

Министерство образования и науки Российской Федерации
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 2830 метров на газовом месторождении (Тюменская область)

УДК 622.243.22:622.143:622.279(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Шарнин Александр Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Бойко Игорь Алексеевич			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. 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
Ст. преподаватель	Максимова 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	Шарнину Александру Сергеевичу

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2830 метров на газовом месторождении (Тюменская область)
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; 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 газовом месторождении (Тюменская область), с ожидаемым дебитом Q = 170 м3/сутки</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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>1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 1.2 Геологические условия бурения 1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4 Зоны возможных осложнений 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины</p>

	<ul style="list-style-type: none">2.2 Обоснование конструкции скважины<ul style="list-style-type: none">2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя2.2.2 Построение совмещенного графика давлений2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска2.2.4 Выбор интервалов цементирования2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн2.3 Углубление скважины<ul style="list-style-type: none">2.3.1 Выбор способа бурения2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента<ul style="list-style-type: none">2.3.2.1 Выбор типа калибратора2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород2.3.4 Расчет частоты вращения долота2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин<ul style="list-style-type: none">2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность<ul style="list-style-type: none">2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений2.4.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны<ul style="list-style-type: none">2.4.2.1 Обоснование способа цементирования2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкост2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора2.4.2.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин
--	---

	2.5 Выбор буровой установки 3 Борьба с негерметичностью обсадных колонн с помощью пластырей
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Геолого-технический наряд 2. Компоновка буровой колонны
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Общая и геологическая часть	
2. Технологическая часть	
3. Борьба с негерметичностью обсадных колонн с помощью пластырей	
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
Ст. преподаватель	Бойко Игорь Алексеевич			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Шарнин Александр Сергеевич		

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 2860 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область).

Цель работы – проектирование технологического решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2830 метров на нефтяном месторождении.

В процессе работы проводилось проектирование технологических решений по строительству разведочной вертикальной скважины, построение геолого-технического наряда и компоновки низа бурильной 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 2830 м.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: вертикальная одноклонная 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.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ПВО - противовыбросовое оборудование;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;

КПО - кумулятивное перфорационное оборудование;

МСП – механическая скорость проходки;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБВК - Трубы бурильные стальные бесшовные с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками;

ОЗЦ - ожидания затвердения цемента;

СПО - спуско-подъемные операции;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

БУ – буровая установка;

БКП – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементируемый;

ГЦУ – головка цементирующая универсальная;

ПРП-Ц – пробка разделительная продажная цементирующая.

В тексте документа применены сокращения, установленные в национальных стандартах и соответствующие правилам русской орфографии: т.д. – так далее; т.п. – тому подобное; и др. – и другие; шт. – штуки; наруж. – наружный, внутр. - внутренний и др

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	12
1.1 Геологические условия бурения скважины	12
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	12
1.3 Зоны возможных осложнений	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	15
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	16
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	16
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	18
2.3 Углубление скважины	18
2.3.1 Выбор способа бурения	18
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	19
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	21
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	22
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	22
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	24

2.3.7	Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	25
2.3.8	Выбор гидравлической программы промывки скважины	26
2.3.9	Технические средства и режимы бурения при отборе керна	27
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	35
2.4.3	Выбор технологической оснастки обсадных колонн	38
2.4.4	Проектирование процесса испытания и освоения скважины	39
2.5	Выбор буровой установки	43
3	Борьба с негерметичностью обсадных колонн с помощью пластырей	
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	55
4.1	Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ОАО "Сургутнефтегаз"	55
4.2	Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	57
4.2.1	Расчет нормативного времени на механическое бурение	58
4.2.2	Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	59
4.2.3	Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей..	60
4.2.4	Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента	60
4.2.5	Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	60
4.2.6	Расчет нормативного времени на геофизические работы	62
4.2.7	Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами	62
4.2.8	Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ.	62

4.3 Сметная стоимость строительства скважины	63
4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины.....	63
4.4 Расчет технико-экономических показателей	64
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	67
5.1 Производственная безопасность	67
5.1.1 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению	67
5.1.2 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению	72
5.2 Экологическая безопасность	77
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	79
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	81
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	83
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	84
ПРИЛОЖЕНИЕ А	87
Геологические условия бурения скважины	87
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	94
Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	94
ПРИЛОЖЕНИЕ В	95
Зоны возможных осложнений	95
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.1	97
Совмещенный график давлений	97
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.2	98
Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	98
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.1	99
Выбор породоразрушающего инструмента	99

ПРИЛОЖЕНИЕ Д.2	100
Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	100
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.3	103
Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	103
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.4	107
Гидравлическая программа промывки скважины	107
ПРИЛОЖЕНИЕ Е.1	111
Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования	111
ПРИЛОЖЕНИЕ И	112
Организационная структура управления предприятия ОАО "Сургутнефтегаз" .	112
ПРИЛОЖЕНИЕ К.1	113
Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	113
ПРИЛОЖЕНИЕ К.2	115
Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	115
ПРИЛОЖЕНИЕ Л	117
Сметная стоимость строительства скважины	117
ПРИЛОЖЕНИЕ М	126
Производственная безопасность.....	126
ПРИЛОЖЕНИЕ Н	127
Экологическая безопасность	127

ВВЕДЕНИЕ

Россия занимает одни из лидирующих мест в добыче мировых запасов нефти и газа, что несет большую прибыль нефтегазодобывающим компаниям в период стабильно высоких цен на углеводородсодержащее сырье.

Перед добывающими компаниями нашей страны открываются большие перспективы: возможны крупные вложения в развитие предприятий, применение новых более дорогостоящих технологий, усовершенствование методов и технологий строительства скважин. Последние десятилетия особо остро показывали на необходимость продвижения в этом направлении, на фоне снижения дебитов эксплуатируемых скважин и увеличения затрат на их эксплуатацию.

Тенденции развития технологии в последнее время направлены на сведение минимуму вредного воздействия на продуктивный пласт во время бурения, качественное крепление и цементирование, использование новых технологий для идеализации ствола скважин, уменьшение вредного воздействия на окружающую среду во время бурения и эксплуатации. В перспективе не предвидится аналогов нефти и газу как природным источникам углеводородов, служащих сырьем для органического синтеза.

Основная цель данного проекта - предложения по совершенствованию технологии реализации спец профилей. Использование предложенных решений, введение инновационных методов строительства скважин и их эксплуатации при бурении скважин на месторождениях Тюменской области.

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 приложении А.

Краткая характеристика геолого-технического условия бурения скважины: литологическая характеристика скважины в интервале 0-2830 м представлена в большей степени песками, глинами, аргилитами с переслаиванием алевролитов, песчаников.

По разрезу скважины представлены мягкие и средние по твердости горные породы, что обосновывает выбор породоразрушающего инструмента и оптимальные режимы бурения, для достижения максимальной механической скорости проходки.

Согласно сведениям по градиентам пластового давления и давления гидроразрыва пород несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлена в приложении Б.

Краткая характеристика нефтегазоводоносности по разрезу скважины: разрез скважины представлен 5 газоносными пластами. Вертикальная разведочная скважина проектируется для продуктивного интервала 2630-2800 м с забоем закрытого типа и ожидаемым дебитом 170 м³/сут.

1.3 Зоны возможных осложнений

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

Краткая характеристика зоны возможных осложнений по разрезу скважины: - в интервале 0-310 м, ожидаются осыпи и обвалы горных пород, поэтому необходимо обеспечить поддержание оптимальной плотности бурового раствора, низкой водоотдаче и обработку раствора химреагентами. Также исключить длительные простои в процессе бурения, обеспечить высокую механическую скорость проходки;

- в интервале 310-2800 м возможны поглощения бурового раствора интенсивностью 3-7 м³/час, возникающие при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора;

- газопроявление в интервалах 650-1450 м, 2100-2800 м, возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.

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 в приложении Г.1.

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. Направление спускается на глубину 70 м, так как мощность четвертичных отложений составляет 60 м и с учетом величины перекрытия 10 м для посадки башмака в устойчивые породы.

2. Кондуктор спускается на глубину 700 м для перекрытия интервала неустойчивых глин 0-650 м, с учетом величины перекрытия 50 м для посадки башмака в устойчивые породы.

3. Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2830 м. С учетом вскрытия продуктивного пласта 2630-2800 м и бурения интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 30 м.

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	70	70
Кондуктор	700	700
Эксплуатационная колонна	2830	2830

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

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

1. Направление: интервал цементированя 0-70 м;
2. Кондуктор: интервал цементированя 0-700 м;
3. Эксплуатационная колонна: интервал цементированя 200-2830 м.
(Цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 500 м для газовой скважины).

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу вверх.

1. Диаметр эксплуатационной колонны $D_{\text{эк.н}}$, принимаем с учетом ожидаемого дебита $Q = 170000 \text{ м}^3/\text{сутки}$:

$$D_{\text{эк.н}} = 146,1 \text{ мм.}$$

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

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

$$D_{\text{эк.д.расч}} \geq D_{\text{эк.м}} + \Delta,$$

где $D_{\text{м.эк}} = 166 \text{ мм}$ учитывая минимальную допустимую разность диаметров ствола скважины и муфты обсадной колонны $\Delta=20\text{мм}$.

$$D_{\text{д}} = 166+20=186 \text{ мм выбираем PDC долото с } D_{\text{д.эк}} = 190,5 \text{ мм}$$

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

Диапазон варьирования внутреннего диаметра кондуктора $D_{\text{к.вн}}$ определяется:

$$\text{Учитывая зазор для прохождения долота } D_{\text{к.вн}} = 188,9+10=198,9 \text{ мм.}$$

$$\text{Выбираем обсадную трубу под кондуктор } D_{\text{к}} = 219,1 \text{ мм.}$$

$\Delta=25 \text{ мм}$ разность диаметров для данной трубы.

$$D_{\text{м.к}} = 244,5 \text{ мм. } D_{\text{д.к}} = 244,5+25=269,9 \text{ мм}$$

Выбираем PDC долото с $D_{д.к} = 269,9$ мм.

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

Диапазон варьирования внутреннего диаметра направления D_k вн определяется:

С учетом зазора $D_{н.вн} = 269,9 + 10 = 279,9$ мм.

Выбираем направление с $D_n = 298,5$ мм.

$D_{м.н} = 323,9$ мм.

$\Delta = 35$ мм разность диаметров для данной трубы.

$D_{д.н} = 323,9 + 35 = 358,9$ мм

Выбираем Шарошечное долото с $D_{д.н} = 393,7$ мм.

Конструкция скважины представлена в приложении Г.2.

Данные расчета конструкции скважины представлены в таблице 2.

Таблице 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	70	0	70	298,5	393,7
Кондуктор	0	700	0	700	219,1	269,9
Эксплуатационная колонна	0	2830	250	2830	146,1	190,5

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

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

$$P_{му} = \frac{P_{пл}}{e^s},$$

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

s – степень основания натурального логарифма, рассчитываемая по формуле:

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{отн} \cdot H,$$

где H – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м;

$\gamma_{отн}$ – относительная плотность газа по воздуху.

$$P_{му} = 24,5 \text{ Мпа}$$

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: **ОКК1-35-146x219**

2. ПВО, соответствующее высокому пластовому давлению, имеющие градиент $\Delta p_{пл} = 0,102 \text{ МПа}/10 \text{ м}$: **ОП5-230/80x35**.

2.3. Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Целесообразность применения того или иного способа бурения определяется геолого-техническими условиями. Основные требования к выбору способа бурения - необходимость обеспечения успешной проводки скважины с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому способ бурения выбирается на основе анализа статистического материала по уже пробуренным скважинам и соответствующих экономических расчётов.

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
0-70	Направление	Роторный
70-700	Кондуктор	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
700-2830	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота типа RC 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 приложении Д.1.

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 и рыхлыми горными, 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 использовании

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 средними и твердыми горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с PDC, требуемая проходка обеспечена не будет.

Выбор типа калибратора

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы, так как при бурении трехшарошечными долотами скважина в поперечном сечении имеет сложную форму. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя.

1. Для бурения интервала под направление 0-70м с шарошечным долотом использование калибратора и стабилизатора не планируется в связи с незначительным интервалом бурения, калибровка ствола секции осуществляется долотом.

2. Для бурения интервала под кондуктор 70-700м с PDC долотом планируется использование калибратора с прямыми лопостями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 700-2830м с PDC долотом использование калибратора и стабилизатора не планируется.

Характеристики наддолотных калибраторов по интервалам бурения представлены в приложении Д.1.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

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.

Расчет осевой нагрузки по интервалам бурения представлен в таблице 4.

Таблице 4- Расчет осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-70	70-700	700-2830
Исходные данные			
α	1	1	1
$R_{ш}, \text{кг/см}^2$	1000	5000	13000
$D_d, \text{см}$	39,37	26,99	19,05
η	1	1	1
$\delta, \text{см}$	1,5	1,5	1,5
$q, \text{кН/мм}$	0,1	5	5
$G_{пред}, \text{кН}$	280	140	130
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	2,6		15
$G_2, \text{кН}$	35	110	8
$G_3, \text{кН}$	240	104	48
$G_{проект}, \text{кН}$	240-250	100-110	40-50

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Расчет частоты вращения долота по интервалам бурения представлен в таблице 5.

Таблица 5 - Расчет частоты вращения долота по интервалам бурения

Интервал		0-70	70-700	700-2830
Исходные данные				
V_д, м/с		3	1,5	1,5
D_д	м	0,3937	0,2699	0,1905
	мм	393,7	269,9	190,5
τ, мс		6	-	-
z		24	-	-
α		1	1	1
Результаты проектирования				
n₁, об/мин		164	130	87
n₂, об/мин		270	-	-
n₃, об/мин		604	-	-
n_{проект}, об/мин		160-170	120-130	80-90

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под эксплуатационную колонну (700-2830 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, поскольку в обозначенном интервале преобладают

средние горные породы с включениями из твердых пород и они могут стать причиной повышенных вибрационных нагрузок на инструмент.

2.3.5 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.

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 6.

Таблица 6 - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-70	70-700	700-2830
Исходные данные				
D_д	м	-	0,2699	0,1905
	мм	-	269,9	190,5
G_{ос}, кН		-	104	48
Q, Н*м/кН		-		
Результаты проектирования				
D_{зд}, мм		-	178	127
M_р, Н*м		-	3,02	1
M_о, Н*м		-	110	76
M_{уд}, Н*м/кН		-	28	19,8

Пример обоснования выбора забойных двигателей по интервалам бурения.

Для интервала бурения 70-700 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ВЗД Д-240.3000.78, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну 700-2830 проектируется винтовой забойный двигатель ВЗД Д-178.3600.78 который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и мягких горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 7.

Таблица 7 - Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
D-78.3600.78	70-700	178	6,9	85	25-35	95-145	12	130
Д-240.3000.78	700-2830	240	7	800	30-50	85-150	11	140

2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

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

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

Результаты проектирование компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении Д.2.

2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Согласно проведенного анализа геолого-технического условия бурения разведочной скважине, требованиям промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли и технико-экономическим обоснованиям тип и рецептура промывочной жидкости для бурения интервалов:

1. интервал бурения от 0 до 70 метров под направление – бентонитовый буровой раствор с плотностью 1193 кг/м³

2. интервал бурения от 70 до 700 метров под кондуктор – полимерглинистый буровой раствор с плотностью 1153 кг/м³

3. интервал бурения от 700 до 2530 метров под эксплуатацию – полимерглинистый буровой раствор с плотностью 1100 кг/м³

4. Интервал бурения 2530-2830 под эксплуатационную колонну - KCL/полимерный (биополимерный) буровой раствор с плотностью 1100 кг/м³, для первичного вскрытия продуктивного пласта;

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в приложении Д.3.

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов представленных в приложении Д.3.

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 Д.3.

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 приложении Д.4.

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Согласно геолого-техническому условию газоносность по разрезу скважины присутствует в интервале 2630-2800м. 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 керна следующие:

Интервал отбора керна 2630-2800м;

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна и обеспечения данной бурголовкой бурения 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 керна планируется использование

керноприемного устройства с максимальной длиной приема керна и диаметром керна 80мм, а также с использованием керна приемных стеклопластиковых труб и цангового кернорвателя. Данное техническое решение позволит произвести максимально качественно отбор керна в планируемом интервале.

Таблица 8 – 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
PDC 195,0/80 CB913MH	190,5	80	МК 150x6 x1:8	0,3

Таблица 9 – Тип проектируемого 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	
УКР-164/80 «НЕДРА»	164	18 (2)	80	17535	3-121	МК 150x6 x1:8	1569

Таблица 10 - Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2630-2800	УКР-164/80 «НЕДРА»	2-5	60-120	20-25

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок

В качестве продавочной жидкости могут использоваться буровой раствор, на котором вскрывали продуктивный пласт, соленой раствор, на котором будет производиться вторичное вскрытие пласта.

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

Плотность буферной жидкости $\rho_{буф} = 1100 \text{ кг/м}^3$. (Рекомендации к выбору буферной жидкости представлены в РД 39-00147001-767-2000.)

Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{трн} = 1800 \text{ кг/м}^3$.

Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл} = 1400 \text{ кг/м}^3$.

Глубина эксплуатационной колонны $H = 2830 \text{ м}$.

Глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора $h_1 = 200 \text{ м}$.

Высота тампонажного раствора нормальной плотности $h_2 = 350 \text{ м}$, рассчитывается из условия его поднятия над кровлей продуктивного пласта на 150 м для газовой скважины.

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

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.

$$P_{ни} = P_n - P_v,$$

где P_n – наружное давление;

P_e – 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 1 и 2.

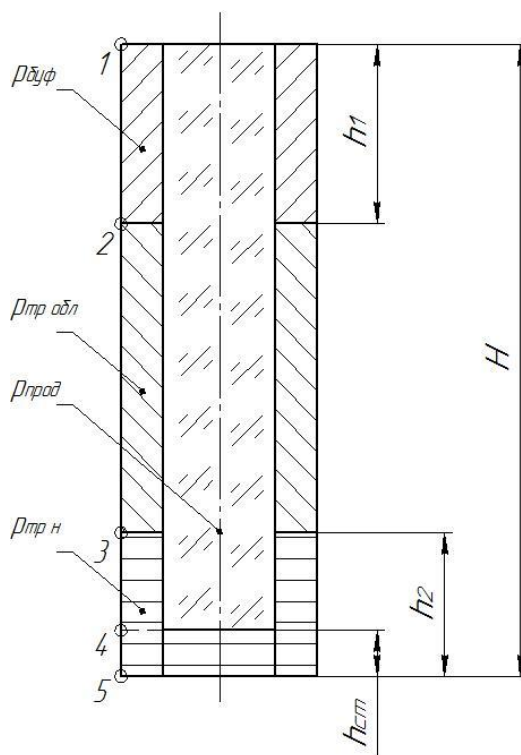


Рисунок 1 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

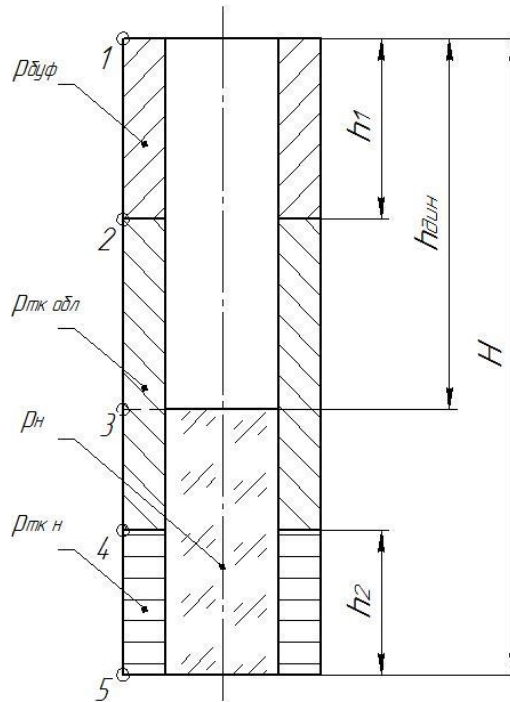


Рисунок 2 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 11 и по этим данным строится эпюра наружных избыточных давлений, рисунок 3.

Таблица 11 – Данные расчета наружных избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении			Конец эксплуатации скважины		
№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)	№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)
1	0	0	1	0	0

2	200	0,20	2	200	1,66
3	2050	9,14	3	2050	25,14
4	2820	11,81	4	2830	29,78
5	2830	11,81	5		

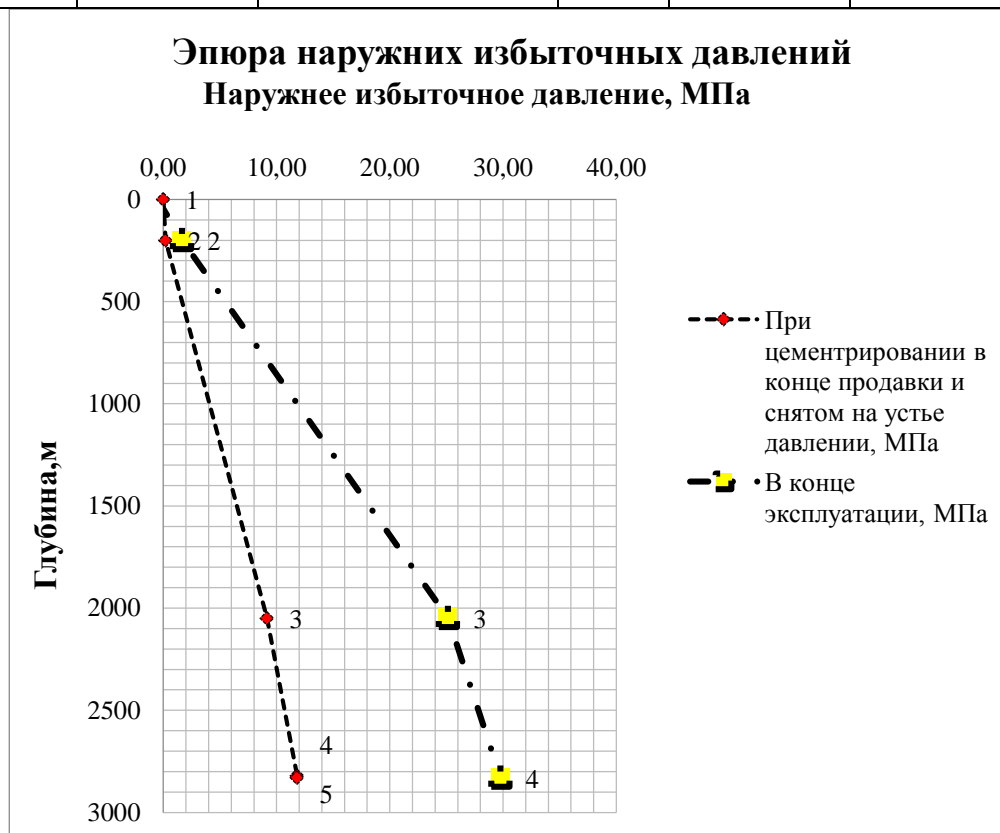


Рисунок 3 - Эпюра наружных избыточных давлений

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.

$$P_{ви} = P_{в} - P_{н},$$

где $P_{в}$ – внутреннее давление;

P_n – наружное давление.

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 4.

2. при опрессовке колонны с целью проверки её герметичности, схема изображена на рисунке 5.

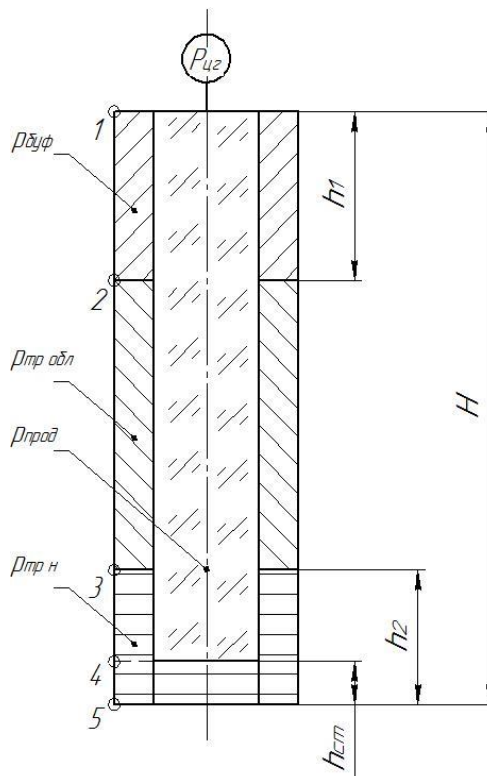


Рисунок 4 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

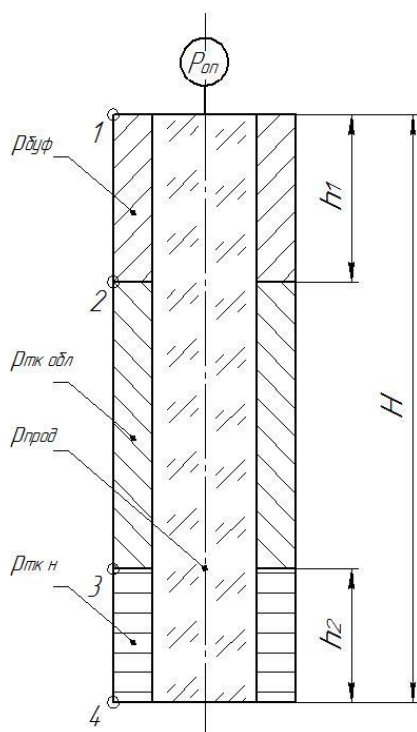


Рисунок 5 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны
 После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 12 и по этим данным строится эпюра внутренних избыточных давлений, рисунок 6.

Таблица 12 - Данные расчета внешних избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора			Опрессовка эксплуатационной колонны		
№ т.	Глубина (метры)	Внутреннее избыточное давление (МПа)	№ т.	Глубина (метры)	Внутреннее избыточное давление (МПа)
1	0	21,27	1	0	26,95
2	200	21,08	2	200	26,75
3	2050	18,03	3	2050	25,64

4	2820	9,46	4	2830	24,43
5	2830	9,46			

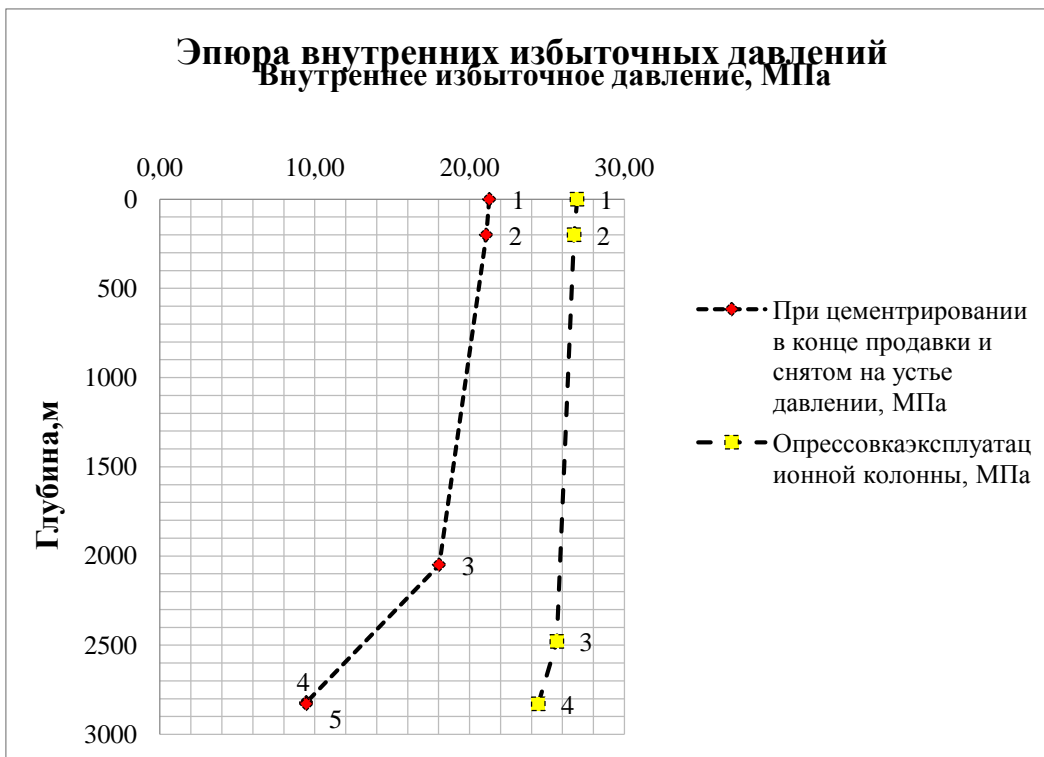


Рисунок 6 - Эпюры внутренних избыточных давлений

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 ОТТМ.

При анализе используются совмещенные графики избыточных наружных и внутренних давлений. Из этих графиков видно, что наружные избыточные давления достигают максимума на забое скважины. Уровень наружных избыточных давлений, как правило, больше внутренних, к тому же, прочность на внутреннее давление выше прочности на смятие (наружные избыточные давления), поэтому, за начало расчета в большинстве случаев принимают наружное избыточное давление и расчёт параметров ОК начинается снизу.

Таблица 13 - Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секции	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Е	8,5	250	29,7	7425	7425	2830-2580
2	Е	7,7	180	27	4860	12285	2580-2400
3	Е	7,0	2400	24,4	58560	70845	2400-0

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:

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

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 $P_{гр} = 40,2$ МПа.

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

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

$$P_{гд кп} = 1,91 \text{ МПа.}$$

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

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

$$P_{гс кп} = 39,6 \text{ МПа.}$$

$$41,5 \text{ МПа} \leq 38,2 \text{ МПа,}$$

Условия недопущения гидроразрыва пластов не выполняется, принимается решение использовать двухступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 14.

Таблица 14 - Объемы буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости		Расчётный объём, м ³
Объем буферной жидкости		15,3
Объем тампонажного раствора	Облегченный тампонажный раствор	37,6
	Тампонажный раствор нормальной плотности	5,8
Объем продавочной жидкости		39,1

2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора

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

Количество составных компонентов тампонажной смеси представлено 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. / колич. мешков (шт.)	Наимен. цемента	Масса мента (т) / колич. мешков (шт.)
Буферная	3,06	1100	15,3	МБП-СМ	214,2 / 9	-	-
	12,24			МБП-МВ	183,6 / 8	-	-
Обл. тамп. р-р	37,6	1400	31,8	НТФ	15,4 / 1	ПЦТ-III-Об(4-6)-50	24,6 / 25
Тамп. р-р норм. плотн.	5,8	1800	6,2	НТФ	2,37 / 1	ПЦТ-II-50	4,8 / 5

2.4.2.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

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

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0.8, \quad (4.1)$$

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

$$P_{цг} = 21,27 \text{ МПа};$$

$$32 \text{ МПа} \geq 26,58 \text{ МПа}.$$

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

$$m = G_{сyx} / G_b, \quad (4.2)$$

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 цементируемых агрегатов, работающих для затворения тампонажного раствора определяется с таким учетом, что на каждую цементосмесительную машину работает один агрегат: 2 машины ЦА -320.

По результатам расчёта количества и выбора цементирующей техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементирующего оборудования, представлены в приложении Е1.

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 17 .

Таблица 17 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Тип колонны, D _{усл} , мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка разделительная продавочная	Центратор, (количество, шт)	Цементирующая головка
Направление, D _{усл} =298,5мм	БКМ -299 ОТТМ	-	-	-	Глухой переводник с КП-1
Кондуктор, D _{усл} =219,1мм	БКМ- ОТТМ	ЦКОДМ - 219 ОТТМ	ПРП-Ц -219	ЦЦ-219/270	ГЦУ-219 ГЦУ-219 А
Экспл. колонна, D _{усл} =146,1мм	БКМ- ОТТМ	ЦКОДМ- 146 ОТТМ	ПРП-Ц -146	ЦЦ-146/191-216	ГЦУ-140-146 А

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 ПКО 89. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 170м (гл.2630-2800м).

Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения ПКО 89 представлены в таблице 18.

Для перфорации продуктивной зоны пласта перфоратором ПКО 89 потребуется пять спуско-подъемной операции перфорационного комплекса в составе из 5 секций (30м) и одну спуско-подъемную операцию перфорационного комплекса в составе из 4 секций (20м).

Таблица 18 - Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения ПКО-89

Обозначение перфоратора	ПКО 89		
	Вес ВВ одного заряда, г	22	
Тип заряда	ГП-00	ГП-01	БО
Диаметр перфоратора, мм*2	89		
Минимальный диаметр обсадной колонны, мм	140		
Максимальная температура применения, °С	170-200		
Давление (min/max), МПа*	0,3/80		
Максимальная плотность перфорации, отв./м.	20		
Фазировка, град.	60		
Глубина пробития по комбинированной мишени, мм	650	190	260
Диаметр входного отверстия, мм	11	20	12
Глубина перфоканала по АРІ-19В, мм	536	207	-
Диаметр входного отверстия перфоканала по АРІ-19В, мм	8.7	23.71	-
Длина секции, м	1-6		

2.4.4.2 Проектирование пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный ИПТ-110Г предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов. Проведение испытаний в многоцикловом режиме, отбор герметизированных проб пластовой жидкости в конце подъема комплекса из скважины (при наличии контейнеров).

Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-110Г представлены в таблице 19.

Таблица 19 - Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-110Г

Наружный диаметр, мм	110
Минимальный диаметр проходного канала, мм	35
Максимальный перепад давления, МПа	30
Максимальное давление, МПа	60
Температура в скважине, °С	150
Размер присоединительных резьб	Нкт-73

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.

Комплекс наземного оборудования для свабирования скважин предназначенный для безопасного вызова притока жидкости при освоении нефтяных скважин методом свабирования при герметичном устье. КНОС обеспечивает приток жидкости из пласта без ухудшения коллекторских свойств призабойной зоны скважины.

Таблица 20 - Состав комплекса и технические характеристики

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.	

Продолжение таблицы 20

Кран шаровый КШН-73х21.000 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 ПМТ1.3-80х21 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 78х21.000 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.	

2. Скважинное оборудование для свабирования КС-62

Таблица 21 - Состав оборудования свабирования 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.
--

Продолжение таблицы 21

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 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 :

$$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6;$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9;$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1,$$

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:

$$Q_{пр} = k * Q_{max},$$

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

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

Для расчета примем буровую установку БУ-3000 ЭУК-1М.

Результаты расчета выбора буровой установки представлены в таблице 22.

Таблица 22 – 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	96,2	$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6$	3,23
Максимальный вес обсадной колонны	90,5	$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9$	3,04
веса колонны при ликвидации прихвата	110	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1,0$	2,31

3. Борьба с негерметичностью обсадных колонн с помощью пластырей

Содержимое находится в приложении Е.2.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Шарнину Александру Сергеевичу

	ИШПР		Бурение скважин
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»

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>
<i>3. 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:	
<i>1. 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>
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Нормативная карта строительства скважины</i>
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
<i>1. Организационная структура управления организацией</i>	
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.02.2018г.

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преп-ль	Вершкова Е.М.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1. Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ОАО «Лукойл»

Организационная структура направлена, прежде всего, на установление четких взаимосвязей между отдельными подразделениями организации, распределения между ними прав и ответственности. В ней реализуются различные требования к совершенствованию систем управления, находящие выражения в тех или иных принципах управления. Как и любая, организационно - управленческая структура, ОАО «ЛУКОЙЛ» имеет три уровня управления: высший, средний и оперативный. На высшем уровне управления принимаются наиболее общие решения по управлению предприятием и осуществляются функции стратегического планирования, общего контроля и связи с внешними структурами. На среднем уровне решения высшего уровня детализируются, преобразуются в конкретные планы, осуществляется выполнение функций текущего планирования, связи между высшим и низшим уровнями управления, контроля, управления производством и потоками ресурсов. Результатом деятельности работников оперативного уровня является выполнение производственной программы, происходит реализация функций управления основным и вспомогательным производством, оперативного управления и местного контроля. Во главе компании стоит генеральный директор. Он решает самостоятельно все вопросы деятельности компании. Также он распоряжается в пределах предоставленного ему права имуществом, заключает договора. Издаёт приказы и распоряжения, обязательные к исполнению всеми работниками компании. Директор несет в пределах своих полномочий полную ответственность за деятельность комбината, обеспечение сохранности товарно-материальных ценностей, денежных средств и другого имущества компании. В подчинении директора находятся заместитель директора по

экономике и финансам; заместитель директора по коммерческим вопросам; заместитель директора по персоналу и общим вопросам; главный бухгалтер; главный инженер. Заместитель директора по экономике и финансам - осуществляет организацию и совершенствование экономической деятельности компании, направленной на повышение производительности труда, эффективности и рентабельности производства и качества выпускаемой продукции, снижение ее себестоимости, обеспечение правильных соотношений темпов роста производительности труда и заработной платы, достижение наибольших результатов при наименьших затратах материальных, трудовых и финансовых ресурсов. Проводит работу по совершенствованию планирования экономических показателей деятельности компании, достижению высокого уровня их обоснованности, по созданию и улучшению нормативной базы планирования. Заместитель директора по персоналу и общим вопросам возглавляет работу по обеспечению предприятия кадрами рабочих и служащих требуемых профессий, специальностей и квалификации в соответствии с уровнем и профилем полученной ими подготовки и деловых качеств. Принимает трудящихся по вопросам найма, увольнения, перевода, контролирует расстановку и правильность использования работников в подразделениях компании. Обеспечивает прием, размещение и расстановку молодых специалистов и молодых рабочих в соответствии полученной в учебном заведении профессией и специальностью.

Организационная структура управления предприятия ОАО «Лукойл» представлена в приложении И.

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 представлены в таблице 23.

Таблица 23 - Исходные данные для расчета нормативной карты

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м:	2830
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонны	Турбинный
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 298,5 мм на глубину 70 м
- кондуктор	d 219 мм на глубину 700 м
- эксплуатационная	d 146 мм на глубину 2830 м
Буровая установка	Уралмаш 3000 ЭУК-1
Оснастка талевого системы	5'6
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-950,2 шт.
производительность, л/с:	
- в интервале 0-70м	63,36
- в интервале 70-700м	32
- в интервале 700-2830м	20
- в интервале 2630-2800м	22,4
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	
- в интервале 0-70м	d=203мм – 12м; d=178 – 12м
- в интервале 70-700м	d=178 – 60м
- в интервале 700-2830м	d=178 – 36м
- в интервале 2630-2800м	d=178 – 24м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 70-700м	ВЗД Д1-240

Продолжение таблицы 23

- в интервале 700-2830м	ВЗД ДГР-178.3600.78
- при отборе керна	СК-178/100
Бурильные трубы: длина свечей, м	25
- в интервале 0-70м	127'10
- в интервале 70-700м	127'10
- в интервале 700-2830м	127'10
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-70м	RC 393,7 GRDP115
- в интервале 70-700м	PDC 269,9 B516TB
- в интервале 700-2830м	PDC 190,5 FD313S
- в интервале 2630-2800м	PDC 190.5/100 B613C9

4.2.1. Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о действующем на буровом предприятии нормам времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото на нефтяном месторождении (Тюменская область) представлены в таблице 24.

Таблица 24 - Нормы механического бурения

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	70	70	0,027	490
2	70	700	630	0,027	840
3	700	2830	2130	0,037	340

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле

$$N = T \cdot H,$$

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

H - количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 70 \cdot 0,027 = 1,89 \text{ ч.}$$

в таблице 25.

Таблица 26 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
70	0,027	1,89
630	0,027	17,01
2130	0,037	78,81
Итого		97,71

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

$$n = H / П,$$

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

Для направления:

$$n = 70 / 490 = 0,14$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 59.

Таблица 27 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале H , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале $П$, м	n
70	490	0,14
630	840	0,75
2130	1900	1,12
Итого на скважину		2,01

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

$$T_{СПО} = П \cdot n_{сно},$$

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

П – длина интервала, м

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в приложении К.

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

$$L_c = L_k - L_n,$$

где L_k - глубина кондуктора, м;

L_n - длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 70 - 10 = 60 \text{ м}$$

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

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

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

$$L_T = L_c - L_n,$$

Для направления:

$$L_T = 60 - 25 = 35 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле

$$N = L_T / l_c,$$

где l_c - длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 35/24 = 1,45 \approx 2 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 1,45 \cdot 2 + 5 = 7,9 \text{ мин}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 700 - 10 = 690 \text{ м}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 690 - 25 = 665 \text{ м}$$

$$N = 665/24 = 27,7 \approx 28 \text{ шт.}$$

$$T_{\text{конд.}} = 28 \cdot 2 + 5 = 61 \text{ мин}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2830 - 10 = 2820 \text{ м}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 2820 - 25 = 2795 \text{ м}$$

$$N = 2795/24 = 116,4 \approx 117$$

$$T_{\text{конд.}} = 117 \cdot 2 + 5 = 239 \text{ мин}$$

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:

$$\Sigma = 7,9 + 61 + 239 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 505,9 \text{ мин} = 8,43 \text{ ч.}$$

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 154,75 часов или 6,44 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:
 $154,75 \times 0,066 = 10,21$ ч.

Общее нормативное время проводки скважины составляет
 $154,75 + 10,21 + 25 = 189,96$ ч = 7,91 суток.

Нормативная карта разведочной вертикальной скважины глубиной 2830 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область) представлена в приложении К.2.

4.3 Сметная стоимость строительства скважины

4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность T_{np} , ч определяется по формуле

$$T_{np} = T_n \cdot k, \quad 154,75 \cdot 1,09 = 168,67$$

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

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

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.

Таблица 27– Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
направление	2,71	2,95	0,12
кондуктор эксплуатационная	26,02	28,36	1,18
колонна	126,02	137,36	5,72
Крепление:			
направление	8,9	9,7	0,40
кондуктор	19,0	20,71	0,86
эксплуатационная колонна	30,0	32,7	1,36
Итого	212,65	231,78	9,64

Сметный расчет на бурение и крепление приведены в приложении Л. Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в приложении Л.

4.4 Расчет технико-экономических показателей

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

а) механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H/T_M,$$

где H - глубина скважины, м;

T_M - время механического бурения, ч.

$$V_M = 2830/97,71 = 28,9 \text{ м/час.}$$

б) рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{сно}),$$

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

$$V_p = 2830 / (57,04 + 97,71) = 18,28 \text{ м/час}$$

в) коммерческая скорость V_K , м/ч

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

где T_H - нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

$$V_K = 2830 \cdot 720 / 212,65 = 9565 \text{ м/ст.мес.}$$

г) проходка на долото h_d , м

$$h_d = H / n,$$

где n - количество долот.

$$h_d = 2830 / 2,01 = 1407,9 \text{ м.}$$

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{clm} = (C_{cm} - П_n) / H,$$

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

$П_n$ - плановые накопления, руб.

$$C_{clm} = (278347071 - 76991,5) / 2830 = 98328,6 \text{ руб}$$

Таблица 28 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2830
Продолжительность бурения, сут.	9,64
Механическая скорость, м/ч	28,9
Рейсовая скорость, м/ч	18,28
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	9565
Проходка на долото, м	1407,9
Стоимость одного метра	98328,6

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Шарнину Александру Сергеевичу

	ИПР		Бурение скважин
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2830 метров на нефтяном месторождении (Гюменская область)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенный уровень шума 2. Повышенный уровень вибрации, 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны 4. Повышенная запылённость и загазованность <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Движущиеся части машин и механизмов, 2. Пожаровзрывобезопасность, 3. Электробезопасность
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); 	Анализ воздействия объекта на атмосферу, гидросферу, литосферу. Разрушение плодородного слоя, загрязнение

<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>почвы, загрязнение водоемов, загрязнение недр, мероприятия по обеспечению экологической безопасности. Разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды</p>
<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>Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения Наиболее вероятным ЧС на объекте являются: возгорание, взрыв, подтопление, выброс. Действия при пожаре. Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. Пожаровзрывоопасность.</p>
<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
Ассистент ООД ШБИП	Немцова Ольга Александровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Шарнин Александр Сергеевич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.

Введение.

При сооружении вертикальной разведочной скважины глубиной 2830 метров по вертикали на газовом месторождении Тюменской области, в данном разделе произведен анализ опасных и вредных производственных факторов, а также составлены мероприятия по устранению данных опасных и вредных производственных факторов. Во время сооружения проектной скважины производятся работы СПО (спуско-подъемные операции), работы на высоте, работы связанные с опасностью поражения электрическим током, работы с движущимися механизмами, климатическими условиями (низкие температуры), данные работы проводятся на протяжении всего цикла сооружения скважины.

Составлен перечень вредных воздействий на окружающую среду и мероприятия по снижению вредных воздействий.

5.1. Производственная безопасность

5.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: электрический ток, пожароопасность.

- Движущиеся части машин и механизмов.

Опасность механических травм при производстве буровых работ возникает при неисправности перил, лестниц, при производстве спуско-подъемных работ, при производстве работ на высоте, при падении с высоты различных предметов, от движущихся и вращающихся частей машин и механизмов не оборудованных кожухами и ограждениями (ротор, буровые насосы, лебедка, ключи АКБ, ПКБ), при проведении погрузочно-разгрузочных работ, при монтаже и демонтаже буровой установки, при захламленности пола

и т.д. Данные мероприятия проводятся согласно следующим нормативным документам: отраслевые инструкции по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом от 1979 года, при ведении СПО в бурении от 1979 года, при спуске в скважину обсадных труб от 1982 года.

Буровое оборудование должно обеспечивать требования безопасности устройства и эксплуатации механизмов по ГОСТ 12.2.003-91.

Необходимо проводить следующие мероприятия:

- проверка наличия на вращающихся и двигающихся частях механизмов кожухов и защитных ограждений;
- согласно ГОСТ 12.4.026 – 76 «Цвета сигнальные и знаки безопасности» вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а также используются сигнальные цвета;
- проверка состояния пусковых и тормозных устройств, ремней, тросов, цепей;
- согласно Правилам устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов 1992 г. буровая лебедка и консольно-поворотный кран подвергаются статическому и динамическому испытанию;
- наглядная проверка на механические повреждения;
- проведение инструктажей по технике безопасности;
- при работе на высоте рабочий должен быть обеспечен страховым поясом;
- при наличии грузоподъемного механизма использовать блокировки;
- лестницы на буровой должны быть с уклоном не более 60° , с высотой перил 1 метр;

- использование средств индивидуальной защиты (каска, предохранительные пояса, резиновые перчатки, кирзовые сапоги, резиновые сапоги, рукавицы брезентовые, защитные очки и т.д.).

- Электрический ток.

Данный вид опасности возникает при контакте с голыми токоведущими частями, которые находятся под напряжением или при контакте с металлическими частями которые могут оказаться под напряжением, например, при нарушении изоляции. (Резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками). Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

– проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями "Правил устройства электроустановок" (ПУЭ), "Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок" 2001 г.

– обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;

– применение блокировочных устройств;

– применение защитного заземления буровой установки;

– применение изолирующих, защитных средств (диэлектрические перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;

– допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

- Пожароопасность.

Опасность пожара возникает в следующих случаях : при неправильной эксплуатации электроустановок, неосторожном обращении с открытым огнем

(при курении в неразрешенном месте, сварке), при неправильном хранении и использовании горюче-смазочных материалов, самовозгорании (химическая реакция, удар молнии).К первичным средствам пожаротушения можно отнести: песок, огнетушители, вода(напорные краны для подачи воды под большим напором), мотопомпы. Нормативные документы:

- взрывоопасные работы должны проводиться согласно требованиям «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [22];

- сосуды, работающие под давлением должны соответствовать требованиям «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» от 2003 г.;

- буровое оборудование должно изготавливаться во взрывобезопасном исполнении по ГОСТ 12.2.041 – 79.

Для предупреждения взрыва на буровой установке всё оборудование и трубопроводы, которые находятся под давлением, должны опрессовываться в зависимости от рабочего давления. Должен осуществляться контроль за давлением (манометры, датчики) и применяться перепускные и защитные устройства. Устье скважины при бурении должно быть обвязано и герметезированно в соответствии с утвержденной схемой обвязки противовыбросового оборудования и оборудования устья, предусмотренной в проекте на строительство скважины. Должен осуществляться постоянный контроль (каждую вахту) за исправностью противовыбросового оборудования, заземляющих устройств буровой установки, вентиляционных систем, контроль наличия газа в буровом растворе. Во всех взрывоопасных зонах исключить использование открытого огня, ремонтные и аварийные работы в этих зонах проводить с использованием обмедненного инструмента.

Кроме этого возможно воздействие вредных факторов, таких как метеоусловия на рабочем месте, освещение, шум, вибрация, повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.

Метеоусловия на рабочем месте. Работа на буровой происходит на открытом воздухе, в результате чего на рабочих действуют различные климатические условия (дождь, снег, ветер, температура окружающей среды). Должен соответствовать ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». Для защиты от неблагоприятных климатических условий нужно использовать коллективные средства защиты (система отопления, места для отдыха и обогрева, защитные щиты и т.д.) и средства индивидуальной защиты (спецодежда). Следует запрещать работу при неблагоприятных метеоусловиях. Осуществлять чередование труда и отдыха. В связи с вредными условиями труда должны выплачиваться компенсации («Трудовой кодекс», «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»).

Недостаточная освещенность. Недостаточное освещение вредно влияет на организм человека. На буровой установке используется искусственное и естественное освещение. СП52.13330.201. Оптимальное направление светового потока- под углом 60 градусов к рабочей поверхности. Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение".

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному. Нужно обеспечить равномерное распределение яркости освещения и отсутствие резких теней. Общее освещение должно составлять 10 %, а местное 90 % от всего освещения буровой. Оптимальное направление светового потока – под углом 60 градусов к рабочей поверхности. Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 5.1.

Таблица 29 - Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещенности, люкс
Роторный стол.	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-50°. Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-30°.	40
Щит контрольно-измерительных приборов.	Перед приборами	50
Полати верхового рабочего.	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м. от пола полатей под углом не менее 50°.	25
Путь талевого блока.	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-70°.	13
Кронблок.	Над кронблоком.	25
Приемный мост.	На передних ногах вышки на высоте не менее 6 м.	13

Редукторное помещение.	На высоте не менее 6 м.	30
	На высоте не менее 3 м.	
Насосное помещение:		50
- пусковые ящики		25
- буровые насосы	На высоте не менее 3 м.	26
Глиномешалки.		
Превентор.	Под полом буровой.	26
	На высоте не менее 3 м.	
Площадка ГСМ и инструмента.		10
	На высоте не менее 3 м.	
Желобная система.		10

На буровой используется рабочее и дежурное освещение, а также предусматривается и аварийное.

- Шум. Применяются следующие мероприятия по устранению шума:

- применение коллективных средств защиты (планово-предупредительные ремонты, смазки, кожухи, установка экранов, кабин, звукоизоляции, звукопоглощения, глушителей);
- применение средств индивидуальной защиты (наушники, вкладыши, противошумный шлем);

- периодическое производство замеров уровня шума, который на буровой не должен превышать 80 дБ, согласно СанПиН 2.2.4.3359-16..

- Вибрация. Вибрация на рабочем месте регламентируется нормативным документом – ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ "Вибрация. Общие требования безопасности".

Мероприятия по устранению вибрации:

- применение коллективных средств защиты: балансировка, установка амортизаторов, проведение планово-предупредительных ремонтов, увеличение массы основания вибрирующих устройств, крепление вибрационных систем;
- применение средств индивидуальной защиты (виброобувь, виброручкавицы, виброгасящие коврики).

Допустимые нормы по вибрации приведены в таблице 30

Таблица 30- Допустимые нормы по вибрации

Частота колебания, Гц	Амплитуда смещения, мм	Скорость перемещения, мм/с
2	1,28	11,2
4	0,28	5
8	0,056	2
16	0,028	2
31,5	0,014	2
63	0,0072	2

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны. Возникают при приготовлении буровых растворов и работе с химреагентами,

при испарении нефти и газа, от выхлопных газов двигателей внутреннего сгорания. Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1005-88 ССБТ "Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования". Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные средства защиты (респираторы, противогазы) и коллективные средства защиты (вентиляция). Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование". При приготовлении бурового раствора необходимо использовать респираторы, очки и рукавицы. Работа с вредными веществами должна выполняться в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ "Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности". Склад химреагентов необходимо располагать по розе ветров.

5.1.7 Мероприятия по устранению вредных факторов

Пожарная безопасность

Пожарная безопасность согласуется со следующими нормативными документами: ГОСТ 12.1.044-89 "Пожаровзрывоопасность взрывчатых веществ и материалов", ГОСТ 12.1.004-91 "Пожарная безопасность, общие требования", ГОСТ 12.1.010-76 "Взрывобезопасность. Общие требования", СНиП 2-80 "Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений"; "Правила пожарной безопасности в Российской Федерации" 1993 г., "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" 2000 г.

Для предупреждения возникновения пожара необходимо:

устанавливать молниезащиту;

устье скважины обвязывать противовыбросовым оборудованием и осуществлять постоянный контроль за ним;

выхлопные трубы дизелей и автомобилей оборудовать искрогасителями;

организовывать места для курения за пределами буровой установки;

осторожное обращение с открытым огнем (сварные работы, курение);

применять обмедненный инструмент;

устанавливать коммутирующую аппаратуру;

проверять сопротивление изоляции (один раз в год);

соблюдать правила хранения и эксплуатации горючесмазочных материалов.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. Первичные средства пожаротушения представлены в таблице 31.

Таблица 31 - Первичные средства пожаротушения

Наименование	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Количество, шт
Огнетушитель пенный	ГОСТ 16005-70	8
Ящик с песком объемом 0.5 м ³	-	4
Ящик с песком объемом 1 м ³	-	2
Лопаты	ГОСТ 19596-87	5
	ГОСТ 16714-71	2

Ломы	ГОСТ 16714-71	2
Топоры	ГОСТ 16714-71	2
Багры	-	4
Ведро пожарные		

На месторождении, на случай возникновения пожара, должна находиться пожарная часть. Для предупреждения возгорания от удара молнии все буровые установки оснащаются молниезащитой, которая должна соответствовать РД 34.21.122-87 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений".

5.2. Экологическая безопасность

5.2.1 Вредные воздействия на окружающую среду и мероприятия по их снижению

При сооружении наклонно-направленной эксплуатационной скважины, могут возникнуть следующие вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия, которые представлены в таблице 32.

Таблица 32 - Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия.

Прир о-	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия	Отношение мер
------------	------------------------	-----------------------------	------------------

дние ресур -сы			Пр о- фи лак - тик а	Сн иж е- ни е	Ли к- ви да - ци я
1	2	3	4	5	6
Земля и зе- мель- ные ресур -сы	1. Уничтожение и повреждение слоя сельхоз угодий	1.1. Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. 1.2. Соблюдение отводов земель. 1.3. Рекультивация.	+ - -	+ + -	- - +
	2. Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреакентами и др.	2.1. Сооружение поддонов, отсыпка площадок и тд. 2.2. Вывоз, уничтожение, захоронение нефтепродуктов, химреакентов, мусора и тд.	+ -	+ -	- +
	3. Засорение почвы производственными, мусором	3.1. Вывоз и захоронение производственных отходов.	-	-	+

	4.Создание выемок и неровностей усиление эрозийной опасности.	4.1.Засыпка горных выработок.	-	-	+
	5.Уничтожение сеьхоз. растительности	5.1. Оплата потрав.	-	-	+
Лес и лесные угодья	1.Уничтожение, загрязнения и повреждение почвенного покрова.	1.1.Мероприятия по охране почв (см. графу земля и земельные ресурсы.)	-	-	+
	2.Лесные пожары.	2.1.Уничтожение и уборка остатков и др. меры ухода.	-	-	+
1	2	3	4	5	6
	3.Оставление недо-рубов захламление лесосек.	3.1.Оборудование пожароопасных объектов, использование вырубленной древесины.	-	+	-

	4.Порубка древостоя при оборудовании буровых. площадок, поселков.	4.1.Использование вырубленной древесины. 4.2.Соблюдение нормативов отвода лесных угодий.	-	+	-
Вода и вод- ные ресур- сы.	1.Загрязнение производится сточными водами и мусором (буровым раствором, нефте- продуктами)	1.1.Отвод, складирование и обезвре-живание сточных вод, уничтожение мусора, сооружение водоотводов, накопителей, отстойников.	+	+	-
	2.Загрязнение бытовыми стоками	2.1.очистные сооружения, фильтры.	+	+	-
	3.Механическое и химическое загряз-нение вод в резуль-тате сталкивания отвалов.	3.1.Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад, засыпка выработок в русле.	+	+	+
	4.Загрязнение под-земных вод при сме-щении водоносных горизонтов.	4.1.Ликвидационный тампонаж буровых скважин.	-	-	-

Недра	1.Нарушение естественных свойств геологической среды (инженерно – геологические свойства)	1.1.Ликвидационный тампонаж скважин. 1.2.Гидрогеологические, гидрохимические инженерно – геологические наблюдения в скважине.	-	+	+
Воздушный бассейн.	1.Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок.	Проведение мероприятий по снижению риска выброса пыли и токсичных газов из подземных выработок.	+	+	+
Животный мир.	1.Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и тд., случайное уничтожение, браконьерство.	1.Проведение комплекса охранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных. 2.Профилактическая работа.		+	-
				-	-

5.2.2 Меры для обеспечения предотвращения загрязнения окружающей среды.

Охрана окружающей среды при бурении и креплении скважины. На данном этапе строительства скважины должны выполняться следующие мероприятия:

- с целью предотвращения в аварийных ситуациях, открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилегающих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 "Оборудование противовыбросовое";

- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);
- транспортировку жидких веществ (нефть, химреагенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;
- образующиеся во время СПО переливы бурового раствора и сточные воды, после мытья пола буровой или оборудования, должны стекать в шламовый амбар.

Охрана недр. Для надежной охраны недр в процессе бурения скважины должны выполняться следующие мероприятия:

- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;
- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой;
- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров.

Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины. После бурения скважины и демонтажа оборудования, необходимо выполнить следующие мероприятия согласно ГОСТ 17.5.3.04-83, ГОСТ 17.5.1.01.:

- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;
- засыпать все амбары, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;
- произвести восстановление плодородного слоя земли.

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

5.3.1. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть при бурении скважин.

В процессе строительства скважины возможны возникновения различного вида чрезвычайные ситуации. Это могут быть открытые нефтяные фонтаны и последствия, при не принятых мерах, падение и разрушение вышки или элементов талевого системы, а также взрывы и пожары. Данные факторы

приводят к выводу из строя оборудования, нанесение огромного ущерба природной среде, в исключительных случаях к смертельным исходам.

5.3.2. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте при бурении скважин.

Чрезвычайные ситуации делятся на технологические и природные.

- природные (наводнение, снег, ветер, низкие температуры);
- техногенные (аварии, пожары);
- военные.

Ситуации, связанные с авариями на рабочем месте при бурении скважины относятся к технологическим.

5.3.3. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.

В случае возникновения аварийной ситуации или открытого фонтана работы по их ликвидации должны осуществляться силами военизированной части по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых фонтанов и нефтяных фонтанов.

Буровая вышка относится к взрывопожароопасной категории производства А (НПБ-105-95). Степень стойкости по СНиП 21-01-97.

Меры противопожарной безопасности при хранении ГСМ:

- место хранения обваловывается;
- электрооборудование используется во взрывозащитном исполнении;
- емкости ГСМ заземляются;
- при проливе ГСМ место пролива засыпается;
- не использовать открытый огонь на территории буровой.

Возникновение пожара происходит, как правило, в одной точке производственного помещения или объекта. Распространение пожара зависит от пожароопасных свойств горючего вещества, его количества, характеристик производственного помещения и т.д.

Источниками воспламенения горючих материалов могут стать открытые факелы, паяльные лампы, костры, спички, электродуги сварочных аппаратов, искры от электрооборудования, электропроводки.

В связи с вышеизложенными необходимо производить профилактику пожаров, она заключается в:

- предотвращение образования горючей среды;
- предотвращение образования источников зажигания;
- поддержание в горючей сфере температуры ниже максимально допустимой до воспламенения;
- поддержание давления в горючей среде ниже максимально допустимого до воспламенения.

На буровой основными пожароопасными процессами строительства скважины является приготовление и применение промывочных жидкостей на углеводородной основе, вскрытие нефтегазосодержащих пластов и работа в не обсаженном стволе после вскрытия таких пластов. Особое внимание при этом следует обратить на:

- недопущение больших выделений из углеводородных компонентов и раствора летучих фракций;
- недопущение разлива раствора и его компонентов в процессе обучения, СПО, ремонтных работ;
- удаление пролитых горючих жидкостей;
- недопущение образования источников воспламенения
- Курить, применять открытый огонь в пределах охранной зоны (50 метров) запрещается.

Применяемая при освоении скважин техника должна располагаться от устья на расстоянии не ближе 25 м с наветренной стороны. Выхлопные трубы должны оборудоваться искрогасителями.

Рассмотрим один из наиболее характерных случаев – фонтан, первичными признаками которого являются: выход промывочной жидкости при отсутствии циркуляции, наличие в циркулирующей жидкости пачек

сильно насыщенных газом или нефтью, увеличение объемов промывочной жидкости в приемных емкостях.

При возникновении открытого фонтана буровая бригада обязана:

- 1 прекратить все работы в загазованной зоне и покинуть ее;
- 2 остановить двигатели внутреннего сгорания;
- 3 отключить силовые и осветительные линии, которые могут оказаться в загазованной зоне;
- 4 потушить технические и бытовые топки, находящиеся на буровой;
- 5 на территории, которая может оказаться загазованной, прекратить производство всех огневых работ, курение, пользование стальным инструментом и другие действия ведущие к образованию искры;
- 6 запретить всякое движение по территории прилегающей к скважине автотранспорта и гусеничной техники;
- 7 принять меры для предотвращения растекания нефти;
- 8 сообщить о случившемся и принятых мерах руководству и вызвать на скважину подразделение военизированной службы по предупреждению возникновения и ликвидации открытых фонтанов, скорую помощь, пожарную охрану.

Работы по ликвидации открытых фонтанов относят к особо опасным, поэтому для их оперативного управления создается штаб. Буровая бригада выполняет вспомогательные работы, а при необходимости эвакуироваться в безопасное место.

5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

5.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства.

1) нормы-льготы, предоставляющие работникам дополнительные гарантии их права на труд, по охране труда, рабочему времени, отпускам. Такие нормы льготы (думается, их правильнее называть нормы-компенсации, поскольку ими компенсируется тяжесть, вредность труда для работника) установлены для

работающих во вредных и (или) опасных условиях женщин, несовершеннолетних работников, работников, совмещающих труд с обучением, и др.;

2) нормы-изъятия, как-то ограничивающие общие права (например, для государственных служащих, руководителей организаций и др.);

3) нормы-приспособления, которые приспособливают общие нормы к особенностям данного вида труда (отраслевая дифференциация), на пример с учетом характера и ответственности работников транспорта, педагогических работников и др.

5.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя.

Требования к рабочему месту.

Рабочее место должно обеспечивать возможность удобного выполнения работ в положении сидя или стоя, или в положениях и сидя, и стоя. При выборе положения работающего необходимо учитывать: Физическую тяжесть работ;

размеры рабочей зоны и необходимость передвижения в ней работающего в процессе выполнения работ технологические особенности процесса выполнения работ (требуемая точность действий, характер чередования по времени пассивного наблюдения и физических действий, необходимость ведения записей).

Рабочее место при выполнении работ в положении сидя должно соответствовать требованиям ГОСТ12.2.032-78, в положении стоя ГОСТ12.2.033-78.

При высоте рабочей поверхности и размерах моторного поля, соответствующих рабочему месту при выполнении работ в положении стоя, если технологический процесс не требует постоянного передвижения работающего и физическая тяжесть работ позволяет выполнять их в положении

сидя, в конструкцию рабочего места следует включить кресло и подставку для ног, а также предусмотреть в конструкции производственного оборудования пространство для размещения ног, позволяющие выполнять работы при высокой посадке работающего. Высота поверхности сиденья кресла над полом, размеры.

Все работы по охране окружающей среды проводятся в соответствии с основными федеральными законами:

1. Федеральный закон "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения" от 30.03.1999 г.,
2. Федеральный закон "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002 г.,
3. Федеральный закон "Об охране атмосферного воздуха" от 04.05.1999 г.,
4. Федеральный закон "Об отходах производства и потребления" от 24.06.1998 г.,
5. "Земельный кодекс Российской Федерации" от 25.10.2001 N 136-ФЗ (в редакции от 23.07.2013 и дополнениями от 01.01.2014)
6. Закон РФ "О недрах" от 21.02.1992 N 2395-1 (в редакции от 28.12.2013)

Основные нормативные документы:

1. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
2. ГН 2.2.5.1313 – 03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
3. СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест.
4. ГН 2.1.6.1338 – 03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест
5. ГОСТ 17.0.0.01-76 (2000) - Система стандартов охраны природы
6. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше. РД 39-133-94 от 28.04.94 г.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения данной работы приведены расчеты и обоснования всех проведенных в ней работ.

Приведены подробные географо-экономические характеристики района работ, характеристики нефтегазоносности района работ, геологические условия разреза.

Представлен выбор способа бурения, одноколонная конструкция скважины. Рассчитаны режимы бурения для всех интервалов: обоснован выбор класса и типоразмера долот, расчет нагрузок на долото, расчет частоты вращения долота, обоснован выбор технологических жидкостей и расчет их необходимого расхода, приведена рецептура бурового раствора. Обоснован выбор забойных двигателей, произведен гидравлический расчет промывки скважин. Выбор керноотборного инструмента. Спроектированы и обоснованы компоновки бурильных колонн, приведен их расчет. Спроектирована конструкция обсадных колонн, приведен расчет параметров цементирования, обоснована технология крепления и цементирования. Выбор и обоснование буровой установки.

Описывается спец.вопрос «Борьба с негерметичностью обсадных колонн с помощью пластырей.»

В Финансовом менеджменте, ресурсоэффективность и ресурсосбережение проведен анализ и расчет нормативной продолжительности сооружения скважины составлены нормативные карты и сметные расчеты по скважине.

В Социальной ответственности описаны вопросы безопасности жизнедеятельности и конкретно безопасности в рабочей зоне, охраны окружающей среды, действия при чрезвычайных ситуациях

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Спутник буровика: Справочник / К.В. Иогансен. – М.: «Недра», 1986. - 199 с.
2. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для ВУЗов / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, С.А. Шаманов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2003. - 1007 с.
3. Проектирование конструкции скважины: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 19 с.
4. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Методическое руководство / А.В. Епихин, А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 47 с.
5. Технологические жидкости: Методическое руководство / К.М. Минаев, А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 24 с.
6. Промывочные жидкости и тампонажные смеси: Учебник для вузов / Л.М. Ивачев. – М.: «Недра», 1987. - 242 с.
7. Заканчивание скважин: Учебное пособие для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. - М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. - 670 с.
8. Расчет наружных и внутренних избыточных давлений: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 14 с.
9. Конструирование обсадной колонны по длине: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 24 с.
10. Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 8 с.
11. Оборудование для цементирования скважин [Электронный ресурс] / ООО «Южная нефтегазостроительная компания»; Электрон.дан. -

Краснодар: Южная нефтегазوماшиностроительная компания, 2018. URL: <http://www.ungmk.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 07.03.2018 г.

12. Перфорационные системы [Электронный ресурс] / ООО «Промперфоратор»; Электрон.дан. - Самара: Промперфоратор, 2018. URL: <http://www.promperforator.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 14.03.2018 г.

13. Геофизический сервис и приборостроения [Электронный ресурс] / АО «Башнефтегеофизика»; Электрон.дан. - Уфа: Башнефтегеофизика, 2018. URL: <http://www.bngf.ru>, свобод. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 15.03.2018 г.

14. Буровое нефтепромысловое оборудование [Электронный ресурс] / Группа компаний KASC; Электрон.дан. – Актобе: KASC, 2018. URL: <http://kasc.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 25.03.2018 г.

15. Буровой инструмент [Электронный ресурс] / Компания «ВНИИБТ - Буровой инструмент»; Электрон.дан. – Пермь: ВНИИБТ, 2018. URL: <http://www.vniibt-bi.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 01.03.2018 г.

16. Буровое оборудование [Электронный ресурс] / ООО НПП «БУРИНТЕХ»; Электрон.дан. – Уфа: Буринтех, 2018. URL: <http://burintekh.ru> свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 20.02.2018 г.

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

18. Буровые долота Смит Битс. Новые технологии и решения:

Информационный материал / Компания «Шлюмберже». – Красноярск, 2015. - 215с.

19. ПБ 08-624-03. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. - М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. - 288 с.

20. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. – М., 2000. – 99с.

21. СП 131.1330.2012. Строительные нормы и правила. Строительная климатология. – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 109с.

22. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2016. – 16с.

23. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2007. – 11с.

24. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2005. – 49с.

25. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. – М., 1988. – 7с.

26. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 23с.

27. ГОСТ 12.1.012-90. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2006. – 31с.
28. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования. – М., 1996. – 83с.
29. ГОСТ 12.4.026-2015. Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 81с.
30. ГОСТ Р 22.0.02-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 7с.

Приложение А

(Обязательное)

Геологические условия бурения скважины

Таблица А.1- Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернзности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое Подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве	Угол		Коэффициент кавернзности интервала (средневзвешенная величина)
от	до	мощность	название				
(кровля)	(подошва)						
1	2	3	4	5	6	7	
0	65	65	четвертичные отл.	-	-	1,25	
65	160	95	туртасская свита	-	-	1,25	
160	230	70	новомихайловская свита	-	-	1,25	
230	310	80	атлымская свита	-	-	1,25	
310	420	110	тавдинская свита нижний средний ярус	-	-	1,25	
420	490	70	тавдинская свита верхний ярус	-	-	1,25	
490	720	230	люлинворская свита	-	-	1,25	
720	815	95	талицкая свита	-	-	1,20	
815	940	125	ганькинская свита	-	-	1,20	
940	1120	180	березовская свита	-	-	1,20	

Продолжение таблицы А.1

1120	1140	20	кузнецовская свита	-	-	1,20
1140	2070	930	покурская свита	-	-	1,20
2070	2200	130	алымская свита	-	-	1,20
2200	2630	430	черкашинская свита	-	-	1,20
2630	2800	170	ахская свита	-	-	1,10

Таблица А.2-Литологическая характеристика разреза скважины

Глубина залегания			Стратиграфическое подразделение		Стандартная характеристика горной породы
Т (кровля)	До (подошва)	мощность (толщина)	название	индекс	
1	2	3	4	5	6
0	65	65	четвертичные отл.	Q	Чередование озерно-аллювиальных супесей, желтовато-серые пески с прослоями серых и коричневых охристых песчаных глин и суглинков
65	160	95	туртасская свита	R _{3/3}	Глины зеленовато-серые с включениями глауколита, алевролиты с прослоями диатомитов

Продолжение таблицы А.2

160	230	70	новомихайловская свита	$P_{3/2}$	Глины серые алевролитовые, алевролиты и кварцево-шпатовые пески с прослоями бурых углей и лингнита
230	300	80	атлымская свита	$P_{3/1}$ - $P_{3/2}$	Пески светло-серые, кварцево-шпатовые с включениями обугленных растительных остатков, прослой алевролитов, глин и бурых углей
310	400	110	тавдинская свита нижний средний ярус	$P_{2/3}$ – $P_{3/1}$	Глины зеленовато-серые, алевритистые, встречаются тонкие линзочки известняков, сидерита
420	470	70	тавдинская свита верхний ярус	$P_{2/3}$ - $P_{3/1}$	Глины зеленовато-серые, алевритистые, встречаются тонкие линзочки известняков, сидерита
490	730	230	люлинворская свита	P_2	Три подсвиты: нижняя представлена опоками, средняя- диатомитами и диатомитовыми глинами светло- серыми, верхняя- глинами зеленовато-серыми с прослоями глинистых диатомитов
720	825	95	талицкая свита	P_1	Глины темно- серые, слабоалевролитовые, иногда известковых
815	910	125	ганькинская свита	K_1	Глины зеленовато- серые с прослоями известняков и мергелей
940	110 5	180	березовская свита	K_2	В нижней подсвите опоки, опокovidные глины серые и светло- серые, верхняя подсвита сложена серыми прослоями глин, редкие прослоидиатомитовых

Продолжение таблицы А.2

112 0	114 0	20	кузнецовская свита	К ₂	Глины темно- серые, плотные с небольшим содержанием алевритового материала
114 0	205 0	930	покурская свита	К ₁ - К ₂	Пески серые с прослоями глин алевритистых, отмечаются прослой глинистых известняков сидеритов
205 0	220 0	130	алымская свита	К ₁	Глины аргелитоподобные, темно- серые, в средней части свиты с прослоями алевролитов, реже песчаников, в встречаются маломощные прослойки глинистых известняков
220 0	263 0	430	черкашинская свита	К ₁	Переслаивание глин темно- серых, алевролитов и песчаников
263 0	280 0	170	ахская свита	К ₁	Верхняя подсвита сложена глинами аргилитоподобными, темно- серыми с невыдержанными по площади алеврито- песчаными пластами. Включения притизированных водорослей, пирит

Таблица А.3- Механические свойства горных пород

Индекс стратиграфическ ого подразделения	Интервал, м		Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Категория твёрдости	Коэффициент пластичности	Категория абразивности	Категория твёрдости породы по промысловой
	от(верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q	0	65	2000	10.0 - 30.0		б до б/н		мягкая
P _{3/3}	65	160	2100	10.0 - 30.0	3.0-6.0	б до б/н	5-8	средняя
P _{3/2}	160	310	2540	1.0 - 20.0	2.0-7.0	2-6	2-4	средняя, твёрдая
P _{2/3} – P _{3/1}	310	490	2600	1.0 - 20.0	2.0-7.0	2-6	1-5	средняя, твёрдая
P ₂	490	720	2600	1.0 - 10.0	2.0-7.0	2-6	2-6	средняя, твёрдая
P ₁	720	1120	2600	1.0 -6.0	2.0-7.0	2-6	1-6	средняя, твёрдая
K ₂	1120	1140	2670	1.0- 25.0	2.0-7.0	2-6	1-6	средняя, твёрдая
K ₂	1140	2070	2200	1.0 -6.0	3.0- 9.0	2-6	1-8	средняя, твёрдая
K ₁	2070	2200	2700	1.0 -6.0	2.0-7.0	2-6	2-8	средняя, твёрдая
K1	2200	2630	2700	1.0 – 12.0	3.0- 9.0	2-6	1-8	средняя, твёрдая
K1	2630	2800	2300	1.0 – 12.0	2.0-7.0	2-6	2-8	средняя, твёрдая

Таблица А.4- Градиенты пластовых давлений, давлений гидроразрыва пород

Интервал, м		Градиенты			Температура по разрезу, °С
от (верх)	до (низ)	пластового давления, МПа/м	гидроразрыва пород, МПа/м	горного давления, МПа/м	
1	2	3	4	5	6
0	10	0.0100	0.0152		3
10	160	0.0100	0.0152		3-5
160	310	0.0100	0.0146	0.043	6-7
310	560	0.0100	0.0146	0.042	10
560	650	0.0100	0.0146	0.027	11-12
650	1050	0.0100	0.0146	0.039	12
1050	1280	0.0100	0.0146	0.034	18-22
1280	1450	0.0110	0.0139	0.034	18-22
1450	2100	0.0110	0.0139	0.034	22
2100	2280	0.0110	0.0139	0.025	22-23
2280	2660	0.0110	0.0139	0.027	24
2660	2760	0,0150	0.0139	0.026	25-28
2760	2800	0,0150	0.0139	0.025	30-32

Приложение Б

(обязательное)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Таблица Б.1- Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Индекс пласта	Интервал залегания		Тип коллектора	Тип флюида	Проницаемость пласта, мДа	Коэффициент газо-, конденсато-, нефтенасыщенности	Ожидаемый дебит, тыс.м ³ /сут
	от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8
К ₂	1120	1140	Порово-каверново-трещинный	газ-вода	0.2-100	0.75-0.9	100
К ₁ - К ₂	1140	2070	Порово-каверново-трещинный	газ-вода	0.2-100	0.75-0.9	100
К ₁	2070	2200	Порово-каверново-трещинный	газ-вода	0.2-100	0.75-0.9	100
К ₁	2200	2630	Порово-каверново-трещинный	газ-вода	0.2-100	0.75-0.9	100
К ₁	2630	2800	Порово-каверново-трещинный	газ-вода	0.2-100	0.75-0.9	170

Приложение В

(обязательное)

Зоны возможных осложнений

Таблица В.1- Зоны возможных осложнений

Интервал, м		Вид, характеристика осложнения	Условия возникновения осложнений
от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4
0	30	Обвалы стенок скважин, кавернообразование, поглощение промывочной жидкости	При бурении слабосцементированных пород
30	310	Обвалы стенок скважин, кавернообразование, поглощение промывочной жидкости, зашламование, прихватообразование, водопроявление	При бурении слабосцементированных пород
310	650	Кавернообразование, поглощение промывочной жидкости	При прохождении соленосных отложений за счет вымывания кам. соли вследствие несоблюдения технологии бурения
650	1450	Кавернообразование, поглощение промывочной жидкости, газопроявления	При прохождении соленосных отложений, кавернозных, сильнотрещиноватых, брекчированных карбонатных пород, продуктивных пластов в случае несоблюдения технологии бурения

Продолжение таблицы В.1

1450	2100	Кавернообразование, поглощение промывочной жидкости	При прохождении соленосных отложений, трещиноватых долеритов в случае несоблюдения технологии бурения
2100	2800	Кавернообразование, поглощение промывочной жидкости, газопроявления	При прохождении соленосных отложений, трещиноватых долеритов, терригенных пород, продуктивных пластов

Приложение Г.1 (обязательное)

Совмещенный график давлений

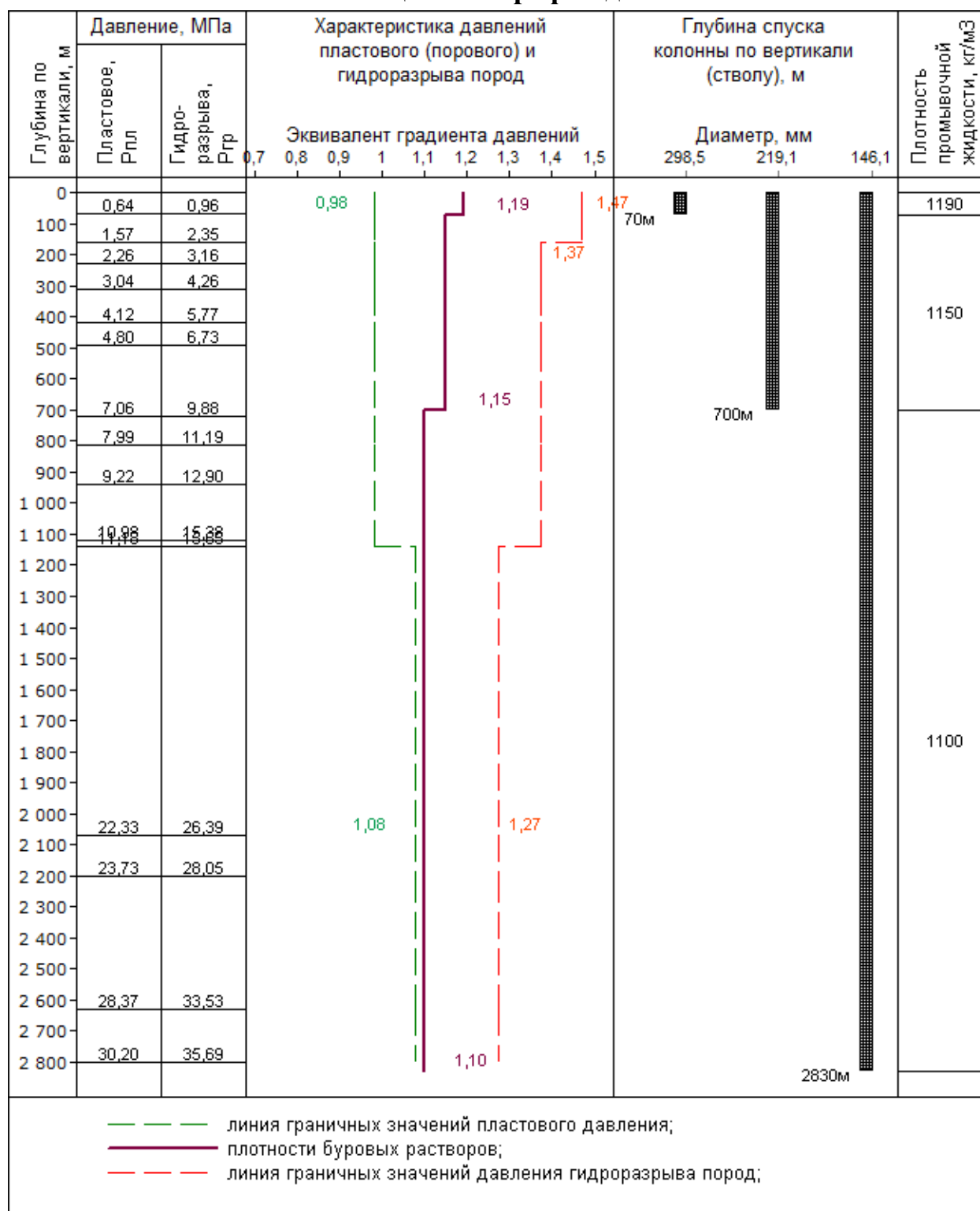


Рисунок Г.1.- Совмещенный график давлений

Приложение Г.2

(обязательное)

Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

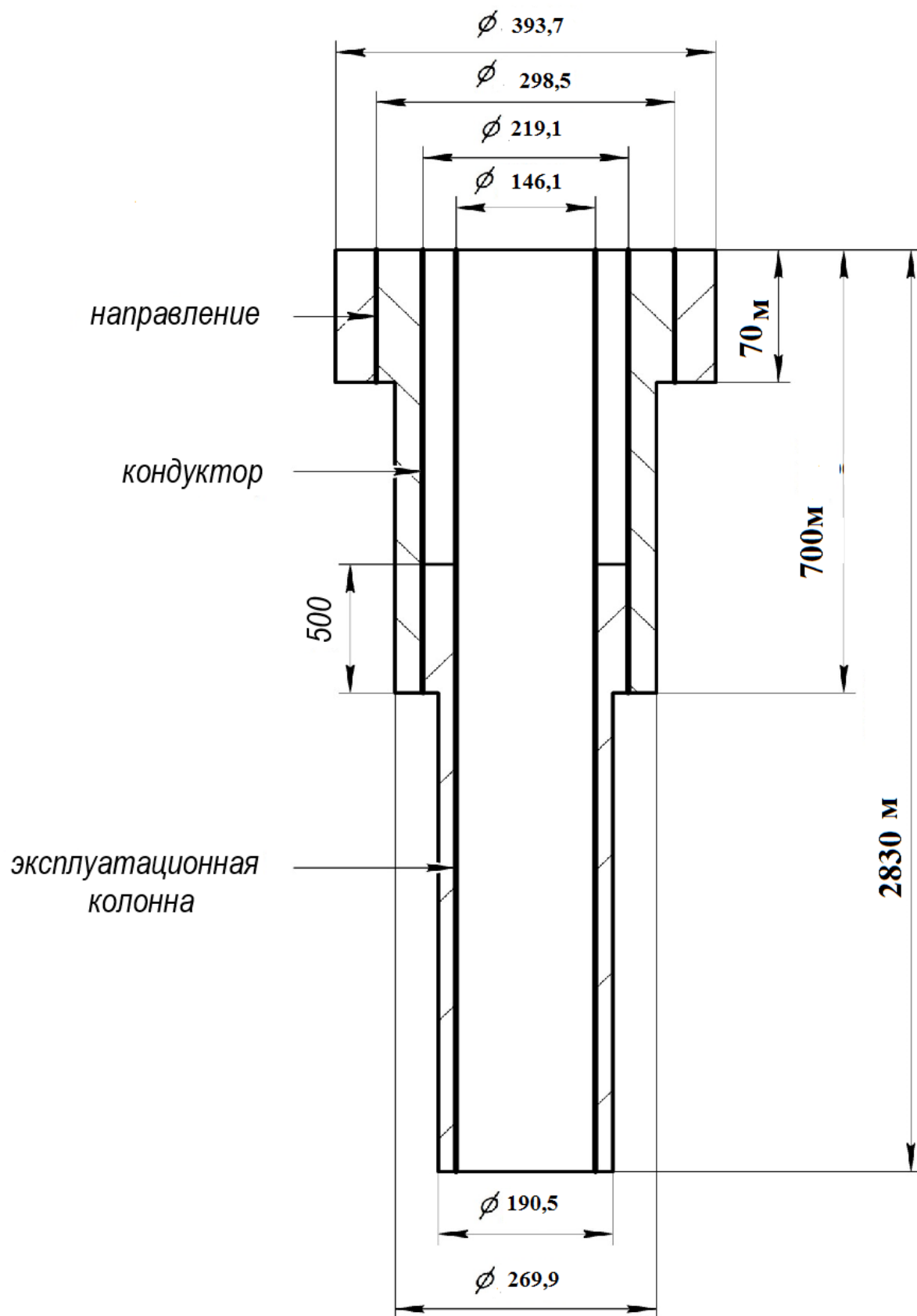


Рисунок Г.2. – Конструкция скважины

Приложение Д.1

(обязательное)

Выбор породоразрушающего инструмента

Таблица Д.1.1- Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-70	70-700	700-2830
Шифр долота		393,7 (15 1/2) GRDP115	БИТ269.9В516ТВ	190,5 (7 1/2) FD313S
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	269,9	190,5
Тип горных пород		М	М, М-С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117
	API	7-5/8" Reg	6-5/8" Reg	7-1/2 Reg
Длина, м		0,61	0,38	0,45
Масса, кг		170	70	33
G, тс	Рекомендуемая	16	11	7
	Предельная	28	14	13
n, об/мин	Рекомендуемая	150-170	145-180	390-450
	Предельная	220	200	500

Таблица Д.1.2- Характеристики наддолотных калибраторов по интервалам бурения

Интервал		0-70	70-700	700-2830
Шифр калибратора		Без калибратора	K269.9МС- Н152/М152	Без калибратора
Тип калибратора		-	С прямыми лопостями	-
Диаметр калибратора, мм		-	269.9	-
Тип горных пород		-	М, М-С	-
Присоединительная резьба	ГОСТ	-	-	-
	API	-	-	-

Приложение Д.2

(обязательное)

Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Таблица Д.2.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-70м)

№	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 (0-70м)							
1	Долото RC 393,7 GRDP115	0,40	393,7	-			0.16
					3-171	Ниппель	
2	Переводник М 3-171/171	0,50	203	100	3-171	Муфта	0.26
					3-171	Муфта	
3	УБТ УБТ 203x100 Д	12	203	100	3-171	Ниппель	2.56
					3-171	Муфта	
4	Переводник П 3-171/147	0,52	203	100	3-171	Ниппель	2.66
					3-147	Муфта	
5	УБТ УБТ 178x80 Д	12	178	80	3-147	Ниппель	4.53
					3-147	Муфта	
6	Переводник П 3-147/133	0,54	178	89	3-147	Ниппель	4.6
					3-133	Муфта	
7	Бурильная труба ТБВК 127x10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	6.0
					3-133	Муфта	

Таблица Д.2.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (70-700м)

№	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)	
Бурение под кондуктор (70-700м)							
1	Долото PDC 269,9 B516ТВ	0,29	269,9	-			0,07
					3-152	Ниппель	
2	Калибратор К 269,9 МС	1,0	269,9	70	3-152	Муфта	0,25
					3-152	Ниппель	
3	ВЗД Д1-240	7,0	240	-	3-152	Муфта	1,9
					3-152	Муфта	
4	Клапан обратный КО-210	0,64	203	67	3-152	Ниппель	2,0
					3-152	Муфта	
5	Переводник П 3-147/152	0,52	197	101	3-152	Ниппель	2,1
					3-147	Муфта	
6	УБТ УБТ 178x80 Д	60	178	80	3-147	Ниппель	11,36
					3-147	Муфта	
7	Переводник П 3-147/133	0,54	178	89	3-147	Ниппель	11,44
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБВК 127x10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	31,67
					3-133	Муфта	

Таблица Д.2.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну
(700-2830м)

№	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 (700-2830м)							
1	Долото PDC 190,5 FD313S	0,25	190,5	-	3-117	Ниппель	0,037
3	ВЗД ДГР-178.3600.78	6,89	178	-	3-117	Муфта	1,02
					3-147	Муфта	
4	Клапан обратный КО-172	0,80	172	71	3-147	Ниппель	1,12
					3-147	Муфта	
6	УБТ УБТ 178x80 Д	36	178	80	3-147	Ниппель	6,74
					3-147	Муфта	
7	Переводник П 3-147/133	0,54	178	89	3-147	Ниппель	6,81
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБВК 127x10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	96,23
					3-133	Муфта	

Таблица Д.2.4 – КНБК для отбора керна (2630-2800м)

№	Типоразмер, шифр	Длина , м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2630-2800м)							

Продолжение таблицы Д.2.4

1	Долото PDC 190.5/100 B613C9	0,25	190,5	-			0.014
					3-150	Муфта	
2	Кернотборный снаряд СК-178/100	18	178	100	3-150	Ниппель	2.31
					3-108	Муфта	
3	УБТ УБТ 178x80 Д	24	178	80	3-108	Ниппель	6.05
					3-108	Муфта	
4	Переводник П 3-147/133	0,54	178	89	3-108	Ниппель	6,13
					3-133	Муфта	
5	Бурильная труба ТБВК 127x10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	94,62
					3-133	Ниппель	

Приложение Д.3

(обязательное)

Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов

Таблица Д.3.1 - 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	70	1,19	40	-	-	-	-	-	< 2
Полимерглинистый	70	700	1,15	35	18	80	20-60	10	9	< 1,5
Полимерглинистый	700	2530	1,10	40	20	70	35-75	10	9	< 1,5
КСЛ/полимерный (биополимерный)	2530	2830	1,10	50	10	60	30-40	< 6	8	< 0,5

Таблица Д.3.2 – Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Компонентный состав бурового раствора
	от	до	
Бентонитовый	0	70	Техническая вода, глинопопорошок, каустическая сода
Полимерглинистый	70	700	Техническая вода, глинопопорошок, каустическая сода, барит, полиакриламид, ПАЦ НВ, ингибитор
Полимерглинистый	700	2530	Техническая вода, глинопопорошок, каустическая сода, полиакриламид, ПАЦ НВ, ингибитор
КСЛ/полимерный (биополимерный)	2530	2830	Техническая вода, каустическая сода, ксантановая камедь, КСЛ, крахмал, ингибитор, смазывающая добавка, карбонат кальция 5 мкр, карбонат кальция 50 мкр, карбонат кальция 150 мкр, бактерицид, пеногаситель

Таблица Д.3.3 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0-2830

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	70	70	393,7	-	1,25	10,57
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,86$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 7,07$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,35$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 24,14$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}} = 32,42$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}} = 12,07$
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
70	700	630	269,9	279,9	1,25	44,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 5,31$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 30,4$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 3,15$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 100,6$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 139,46$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев1}} = 12,07$
Объем раствора к приготовлению:						$V_2' = 127,39$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}} = 76,2$
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
700	2530	1830	190,5	198,9	1,25-1,20	62,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 10,45$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 43,75$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 9,15$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 171,4$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 234,75$

Продолжение таблицы Д.3.3

Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{перев2} = 76,2$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{з'} = 158,55$
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервал а, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	к каверн.	Объем скважины в конце интервала, м³.
от	до					
2530	2830	300	190,5	-	1,20	72,75
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{фил} = 1,7$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{пот} = 7,1$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{спо} = 1,5$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 148,5$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{бр} = 158,8$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{перев2} = -$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{з'} = 158,8$

Таблица Д.3.4 - Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Регулятор щелочности (рН)	Мешок, 25	38,0	2	60,7	3	481	20	579,7	25
Глин опопрошок	Структурообразователь	Мешок, 1000	8878	9	4857	5	3339	4	17074	18
Полиакриламид	Понижитель фильтрации	Мешок, 25			60,7	3	22,26	1	82,96	4
Барит	Утяжелитель	Мешок, 1500			15786	11	-	-	15786	11
ПАЦ НВ	Понижитель фильтрации	Мешок, 25			607	25	556,5	23	1163,5	48
Ингибитор	Ингибиторы	Бочка, 200			165,2	1	117,7	1	282,9	2
Ксантановая камедь	Структурообразователь	Мешок, 25					742	30	742	30
КСЛ	Ингибиторы	Мешок, 1000					6547	7	6547	7

Крах мал	Пони зитель фльтрации	Мешок, 25					3492	14 0	3492	14 0
-------------	-----------------------------	--------------	--	--	--	--	------	---------	------	---------

Продолжение таблицы Д.3.4

Смаз ывающая добавка	ПАВ	Бочка, 200					678,1	4	678, 1	4
Карб онат кальция 5 мкр	Утяж елители, закупориваю щие материалы	Мешок, 1000					2182	3	2182	3
Карб онат кальция 50 мкр	Утяж елители, закупориваю щие материалы	Мешок, 1000					4365	5	4365	5
Карб онат кальция 150 мкр	Утяж елители, закупориваю щие материалы	Мешок, 1000					2182	3	2182	3
Бакт ерицид	Бакте рициды	Бочка, 200					15	1	15	1
Пено гаситель	Пено гасители	Бочка, 200					15	1	15	1

Приложение Д.4

(обязательное)

Гидравлическая программа промывки скважины

Таблица Д.4.1 – Расчет параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал	0-70	70-700	700-2830
Исходные данные			
D_д, м	0,3937	0,2699	0,1905
K	0,65	0,4	0,3
K_к	1,25	1,25	1,20-1,10
V_{кр}, м/с	0,15	0,15	0,1
V_м, м/с	0,0083	0,0083	0,0055
d_{бг}, м	0,127	0,127	0,089
d_{мах}, м	0,203	0,178	0,127
d_{нмах}, м	0,0254	0,0127	0,0103
n	3	6	5
V_{кпмин}, м/с	0,5	0,5	0,5
V_{кпмах}, м/с	1,3	1,3	1,5
ρ_{см} – ρ_р, г/см³	0,02	20	20
ρ_р, г/см³	1190	1150	1100
ρ_п, г/см³	2200	2100	2100
Результаты проектирования			
Q₁, л/с	62	19	7,5
Q₂, л/с	57	20	7
Q₃, л/с	120	32	11
Q₄, л/с	56	18	7
Q₅, л/с	45	44	30
Q₆, л/с	64	25-35	10-20

Таблица Д.4.2 - Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-70	70-700	700-2830
Исходные данные			
Q₁, л/с	62	19	7,5
Q₂, л/с	57	20	7
Q₃, л/с	120	32	11
Q₄, л/с	56	18	7
Q₅, л/с	45	44	30

Продолжение таблицы Д.4.2.

Q_6 , л/с	-	25-35	10-20
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ , л/с	60-65	25-31	10
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q , л/с			
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
$Q_{тн}$, л/с			
ρ_1 , кг/м ³		1000	1000
$\rho_{бр}$, кг/м ³		1150	1060
$M_{тм}$, Н*м		12000	5500
$M_{тб}$, Н*м		3022	1000

Таблица Д.4.3 - Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под направление									
0	70	БУРЕНИЕ	0.45	0.052	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	17	93.0	2.78
Под кондуктор									
70	700	БУРЕНИЕ	0.57	0.056	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	9	100.6	3.37
Под эксплуатационную колонну									
700	2830	БУРЕНИЕ	0.94	0.071	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	7	83.3	3.07
Отбор керна									
2630	2800	Отбор керна	1.04	0.079	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	7	97.0	4.21

Таблица Д.4.4 - Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		ид технологической операции	ин	Количество	Режим работы бурового насоса					Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
Т (верх)	о (низ)				ПД	Диаметр цилиндров втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	

Продолжение таблицы Д.4.4

0	7	БУР ЕНИЕ	У НБТ-950		1	1	2	1	1	3	63
0	7	БУР ЕНИЕ	У НБТ-950		1	1	2	1	1	1	32
00	7	БУР ЕНИЕ	У НБТ-950		1	1	3	1	9	2	20
630	2	Отбо р керна	У НБТ-950		1	1	3	1	1	2	22

Таблица Д.4.5 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид техно- логической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
От (верх)	До (низ)			Насадках долота	Забойном двигателе			
0	70	БУРЕНИЕ	79.3	60.9	0	8.3	0.1	10
70	700	БУРЕНИЕ	119.5	68.8	23.0	16.1	1.7	10
700	2830	БУРЕНИЕ	124.4	49.5	33.9	20.0	16.4	4.5
2630	2800	Отбор керна	105.3	61.1	0	23.5	15.1	5.6

Приложение Е.1 (обязательное)

Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

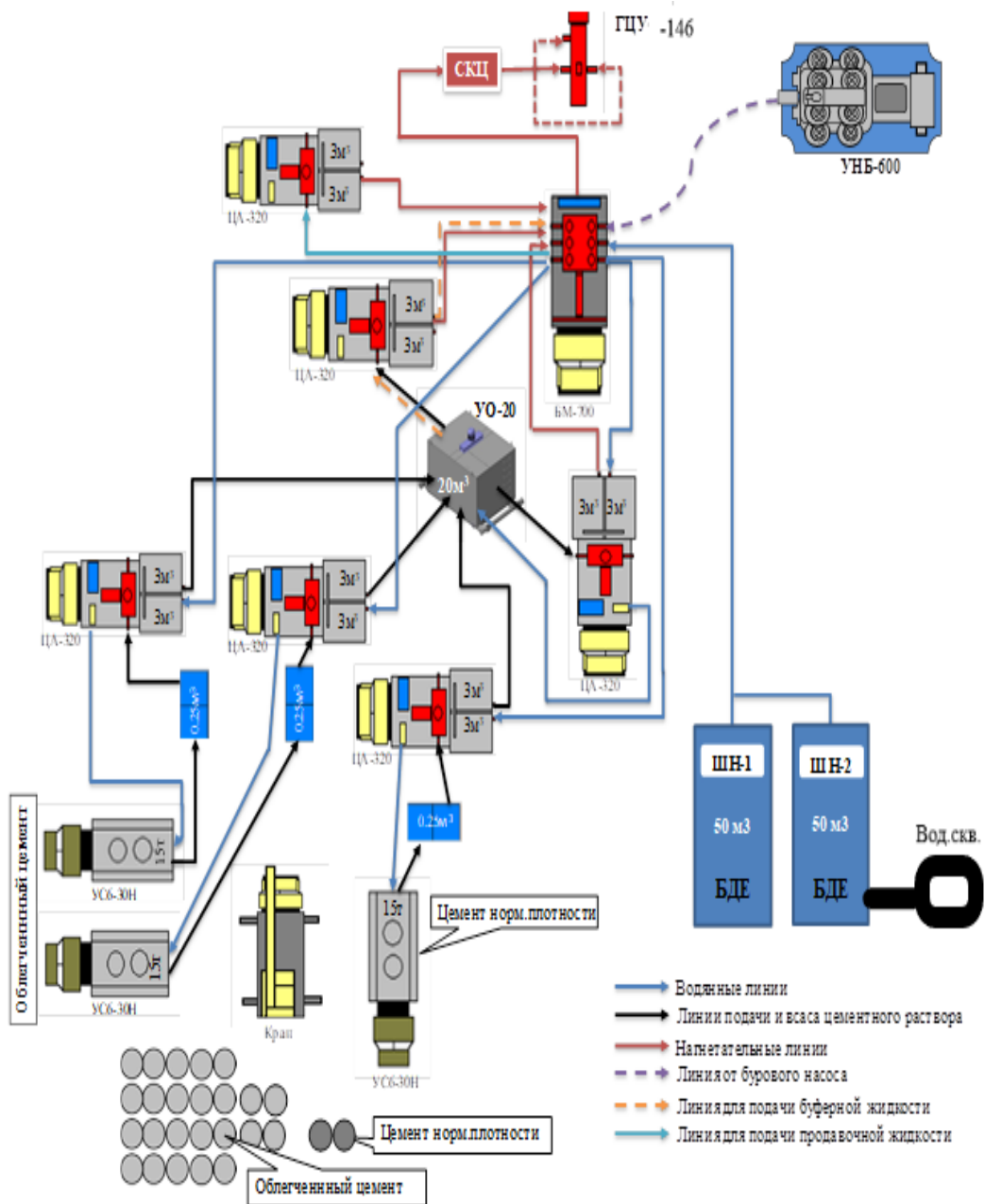


Рисунок Е.1 - Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

Приложение Е.2

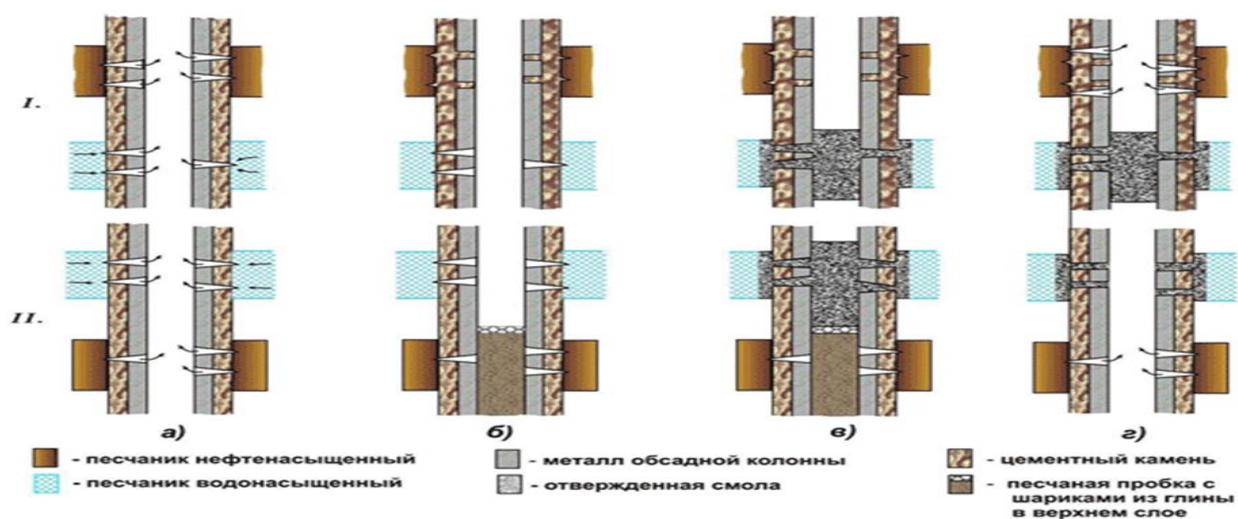
(обязательное)

Борьба с негерметичностью обсадных колонн с помощью пластырей

Введение

Основная причина разрушения обсадных колонн—коррозия наружной и внутренней поверхностей труб в агрессивной среде пластовых и сточных вод. В большинстве случаев нарушения имеют вид щелей, расположенных вдоль образующей труб.

Устранение не герметичности обсадной колонны установкой пластыря является актуальной задачей для всей нефтегазовой отрасли. Сам процесс восстановления герметичности относят к категории дорогостоящих и сложных, однако у них не всегда присутствует положительный результат.



1. Способы устранения негерметичности обсадных колонн.

Работы по устранению негерметичности обсадных колонн включают изоляцию сквозных дефектов обсадных труб и повторную герметизацию их соединительных узлов (резьбовые соединения, стыковочные устройства, муфты ступенчатого цементирования)

- Останавливают и глушат скважину.
- Проводят исследования скважины.
- Проводят обследование обсадной колонны.
- Выбирают технологическую схему проведения операции, тип и объем тампонажного материала.
- Ликвидацию каналов негерметичности соединительных узлов производят тампонированием под давлением.
- В случае достоверной информации о негерметичности резьбового соединения используют метод установки металлического пластыря.

Мы рассмотрим метод установки металлического пластыря.

2. Установка пластыря

Пластырь из тонкостенной трубы ст10 с толщиной стенки 3 мм позволяет обеспечить герметичность **эксплуатационной** обсадной колонны при избыточном внутреннем давлении до 20 МПа и депрессии до 7-8 МПа.

Стандартная длина пластыря 9 м. Может быть применен пластырь длиной до 15м, сваренный на производственной базе, а также секционный сварной пластырь большей длины, свариваемый над устьем скважины.

Предусматривается следующая последовательность операций:

- После глушения скважины поднимают НКТ и другое скважинное **оборудование.**

- Устанавливают в обсадной колонне на 50-100 м выше интервала перфорации цементный мост.
 - При необходимости доставляют на скважину комплект НКТ или **бурильных** труб грузоподъемностью на 250 кН выше усилия, создаваемого весом колонны труб, спущенных до ремонтируемого интервала.
 - Производят гидроиспытания труб на избыточное давление не менее 15 МПа с одновременным шаблонированием их шаром диаметром не менее 36 мм.
 - Определяют глубину, размеры и характер нарушения обсадной колонны:
 - геофизическими методами — интервал нарушения;
 - поинтервальным гидроиспытанием с применением пакера — размеры нарушения с точностью ± 1 м;
 - боковой гидравлической печатью ПГ-2 (ТУ 39-1106-86) уточняют размеры и определяют характер нарушения.
 - Очищают внутреннюю поверхность обсадной колонны в интервале ремонта от загрязнений гидравлическим скребком типа СГМ
 - Производят шаблонирование обсадной колонны:
 - в колонне диаметром 146 мм используют шаблон диаметром 121 мм и длиной 400 мм;
 - в колонне диаметром 168 мм используют шаблон диаметром 140 мм и длиной 400 мм;
 - для шаблонирования участка колонны, расположенного ниже ранее установленного пластыря, муфты МСУ или другого сужения ствола скважины, может быть использован гидромеханический шаблон ШГ-1 соответствующего диаметра.
 - Замеряют внутренний периметр обсадных труб в интервале установки пластыря с помощью измерителей периметра ИП-1, опускаемых на НКТ или бурильных трубах.
- Сборку и подготовку устройства для запрессовки пластыря (дорна) и продольно-гофрированных труб производят на базе производственного обслуживания.

Дорны и многолучевой продольно-гофрированный пластырь типа ПМ для ремонта эксплуатационных обсадных колонн должны соответствовать требованиям ТУ 39-01-08-466-79.

Транспортирование дорна производят в собранном виде. Запрещается сбрасывать дорны и пластыри при их разгрузке с автомашины.

Технический регламент установки стальных пластырей показан на рис.1.:

1. На устье скважины собирают дорн с продольной- гофрированной трубой;
2. Дорн с заготовкой пластыря опускают на бурильных трубах и устанавливают в интервале нарушения обсадочной колонны;
3. Соединение нагнетательной линии со спущенной колонной труб, с помощью насоса цементирующего агрегата создают давление и производят запрессовку пластыря;
4. Приглаживают пластырь дорнирующей головкой при избыточном давлении 12 Мпа не менее 4-5 раз;
5. Не извлекая дорн из скважины, опрессовывают колонну; при необходимости приглаживание повторяют;
6. Поднимают колонну труб с дорном, осваивают и вводят скважину в эксплуатацию по утвержденному плану.

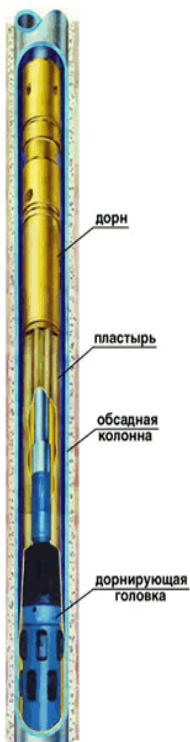
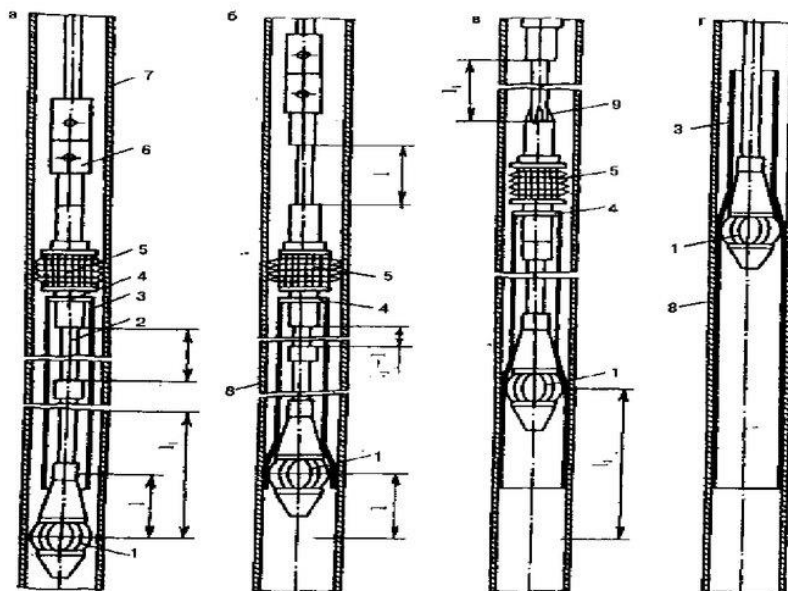


Рисунок 1- Дорн в скважине.

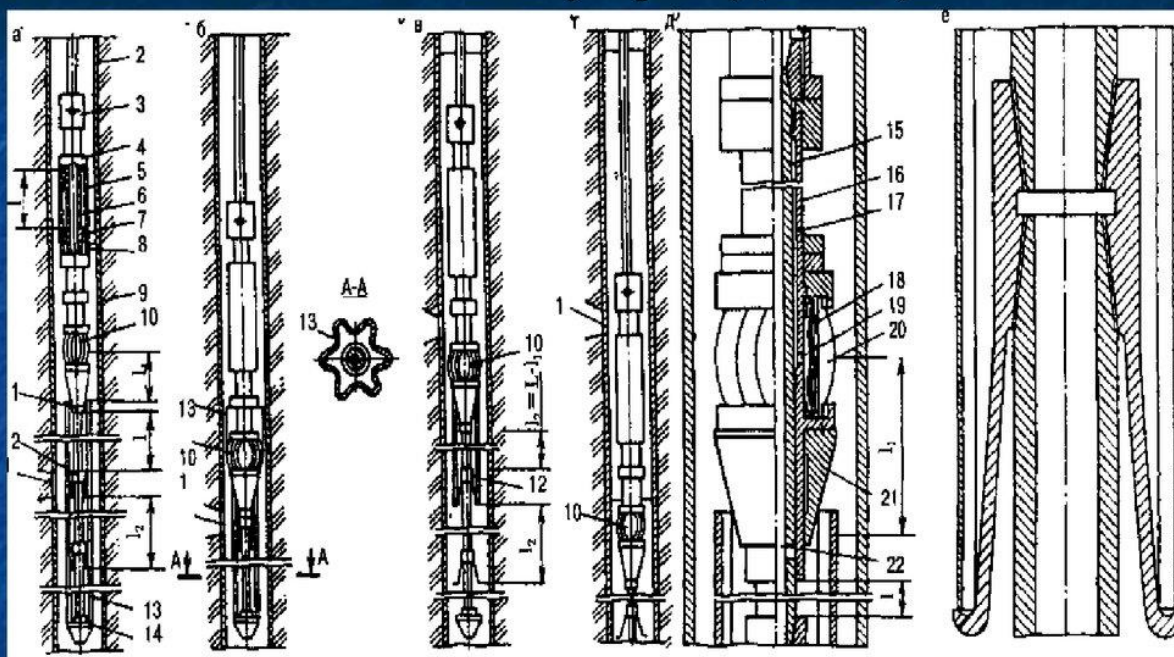
Схема установки пластыря с устройством ДОРН-2



- а-спуск устройства с пластырем к дефекту и якорение (I этап);
 б-заход головки в пластырь без давления на отрезке (II этап);
 в-расширение пластыря и отключение якоря –снятие упора (III этап);
 г-расширение пластыря на выходе головки без упора (IV этап);
 1-гидравлическая дорнирующая головка; 2-штанга; 3-пластырь; 4-упор; 5-якорь;
 б- циркуляционные клапаны; 7- обсадная колонна; 8-дефект; 9-цанговые ограничители.

Рисунок 2 - ДОРН-2

Установка пластыря на дефект обсадных колонн с постоянным его упором (ДОРН-3)



а – ориентация пластыря на дефект; б – расширение пластыря дорнирующей головкой при первичном цикле; в – расширение пластыря дорнирующей головкой при очередном цикле; г- выход дорнирующей головки из пластыря при последнем цикле движения цилиндра; д – дорнирующая головка в разрезе; е очередное зацепление цангового упора с пластырем.

Рисунок 3- ДОРН-3

3. Конструкция ДОРН-1.

а — этап 1 — спуск устройства с пластырем к дефекту; *б* — этап 2 — заход головки в пластырь без давления на отрезке / (протяжка силовыми цилиндрами); *в* — этап 3 — расширение пластыря головкой на отрезке 1\1 (предварительное сцепление пластыря с обсадной колонной протяжкой силовыми цилиндрами); *г* — этап 4 — расширение пластыря головкой при подъеме инструмента; / — циркуляционные клапаны; 2 — силовые цилиндры; 3 — упор пластыря; 4 — штанга; 5 — гидравлическая дорнирующая головка; 6 — обсадная колонна; 7 — пластырь; 8 -дефект

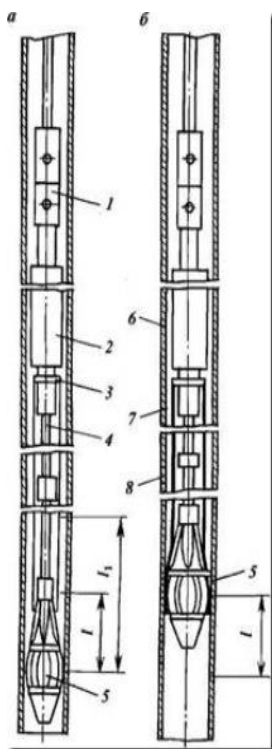


Рисунок -4 -Начало работы ДОРН

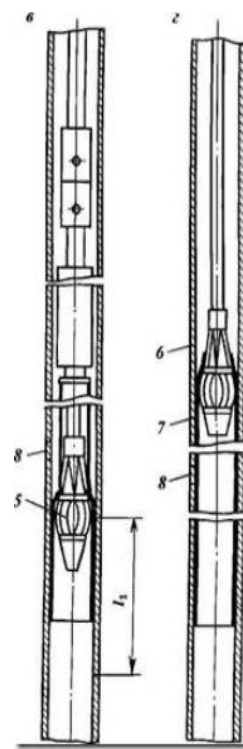


Рисунок 5-Окончание работы ДОРН

Заключение

Несомненно, использование металлического пластыря является актуальной задачей для всей нефтегазовой отрасли. У установки пластырей есть как плюсы так и минусы. К плюсам мы отнесем простоту установки, долгий срок службы пластыря и возможность установки на любой глубине.

А к минусам мы отнесем высокую стоимость, потеря диаметра, допустимая депрессия до 20 Мпа.

Приложение И (обязательное)

Организационная структура управления предприятия ОАО «Лукойл»

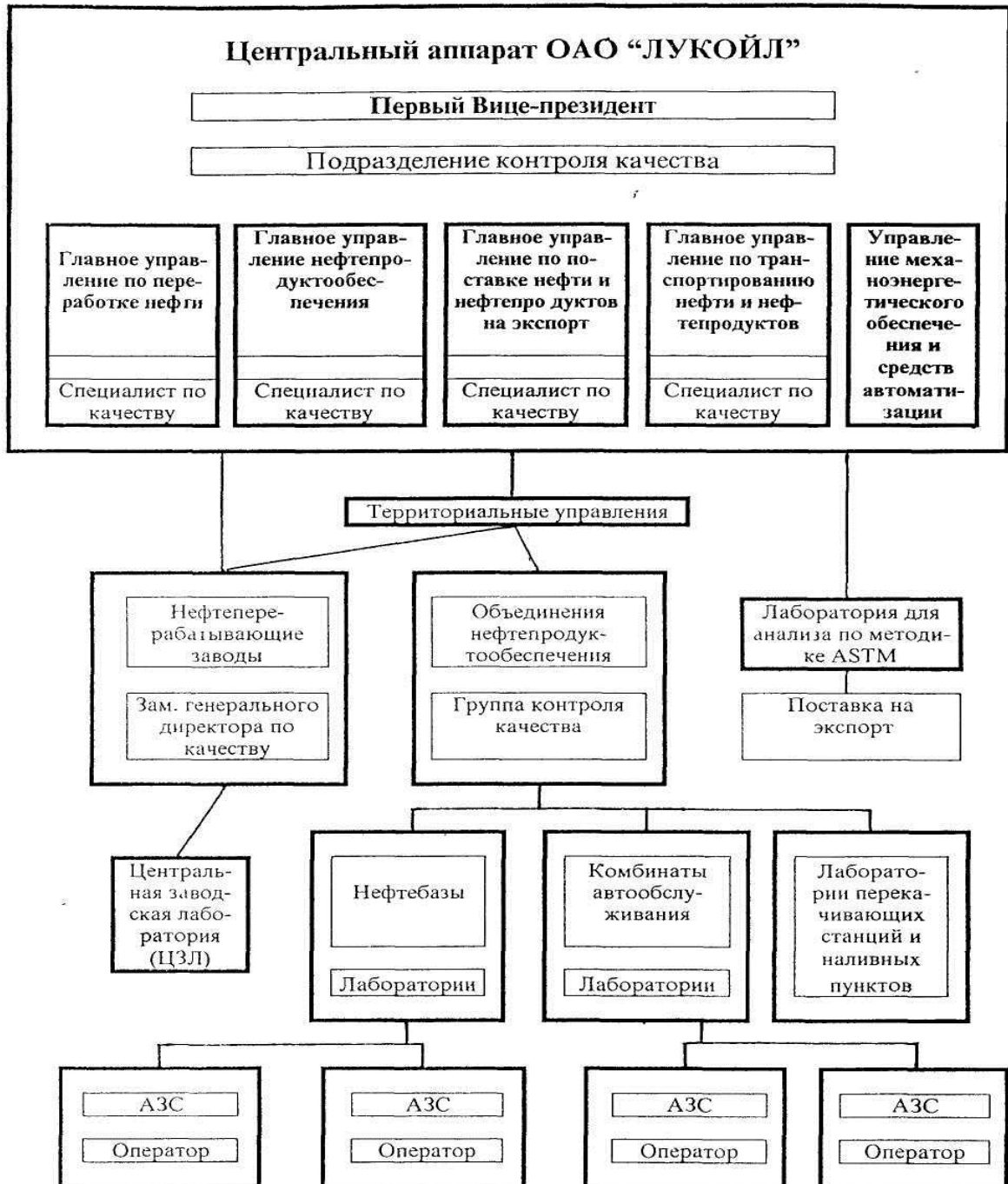


Рисунок И - Организационная структура управления предприятия ОАО «Лукойл»

Приложение К.1

(обязательное)

Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Таблица К.1.1 - 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	0-70	393,7	490	11	24	0-70	0,0118	0,82
II	70-700	269,9	840	12	32	70-100	0,0119	0,357
						100-200	0,0130	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
ИТОГО								9,83
III	700-2830	190,5	340	12	32	700-800	0,0156	1,56
						800-900	0,0157	1,57
						900-1000	0,0163	1,63
						1000-1100	0,0174	1,74
						1100-1200	0,0185	1,85
						1200-1300	0,0187	1,87
						1300-1400	0,0190	1,90
						1400-1500	0,0196	1,96
						1500-1600	0,0207	2,07
						1600-1700	0,0227	2,27

						1700-1800	0,0230	2,30
						1800-1900	0,0237	2,37
						1900-2000	0,0243	2,43
						2000-2100	0,0246	2,46
						2100-2200	0,0249	2,49
						2200-2300	0,0252	2,52
						2300-2400	0,0253	2,53
						2400-2500	0,0255	2,55
						2500-2600	0,0263	2,63
						2600-2700	0,0275	2,75
						2700-2800	0,0287	2,87
						2800-2830	0,0299	0,89
Итого								57,04

Приложение К.2

(обязательное)

Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

Таблица К.2.1 - Нормативная карта разведочной вертикальной скважины глубиной 2830 метров на газовом месторождении (Тюменская область)

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	RC 393,7 GRDP115	490	0,14	0-70	70	0,027	1,89	0,82	2,71
Бурение под кондуктор	PDC 269,9 B516TB	840	0,75	70-700	630	0,027	17,01	9,01	26,02
Бурение под эксплуатационную колонну	PDC 190,5 FD313S	340	1,12	700-2830	2130	0,037	78,81	47,21	126,02
Всего			7,15		2830		97,71		154,75

Продолжение таблицы К.2.1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Крепление:									
- направления									8,9
- кондуктора									19,0
- эксплуатационная									30,0
Установка центраторов									
-направление			-						-
-кондуктор			14						0,13
- эксплуатационная			20						0,19
ОЗЦ:									
-направление									8,0
-кондуктора									16,0
- эксплуатационной									24,0
Разбуривание цементной пробки (10 м)									
-направление									
-кондуктор				60-70					1,84
Промывка скважины (1 цикл)				690-700					2,12
-направление									
-кондуктор									0,03
- эксплуатационная									0,29
									0,90
Спуск и подъем при ГИС									5,89

Приложение Л

(обязательное)

Сметная стоимость строительства скважины

Таблица Л.1 - 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	-	-	0,12	26,222	1,18	163,06	5,72	790,44
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,12	2,38	1,18	23,48	5,72	113,82
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,12	3,32	1,18	32,65	5,72	158,27
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	-	-	0,12	0,90	1,18	8,89	5,72	43,12

Продолжение таблицы Л.1

Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,12	30,34	1,18	298,37	5,72	1446,35
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,12	3,42	1,18	33,64	5,72	163,07
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,12	0,834	1,18	8,2	5,72	39,75
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,12	158,04	1,18	1554,06	5,72	7533,24
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-	-	1,18	1006,88	5,72	4880,81
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,12	1,93	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	-	-	-	-	-	-	5,72	2118,40

Продолжение таблицы Л.1

Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,12	2,78	1,18	27,39	5,72	132,81
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,12	16,666	1,18	163,89	5,72	794,45
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	-	-	0,12	12,10	1,18	118,99	5,72	576,80
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,12	1,06	1,18	10,50	5,72	50,90
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,12	4,07	1,18	40,02	5,72	194,02
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,12	12,04	1,18	118,47	5,72	574,28
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	0,12	20,31	1,18	199,76	5,72	968,33
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,12	1,79	1,18	17,60	5,72	85,34
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	-	-	14,2	1070,68	25,4	1915,16	-	-
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	-	-	0,17	338,98	0,38	757,72	-	-

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Биолуп LVL, т	324,74	-	-	-	-	-	-	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	-	-	-	-	-	-		
Сода кальцинированная 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 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444
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 вахт, руб			8266,35		2383,88		9963,15		21565,53
RC 393,7 GRDP115	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-
PDC 269,9 B516TB	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-
PDC 190,5 FD313S	1028,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,512
Обратный клапан КОБ – 178	552,3	-	-	-	-	-	-		
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	-	-	50	78	672	39	2409	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	-	-	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Транспортировка долот, т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61	
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 транспортировки вахт, руб				8266,35	2553,82	10711,033		27545,48		
Всего по сметному расчету, руб	49076,68									

Таблица Л.2 - 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	0,40	55,276	0,86	118,8434	1,36	187,9384
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,40	7,96	0,86	17,114	1,36	27,064
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,40	11,068	0,86	23,7962	1,36	37,6312
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,40	3,016	0,86	6,4844	1,36	10,2544
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,40	101,144	0,86	217,4596	1,36	343,8896
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,40	11,404	0,86	24,5186	1,36	38,7736

Продолжение таблицы Л.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,40	2,78	0,86	5,977	1,36	9,452
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,40	526,8	0,86	1132,62	1,36	1791,12
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,40	547,2	0,86	1176,48	1,36	1860,48
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,40	167,76	0,86	360,684	1,36	570,384
Плата за подключенную мощность,сут	138,89	0,40	55,556	0,86	119,4454	1,36	188,8904
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,40	40,336	0,86	86,7224	1,36	137,1424
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,40	3,56	0,86	7,654	1,36	12,104
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,40	40,16	0,86	86,344	1,36	136,544
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	0,40	67,716	0,86	145,5894	1,36	230,2344
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,40	7,36	0,86	15,824	1,36	25,024
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,40	13,568	0,86	29,1712	1,36	46,1312
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	85,5	1	85,5	-	-	-	-

Продолжение таблицы Л.2

Башмак колонный БК-219, шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БК-146, шт	32	-	-	-	-	1	-
Центратор ЦЦ-245/295, шт	25,4	-	-	3	76,2	-	-
Центратор ЦЦ-215/255, шт	18,7	-	-	-	-	8	149,6
ЦОКДМ-298,5, шт	125,6	1	125,6	-	-	-	-
ЦКОДМ-219, шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-
ЦКОД-146, шт	105	-	-	-	-	1	105
Продавочная пробка ПП-245 298, шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-219 245, шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ППЦ-126 168, шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12
Головка цементирующая ГЦУ-298	3960	1	3960	-	-	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-219	3320	-	-	1	3320	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-146	2880	-	-	-	-	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		5928,21		7413,22		9465,2	
Обсадные трубы 324x9,5, м	37,21	30	1116,3	-	-	-	-
Обсадные трубы 245x7,9, м	28,53	-	-	702	20028,06	-	-
Обсадные трубы 168x8, м	19,96	-	-	-	-	1864	37205,44
Обсадные трубы 168x8,9, м	23,67	-	-	-	-	1247	29516,49

Продолжение таблицы Л.2

Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-I-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, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348
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

Продолжение таблицы Л.2

Транспортировка вахт, руб	738		
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	1828,9985	22742,0521	70653,34566
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	118031,01		
Всего по сметному расчету, руб	118769,01		

Таблица Л.3 - 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	49076,68
Крепление скважины	118769,01
Итого по главе 3	167845,7
Глава 4	
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)	18430,34
Итого по главе 5	18430,34

Продолжение таблицы Л.3

1	2
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	414751
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	132998
Итого по главе 7	132998
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	76991,5
Итого по главе 8	76991,5
Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	47812
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	30142
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8)	18709
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	271
Топографо-геодезические работы	123
Скважины на воду	4771
Итого по главе 9	53979
Итого по главам 1-9	1093364
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	2186
Итого по главе 10	2186
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830

Продолжение таблицы Л.3

1	2
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	55008
Итого по главе 12	55008
Итого по сводному сметному расчету	1155178
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 204,2 НДС 18%	235887348
Итого в ценах 2018 года с учетом коэффициента	42459722,6
	278347071