глубиной 2550 м. Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: вертикальная одноколонная разведочная скважина с закрытым забоем, с рекомендуемыми режима бурения, отбора керна и интервалами спуска, цементирования обсадных колонн. Область применения: строительство разведочных вертикальных скважин. Экономическая эффективность/значимость работы снижение себестоимости строительства разведочной вертикальной скважины.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	12
1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	13
1.1 ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ.....	13
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА.....	14
2.1 ОБОСНОВАНИЕ И РАСЧЕТ ПРОФИЛЯ (ТРАЕКТОРИИ) СКВАЖИНЫ.....	14
2.2 ОБОСНОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ.....	14
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин.....	14
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	15
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	16
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	16
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	17
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн.....	19
2.3 ВЫБОР СПОСОБА БУРЕНИЯ.....	20
2.3.1 Выбор породоразрушающего инструмента.....	20
2.3.2 Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент.....	22
2.3.3 Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента.....	23
2.3.4 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	24
2.3.5 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	26
2.3.6 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов....	26
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	27
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	28
2.4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН.....	29
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность.....	29
2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны.....	34
2.4.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	36

2.4.4 Проектирование процесса испытания и освоения скважины	38
2.5 ВЫБОР БУРОВОЙ УСТАНОВКИ.....	43
3 ПЕННОЕ (АЗОТНОЕ) ГРП.....	45
3.1 КЛАССИФИКАЦИЯ ГРП	45
3.2 ТЕХНОЛОГИЯ ПЕННОГО ГРП	46
3.3 ПРИМЕРНАЯ СХЕМА РАССТАНОВКИ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП ...	48
3.4 ПРОБЛЕМАТИКА.....	48
ВЫВОД.....	49
4 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	53
4.1 СТРУКТУРА И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ФОРМЫ РАБОТЫ ПАО НК «РУССНЕФТЬ»	53
4.1.1 Организационная структура управления предприятием ПАО НК «РуссНефть»	54
4.2 РАСЧЕТ НОРМАТИВНОЙ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН	55
4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	55
4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	57
4.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	58
4.2.4. Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента	58
4.2.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки....	58
4.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы	60
4.2.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами.....	61
4.2.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	61
4.3 ЛИНЕЙНЫЙ КАЛЕНДАРНЫЙ ГРАФИК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ.....	61
4.4 КОРРЕКТИРОВКА СМЕТНОЙ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ.....	62
4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины.....	62
4.5 РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ.....	64
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	71

5.1 АНАЛИЗ ОПАСНЫХ ФАКТОРОВ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ УСТРАНЕНИЮ	71
5.2 ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	74
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	76
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	77
ПРИЛОЖЕНИЕ А	78
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	94
ПРИЛОЖЕНИЕ В	98
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.....	100
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.....	103

Введение

В данной выпускной квалификационной работе представлена вертикально разведочная скважина глубиной 2550 метров на нефтяном месторождении (Томской области) с дебитом 42,5 м³/сут. Которая включает в себя обоснование, выбор, расчет конструкции и заканчивания скважины.

В данную выпускную квалификационную работу входят такие разделы как: Геолого-технические условия бурения скважины, возможные осложнения во время бурения и эксплуатации скважины. Технологическая часть включающая в себя проектирование и конструкцию скважины, выбор способа бурения, выбор растворов для бурения, породоразрушающего инструмента, компоновка и расчет бурильных труб. Заканчивания скважины: расчет цементирования под каждую колонну, решение по испытанию и освоению скважины.

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, данные представлены в таблицах приложения А.

Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов - таблица А.1 приложения А.

Литологическая характеристика разреза скважины таблица А.2 приложения А.

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

Нефтеносность, водоносность представлены в таблицах А.4 и А.5 приложения А соответственно.

Давление и температура по разрезу скважины – в таблице А6 приложения А.

В таблицах А.7 –А.11 рассмотрены возможные осложнения по разрезу скважины: поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявления, прихватоопасные зоны и прочие возможные осложнения.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины во всех случаях принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины – это совокупность

- числа колонн;
- глубин спуска колонн;
- интервалов затрубного цементирования;
- диаметров обсадных колонн;
- диаметров скважин под каждую колонну.

При проектировании конструкции скважины необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины, например, за счет уменьшения числа колонн, уменьшения диаметров колонн, уменьшения рекомендуемых зазоров или применения труб с безмуфтовыми соединениями.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

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

2.2.2 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.

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1.

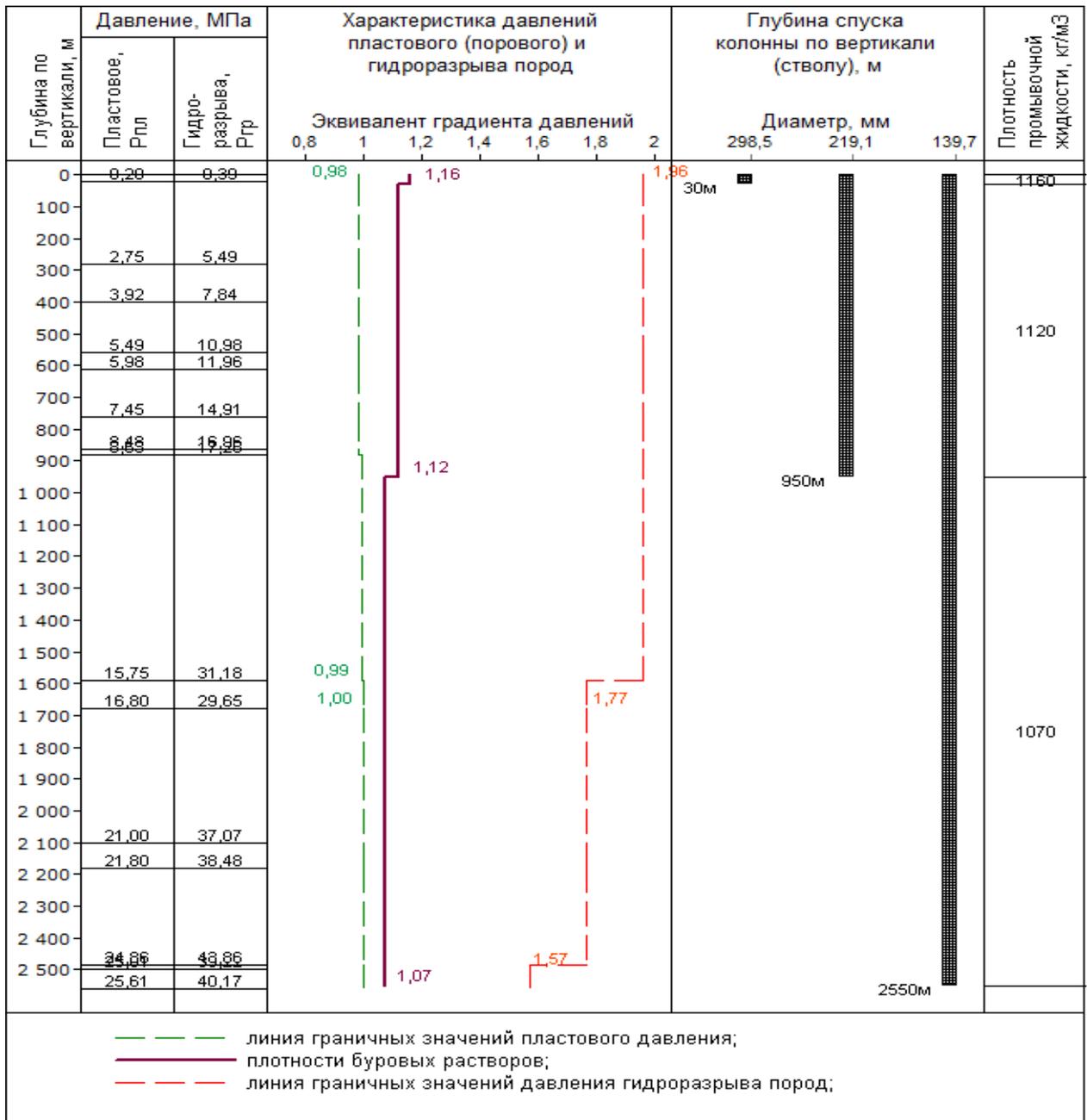


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений.

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.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

1. Направления: глубина спуска 30м. (Четвертичное отложение 20м, величина перекрытия составляет 10м).

2. Кондуктор: глубина спуска 950м.

3. Эксплуатационная колонна: глубина спуска 2550м. (Вскрутия продуктивного пласта, бурение интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 20м).

Данные о количестве обсадных колонн и глубинах их спуска представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Количество обсадных колонн и глубинах их спуска

Название колонны	Глубина спуска, м	
	По вертикали	По стволу
Направление	30	30
Кондуктор	950	950
Эксплуатационная колонна	2550	2550

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования:

1. Направление: интервал цементирования 0-30м;

2. Кондуктор: интервал цементирования 0-950м;

3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 800-2550м.

(Цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м для нефтяной скважины).

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу вверх.

1. Диаметр эксплуатационной колонны $D_{эк н}$, принимаем с учетом ожидаемого притока $Q=42.5\text{м}^3/\text{сутки}$:

$$D_{эк н} = 139.7\text{мм};$$

Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенками скважины.

Расчетный диаметр долота $D_{эк д расч}$ для бурения под эксплуатационную колонну рассчитывается по формуле:

$$D_{эк д расч} \geq D_{эк м} + \Delta \quad (1)$$

где, $D_{эк м} = 159\text{мм}$, наружный диаметр муфты обсадной трубы;

$\Delta = 25\text{мм}$, разность диаметров ствола скважины и муфты колонны.

$$D_{эк д расч} = 184\text{мм},$$

Выбираем долото PDC, диаметр долота $D_{эк д} = 188.9\text{мм}$.

2. Диаметр кондуктора выбирается из условия проходимости долота для бурения под эксплуатационную колонну внутри него с рекомендуемыми зазорами.

Диапазон варьирования внутреннего диаметра кондуктора $D_{к вн}$ определяется по формуле:

$$D_{к вн} = D_{эк д} + 10\text{мм}, \quad (2)$$

$$D_{к вн} = 198.9\text{мм};$$

$$D_{к н} = 219.1\text{мм};$$

Расчетный диаметр долота $D_{к д расч} = D_{к м} + \Delta = 244,5 + 25 = 269.5\text{мм}$,

Выбираем долото PDC, диаметр долота $D_{к д} = 269.9\text{мм}$.

3. Диаметр направления выбирается из условия проходимости долота для бурения под кондуктор внутри него с рекомендуемыми зазорами.

Диапазон варьирования внутреннего диаметра направления $D_{к вн}$ определяется по формуле:

$$D_{н вн} = D_{к д} + 10\text{мм}, \quad (3)$$

$$D_{н вн} = 279.9\text{мм};$$

$$D_{н н} = 298.5\text{мм};$$

$$\text{Расчетный диаметр долота } D_{н д \text{ расч}} = D_{н м} + \Delta = 323.9 + 35 = 358.9\text{мм},$$

Выбираем долото шарошечные, диаметр долота $D_{н д} = 393.7\text{мм}$.

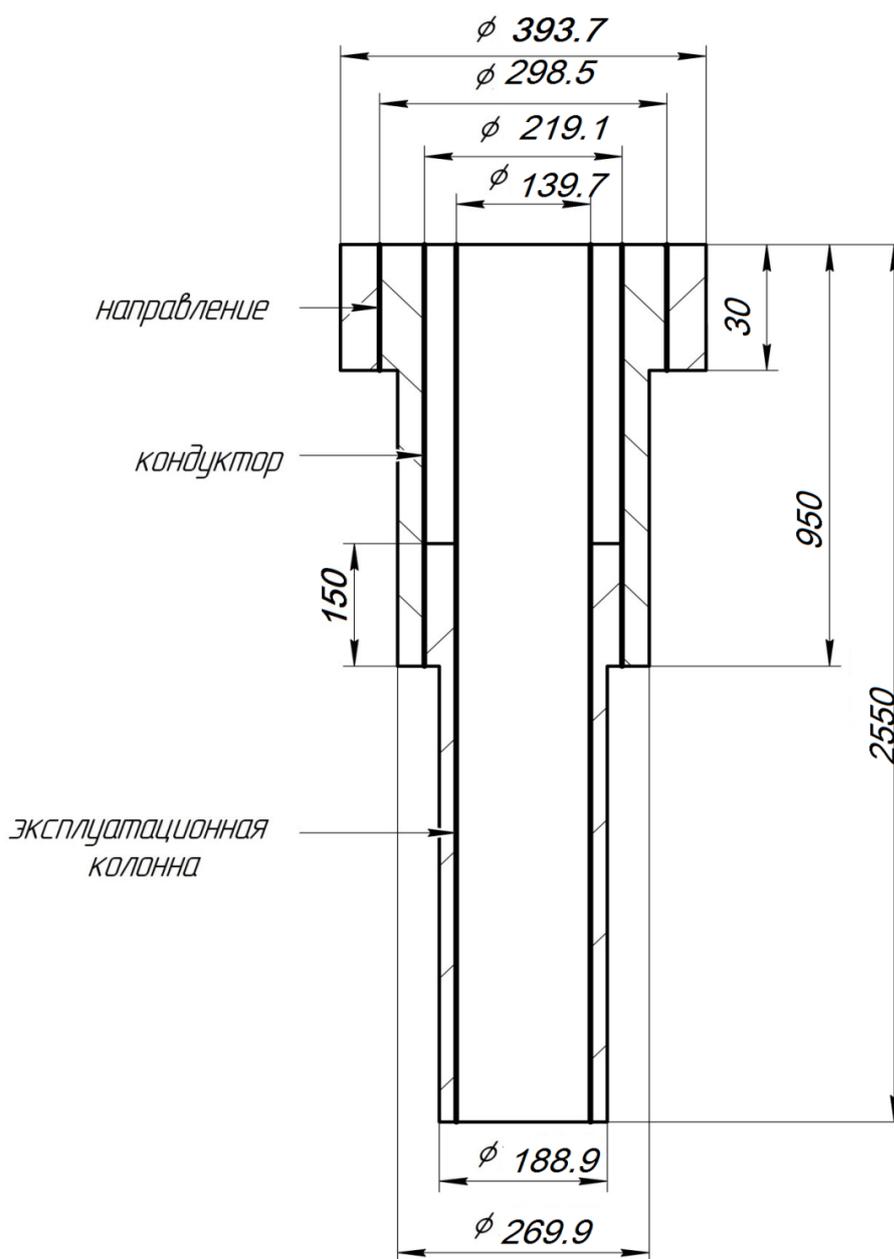


Рисунок 2 - Конструкция скважины

Данные расчета конструкции скважины представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Конструкция скважины

Наименование обсадной колонны	Интервал установки по стволу, м		Интервал цементирования по стволу, м		Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр долота, мм
	от	до	от	до		
Направление	0	30	0	30	298,5	393,7
Кондуктор	0	950	0	950	219,1	269,9
Эксплуатационная колонна	0	2550	650	2550	139,7	188,9

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{му}$, которая для нефтяной скважины рассчитывается по формуле:

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр}, \quad (4)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

ρ_n – плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м³;

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

$H_{кр}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м

$$P_{му} = 7,3 \text{ Мпа}$$

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: **ОКК1-35-140х219.**

2. ПВО, соответствующее высокому пластовому давлению: **ОП5-180/80х35**

2.3. Углубление скважины

2.3 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.

Способ бурения определяет многие технические решения – режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины.

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-30	Направление	Роторный
950	Кондуктор	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
800-2550	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.1 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота типа РС для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить

максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов.

Характеристики выбранных долот представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-950	950-2550
Шифр долота		БИТ393.7Z1 RS	БИТ269.9B51 6TB	БИТ188.9B613M TBX
Тип долота		RC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393.7	269,9	188,9
Тип горных пород		M	M, M-C	C
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-171	3-152	3-117
	API	7-5/8" Reg	6-5/8" Reg	4-1/2 Reg
Длина, м		0,4	0,29	0,25
Масса, кг		180	70	45
G, тс	Рекомендуемая	18	11	6
	Предельная	23	14	8
n, об/мин	Рекомендуемая	145-160	145-180	180-200
	Предельная	160	200	200

1. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 393.7 мм, 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. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC диаметром 269,9 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами. При

использование шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом PDC.

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC диаметром 188,9 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними и средними горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с PDC, требуемая проходка обеспечена не будет.

2.3.2 Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

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

2. 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.

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Таблица 5 - Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-30	30-950	950-2550
Исходные данные			
α	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	1000-2500	500-1000	1000-1500
$D_{д}, \text{см}$	39,37	26,99	18,89
η	1	-	-
$\delta, \text{см}$	1.5	-	-
$q, \text{кН/мм}$	0.4	100	80
$G_{пред}, \text{кН}$	230	140	80
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	5	5.5	22
$G_2, \text{кН}$	156	39	29
$G_3, \text{кН}$	181	110	63
$G_{проект}, \text{кН}$	160-180	100-110	60-70

2.3.3 Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента

Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 6.

Таблица 6 - Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-950	950-2550
Исходные данные				
$V_{л}$, м/с		3.4	2	1.8
D_d	м	0.3937	0.2699	0,1889
	мм	393,7	269,9	188,9
τ , мс		8	-	-
z		26	-	-
α		0.9	-	-
Результаты проектирования				
n_1 , об/мин		145	142	180
n_2 , об/мин		188	-	-
n_3 , об/мин		634	-	-
$n_{\text{проект}}$, об/мин		145-160	145-180	180-200

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

2.3.4 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.

Таблица 7 - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-30	0-950	950-2550
Исходные данные				
D	м	-	0,2699	0,1889
	м	-	269,9	188,9
G _{ос} , кН		-	110	60
Q, Н*м/кН		-	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		-	216	166
M _р , Н*м		-	36000	13800
M _о , Н*м		-	134,95	94,45
M _{уд} , Н*м/кН		-	325,4	228,2

Для интервала бурения 30-950 метров (интервал бурения под кондуктор) расчетное значение крутящего момента на долото составило 36кН*м, из опыта бурения выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-210.7/8.49, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы для достижения плановой механической скорости проходки. Для интервала бурения 950-2550м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-165.7/8.49, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород.

Таблица 8 - Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Тип двигателя	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-210.7/8.49	30-950	235	9507	1825	19-57	48-144	12,5-21,5	48-226
ДГР-165.7/8.49	950-2550	166	8652	1015	17-38	70-160	10,0-15,5	211

2.3.5 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».

Результаты проектирования компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в таблицах Б.1 – Б.4 приложения Б.

2.3.6 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Согласно геолого-техническому условию 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 0-30м под направления - бентонитовый буровой раствор.

- Интервал бурения 30-950м под кондуктор - полимерглинистый буровой раствор.

- Интервал бурения 950-2410м под эксплуатационную колонну - полимерглинистого буровой раствор.

- Интервал бурения 2410-2550 под эксплуатационную колонну для первичного вскрытия продуктивного пласта - KCL/полимерный (биополимерный) буровой раствор.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице В.1 приложения В. В таблице В.2 представлен компонентный состав бурового раствора.

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

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

Потребное количество химических реагентов представлено в приложении В.

2.3.8 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;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- 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 таблицах Г.1 – Г.3 приложения Г.

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе кернa

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор кернa для анализа нефтеносных пластов. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервале: 2495-2515м, Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируемые интервалы отбора кернa следующие:

1. Первый интервал отбора кернa 2495-2515м;

Для отбора кернa планируется использования бурголовку с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного кернa и обеспечения данной бурголовкой бурения одного запланируемого интервала. Выбор бурголовки с PDC вооружением обусловлен так же тем, что интервал сложен горными породами средней твердости.

Из геолого-технического условия тип коллектора поровый – представлен песчаником. Для сохранения отобранного кернa планируется использование керноприемного устройства с максимальной длиной приема кернa и диаметром кернa 80мм, а также с использования кернa приемных стеклопластиковых труб и цангового кернорвателя. Данное техническое решение позволит произвести максимально качественно отбор кернa в планируемых интервалах.

Таблица 9 – Тип проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б	Масса, кг
БИТ-188,9/80 В 613 С9	188,9	80	3-150 (м)	12

Таблица 10 – Тип проектируемого для бурения интервала отбора керна кернотборного снаряда

Керноприемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м (кол-во секций)	Диаметр керна, мм	Длина керноприема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					верхняя	нижняя	
СК-136/80 «ТРИАС»	136	18 (3)	80	14835	3-171	3-189	2300

Таблица 11 - Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип кернотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2495-2515	СК-136/80 «ТРИАС»	2-5	60-120	18-25

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок

Для расчетов применяем техническую воду $\rho_{прод} = 1000 \text{ кг/м}^3$.

Минимальное забойное давление $P_{кэз}$ для нефтяных скважин принимается равным 0,698 Мпа.

Плотность буферной жидкости $\rho_{буф} = 1100$ кг/м³. (Рекомендации к выбору буферной жидкости представлены в РД 39-00147001-767-2000.)

Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{трн} = 1800$ кг/м³.

Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл} = 1500$ кг/м³.

Глубина эксплуатационной колонны $H = 2550$ м.

Глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора $h_1 = 800$ м.

Высота тампонажного раствора нормальной плотности $h_2 = 265$ м, рассчитывается из условия его поднятия над кровлей продуктивного пласта на 50 м для нефтяной скважины.

Высота цементного стакана $h_{см} = 10$ м.

2.4.1.2 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.

$$P_{ни} = P_n - P_v, \quad (5)$$

где P_n – наружное давление;

P_v – внутреннее давление.

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

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

2. При снижении уровня жидкости в колонне при испытании на герметичность и при вызове притока (в начале эксплуатации);

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

Расчет соответствующего случая начинается с построения схемы расположения всех возможных (геолого-технологических) уровней за колонной и внутри колонны и по этой схеме выбираются расчётные точки (в местах изменения плотности или высоты расположения жидкостей), рисунок 3 и 4

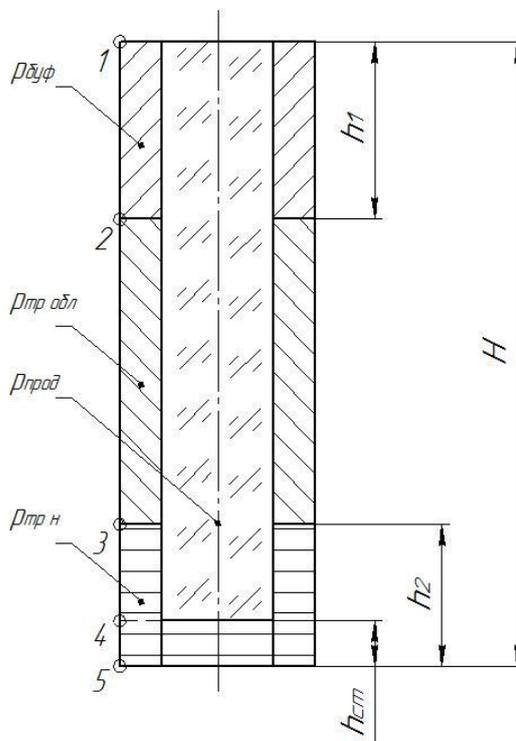


Рисунок 3 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

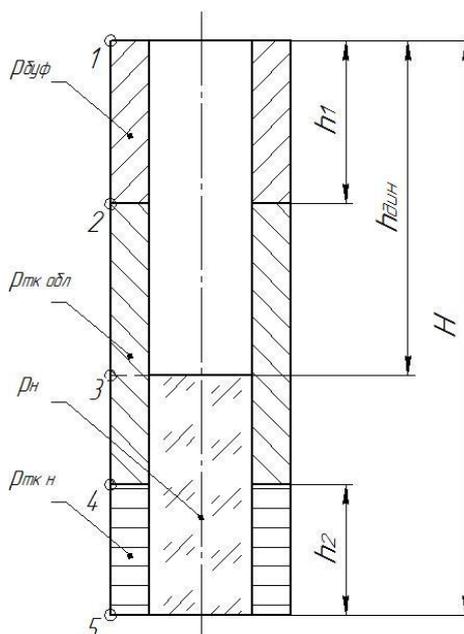


Рисунок 4 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

2.4.1.3 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.

$$P_{ви} = P_в - P_н, \quad (6)$$

где $P_в$ – внутреннее давление, МПа;

$P_н$ – наружное давление, МПа.

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

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения, схема изображена на рисунке 6.

2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности, схема изображена на рисунке 7.

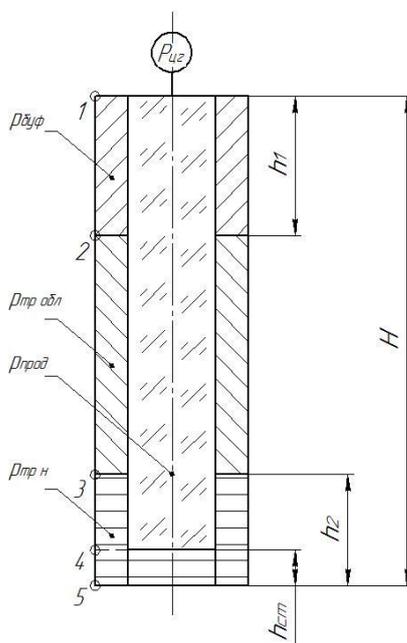


Рисунок 6 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

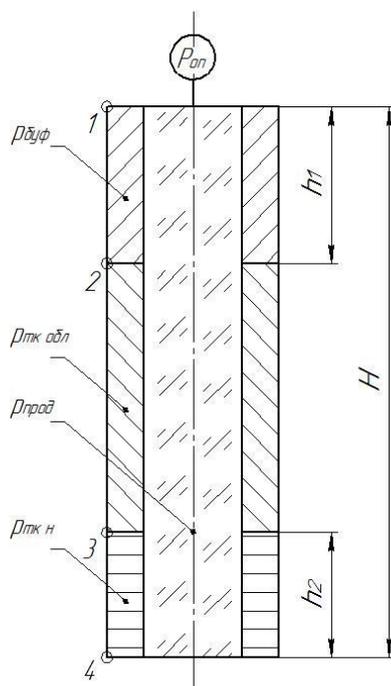


Рисунок 7 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной
КОЛОННЫ

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 13 и по этим данным строится эпюра внутренних избыточных давлений, рисунок 8.

2.4.1.4 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.

Рекомендуется использовать по возможности наиболее дешёвые обсадные трубы, поэтому для начала расчёта выбираются трубы группы прочности Д. Принимаются также тип обсадных труб и вид исполнения категории «А». Для газовых скважин рекомендуется использование обсадных труб типа ОТТГ.

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 14.

Таблица 14 - Характеристика обсадных колонн

№ секций	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
2	Д	7,7	100	25,61	2561,2	2561,2	2450-2550
3	Д	7	580	23,3	13553	16114	1870-2450
4	Д	6,2	1870	20,91	39117	55231	1870-0

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:

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

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

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

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным $P_{гр} = 50.44$ МПа.

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

$$P_{гд\ кп} = \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв\ зс} \cdot V_{зс}^2 \cdot L_{к}}{2 \cdot (D_{к\ вн} - D_{эк\ н})} + \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв\ ос} \cdot V_{ос}^2 \cdot (L - L_{к})}{2 \cdot (D_{эк\ д} \cdot \sqrt{k_{срвзв}} - D_{эк\ н})} \quad (8)$$

$P_{гд\ кп} = 0.2$ МПа.

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве $P_{гс\ кп}$ определяется по формуле:

$$P_{гс\ кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\ тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\ тр} \cdot h_2), \quad (9)$$

$$P_{гс\ кп} = 39.1 \text{ МПа.}$$

Производим сравнения давлений по формуле 1.1:

$$39.3 \text{ МПа} \leq 47.9 \text{ МПа,}$$

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

2.4.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

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

Количество составных компонентов тампонажной смеси представлены в таблице 15.

Таблица 15 - Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наимен. жидкости	Объем жидк., м ³	Плотн. жидк., кг/м ³	Объем воды для пригот. жидк., м ³	Наимен. компонента	Масса компон. (кг) / колич. мешков (шт.)	Наимен. цемента	Масса цемента (т) / колич. мешков (шт.)
Буферная	3.1	1100	15.5	МБП-СМ	217 / 9	-	-
	12.4			МБП-МВ	186 / 8	-	-
Обл.тамп. р-р	27.1	1500	20.8	НТФ	11.1 / 1	ПЦТ-Ш-Об(5)-100	22.7 / 23

Тамп.р-р норм.плотн.	1.5	1900	1	НТФ	0.62 / 1	ПЦТ-II- 100	1.9 / 2
-------------------------	-----	------	---	-----	----------	----------------	---------

2.4.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата (в МПа):

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0.8, \quad (10)$$

где $P_{цг}$ – давление на цементировочной головке в конце цементирования,

$$P_{цг} = 20.49 \text{ МПа};$$

$$32 \text{ МПа} \geq 25.61 \text{ МПа}.$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементировочным агрегатом ЦА-320 (технические характеристики насоса 9Т приведены в таблице 16).

Таблица 16 - Технические характеристики насоса 9Т цементировочного агрегата ЦА-320

Диаметр штулок, мм	Развиваемое давление, МПа					Идеальная подача, л/с				
	Скорость коробки передач					Скорость коробки передач				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
100	-	32	18	12	7,6	-	3,2	6,1	9,3	14,1

Рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = G_{сyx} / G_{б}, \quad (11)$$

1. Для облегченной тампонажной смеси: $m = 2$ машины типа УС6-30Н(У);

2. Для тампонажной смеси нормальной плотности: $m = 1$ машина типа УС6-30Н(У).

3. Число цементировочных агрегатов, работающих для затворения тампонажного раствора определяется с таким учетом, что на каждую цементосмесительную машину работает один агрегат: 3 машины ЦА -320.

По результатам расчёта количества и выбора цементировочной техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементировочного оборудования, представлена на рисунке 9.

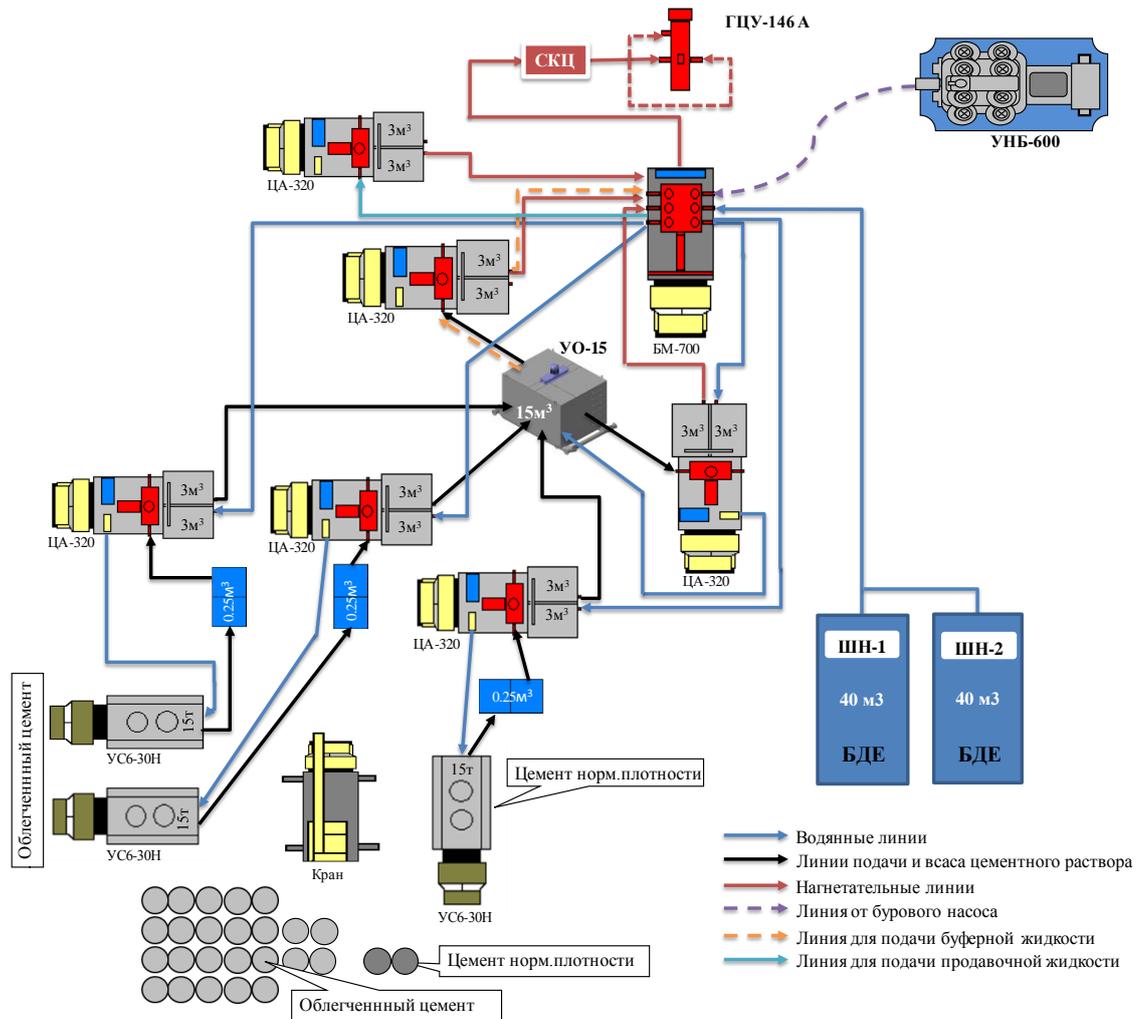


Рисунок 9 - Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

2.4.4 Проектирование процесса испытания и освоения скважины

2.4.4.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 10м (гл.2500-2510м).

Кумулятивные корпусные перфорационные системы однократного применения КПО 102 предназначены для проведения прострелочно-взрывных работ в нефтяных, газовых и других скважинах как при низких, так и при высоких гидростатических давлениях, с температурой до 170°C.

Перфорационные системы КПО могут применяться в вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважинах при спуске как на геофизическом кабеле, так и на насосно-компрессорных трубах.

Таблица 17 - Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения КПО 102

Обозначение перфоратора	КПО 102		
Вес ВВ одного заряда, г	22		
Тип заряда	ГП	ГП-01	БО
Диаметр перфоратора, мм*2	102		
Минимальный диаметр обсадной колонны, мм	127		
Максимальная температура применения, °С	170		
Давление (min/max), МПа*	0,3/80		
Максимальная плотность перфорации, отв./м.	20		
Фазировка, град.	60		
Глубина пробития по комбинированной мишени, мм	760	1030	260

Диаметр входного отверстия, мм	12	11	22,5
Глубина перфоканала по API-19B, мм			208
Диаметр входного отверстия перфоканала по API-19B, мм			22,18
Длина секции, м	1-3		

2.4.4.2 Проектирование пластоиспытателя

Комплекс испытательного оборудования КИИ 3-95

Назначение: испытание перспективных горизонтов в обсаженных вертикальных, наклонных и горизонтальных скважинах диаметром от 127 до 178 мм и необсаженных скважинах диаметром от 118 до 161 мм.

Комплекс испытательного оборудования КИИ 3-95

Назначение: испытание перспективных горизонтов в обсаженных вертикальных, наклонных и горизонтальных скважинах диаметром от 127 до 178 мм и необсаженных скважинах диаметром от 118 до 161 мм.

2.4.4.3 Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования

Комплекс оборудования для свабирования скважин состоит из двух основных частей:

- Устьевое оборудование;
- Скважинное оборудование.

1. Комплекс наземного оборудования для свабирования скважин КНОС.

2. Состав комплекса и технические характеристики представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Состав и технические характеристики Комплекса наземного оборудования для свабиrowания скважин КНОС.

Очиститель сальниковый ОС2.1-000 предназначен для очистки и герметизации каната	
Диаметром, мм	от 9,5 до 19
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	25
Присоединительная резьба НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
Устройство освобождающее УО1-25.000 предназначено для автоматического отсоединения очистителя сальникового от лубрикатора.	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	25
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
Лубрикатор Л-89.000 предназначен для извлечения (спуска) колонны сваба из скважины без ее разгерметизации.	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	75,9
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
Ловушка сваба механическая ЛСМ-78.000 предназначена для удержания колонны сваба во время замены манжеты.	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	76
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
Быстро-разъемное соединение БРС-73 предназначено для быстрого соединения НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	62
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80.	

Кран шаровый КШН-73x21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала коллоны НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	38
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
Превентор малогабаритный ПМТ1.3-80x21 предназначен для герметизации НКТ ГОСТ 633-80, штанг (ШН), геофизического кабеля.	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	80
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89 ГОСТ 633-80, низ - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, патрубков-ниппель - НКТ 73, муфта - НКТ 60 ГОСТ 633-80 .	
Затвор шаровый ЗШ1 78x21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала коллоны НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	78
Присоединительные резьбы: верх - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, низ - НКТ 89ВН ГОСТ 633-80.	
Фланец трубодержатель ФТ-89.000 предназначен для соединения устьевого оборудования с крестовиной фонтанной арматуры.	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	211,1
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89ВН, низ - НКТ 89 ГОСТ 633-80.	

Скважинное оборудование для свабиворота КС-62

Состав оборудования свабиворота и технические характеристики представлены в таблице 19.

Таблица 19 - Состав оборудования свабиворота и технические характеристики

Узел заделки каната КС 62.01.000 предназначен для закрепления каната диаметром от 9,5 до 15 мм (при смене сухарей) к колонне сваба.	
Диаметр наружный, мм	60
Шаблон КС 62.00.006 предназначен для шаблонирования колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80. Диаметр наружный 60 мм.	
Диаметр наружный, мм	60
Штанга КС 62.00.001 предназначена для ускорения погружения колонны сваба в колонне НКТ ГОСТ 633-80.	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	10
Скрепер КС 62.08.000 предназначен для очищения колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
Диаметр наружный, мм	65
Ударник сваба КС 62.02.000 предназначен для создания ударных нагрузок на колонну сваба с низу в верх при ее заклинивании в колонне НКТ ГОСТ 633-80.	
Диаметр наружный, мм	55
Извлекатель сваба КС.62.03.000 предназначен для извлечения колонны сваба из скважины при обрыве каната. Диаметр наружный 57 мм.	
Диаметр наружный, мм	57
Сваб КС 62.03.000 предназначен для герметизации трубного канала колонны НКТ ГОСТ 633-80 при подъеме колонны сваба.	
Диаметр наружный манжеты, мм.	61 и 75
Штанга грузовая КС 62.00.002 предназначена для ускорения погружения скрепера в колонне НКТ ГОСТ 633-80.	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	45

2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой

максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами.

При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия:

$$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6; \quad (12)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9; \quad (13)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1, \quad (14)$$

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:

$$Q_{пр} = k * Q_{мах}, \quad (15)$$

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 БУ-3000 ЭУК-1М.

Результаты расчета выбора буровой установки предствалены в таблице 20.

Таблица 20 – Расчет выбора буровой установки

Наименование БУ		Допустимая нагрузка на крюке, тс	Оснастка талевой системы
БУ-3000 ЭУК-1М		200	5х6
Вес, тс		Условие соответствия	
Максимальный вес бурильной колонны	87,9	$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6$	2,2
Максимальный вес обсадной колонны	55,2	$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9$	3,6
веса колонны при ликвидации прихвата	143,1	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1,0$	1,3

3 Пенное (азотное) ГРП

Эффективность проведения гидроразрыва пласта (ГРП) в первую очередь зависит от оптимального выбора жидкостей (основы, состава, реагентов) исходя из фильтрационно-емкостных свойств разрабатываемых коллекторов.

При воздействии на низкопроницаемые и низкопористые коллекторы нужна возможность оперативно корректировать состав жидкости, а значит, компании-разработчику необходимо иметь современное оборудование для изменения состава и производства систем жидкостей непосредственно на промысле.

Подбором и применением системы жидкостей для ГРП.

Гидроразрыв пласта — один из методов интенсификации работы нефтяных и газовых

скважин и увеличения приёмистости нагнетательных скважин. Метод заключается в создании высокопроводимой трещины в целевом пласте для обеспечения притока добываемого флюида (газ, вода, конденсат, нефть либо их смесь) к забою скважины.

3.1 Классификация ГРП

ГРП с применением кислотных составов в качестве жидкости разрыва используется соляная кислота, с помощью кислоты и высокого давления создается сеть трещин и каверн.

Азотный и пенный гидроразрыв пласта — технология закачки инертного газа, в данном случае азота, вместе с основной жидкостью ГРП, как на поздних стадиях, так и в течение всей обработки. Такой метод увеличивает проводимость трещины и способствует скорой и более надежной очистке трещины.

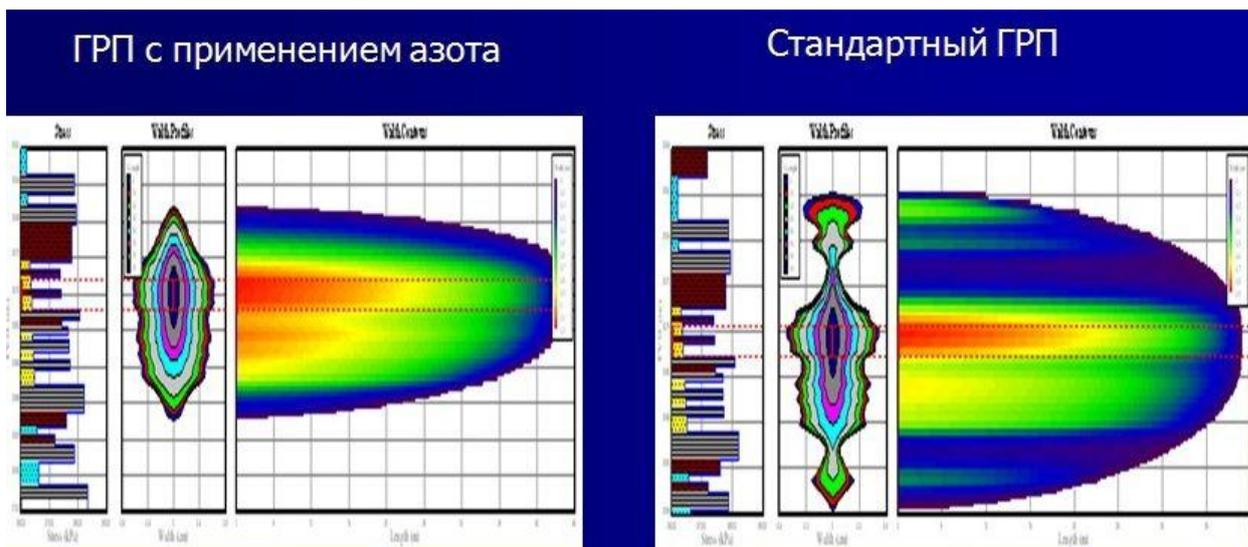


Рисунок 10 - Быстрая очистка пласта от жидкости ГРП.

3.2 Технология пенного ГРП

1. Исследование скважины, в ходе которого определяется ее способность к поглощению, устойчивости к давлению и другие параметры;

2. Очистка скважины. Для этого применяют дренажные насосы и промывают ствол, чтобы свойства фильтрации в призабойной области были достаточными для дальнейшей работы. Также скважина может быть обработана соляной кислотой, чтобы условия для формирования трещин от разрыва были оптимальными;

3. Спуск в скважину труб для подачи жидкости в забой. Обсадная колонна оснащается пакером и гидроякорем для того, чтобы давление не деформировало трубу. Устье оснащается головкой для подсоединения оборудования, которое необходимо для нагнетания промывочной жидкости;

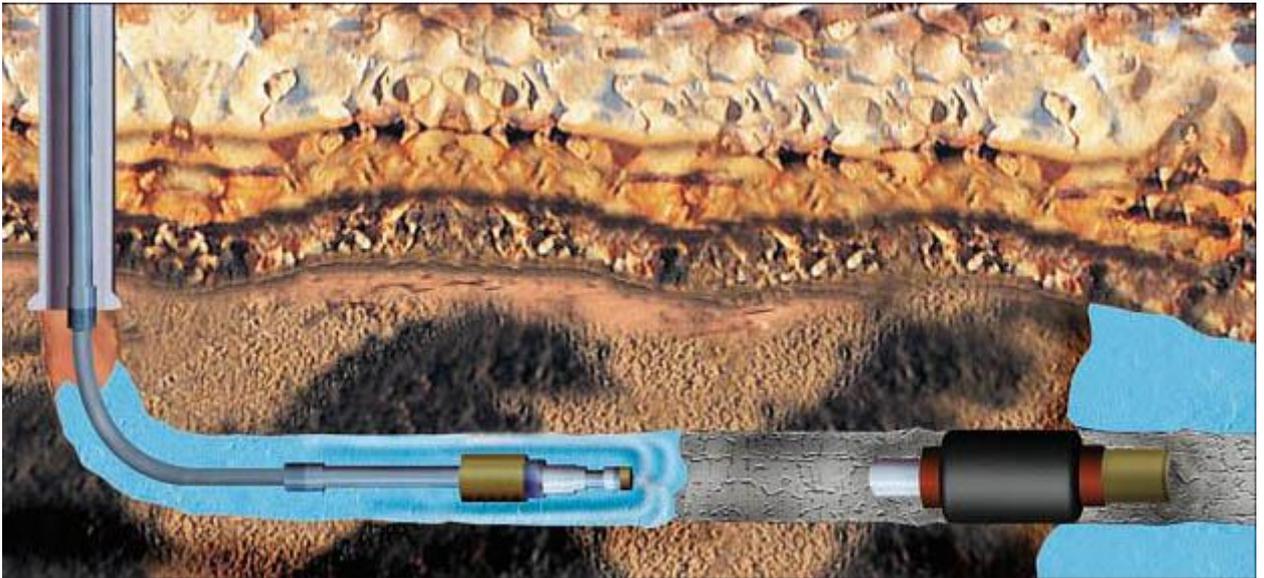


Рисунок 11 - Установка пакера.

➤ В скважину под высоким давлением наряду с гелем и проппантом определенной концентрации закачивается газ. различают вспененные (например, азотированные) ГРП с содержанием газа менее 52 % общего объема смеси и пенные ГРП – более 52 % газа.

➤ Сам гидроразрыв производится посредством нагнетания жидкости до того времени, пока в пласте не появятся трещины. Сразу после гидравлического воздействия требуется закачать жидкость на высокой скорости;

➤ Устье перекрывается, скважину не трогают до уменьшения показателей давления, промывка скважины после гидравлического разрыва и освоение;

3.3 Примерная схема расстановки оборудования для проведения ГРП

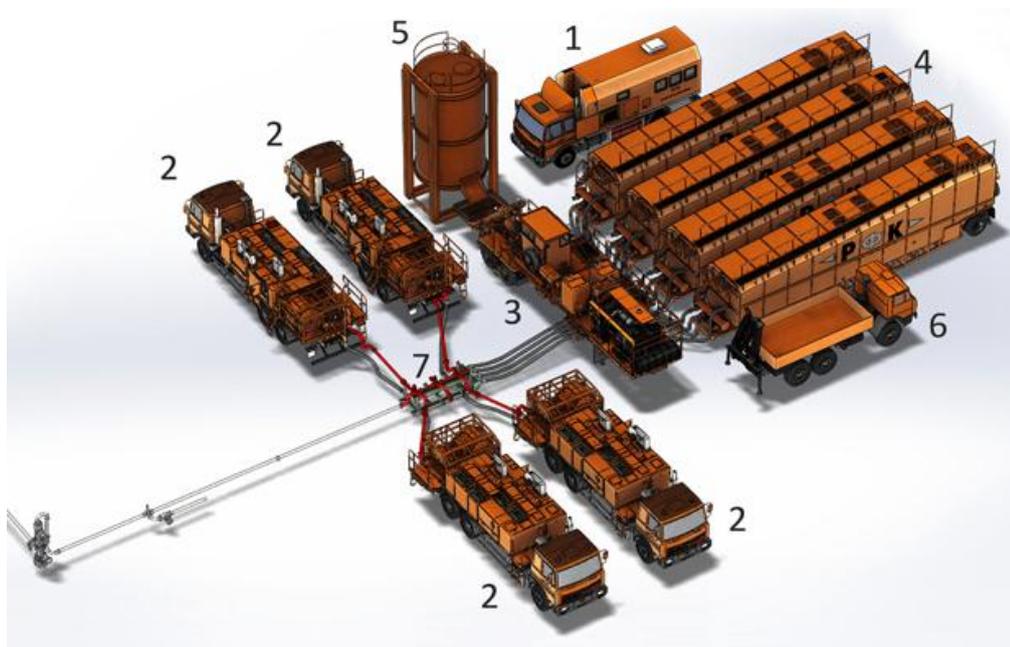


Рисунок 12 - Схема расстановки оборудования ГРП.

1) Станция контроля и управления СКУ-10; 2) Насосные установки УН-2250;

3) Блендэр БЛ-70 (Подстрик) ;4) Ёмкости для рабочей жидкости;5) Бункер для пропанта или саморазгружающийся пропантовоз;6) Машина манифольдов типа ММ105М;7) Блок манифольдов типа БМ105.8) Ца-320 для создания давления в затрубе.

3.4 Проблематика

Возможны ситуации, при которых гидроразрыв пласта приводит к ожидаемому результату — интенсификации дебита скважины — однако вместе с этим происходит поступление в скважину не только нефти, но и сопутствующих вод (например при непредвиденном нарушении герметичности близлежащего коллектора с водой), что приводит к скачку уровня обводненности скважины и может свести на нет положительный эффект данной операции.

Вывод

Преимущество:

- Пониженное содержание остатков полимера в трещине;
- Большая эффективная протяженность трещины;
- Более эффективная очистка скважины после ГРП;
- Более быстрое освоение и вывод скважин на режим;
- Повышенная проводимость трещины;
- Совместимость азота с другими флюидами;
- Снижение доли воды в рабочей жидкости уменьшает негативные эффекты, связанные с миграцией мелкозернистых частиц или с разбуханием глинистых минералов в пласте;
 - Хорошие фильтрационные свойства жидкости;
 - Пена выступает как потокоотклонитель (отклонение достигается за счет образования и поддержания стабильной пены в более высокопроницаемых интервалах в течение всей обработки).

Недостатки:

- Необходимость в дополнительном оборудовании (азотная установка);
- Повышенное давление обработки из-за меньшего гидростатического давления;
 - Более высокие потери на трении из-за двухфазного потока;
 - Ограничение в использовании высоких концентраций проппанта;
 - Использование сжатого газа сопряжено с повышенным риском при закачке и отработке скважины — бригады требуют дополнительного обучения;
 - Обеспечение/контроль качества пены на месте производства работ невозможны (только загеленная жидкость);
 - Более высокая стоимость.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Суббота Александру Владимировичу

Школа	ИШПР		
Уровень образования	бакалавриат	Направление	«Нефтегазовое дело»/«Бурение нефтяных и газовых скважин»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др</i>

3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Нормативная карта строительства скважины</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>
Перечень графического материала (<i>с точным указанием обязательных чертежей</i>):	
<ol style="list-style-type: none"> 1. <i>Организационная структура управления организацией</i> 2. <i>Линейный календарный график выполнения работ</i> 3. <i>Нормативная карта</i> 	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Суббота Александр Владимирович		

4 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

4.1 Структура и организационные формы работы ПАО НК «Русснефть»

ПАО НК «РуссНефть» была создана в сентябре 2002 года. В течение 2002–2003 годов компания осуществила масштабную консолидацию бизнеса, активно приобретая перспективные активы. Основной целью стратегии «РуссНефти» стало создание высокоэффективной, конкурентоспособной структуры. Сегодня «РуссНефть» входит в десятку крупнейших нефтяных компаний страны и занимает восьмое место в России по объему добычи газа. В разработке находится 167 нефтегазовых месторождений. Суммарные извлекаемые запасы нефти ГК «РуссНефть» превышают 765 миллионов тонн, газа — 177 миллиардов кубометров

Основными акцентами долгосрочной стратегии развития ПАО НК «РуссНефть» являются органический рост добычи углеводородного сырья, геологоразведка, развитие газовых проектов.

«РуссНефть» сосредоточится на более активном вовлечении в разработку имеющихся лицензионных участков с уточнением геологической структуры запасов. Рост добычи будет обусловлен реализацией масштабных программ эксплуатационного бурения, геолого-технических мероприятий, активного использования инновационных методов добычи и интенсификации нефтеотдачи пластов.

НК «РуссНефть» выделяет газовый бизнес как самостоятельное направление в своей деятельности, планируя сосредоточиться на программах, связанных с эффективным использованием попутного нефтяного и природного газа и проектах развития газопереработки.

Планируемый объем добычи нефти к 2017 году составит 19 миллионов тонн. Планируемый объем добычи газа к 2017 году составит 2,5 миллиарда кубометров. Кроме того, «РуссНефть» рассматривает вопросы приобретения новых активов, отвечающих стратегическим приоритетам холдинга. НК

«РуссНефть» намерена в будущем инвестировать большие средства в развитие собственных производственных мощностей. Компания будет стремиться обеспечить конкурентный уровень операционных издержек на добычу нефти и газа за счет структурных и технологических инновации.

4.1.1 Организационная структура управления предприятием ПАО НК «РуссНефть»

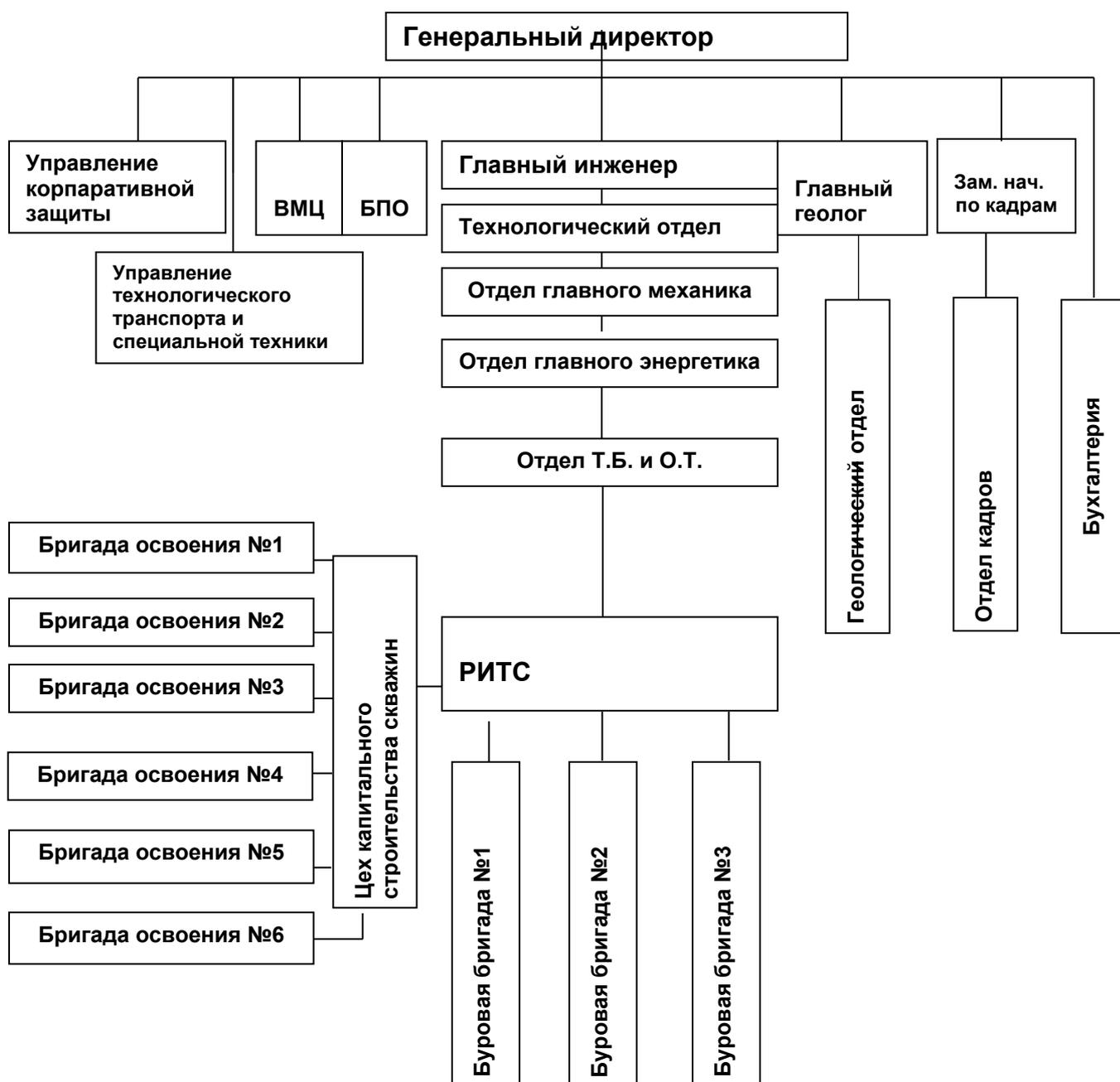


Рисунок 13 – Организационная структура управления предприятием ПАО НК «РуссНефть»

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины.

Исходные данные для расчета нормативной карты предоставлены в таблице Д.1 приложения Д.

4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а так же действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото представлены в таблице 21.

Таблица 21 - Нормы механического бурения на месторождение (Томской области)

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	0,027	490
2	30	950	920	0,027	1100
3	950	2550	1600	0,037	1800

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле

$$N = T \cdot H, \quad (15)$$

где T - норма времени на бурение 1 метра, ч/м.

H - количество метров в интервале, м

Для направления:

$$N = 30 \cdot 0,027 = 0,81 \text{ ч.}$$

Аналогично произведем расчет остальных интервалов, результаты представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
30	0,027	0,81
950	0,027	24,84
1600	0,037	59,2
Итого		84,85

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

$$n = H / П, \quad (16)$$

где $П$ - нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Для направления:

$$n = 30 / 490 = 0,06$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 23.

Таблица 23 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	<i>n</i>
30	490	0,06
920	1100	0,83
1600	1800	0,88
Итого на скважину		1,77

4.2.2 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:

$$T_{СПО} = П \cdot n_{сно}, \quad (17)$$

где $n_{сно}$ - нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/

П – длина интервала, м

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в таблице Д.2 приложения Д..

4.2.3 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.

4.2.4. Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления -3-4 ч, кондуктора -10 ч, технической колонны 18 ч эксплуатационной колонны - 22 ч.

4.2.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

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

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;

- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;

- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

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:

$$L_c = L_k - L_n, \quad (18)$$

где L_k - глубина кондуктора, м;

L_n -длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 30 - 10 = 20 \text{ м}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м ведущая труба (24) переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

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

$$L_T = L_c - L_n, \quad (19)$$

Для направления:

$$L_T = 20 - 25 = 0 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле:

$$N = L_T / l_c, \quad (20)$$

где l_c - длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 0 \approx 1 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 0 \cdot 2 + 5 = 5 \text{ мин}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 650 - 10 = 640 \text{ м}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 640 - 25 = 615 \text{ м}$$

$$N = 615/24 = 25,6 \approx 26 \text{ шт.}$$

$$T_{\text{конд.}} = 26 \cdot 2 + 5 = 57 \text{ мин}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2550 - 10 = 2540 \text{ м}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 2540 - 24 = 2516 \text{ м}$$

$$N = 2516/24 = 105$$

$$T_{\text{конд.}} = 105 \cdot 2 + 5 = 215 \text{ мин}$$

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

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин.

Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

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

$$\Sigma = 5 + 57 + 215 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 475 \text{ мин} = 7,91 \text{ ч.}$$

4.2.6 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.

4.2.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

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

4.2.8 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.

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

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 134,017 часов или 5,58 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением: $134,017 \times 0,066 = 8,845$ ч.

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$134,017 + 8,845 + 25 = 167,862 \text{ ч} = 6,99 \text{ суток.}$$

Нормативная карта вертикальной разведочной скважины на нефтяном месторождении (Томской области) представлена в таблице Д.3 приложения Д.

4.3 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая

бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала приведенного в таблице 24:

Таблица 24 - Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
буровой мастер	1
помощник бурового мастера	3
бурильщик 6 разряда	4
бурильщик 5 разряда	4
помощник бурильщика 5 разряда	4
помощник бурильщика 4 разряда	4
электромонтёр 5 разряда	4
слесарь 5 разряда	2
лаборант	2

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 25.

Таблица 25 - Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Линейно-календарный график работ.													
Бригады, участв. в строительстве скважины	Затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вышкомонтажные работы													
Буровые работы													
Освоение													

4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность $T_{пр}$, ч определяется по формуле:

$$T_{np} = T_n \cdot k, \quad 134,017 \cdot 1,09 = 146,07 \quad (21)$$

где T_n , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;
 k - поправочный коэффициент.

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{np} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (22)$$

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

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

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в таблице 50-51.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
направление			
кондуктор	1,164	1,26	0,05
эксплуатационная колонна	38,233	41,67	1,7
	94,62	103,13	4,29
Крепление:			
направление	3,36		
кондуктор	17,0	3,66	0,15
эксплуатационная колонна	31,4	18,53	0,77
Итого	185,7	202,45	8,38

Сметный расчет бурения и сметный расчет крепления скважины представлены в таблицах Д.4 и Д.5 приложения Д соответственно.

Уточненный сводный сметный расчет представлен в таблице Д.6 приложения Д

4.5 Расчет технико-экономических показателей

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

а) механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H/T_M, \quad (23)$$

где H - глубина скважины, м;

T_M - время механического бурения, ч.

$$V_M = 2550/84,85 = 30 \text{ м/час.}$$

б) рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{сно}), \quad (24)$$

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

$$V_p = 2550/(49,1+84,85) = 19,03 \text{ м/час}$$

в) коммерческая скорость V_K , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720)/T_H, \quad (25)$$

где T_H - нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

$$V_K = 2550 \cdot 720/185,9 = 9876 \text{ м/ст.мес.}$$

г) проходка на долото h_δ , м

$$h_\delta = H/n, \quad (26)$$

где n - количество долот.

$$h_\delta = 2550/1,77 = 1440 \text{ м.}$$

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{с1м} = (C_{см} - П_n)/H, \quad (27)$$

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

$П_n$ - плановые накопления, руб.

$$C_{clm} = (148564072 - 45528,14) / 2550 = 58242 \text{ руб}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 27.

Таблица 27 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2550
Продолжительность бурения, сут.	8,39
Механическая скорость, м/ч	30
Рейсовая скорость, м/ч	19,03
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	9876
Проходка на долото, м	1440
Стоимость одного метра	58242

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
32Б3Б	

Институт	ИШПР ТПУ	Кафедра	БС
Уровень образования		Направление/специальность	Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Бурение вертикальной разведочной скважины глубиной 3120м (Тюменская область)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	

1. Производственная безопасность

1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
- действие фактора на организм человека;
- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
- предлагаемые средства защиты;
- (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).

1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- механические опасности (источники, средства защиты);
- термические опасности (источники, средства защиты);
- электробезопасность (в т.ч.

Вредные факторы:

1. Шум.
2. Вибрация.
3. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Опасные факторы:

1. электробезопасность
2. пожаровзрывобезопасность

<p>статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</p> <p>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).</p>	
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <p>– защита селитебной зоны</p> <p>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</p> <p>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</p> <p>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</p> <p>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</p>	<p>С целью исключения вредного воздействия отработанного бурового раствора, ГСМ, химических реагентов и веществ в процессе бурения скважины на окружающую среду необходимо выполнение следующих мероприятий:</p> <ul style="list-style-type: none"> - вести бурение скважины по безамбарной технологии; - буровая установка оснащается поддоном для сбора буровых сточных вод, которые потом вместе с буровым раствором подлежат утилизации. Твёрдая фаза образовавшаяся после утилизации подлежит вывозу в могильник;

	<ul style="list-style-type: none"> - площадка под буровую установку должна иметь лежнёвку с устройством дренажной системы; - хранение запаса бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических ёмкостях.
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Рассмотрены наиболее характерные ЧС:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. техногенные (несчастные случаи, нефте-газо-проявления, пожары); 2. природные (наводнения, ураганы, морозы); 3. военные.
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Руководитель (ответственный) принимает обязательства выполнения и организации правил эвакуации и соблюдение требования безопасности на буровой площадке, а также контроль за исправностью работы в помещении.</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата

5 Социальная ответственность

5.1 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

Полевой этап

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

К работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от неогражденных 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.

К основным документам, регламентирующим межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте относится СПб.: ЦОТПБСП, 2001 [1]

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. Меры предосторожности, такие как ограждение зон повышенной опасности, принимаются для ограничения доступа работников в зоны, где возможно их падение с высоты, травмирование падающими с высоты материалами, инструментом и др. предметами, а также частями конструкций, находящихся в процессе сооружения, обслуживания,

ремонта, монтажа или разборки. При проведении работ на высоте выставляются ограждения, обозначая границы опасных зон.

Пожароопасность

По классификации пожароопасных зон площадка изысканий относится к категории П-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 неомеднённого инструмента);
3. Удар молнии;
4. Разряд зарядов статического электричества .

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). Сечение проводов электрической сети должно соответствовать установленной мощности.

Все сварочные работы должны производиться на специально выделенных участках (сварочные посты). В случае необходимости производства сварочных работ в другом месте необходимо получить разрешение у главного инженера. Запрещается курить, разводить костры в недозволенных местах.

Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов.

Механические поражения могут быть следствием неосторожного обращения с инструментами. Инструмент должен содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода - изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и

ремонтной документации. Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, лопаты и т.п.) должен содержаться в исправности. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках, согласно ГОСТ 12.2.003-91 [3].

Электрический ток.

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. Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности.

Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой, имеющий металлическую связь с устьем скважины, или на устье скважины, на которой проводятся работы.

Основной причиной является нарушение правил работы под линиями электропередач.

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. Запрещается передавать сигналы путём натяжения провода. Включение и другие коммутации источников питания могут проводиться только операторами установок;

с целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности. В

зависимости от назначения плакаты и знаки делятся на предупреждающие («Стой! Напряжение», «Не влезай! Убьет» и др.); запрещающие («Не включать. Работают люди» и др.); предписывающие («Работать здесь» и др.); указательные («Заземлено» и др.).

Превышение уровней шума.

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

Первоначально слово шум относилось исключительно к звуковым колебаниям, однако в современной науке оно было распространено и на другие виды колебаний (радио-, электричество).

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. Действие шума 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 [13].

5.2 Экологическая безопасность

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

Геологическая среда - неотъемлемая часть окружающей среды и биосферы, охватывающая верхние разрезы гидросферы, в которую входят

четыре важнейших компонента: горные породы (вместе с почвой), подземные воды (вместе с жидкими углеродами), природные газы и микроорганизмы, постоянно находящиеся во взаимодействии, формируя в естественных и нарушенных условиях динамическое равновесие.

Воздействия на окружающую среду регулируются согласно Федеральному закону «О безопасности производственных процессов добычи, транспортировки и хранения газа» (таблица 6).

Заключение

Согласно проведенного анализа геолого-технического условия бурения разведочной вертикальной скважины глубиной 2550м на нефтяном месторождении (Томская область), дебитом 42,5 м³/сут., требованиям промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли и технико-экономическим обоснованиям в курсовом проекте был произведен расчет конструкции скважины, расчет обсадных труб на прочность, проектирование технологической оснастки обсадной колонны, расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны, проектирование процесса испытания и освоения скважины.

Список литературы

1. Строительные нормы и правила. Строительная климатология. СП 131.1330.2012, Изд-во стандартов 2013. – 109с;
2. ГОСТ 12.0.003-2015 - Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;
3. ГОСТ 12.2.003-91 - Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
4. ГОСТ 12.2.062-81 - Система стандартов безопасности труда.
5. Епихин А. В., Ковалев А.В.. Методические указания к выполнению курсового проекта.
6. <http://www.vniibt-bi.ru> – «Буринтех».
7. <http://burintekh.ru> – «ВНИИБТ».

Приложение А

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

Глубина залегания. м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, грал.	азимут, град.	
1	2	3	4	5	6	7
0	20	четвертичная система	Q	0		1,3
20	280	некрасовская серия	Pg ₃ nk	0		1,3
280	400	чеганская свита	Pg ₂₋₃ cg	0		1,3
400	560	люлинворская свита	Pg ₂ ll	0		1,3
560	610	талшгкая свита	Pg ₁ tl	0		1,3
610	760	ганькинская свита	K ₂ .gn	0		1,3
760	865	березовская серия	K ₂ .br	0		1,0
865	880	кузнецовская свита	K ₂ kz	0		1,1
880	1590	покурская свита	K ₁₋₂ .pk	0		1,0
1590	1680	алыбская свита	K ₁ .al	1		1,0
1680	2100	киялинская свила	K ₁ .kls	1		1,5
2100	2180	тарская свита	K ₁ .tr	1		1,0
2180	2485	жуломзинская свита	K ₁ .klm	1		1,8
2+85	2500	баженовская + георгиевская свита	J ₃ bg + J ₃ gr	1,5		1,0
2500	2560	васюганская свита	H ₂₋₃ vs	2		1,0

Таблица А.2 – Литологическая характеристика скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, и		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	20	суглинки пески алевриты глины	30 30 20 20	Четвертичные отложения представлены серыми, желтовато-серыми глинами, суглинками, алевритами и песками.
Pg ₃ nk	20	280	пески алевриты глины	50 40 10	Переслаивание рыхлых песков, глин желтовато-серых, алевритных. вязких, горизонтально-слоистых и алевритов.
Pg ₂₋₃ cg	280	400	глины алевриты пески	80 10 10	Глины зеленые, плотные, вязкие, с тонкими прослоями песков и алевритов, включений сидерита
Pg ₂ ll	400	560	глины алевролиты	95 5	Глины зеленовато-серые, с тонкими прослоями алевролитов, в нижней части опоконные
Pg ₁ tl	560	610	глины песчаники	80 20	Глины темно-серые, жирные, известковистые. с тонкими прослоями слабоцементированных песчаников.
K ₂ .gn	610	760	глины мергели	95 5	Сложена глинами серыми, темно-серыми, известковистыми. с прослоями мергелей

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
K ₂ .br	760	865	глины песчаники алевролиты	70 15 15	Свита сложена глиннамн темно-серыми, жирными, пластичными, в нижней части опоковиднымн с прослоями песчаников и алевролитов.
K ₂ kz	865	880	глины	100	Отложения свиты представлены плотными, зеленоватыми, темно-серыми глиннамн.
K ₁₋₂ .pk	880	1590	песчаники алевролиты глины известняки	50 30 18 2	Отложения свиты представлены неравномерным чередованием глинн. алевролитов и песчаников, известняками Песчаники светло-серые, глиннстые. алевролиты серые, мелкозернистые, песчанистые. Глинны серые, комковатые.
K ₁ .al	1590	1680	глины песчаники алевролиты	55 40 5	Отложения алымской свиты имеют двучленное строение. Нижняя часть представлена мелко- и средне зернистыми песчаниками. Верхняя часть (кошанская пачка) состоит из плотных, серых глинн и алевролитов.
K ₁ .kls	1680	2100	аргиллиты песчаники глины	50 35 15	Отложения свиты представлены неравномерным чередованием мелкозернистых. слабосцементированных

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
					песчаников. аргиллитов, зеленовато-серых, комковатых глин.
K ₁ .tr	2100	2180	песчаники аргиллиты алевролиты	60 25 15	Отложения тарской свиты представлены мелко- средне зернистыми песчаниками, которые соответствуют двум песчаным пластам Б ₇ и Б ₉ , с прослоями алевролитов и аргиллитов
K ₁ .klm	2180	2485	аргиллиты песчаники алевролиты	50 25 25	Отложения куломзинской свиты представлены переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Песчаники мелко- и среднезернистые, иногда алевроитовые. светло-серые. однородные. массивные. В основании куломзинской свиты выделяются среднезернистые песчаники ачновской пачки (пласты Б ₁₆₋₂₀ с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов.
J ₃ bg +	2485	2500	аргиллиты	100	Свита представлена темно-серыми, почти черными битуминозными аргиллитами.

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
J3 gr	2500	2560	песчаники алевролиты аргиллиты глины		<p>В ее составе выделяются две подбиты: нижняя представлена преимущественно морскими темносерымн аргиллитами. Верхняя сложена песчано-глиннстымн породами продуктивного горизонта Ю₁ включающего в пределах месторождения пласты Ю₁⁰, Ю₁¹. Пласт Ю₁⁰ является продуктивным, представлен мелко-среднезернистымн песчаниками с прослоями аргиллитов и алевролитов.</p>
				40 30 20 10	

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, процент	Проницаемость, мдарси	Глинистость, процент	Карбонатность, процент	Твердость, кгс/мм ²	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы промысловой классификации (мягкая средняя и т.п.)
	от (верк)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q		20	суглинки	2,0	25-30	0	100	0	10	2	4	мягкая
			пески	1,9	25-30	2500	10	0	0	1	10	мягкая
			алевролиты	2,2	20	1	40	0	0	5	6	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
Pg ₃ nk	20	280	Пески	2,1	30	2500	20	0	0	5	10	мягкая
			алевролиты	2,2	20	1	40	0	0	5	6	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	0	10	5	14	мягкая
Pg ₂₋₃ cg	280	400	пески	2,1	25	2000	10	0	-	2	10	мягкая
			алевролиты	2,2	20	1	40	0	10	2	6	мягкая
			глины	2,1	30	0	100	0	10	2	4	мягкая
Pg ₂ ll	400	560	алевролиты	2,2	20	50	25	0	-	2	10	мягкая
			глины	2,1	30	0	100	0	10	2	4	мягкая
Pg ₁ tl	550	610	песчаники	2,1	15	2500	25 1	0	-	2	10	мягкая
			глины	2,2	30	0	00	0	10	3	4	мягкая
K ₂ .gn	610	760	глины	2,2	25	0	100	5	10	3	4	мягкая мягкая
			мергели	2,5	20	0	50	50	10	5	4	
K ₂ .br			песчаники	2,2	22	300	20	0	10	4	10	мягкая

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	750	865	алевролиты	2,4	18,3	0,06	15	0	0	4	6	мягкая
			глины	2,3	20	0	95	0	15	3	4	мягкая
K₂ kz	855	880	глины	2,3	20	0	100	2	15	3	4	мягкая
K₁₋₂.pk	880	1590	алевролиты	2,3	15	10	20	0	20	2	6	средняя
			песчаники известняки	2,1	22	50-300	20	3 70	30	2 5	10	средняя средняя
				2,5	10	0	30		25		4	
			глины	2,3	10	0	100	0	15	1	3	средняя
K₁.al	1590	L680	песчанши	2,2	22	20-50	5	5	30	2	10	средняя
			алевролиты	2,4	15	0	5	5	20	2	6	средняя
			глины	2,4	16	0	95	2	25	3	4	мягкая
K₁.kls	1680	2100	аргиллиты	2,4	5	0	80	5	30	2	4	средняя
			глины	2,4	7,3	0	100	5	10	5	4	средняя
			песочники	2,3	19-25	20-50	20	5	40	3	10	средняя
K₁.tr	2100	2180	аргиллиты	2,4	5	0	95	5	30	2	4	средняя
			алевролиты	2,4	15	10	5	5	20	2	6	средняя
			песчаники	2,3	19	20-50	20	5	40	3	10	средняя

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
			аргиллиты	2,4	5	0	95	5	50	3	4	средняя
K₁.klm	2180	2485	песчаники	2,3	15	10-250	20	5	45	3	10	средняя
K₁.klm			алевролиты	2,3	10	0	25	5	35	3	6	средняя
J3bg+ J3 Sf	2485	2500	аргиллиты	2,4	5	0	95	5	70	3	4	средняя
J₃ bg + J₃ gr			алевролиты	2,3	10	5	35	5	120	3	6	твердые
J ₃ vs	2500	2550	песчаники	2,3	15	10-1617	20	5	65	3	10	средняя
J₃ gr			глины	2,3	5	0	100	10	50	1	4	средняя
			аргиллиты	2,4	5,4	0	95	10	50	1	4	твердая

Таблица А.4 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервалы		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Подвижность, дарси и на сантипауз	Содержание серы, процент по весу	Содержание парафина, процент по весу	Свободный дебит, м ³ /сут	Параметры растворенного газа					
	от (верк)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации					газовый фактор, нм ³ /м ³	содержание сероводорода, процент по объему	содержание углекислого газа, процент по объему	относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости 1/МПа 10 ⁴	давление насыщения в пластовых условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
J3 vs пл. Ю ₁ ⁰	2500	2510	поровый	0,76	0.84	0,0227	0,7	2,8	42,5	49,5	-	0,98	1,06	1.40	6,3

Таблица А.5 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая проницаемость	Химический состав воды в мг/литр						Степень минерализации М, г/л	Тип воды по Сулину:	
	от (верх)	ДО (низ)					анионы			катионы				ГКН - гидрокарбонатно-натриевый	ХЛК - хлор-кальциевый
							Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ , K ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Q- P _{g2-3} с _г	0	400	поровый	1,000	10-100	2500	1,11	0,07	4,69	4,84	1.1	2,5	0,3	ГКН	да
K ₁₋₂ .pk	880	1590	поровый	1.007	300	1500	10840,9	0	171.0	6589.3	103.0	352.6	17.9	ХЛН	Нет
K ₁ .al	1650	1670	поровый	1,01	10	20-50	10246	0	115,9	5058,2	82,64	1282,6	16,7	ХЛК	Нет
K ₁ .tr	2100	2180	поровый	1,01	10-50	20-50	12765	1.64	305,1	6210	24,32	1863,7	21	ХЛК	Нет
K ₁ .klm	2180	2485	поровый	1,02	20-50	10-250	11453	21,6	378,3	5403	14,59	1867,7	19	ХЛК	Нет
J _{3vs}	2520	2560	поровый	1.026	98	10-1615	24551,6	0.80	800.4	13151	313.5	1179.2	38.8	хлн	Нет

Таблица А.6 – Давление и температура по разделу скважины

Индекс стратиг- рафи ческого подраз- деления	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного			градус	Источник получения
			2		источ ник полу- чения	2		источ ник полу- чения	2		источ ник полу- чения	2		источ ник полу- чения		
			от (верх)	ДО (низ)		от (Верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	ДО (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	20	0.000	0.100	ПГФ	0.000	0.100	ПГФ	0.000	0.200	РФЗ	0	0.22	ПГФ	0	ПГФ
Pg ₃ нк	20	280	0.100	0.100	ПГФ	0.100	0.100	ПГФ	0.200	0.200	РФЗ	0.22	0.22	ПГФ	30	ПГФ
Pg ₂₋₃ сг	40	400	0.100	0.100	ПГФ	0.100	0.100	ПГФ	0.200	0.200	РФЗ	0.22	0.22	ПГФ	32	ПГФ
Pg ₂ ll	400	560	0.100	0.100	ПГФ	0.100	0.100	ПГФ	0.200	0.200	РФЗ	0.22	0.22	ПГФ	36	ПГФ
Pg ₁ tl	560	610	0.100	0.100	ПГФ	0.100	0.100	ПГФ	0.200	0.200	РФЗ	0.22	0.22	ПГФ	38	ПГФ
K ₂ .gn	610	760	0.100	0.100	ПГФ	0.100	0.100	ПГФ	0.200	0.200	РФЗ	0.22	0.22	ПГФ	42	ПГФ
K ₂ br	760	865	0.100	0.100	ПГФ	0.100	0.100	ПГФ	0.200	0.200	РФЗ	0.22	0.22	ПГФ	45	ПГФ
K ₂ kz	865	880	0.100	0.100	ПГФ	0.100	0.100	ПГФ	0.200	0.200	РФЗ	0.23	0.23	ПГФ	45	ПГФ
K ₁₋₂ .pk	880	1590	0.101	0.101	ПГФ	0.101	0.101	РФЗ	0.200	0.200	РФЗ	0.23	0.23	ПГФ	64	ПГФ
K ₁ .al	1590	1680	0.102	0.102	РФЗ	0.102	0.102	РФЗ	0.180	0.180	РФЗ	0.22	0.22	ПГФ	66	РФЗ
K ₁ .kls	1680	2100	0.102	0.102	РФЗ	0.102	0.102	РФЗ	0.180	0.180	РФЗ	0.22	0.22	ПГФ	78	ПГФ
K ₁ .tr	2100	2180	0.102	0.102	РФЗ	0.102	0.102	РФЗ	0.180	0.180	РФЗ	0.23	0.23	ПГФ	80	ПГФ
K ₁ .klm	2180	2485	0.102	0.102	РФЗ	0.102	0.102	РФЗ	0.180	0.180	РФЗ	0.23	0.23	ПГФ	90	ПГФ
J ₃ bg +J ₃ gr	2485	2500	0.102	0.102	РФЗ	0.102	0.102	РФЗ	0.160	0.160	РФЗ	0.23	0.23	ПГФ	90	ПГФ
J ₂ vs	2500	2560	0.102	0.102	РФЗ	0.102	0.102	РФЗ	0.160	0.160	РФЗ	0.23	0.23	ПГФ	92	ПГФ

Таблица А.7 – Возможные осложнения по разрезу скважины. Поглощение бурового раствора

Индекс страти- графического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/ см ² на м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляци- онных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q - P _{g3} нк	0	280	1	10	нет	0,15	0,2	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидро- статического давления.
K _{1.al}	1590	1680	1	30	нет	0,12	0,18	
K _{1.tr}	2100	2180	1	30	нет	0,13	0,18	
J _{2vs}	2500	2560	1	30	нет	0,12	0,16	

Таблица А.8 – Возможные осложнения по разрезу скважины. Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее			Время до начала осложнения, сут.	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, г/см ³	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8
Q - P _{g1} tl	0	610	Глинистый	<1,16	V>10 см ³ за 30 мин	3,0	Соблюдение технологической скорости бурения, проработка ствола скважины, увеличение плотности и снижение водоотдачи промывочной жидкости.
K ₁₋₂ .pk +al	880	1680	Глинистый	<1,10 -в интервале под эксплуатацио- нную колонну	V>10 см ³ за 30 мин	2,5	
K ₁ .kls+tr	1680	2180	Глинистый	<1,10 -в интервале под эксплуатацио- нную колонну	V>10 см ³ за 30 мин	2,5	

Таблица А.9 – Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопоявления, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см ³		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.п.)
	от (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q- Pg ₂₋₃ cg	0	400	вода	-	1,00	1,00	Возникновение депрессии на водные пласты	Перелив бурового раствора на устье, увеличение водоотдачи раствора, увеличение объема раствора в приемных емкостях
K ₁₋₂ .pk	880	1590	вода	-	1,01	1,01		
K ₁ .al	1650	1670	вода	-	1,01	1,01		
K ₁ .tr	2100	2180	вода	-	1,01	1,01		
K ₁ .klm	2180	2485	вода	-	1,02	1,02		
J ₂₋₃ vs	2500	2510	нефть	-	0,76	0,76	Несоблюдение параметров бурового раствора.	Перелив бурового раствора, пленка нефти.
	2520	2560	вода	-	1,03	1,03	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического.	Увеличение водоотдачи. перелив бурового раствора.

Таблица А.10 - Прихватопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинк. сальникообразования и пр.)	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	Условия возникновения
	от (вер:)	до (низ)		тип	плотность, г/см ³	водоотдача, см ³ 30 мин	смазывающие добавки (название)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q- P _{g2-3} c _g	0	400	От перепада давления. от обвала неустойчивых пород	Глинистый	<1,16	>10	нет	да	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы
P _{g2} II - K ₂ ip	400	865	От обвала неустойчивых пород	Глинистый	<1,16	>10	нет	да	
K ₁₋₂ .pk	880	1590	От перепада давления	Глинистый	>1,15	>10	нет	да	Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной
K ₁ .kls - K ₁ .tr	1680	2180	От заклинки и сальникообразования. разбухание глинистых пород, от перепада давления	Глинистый	>1,15	>10	нет	да	

Таблица А.11 – Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, трифонообразование и пр	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	ДО (низ)		
1	2	3	4	5
Pg ₂₋₃ cg + K ₂ ip	280	865	Каверно образование	За счет потерн устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора
K ₁₋₂ kz	865	880	Кавернообразование, сужение ствола	За счет разбухания глинистых пород и потерн устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора
K ₁ .al +kls	1590	2100	Незначительное каверно образование, сужение ствола	За счет разбухания глинистых пород и потерн устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора

Приложение Б

(обязательное)

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-30м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0-50м)							
1	Долото RC 393,7 Z1RSJ	0,40	393,7	-			0.18
					3-171	Ниппель	
2	Переводник М 3-171/171	0,41	229	101	3-171	Муфта	0.28
					3-171	Муфта	
3	УБТ УБТС1-229	12	229	90	3-171	Ниппель	3.56
					3-171	Муфта	
4	Переводник П 3-171/133	0,70	203	100	3-171	Ниппель	3.71
					3-133	Муфта	
5	УБТ УБТ 178 Д	12	178	80	3-133	Ниппель	5.58
					3-133	Муфта	
6	Бурильная труба ТБВК 127x10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	5.73
					3-133	Муфта	

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (30-950м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (30-950м)							
1	Долото PDC 269,9 B516ТВ	0,30	269,9	-			0,07
					3-152	Ниппель	
2	Калибратор К 269,9 МС	1,0	178	70	3-152	Муфта	0,24
					3-152	Ниппель	
3	ВЗД ДГР- 210.7/8.49	9,5	210	-	3-152	Муфта	2,07
					3-152	Муфта	
4	Клапан обратный КО-210	0,64	203	67	3-152	Ниппель	2,17
					3-152	Муфта	
5	Переводник П 3-147/152	0,52	197	101	3-152	Ниппель	2,26
					3-147	Муфта	
6	УБТ УБТ 178x80 Д	56	178	80	3-147	Ниппель	11,00
					3-147	Муфта	
7	Переводник П 3-147/133	0,52	178	101	3-147	Ниппель	11,07
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБВК 127x10 Е	До устья	127	100	3-133	Ниппель	39.37
					3-133	Муфта	

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (950-2550м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (950-2550м)							
1	Долото PDC 188,9 B613MTBX	0,25	188,9	-			0,045
					3-117	Ниппель	
2	Калибратор К 188,9 СТ	0,5	146	68	3-117	Муфта	0,09
					3-117	Муфта	
3	ВЗД ДГР- 165.7/8.49	8,65	165	-	3-117	Ниппель	1,1
					3-133	Муфта	
4	Клапан обратный КО-162	0,51	162	72	3-133	Ниппель	1,18
					3-133	Муфта	
5	Переводник П 3-121/133	0,4	162	80	3-133	Ниппель	1,21
					3-121	Муфта	
6	УБТ УБТ 146x68 Д	60	146	68	3-121	Ниппель	7,39
					3-121	Муфта	
7	Переводник П 3-133/121	0,50	146	58	3-121	Ниппель	7,45
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБВК 127x10 Е	До устья	127	100	3-133	Ниппель	87,9
					3-133	Муфта	

Таблица Б.4 – КНБК для отбора керна (2495-2515м)

№	Типоразмер, шифр	Длина , м	Наруж. диаметр , мм	Внут. диаметр , мм	Резьб а (низ)	Тип соединени я (низ)	Сум.вес , т
					Резьб а (верх)	Тип соединени я (верх)	
Отбор керна (2495-2515м)							
1	Долото PDC 188,9/80 B613C9	0,20	188,9	-			0.012
					3-150	Муфта	
2	Кернотборны й снаряд СК-136/80	18	136	80	3-150	Ниппель	2.31
					3-108	Муфта	
3	УБТ УБТ 133х64 Д	24	133	64	3-108	Ниппель	4.33
					3-108	Муфта	
4	Переводник П 3-133/108	0,4	163	80	3-108	Ниппель	4.45
					3-133	Муфта	
5	Бурильная труба ТБВК 127х10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	84,4

Приложение В

(Обязательное)

Таблица В.1 - 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, дПа	СНС 10 сек / 10 мин, дПа	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %
Бентонитовый	0	30	1,16	40	-	-	-	-	-	< 2
Полимерглинистый	30	950	1,12	35	18	80	20-60	10	9	< 1,5
Полимерглинистый	950	2410	1,07	30	16	70	20-60	10	9	< 1,5
КСЛ/полимерный (биополимерный)	2410	2550	1,07	40	10	60	30-40	< 6	8	< 0,5

Таблица В.2 – Компонентный состав бурового раствора

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Компонентный состав бурового раствора
	от	до	
Бентонитовый	0	30	Техническая вода, глинопорошок, каустическая сода, кальцинированная сода.
Полимерглинистый	30	9500	Техническая вода, глинопорошок, каустическая сода, барит, полиакриламид, ПАЦ НВ, кальцинированная сода, ингибитор
Полимерглинистый	950	2410	Техническая вода, кальцинированная сода, глинопорошок, каустическая сода, полиакриламид, ПАЦ НВ, ингибитор
КСЛ/полимерный (биополимерный)	2410	2550	Техническая вода, кальцинированная сода, каустическая сода, ксантановая камедь, КСЛ, крахмал, ингибитор, смазывающая добавка, карбонат кальция 5 мкр, карбонат кальция 50 мкр, карбонат кальция 150 мкр, бактерицид, пеногаситель

Приложение Г
(обязательное)

Таблица Г.1 - Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
От (верх)	До (низ)				КП Д	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	30	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	170	214	1	100	33	66
30	950	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	160	245	1	79	22,75	45,50
950	2550	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	100	160	245	1	100	28	28
2495	2515	Отбор керна	УНБТ-950	1	100	140	326	1	81	18	18

Таблица Г.2 - Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в от-крытом 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	0.45	0.054	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	17	96.3	3.01
Под кондуктор									
30	950	БУРЕНИЕ	0.91	0.08	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	10	96.6	4.30
Под эксплуатационную колонну									
950	2550	БУРЕНИЕ	0.76	0.103	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	8	95.5	5.20
Отбор керна									
2495	2515	Отбор керна	1	0.065	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	106.7	4.13

Таблица Г.3 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
От (верх)	До (низ)		Насадках долота	Забойном двигателе				
0	30	БУРЕНИЕ	80	63,6	0	6,4	0,1	10
30	950	БУРЕНИЕ	164,5	61,7	50,2	39,9	2,8	10
950	2550	БУРЕНИЕ	135,4	57,6	12,6	37,6	18,5	6,9
2495	2515	Отбор керна	114,2	72,7	0	18,6	19,3	3,6

Приложение Д

Таблица Д.1 - Исходные данные для расчета нормативной карты

Наименование скважины	
Проектная глубина, м:	2550
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонны	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 298.5 мм на глубину 30 м
- кондуктор	d 219.1 мм на глубину 950 м
- эксплуатационная	d 139.7 мм на глубину 2550 м
Буровая установка	Уралмаш 3000 ЭУК-1
Оснастка талевого системы	5'6
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-950,2шт
производительность, л/с:	
- в интервале 0-30м	62
- в интервале 30-950м	45
- в интервале 950-2550м	29
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 229мм – 12 м , d 178мм-12 м d 178мм-56 м , d 146мм-48 м, d 121мм-8 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 30-950 м	ДГР-210.7/8.49
- в интервале 950-2550 м	ДГР-165.7/8.49
- при отборе керна	СК-136/80 «ТРИАС»
Бурильные трубы: длина свечей, м	25
- в интервале 0-30 м	127'9,19
- в интервале 30-950 м	127'9,19
- в интервале 950-2550 м	127'9,19
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-30 м	БИТ393.7Z1RS
- в интервале 30-950 м	БИТ269.9B516ТВ
- в интервале 950-2550 м	БИТ188.9B613MTBX
- в интервале 2495-2515	БИТ-188,9/80 В 613 С9

Таблица Д.2 - 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	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-30	393,7	490	11	24	0-30	0,0118	0,354
II	30- 950	219,1	840	12	32	30-100	0,0119	0,833
						100-200	0,013	1,3
						200-300	0,0143	1,43
						300-400	0,0143	1,43
						400-500	0,0143	1,43
						500-600	0,0152	1,52
						600-700	0,0155	1,55
						700-800	0,0156	1,56
						800-900	0,0156	1,56
						900-950	0,0157	0,78
ИТОГО								13,393

Продолжение страницы Д.2

III	950-2550	139,7	340	12	32	950-1000	0,0163	0,81
						1000-1100	0,0174	1,74
						1100-1200	0,0185	1,85
						1200-1300	0,0187	1,87
						1300-1400	0,019	1,9
						1400-1500	0,0196	1,96
						1500-1600	0,0207	2,07
						1600-1700	0,0227	2,27
						1700-1800	0,023	2,3
						1800-1900	0,0237	2,37
						1900-2000	0,0243	2,43
						2000-2100	0,0245	2,45
						2100-2200	0,0249	2,49
						2200-2300	0,0252	2,52
						2300-2400	0,0253	2,53
						2400-2500	0,0255	2,55
						2500-2550	0,0263	1,31
Итого								49,167

Таблица Д.3 - Нормативная карта вертикальной разведочной скважины на нефтяном месторождении (Томской области)

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	БИТ393.7Z1RS	490	0,06	0-30	30	0,027	0,81	0,354	1,164
Итого			0,06		30		0,81	0,354	1,164
Бурение под кондуктор	БИТ269.9B516ТВ	840	1,15	30-950	920	0,027	24,84	13,394	38,233
Итого			1,15		950		25,65	13,748	39,397
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ188.9B613МТВХ	340	1,23	950-2550	1600	0,037	59,2	35,42	94,62
Итого			2,44		2550		84,85	49,168	134,017

Продолжение таблицы Д.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Крепление:									
- направления									3,56
- кондуктора									16,0
- эксплуатационная									32,4
Установка									
центраторов									-
-направление			-						0,19
-кондуктор			19						0,51
- эксплуатационная			51						
ОЗЦ:									4,0
-направление									10,0
-кондуктора									22,0
- эксплуатационной									
Разбуривание									
цементной пробки				20-30					1,84
(10 м)				940-950					2,12

Продолжение таблицы Д.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
-направление -кондуктор - эксплуатационной Промывка скважины (1 цикл) -направление -кондуктор - эксплуатационная				2540-2550					5,42
Спуск и подъем при ГИС									0,05
Геофизические работы									0,3
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ									1,20
									5,89
									25,0
									7,65

Продолжение таблицы Д.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)									241,257
Ремонтные работы (6,6 %)									8,845
Общее время на скважину									280,992

Таблица Д.4 - Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	-	-	0,05	6,9095	1,7	234,923	4,29	592,8351
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,05	0,995	1,7	33,83	4,29	85,371

Продолжение таблицы Д.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,05	1,3835	1,7	47,039	4,29	118,7043
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,05	12,643	1,7	429,862	4,29	1084,769
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,05	1,4255	1,7	48,467	4,29	122,3079
Износ ловильного	6,95	-	-	0,05	0,3475	1,7	11,815	4,29	29,8155

Продолжение таблицы Д.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
инструмента при эксплуатационно м бурении, сут									
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,05	65,85	1,7	2238,9	4,29	5649,93
Материалы и запасные части при турбинном бурении	853,29	-	-	-	-	1,7	1450,59 3	4,29	3660,614

Продолжение таблицы Д.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
(4000<V<5500 м/ст.-мес), сут									
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,05	0,806	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ,	3 246,62	4	986,48	-	-	1,7	419,254	-	-

Продолжение таблицы Д.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
секционный), сут									
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	-	-	-	-	-	-	4,29	1588,801 5
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,05	1,161	1,7	39,474	4,29	99,6138
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,05	6,9445	1,7	236,113	4,29	595,8381

Продолжение таблицы Д.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	-	-	-	-		
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	-	-	0,05	5,042	1,7	171,84	4,29	432,6036
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,05	0,445	1,7	15,13	4,29	38,181
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,05	1,696	1,7	57,664	4,29	145,5168
Автомобильный	100,4	4	401,6	0,05	5,02	1,7	170,68	4,29	430,716

Продолжение таблицы Д.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
спец транспорт до 400 км, сут									
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	-	-	-	-		-
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,05	8,4645	1,7	287,793	4,29	726,2541
Содержание станции геолого- технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,05	0,746	1,7	25,364	4,29	64,0068
Порошок бентонитовый	75,4	-	-	14,2	1070,68	25,4	1915,16	-	-

Продолжение таблицы Д.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
марки А, т									
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	-	-	0,17	338,98	0,38	757,72	-	-
Биолуп LVL, т	324,74	-	-	-	-	-	-	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	-	-	-	-	-	-		
Сода кальцинированна я марки А, т	18,33	-	-	0,085	1,56	0,06	1,0998	-	-
НТФ, т	916	-	-	-	-	-	-	0,42	384,72
POLY KEM D, т	328	-	-	-	-	-	-	0,63	206,64
Барит, т	320	-	-	-	-	-	-	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 300	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,3 2	1308,78 7	1,4	45,444

Продолжение таблицы Д.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
км, т									
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	-	-	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	-	-	6,39	175,33	63,3	1738,2		
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61		
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки		8266,35	2187,1286 5	11777,32	16399,5 7				

Продолжение таблицы Д.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
вахт, руб									
Затраты зависящие от объема работ									
393,7 VU-K11TG- R227	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-
295,3V-54X-R175	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-
215,9 AUM- LSP53X-R800	1028,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,512
215,9 AUL- RLSP54Y-R584	1164,9	-	-	-	-	-	-	0,68	792,132
146,0 AUP- LS54Y-R296A	1030	-	-	-	-	-	-	-	-
Обратный клапан КОБ – 178	552,3	-	-	-	-	-	-		

Продолжение таблицы Д.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	-	-	50	78	672	39	240 9	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	-	-	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
Транспортировка вахт, руб									
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	0	169,944	747,883	5979,951					
Всего затрат без учета	8266,35	2357,0726 5	12525,203	22379,521					

Продолжение таблицы Д.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
транспортировки вахт, руб									
Всего по сметному расчету, руб	45528,1 4								

Таблица Д.5 - Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол- во	сумма	кол- во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,16	22,1104	0,72	99,4968	1,47	203,1393
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,16	3,184	0,72	14,328	1,47	29,253
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,16	4,4272	0,72	19,9224	1,47	40,6749
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,16	1,2064	0,72	5,4288	1,47	11,0838
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,16	40,4576	0,72	182,0592	1,47	371,7042
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,16	4,5616	0,72	20,5272	1,47	41,9097

Продолжение таблицы Д.5

1	2	3	4	5	6	7	8
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,16	1,112	0,72	5,004	1,47	10,2165
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,16	210,72	0,72	948,24	1,47	1935,99
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,16	218,88	0,72	984,96	1,47	2010,96
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,16	67,104	0,72	301,968	1,47	616,518
Плата за подключенную мощность,сут	138,89	0,16	22,2224	0,72	100,0008	1,47	204,1683
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,16	16,1344	0,72	72,6048	1,47	148,2348
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,16	1,424	0,72	6,408	1,47	13,083
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,16	16,064	0,72	72,288	1,47	147,588

Продолжение таблицы Д.5

1	2	3	4	5	6	7	8
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	0,16	27,0864	0,72	121,8888	1,47	248,8563
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,16	2,944	0,72	13,248	1,47	27,048
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,16	5,4272	0,72	24,4224	1,47	49,8624
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93
Башмак колонный БК-298,5, шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БК-219,5, шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5
Башмак колонный БК-139,7, шт	32	-	-	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-245/295, шт	25,4	-	-	3	76,2	-	-
Центратор ЦЦ-215/255, шт	18,7	-	-	-	-	8	149,6
ЦКОД-168, шт	105	-	-	-	-	1	105
ЦКОД-146-2, шт	95,4	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ППЦ-219,5 168, шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12
Пакер заколонный ПГП-139,7	590,9	-	-	-	-	1	590,9
Головка цементирующая ГЦУ-298,5	3960	1	3960	-	-	-	-

Продолжение таблицы Д.5

1	2	3	4	5	6	7	8
Головка цементировочная ГЦУ-219,1	3320	-	-	1	3320	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-139,7	2880	-	-	-	-	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		4930,623	6831,495	9921,34			
Обсадные трубы 298,5x9,5, м	37,21	30	1116,3	-	-	-	-
Обсадные трубы 219,1x7,9, м	28,53	-	-	702	20028,06	-	-
Обсадные трубы 139,7x8, м	19,96	-	-	-	-	1864	37205,44
Обсадные трубы 139,7x8,9, м	23,67	-	-	-	-	1247	29516,49
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-П-100, т	29,95	-	-	-	-	4,38	131,181
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100, т	32	-	-	-	-	50	1600
Хлористый кальций, т	77,62	0,11	8,5382	1,03	79,9486	0,193	14,98066
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех,	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348

Продолжение таблицы Д.5

1	2	3	4	5	6	7	8
т							
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	-	-	-	-	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб, т	18,76	2,23	41,8348	21,15	396,774	73,4	1376,984
Транспортировка обсадных труб запаса , т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8
Транспортировка вахт, руб	738						
Итого затрат зависящих от объема	1828,9985	22742,0521	70653,34566				

Продолжение таблицы Д.5

1	2	3	4	5	6	7	8
бурения, без учета транспортировки вахт, руб							
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	116907,85						
Всего по сметному расчету, руб	117645,85						

Таблица Д.6 - Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
Итого по главе 1	62424
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
Итого по главе 2	153101
Глава 3	
Бурение и крепление скважины	
Бурение скважины	45528,14
Крепление скважины	117338,5
Итого по главе 3	162866,6
Глава 4	

1	2
Испытание скважины на продуктивность	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
Итого по главе 4	12844
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	17922,4
Итого по главе 5	17922,4
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829,1
Эксплуатация котельной	2935
Итого по главе 6	12764,1
Итого по главам 1-6	421922,1
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	66255
Итого по главе 7	66255
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	39054,1
Итого по главе 8	39054,1

1	2
Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	24252
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	15289
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8)	9490
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	263
Топографо-геодезические работы	123
Скважины на воду	4771
Итого по главе 9	54188
Итого по главам 1-9	581419
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1162
Итого по главе 10	1162
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830
Итого	4620
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	29360
Итого по главе 12	29360

1	2
Итого по сводному сметному расчету	616561
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 204,2 НДС 18%	125901756
Итого в ценах 2018 года с учетом коэффициента	22662316
	148564072