

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление – «Нефтегазовое дело»
Отделение школы бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2930 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.243.22: 622.143: 622.276(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б42Т	Голендухин Д.В.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалёв А.В.	к. т. н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Е.М.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Алексеев Н.А.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалёв А.В.	к. т. н.		

Томск–2018 г.

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление – «Нефтегазовое дело»
Отделение школы бурения скважин

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
3-2Б42Т	Голендухин Дмитрий Владимирович

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2930 метров на нефтяном месторождении (Томская 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>	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Томская область), с ожидаемым притоком $Q = 130$ м ³ /сутки.
<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 2.2 Обоснование конструкции скважины 2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</p>

	<p>2.2.2 Построение совмещенного графика давлений</p> <p>2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</p> <p>2.2.4 Выбор интервалов цементирования</p> <p>2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</p> <p>2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн</p> <p>2.3 Углубление скважины</p> <p>2.3.1 Выбор способа бурения</p> <p>2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента</p> <p>2.3.2.1 Выбор типа калибратора</p> <p>2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</p> <p>2.3.4 Расчет частоты вращения долота</p> <p>2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя</p> <p>2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны</p> <p>2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</p> <p>2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины</p> <p>2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна</p> <p>2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин</p> <p>2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность</p> <p>2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок</p> <p>2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений</p> <p>2.4.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений</p> <p>2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине</p> <p>2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны</p> <p>2.4.2.1 Обоснование способа цементирования</p> <p>2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкост</p> <p>2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора</p> <p>2.4.2.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования</p> <p>2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн</p> <p>2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин</p> <p>2.5 Выбор буровой установки</p> <p>3 ПРИХВАТЫ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>1. Геолого-технический наряд</p> <p>2. Компоновка бурильной колонны</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалёв А.В.	К. Т. Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б42Т	Голендухин Дмитрий Владимирович		

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

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

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.

Выпускная квалификационная работа выполнена с учетом современных возможностей в области техники и технологии строительства нефтедобывающих скважин.

ОГЛАВЛЕНИЕ

I. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	9
1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ.....	10
1.2. Геологические условия бурения.....	12
1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади).....	12
1.4. Зоны возможных осложнений.....	12
II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	13
2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	13
2.2. Обоснование конструкции скважины.....	13
2.2.1. Построение совмещенного графика давлений.....	14
2.2.2. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	15
2.2.3. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	15
2.2.4. Разработка схем обвязки устья скважины.....	17
2.3. Углубление скважины.....	18
2.3.1. Выбор способа бурения	19
2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента.....	19
2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	20
2.3.4. Расчет частоты вращения долота.....	21
2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	22
2.3.6. Расчет требуемого расхода бурового раствора.....	23
2.3.7. Выбор компоновки и расчет буровой колонны.....	24
2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	24
2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	26
2.3.10. Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	26
2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин.....	27
2.4.1. Расчет обсадных колонн.....	27
2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений.....	28
2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений.....	30
2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине.....	31
2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины.....	33
2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	33
2.4.2.2. Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости.....	34
2.4.2.3. Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора.....	35
2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины.....	37
2.4.4.2. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	37
2.4.4.3. Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования Проектирование процессов испытания и освоения скважин.....	40
2.4.4.4. Скважинное оборудование для свабирования КС-62.....	41
2.4.5. Выбор буровой установки.....	41

III. Прихваты обсадной колонны.....	43
3.1.Классификация прихватов.....	43
3.2. Методы ликвидаций прихватов.....	44
IV.ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ.....	52
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	52
4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение.....	53
4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции.....	54
4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей....	56
4.1.4. Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	56
4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки.....	57
4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы.....	59
4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами.....	59
4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ..	59
4.2 Корректировка сметной стоимости строительства скважины.....	62
4.2.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины.....	62
4.3 Расчет технико-экономических показателей.....	63
V. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	67
5.1. Производственная безопасность.....	67
5.1.1. Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению Полевой этап.....	67
5.1.1.1. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола).....	67
5.1.1.2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	68
5.1.1.3. Пожароопасность	70
5.1.1.4. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов	72
5.1.1.5. Электрический ток.....	72
5.1.1.6. Электрический ток.....	73
5.1.2. Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению.....	74
5.1.2.1. Превышение уровней вибрации.....	74
5.1.2.2. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.....	76
5.1.2.3. Тяжесть физического труда.....	76
5.1.2.4. Превышение уровней шума.....	77
5.1.2.5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	78
5.1.2.6. Повышенная запыленность рабочей зоны.....	80
5.2. Экологическая безопасность.....	80
5.3. Анализ влияния процесса бурения на окружающую среду.....	81
5.4. Мероприятия по охране земель.....	81
5.5. Объёмы отходов бурения.....	82
5.6. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть при бурении скважин.	83
5.7. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	85

ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	88
Список использованных источников.....	90
Приложение А.....	91
Геологические условия бурения скважины	
Приложение Б.....	96
Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	
Приложение В.....	97
Зоны возможных осложнений	
Приложение Г.....	98
Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	
Приложение Г1.....	99
Расчет требуемого расхода бурового раствора	
Приложение Г2.....	101
Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	
Приложение Г3.....	103
Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	
Приложение Г4.....	105
Выбор гидравлической программы промывки скважины	
Приложение Д.....	107
Конструирование обсадной колонны по длине	
Приложение Д1.....	108
Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора	
Приложение Д2.....	109
Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования	
Приложение Е.....	110
Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования	
Приложение Е1.....	112
Скважинное оборудование для свабирования КС-62	
Приложение Ж.....	113
Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины	
Приложение И.....	120
Производственная безопасность	

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 120 страницы, 31 формулы 22 рисунок, 28 таблицы, 19 источника, 15 приложений, 2 л. графического материала.

Объектом работы являются разведочная вертикальная скважина на нефтяном месторождении, расположенном в Томской области.

Целью работы - проектирование технологического решения на бурение вертикальной скважины с глубиной по вертикали 2930 метров на нефтяном месторождении Томской области.

В качестве спец. вопроса в данной работе рассмотрены основные виды прихватов обсадных колонн и их ликвидации.

Работа выполнена по геологическим материалам на строительство разведочной скважины на нефтяном месторождении.

В результате работы спроектирована конструкция, технология проводки и технология заканчивания скважины глубиной 2930 метров.

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

Выпускная квалификационная работа выполнена с учетом современных возможностей в области техники и технологии строительства нефтедобывающих скважин

ВВЕДЕНИЕ

Россия на данный момент занимает одно из первых мест по выработке нефти и газа, а также занимает значимую роль в поставке ресурсов за границу. Это способствует высоким показателям дохода нефтеперерабатывающих и добывающих компаний. Данные продукты являются важнейшим фактором в энергообеспечении страны и повседневной жизни граждан, что обеспечивает высокий спрос.

Нефтегазопромысел – это затратный и самый сложный в технологическом отношении процесс, нуждающийся в финансовых вложениях. При помощи инвестиций, появляется возможность увеличить показатели эффективности эксплуатации и разработки скважин, а также снизить время на открытие новых месторождений, что повлияет на снижение стоимости нефтепродукта. С этой целью происходит оптимизация технологий, что влечет к уменьшению затрат в нефтегазовом деле в целом.

I ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района бурения

В таблице 1 представлена географо-экономическая характеристика района бурения.

Таблица 1 - Географическая характеристика района бурения

Наименование	Значение
Нефтяное месторождение	
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Тайга
Заболоченность	Высокая
Административное расположение:	
- республика	РФ
- область (край)	Томская
- район	-
Температура воздуха, °С	
- среднегодовая	-1
- наибольшая летняя	+36
- наименьшая зимняя	-51
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	1,15
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	252
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	190
Азимут преобладающего направления ветра, град	Юго-Западное
Наибольшая скорость ветра, м/с:	до 20
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м	
- кровля	-
- подошва	-
Геодинамическая активность	Низкая
Наибольшая скорость ветра, м/с:	22

Продолжение таблицы 1.

Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	120-335
Геодинамическая активность	Низкая

В таблице 2 представлена экономическая характеристика района бурения.

Таблица 2 – Экономическая характеристика района бурения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-400
Теплоснабжение	Котельная ПКН-2
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	по воздуху на вертолете автотранспорт по зимникам

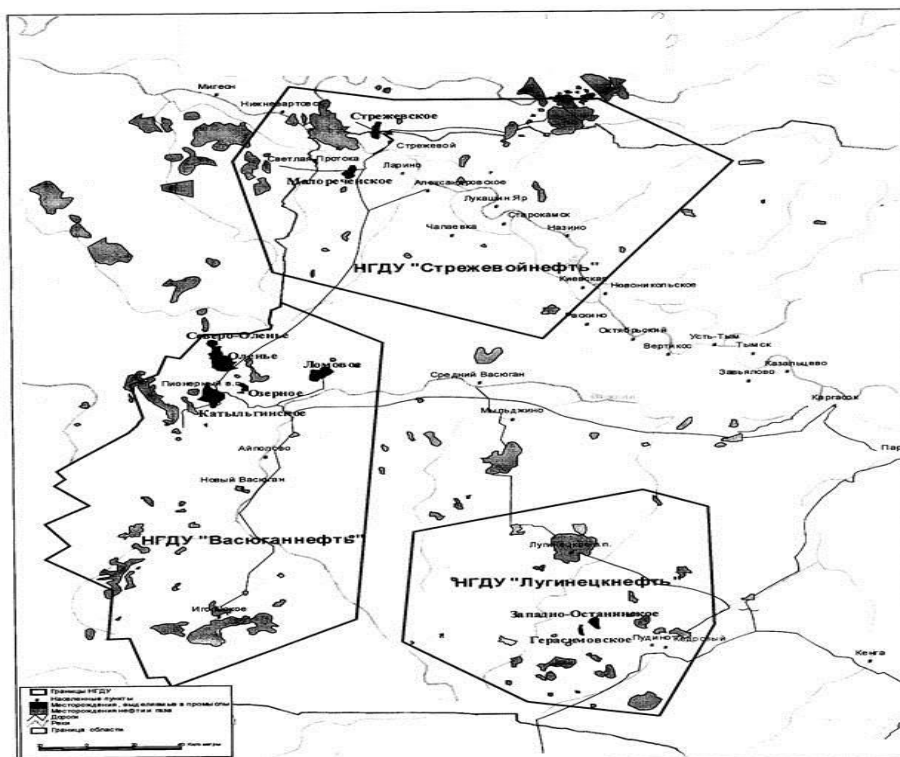


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

1.2. Горно-геологические условия бурения

Стратиграфический разрез скважины представлен в Приложении А.

Литологическая характеристика разреза скважины.

Физико-механические свойства горных пород.

Давление и температура по разрезу скважины.

1.3. Характеристика газонефтеводоносности разреза скважины

Нефтеносность представлены Приложении Б.

По этим данным проводятся решения по изоляции пластов, выбирается конструкция скважины и т.д.

1.4. Ожидаемые осложнения и их характеристика

Возможные осложнения приведены в Приложении В.

Описание ожидаемых осложнений позволит правильно наметить дополнительные мероприятия по подготовке ствола скважины, спуске колонны, заливке и продавке цементного раствора.

II ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Принимаются перспективы нефтегазоносности, интенсивность буровых работ в районе, геолого-технические условия проведения работ, целью бурения разведочной скважины на нефтяном месторождении Томской области является разведка залежей нефти и газа, а также выявление перспективных горизонтов и оконтуривание месторождения. Поэтому профиль скважины принимается вертикальным и проектные расчеты не производятся.

2.2 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, показанный на рисунке 1.

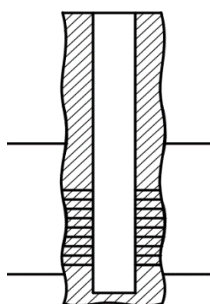


Рисунок 2 - Конструкция забоя закрытого типа.

Конструкция скважины должна обеспечивать выполнение поставленных задач, то есть достижение проектной глубины, вскрытие нефтегазовой залежи и проведение всего намеченного комплекса исследовательских работ в скважине.

Основной задачей при проектировании конструкции скважины является определение необходимого количества обсадных колонн для крепления ствола скважины и глубина спуска каждой колонны, согласование диаметров обсадных колонн и долот.

2.2.1. Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора. Построенный совмещенный график давлений представлен в рисунке 2.

Судя по нашему графику можно сделать вывод, что интервалов несовместимых по условиям бурения нет и, следовательно, спуска промежуточных колонн не требуется.

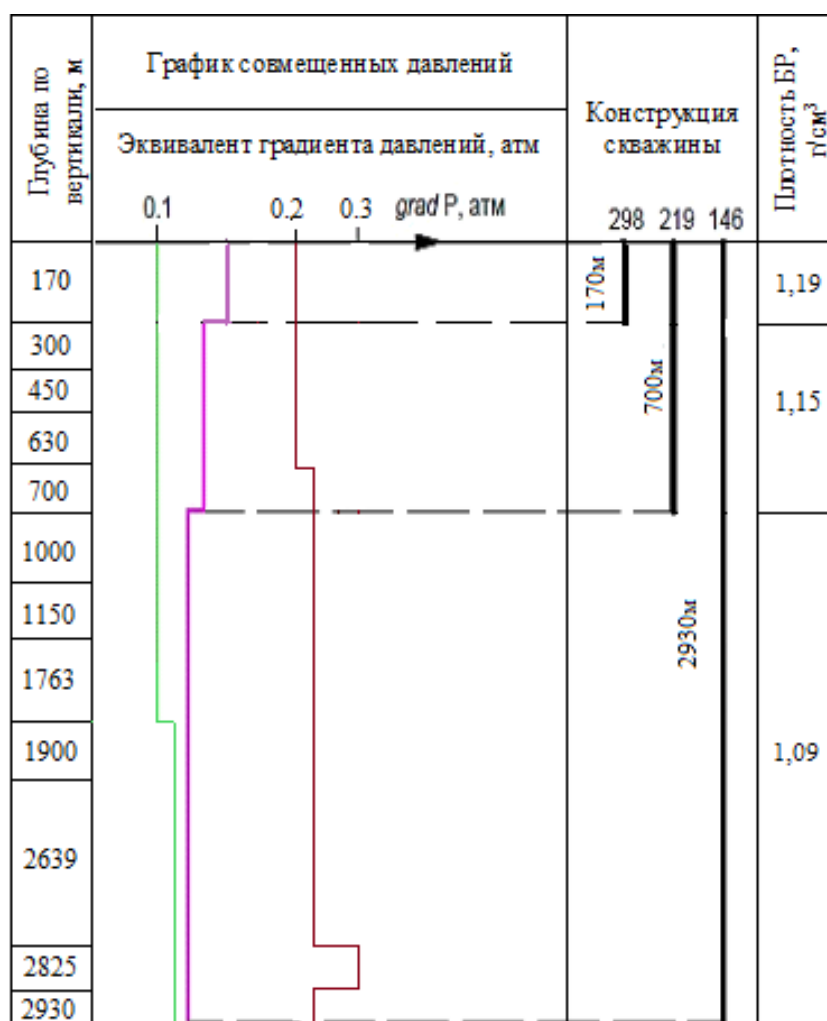


Рисунок 3 - Совмещенный график давлений.

2.2.2. Определение числа колонн и глубины их спуска

Во избежание размыва устья скважины и перекрытия рыхлых четвертичных (Q) отложений спуск направления проектируется на глубину четвертичных отложений 160+10 м.

Спуск кондуктора проектируется на глубину 660 м, для перекрытия глинистых отложений +40 м, таким образом, предотвращения прихватов и для разобщения водоносных горизонтов.

Спуск эксплуатационной колонны производится до вскрытия продуктивного пласта 2900м + интервал под ЗУМППФ 30 м.

2.2.3. Выбор интервалов цементирования

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

Направление, кондуктор и потайные колонны цементируются на всю длину скважины;

Промежуточные и эксплуатационные колонны цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту не менее 150-300 м для нефтяных скважин и не менее 500 м для газовых скважин.

В соответствие с требованиями интервалы цементирования обсадных колонн равны:

- 0-170 м – направление;
- 0-700 м – кондуктор;
- 550-2930 м – эксплуатационная колонна.

2.2.4. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу-вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны, который принимается от ожидаемого суммарного дебита нефти 130 м³/сут..

Согласно рекомендуемым диаметрам эксплуатационных колонн в зависимости от дебита (130 м³/сут.) выбираем эксплуатационную колонну

диаметром 146,1 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:

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

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

Δ – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм.

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 по формуле:

$$D_{\text{к вн}} = D_{\text{эк д}} + (10 \div 14), \quad (2)$$

где, $D_{\text{эк д}}$ – диаметр долота под эксплуатационную колонну, мм;

$(10 \div 14)$ – зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора.

Выбор наружного диаметра обсадных труб для кондуктора $D_{\text{к нар}}$ производится по результатам расчетов.

Выбор диаметра долота под кондуктор $D_{\text{к д}}$, диаметры других обсадных колонн и долот производится аналогично выше представленным расчетам.

$$Q = 130 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Выбираем эксплуатационную колонну 146,1 мм.

$$D_{\text{д. эк.}} = 188,9 \text{ мм (PDC);}$$

$$D_{\text{тр. кон.}} = 219,1 \text{ мм;}$$

$$D_{\text{д. кон.}} = 269,9 \text{ мм (PDC);}$$

$$D_{\text{тр. н.}} = 298,5 \text{ мм;}$$

$$D_{\text{д. н.}} = 393,7 \text{ мм (шарошечное)}$$

Схема конструкции скважины, с учетом диаметров обсадных колонн, интервалов цементирования приведена на рисунке 3.

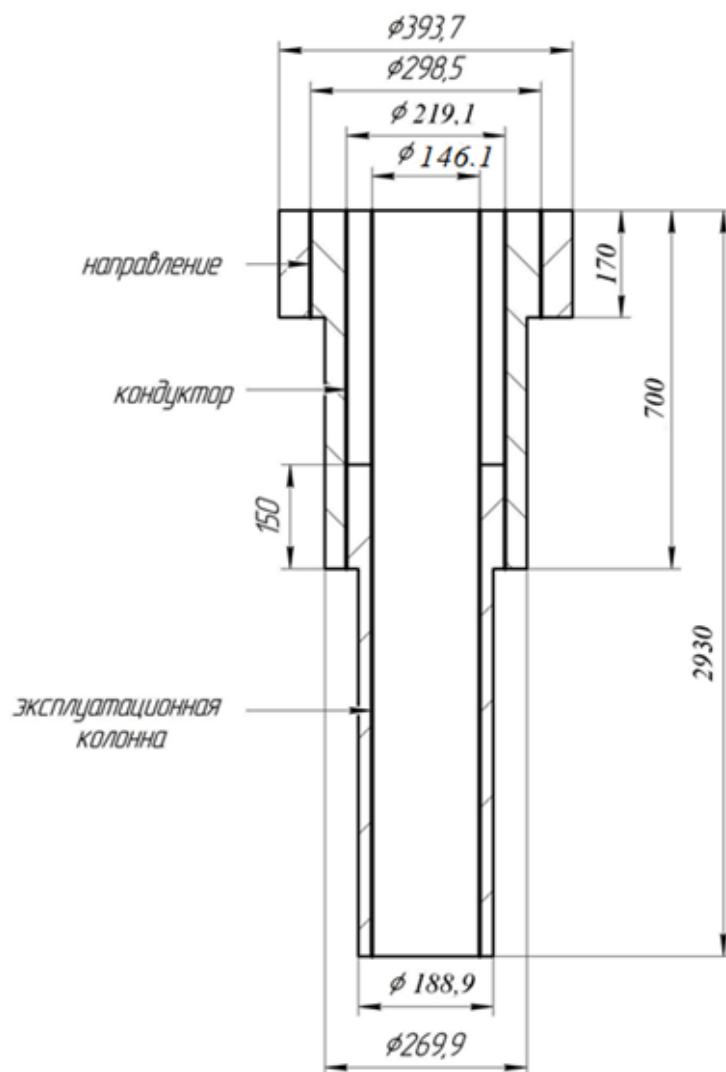


Рисунок 4 - Конструкция скважины.

2.2.5. Разработка схем обвязки устья скважины

Определяется необходимость использования противовыбросового оборудования (ОП) и колонной обвязки (КО) для нормальной проводки скважины при вскрытии продуктивного пласта.

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

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр}, \quad (3)$$

где, $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, 31,2 МПа;

ρ_n – плотность нефти (0,720), кг/м³;

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

$H_{кр}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, 2847 м.

$$P_{му} = 31,2 \times (10^6) - 720 \times 9,81 \times 2847 = (31,2 - 20,1) \times 10^6 = 11,1 \text{ МПа}$$

$$P_{му} = 11,1 \text{ МПа}$$

Выбираем колонную головку по диаметру обсадных колонн и наибольшему давлению на устье. Давление на устье скважины при опрессовке составит 11,1 МПа, а диаметры обвязываемых обсадных колонн равны 146,1 мм и 219 мм. Следовательно, для обвязки устья скважины принимаем колонную головку ОКК1-21-146х219 с рабочим давлением 21 МПа.

Устанавливаем ОП5-280/80х21А.

Таблица 3 - Схема обвязки устья скважины

Название обсадной колонны	Типоразмер, шифр или название	Допустимое рабочее давление
Кондуктор	Противовыбросовое оборудование ОП5-280/80х21	210
	ПУГ 280х21, ППГ 280х21 Колонная головка ОКК1-21-146х219	210
Эксплуатационная	Колонная головка ОКК1-21-146х219	210
	ПУС 180х35, ППГ 180х35	210

2.3. Углубления скважины

Углубление (механическое бурение) – это результат разрушения горных пород долотом, вращающимся с определённой скоростью и находящимся под некоторой нагрузкой при постоянном очищении забоя скважины от выбуренной породы буровым раствором определённого качества, движущимся с некоторой заданной скоростью.

2.3.1. Выбор способа бурения

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 4.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-170	Направление	Роторный
170-700	Кондуктор	С применением ВЗД
700-2930	Эксплуатационная колонна	С применением ВЗД

2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны шарошечное долото для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов.

Характеристики выбранных долот представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал	0-170	170-700	700-2930
Шифр долота	393,7 М-ГВУ	БИТ269,9В51 6ТВ	БИТ188,9В61 3МТВХ
Тип долота	шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм	393,7	269,9	188,9
Тип горных пород	М	М, МС	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152
	API	15-1/2" Reg	6-5/8" Reg
Длина, м	0,4	0,29	0,25

Продолжение таблицы 5

Масса, кг		160	70	45
G, тс	Рекомендуемая	18	11	6
	Предельная	23	14	8
n, об/мин	Рекомендуемая	145-160	145-180	180-200
	Предельная	160	200	200

1. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 393,7 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

2. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC диаметром 269,9 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами. При 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 требуемую проходку долота в интервале твердых и крепких горных породах. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с PDC и требуемая проходка обеспечена не будет.

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.

Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения представлено в приложении Г.

Осевая нагрузка под направление проектируется по известной методике, при сравнении G_1 и G_2 выбираем наибольшее ($G_2=157$), это позволяет достичь эффективного разрушения горной породы. Она не превышает предельных значений осевой нагрузки на долото поэтому принимается равной 157 кН.

Осевая нагрузка под кондуктор проектируется по известной методике, при сравнении G_1 и G_2 сравниваем его с G_3 выбираем наибольшее ($G_3=110$), это позволяет достичь эффективного разрушения горной породы. Оно не превышает предельных значений осевой нагрузки на долото поэтому принимается равной 110 кН.

Осевая нагрузка под эксплуатационную колонну проектируется по известной методике, при сравнении G_1 и G_2 сравниваем его с G_3 выбирается наибольшее ($G_3=64$), это позволяет достичь эффективного разрушения горной породы. Она не превышает предельных значений осевой нагрузки на долото поэтому принимается равной 64 кН.

2.3.4. Расчет частоты вращения долота

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

Таблица 6 - Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал	0-170	170-700	700-2930	
Исходные данные				
$V_{л2}$, м/с	3	2	1.8	
D_d	м	0.3937	0.2699	0.1889
	мм	393.7	269.9	188.9
τ , мс	4	-	-	
z	24	-	-	
α	0,7	-	-	
Результаты проектирования				

Продолжение таблицы 6

n_1 , об/мин	145	141	159
n_2 , об/мин	406	-	-
n_3 , об/мин	681	-	-
$n_{\text{проект}}$, об/мин	145	141	159

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление (0-170 м) проектируем n_1 оно позволит достичь разрушения горной породы. Для интервалов бурение под кондуктор и эксплуатационную колонну проектируется только n_1 . Поскольку используются долото без опорные (PDC).

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.

Таблица 7 - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-170	170-700	700-2930
Исходные данные				
D_d	м	-	0,2699	0,1889
	мм	-	269,9	188,9
G_{oc} , кН		-	110	80
Q , Н*м/кН		-	1,5	1,5
Результаты проектирования				
$D_{зд}$, мм		-	215,9	151,1
M_p , Н*м		-	3862	1641
M_o , Н*м		-	134	94
$M_{уд}$, Н*м/кН		-	34	24

Для интервала бурения 170-700 метров (интервал бурения под кондуктор) расчетное значение крутящего момента на долото составило

3.8кН×м, выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-210.7/8.49, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы для достижения плановой механической скорости проходки. Для интервала бурения 700-2930м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-165.7/8.49, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород.

Таблица 8 - Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Тип двигателя	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР210.7/8.49	170-700	235	9507	1825	19-57	48-145	12,5-21,5	48-226
ДГР-165.7/8.49	700-2930	166	8614	1015	17-38	70-160	10,0-15,5	211

2.3.6. Расчет требуемого расхода бурового раствора

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.

Спроектированные параметры забойного двигателя по интервалам бурения представлены в приложении Г1. Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора представлено в приложении Г1.

По результатам расчетов определяется область допустимого расхода бурового раствора, которая должна быть меньше $Q_3 = 163$ (направление) 41 (кондуктор) 32 (экспл. колонна), но больше большего из значений Q_1 , Q_2 , Q_4 , Q_5 и Q_6 , или равно ему. Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направление принимается 79 л/с ($Q_3=163$ л/с) выбирается согласно методике расчета необходимого расхода.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 41 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений. Также запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 17 л/с, незначительное увеличение расхода бурового не приведет к размыву стенок скважины, но обеспечит стабильную работу ВЗД.

2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Конструкция бурильной колонны определяется условиями бурения и конструкцией скважины. Колонна или участки ее одинакового размера, как правило, состоят из секций, в которых трубы отличаются типом, толщиной стенки или группой прочности материала. Нижний участок бурильной колонны при бурении собирают из утяжеленных бурильных труб (УБТ), которые имеют больший, чем остальная колонна, диаметр и предназначены для создания осевых нагрузок на долото и предупреждения самопроизвольного искривления ствола скважины. Результаты расчетов бурильной колонны приведены в приложении Г2.

2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Тип бурового раствора, его компонентный состав и границы возможного применения устанавливают из геологических условий: физико-химических свойств горных пород и содержащихся в них флюидов, пластовых и горных давлений, забойных температур.

Для обеспечения качественного бурения данной скважины, в качестве промывочной жидкости принимается глинистый раствор. Этот буровой раствор по сравнению с растворами на нефтяной основе достаточно дешев и абсолютно пожаробезопасен.

Потребное количество бурового раствора представляет собой сумму определенных объемов представленные в приложении ГЗ.

Свойства бурового раствора представлены в приложении ГЗ.

В таблице 8 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 4 приведена схема очистки бурового раствора. Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное и импортное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы.

Таблица 8 - Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Тип бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	170	Бентонитовый глинопорошок, Каустическая сода, Целлотон-Ф, Ингибитор
170	700	Бентонитовый глинопорошок, Каустическая сода, Барит, Полиакриламид, ПАЦ НВ, Ингибитор
700	2930	Бентонитовый глинопорошок, Каустическая сода, Барит, Полиакриламид, ПАЦ НВ, Ингибитор

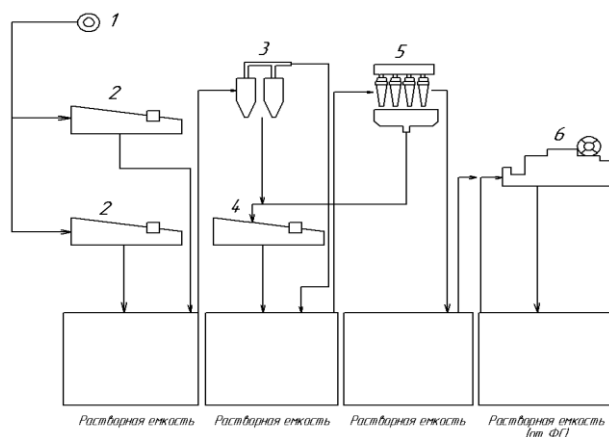


Рисунок 5 - Схема очистки бурового раствора:

1 – скважина; 2 – вибросито Swaco ALS-II; 3 – пескоотделитель ПЦК-360М;
3 – вибросито ВС-1; 5 – илоотделитель ИГ-45; 6 – центрифуга ОГШ-5.

2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины

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

Результаты расчета представлены в приложении Г4.

2.3.10. Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервале: 2847-2900м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивного пласта выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируемый интервал отбора керна следующий:

Интервал отбора керна 2837-2910м;

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 использования керна приемных стеклопластиковых труб и цангового кернорвателя. Данное техническое решение позволит произвести максимально качественно отбор керна в планируемых интервалах.

Таблица 9 - Тип проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки

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

Таблица 10 - Тип проектируемого для бурения интервала отбора керна кернотборного снаряда.

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

Таблица 11 - 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
2837-2910	СК-136/80 «ТРИАС»	2-5	60-120	18-25

2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн

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 $\rho_{прод} = 1000$ кг/м³.

Плотность нефти $\rho_n = 720$ кг/м³.

Плотность буферной жидкости $\rho_{буф} = 1050$ кг/м³.

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 $H = 2930 \text{ м}$.

Глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора $h_1 = 550 \text{ м}$.

Высота тампонажного раствора нормальной плотности $h_2 = 133 \text{ м}$, рассчитывается из условия его поднятия над кровлей продуктивного пласта на 50 м для нефтяной скважины.

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

2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

$$P_{ни} = P_n - P_v, \quad (4)$$

где, P_n – наружное давление; P_v – внутреннее давление.

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

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
2. При снижении уровня жидкости в колонне при испытании на герметичность и при вызове притока (в начале эксплуатации);
3. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

Расчет соответствующего случая начинается с построения схемы расположения всех возможных (геолого-технологических) уровней за колонной и внутри колонны и по этой схеме выбираются расчётные точки (в местах изменения плотности или высоты расположения жидкостей), рисунок 5 и 6.

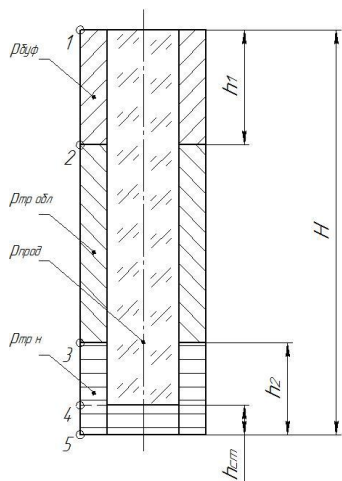


Рисунок 5 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

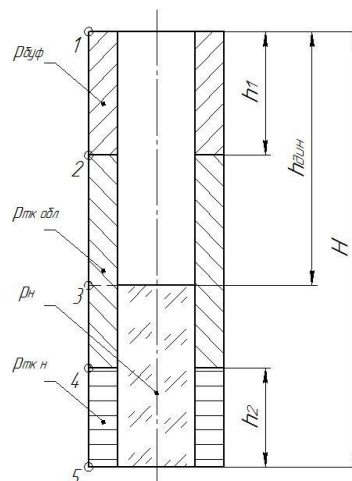


Рисунок 6 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 12 и по этим данным строится эпюра наружных избыточных давлений, рисунок 7.

Таблица 12 - 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	550	0.3	2	550	5.8
3	2797	9	3	1953	20.5
4	2920	10.2	4	2797	23.3
5	2930	10.2	5	2930	24.1



Рисунок 7 - Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений

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

$$P_{ви} = P_v - P_n, \quad (5)$$

где, P_v – 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 8.

2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности, схема изображена на рисунке 9.

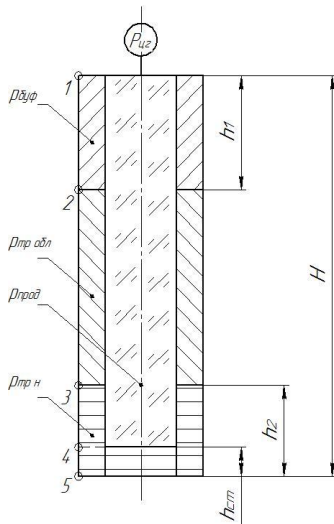


Рисунок 8 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

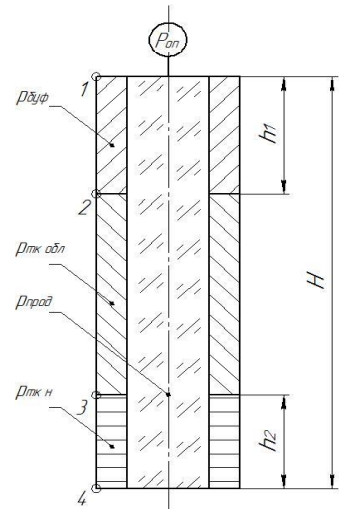


Рисунок 9 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 13 и по этим данным строится эпюра внутренних избыточных давлений, рисунок 10.

Таблица 13 - Данные расчета внутренних 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	19.9	1	0	12.5
2	550	19.6	2	550	12.2
3	2797	10.6	3	2797	11.1
4	2920	9.7	4	2930	10.6
5	2930	9.7			

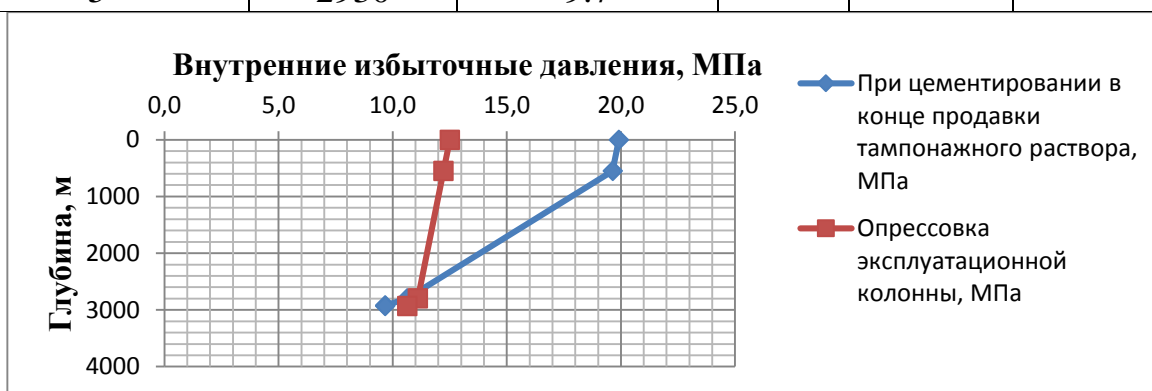


Рисунок 10 - Эпюры внутренних избыточных давлений

2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

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

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 нефтяных 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.

Расчёт начинают с определения параметров нижней (1-ой секции), секции, которая находится в пределах эксплуатационного пласта (пластов).

Расчет 1-ой секции

1) Определяется требуемая прочность трубы на смятие для 1-ой секции, которая удовлетворяет условию: $P_{см}^1 \geq n_{см} \cdot P_{ни}^1$, где $n_{см} = 1,2 - 1,3$ для первой секции, для последующих $n_{см} = 1$:

$$P_{см}^1 \geq 31.33 \text{ МПа};$$

2) Толщина стенки $\delta^1 = 8.5 \text{ мм}$;

3) Глубина спуска 1-ой секции $L^1 = 2797 \text{ м}$, выше кровли эксплуатационного объекта на 50 метров;

4) $P_{ни}^2 = 23.3 \text{ МПа}$; толщина стенки второй секции $\delta^2 = 7.7 \text{ мм}$;

5) Определяется длина 1-ой секции $l^1 = 133 \text{ м}$;

6) Рассчитывается вес 1-ой секции $G^1 = l^1 \cdot q^1$, где q^1 – вес 1 м труб 1-ой секции с толщиной стенки δ^1 :

$$G^1 = 38.6 \text{ кН};$$

7) Определяется фактический коэффициент запаса прочности для 2-ой секции на глубине L^1 при длине 1-ой секции l^1 на внутреннее давление:

$n_p = 3.15$, что соответствует условию: $n_p > 1.15$ для данного диаметра труб;

8) Определяется фактический коэффициент запаса прочности для 2-ой секции на глубине L^1 при длине 1-ой секции l^1 на срагивание в резьбовом соединении: $N_{ср} = 28.7$, что соответствует условию: $N_{ср} > 1.15$ для данного диаметра труб.

Расчет 2-ой секции

1) Группа прочности материала труб для 2-ой секции принимается такой же, как для 1-ой «Д»;

2) Толщина стенок труб для 2-ой секции $\delta^2 = 7.7 \text{ (мм)}$;

3) Находится значение наружного избыточного давления $P^3_{ни}$ из условия:

$$P^3_{ни} = P^3_{см} / n_{см}, \quad (6)$$

где $P^3_{см}$ – прочность труб на смятие для толщины труб $\delta^3=7.0$ мм:

$$P^3_{ни} = 22.4 \text{МПа};$$

4) Глубина, на которой действует $P^3_{ни}$ (глубина установки 2-ой секции):

$$L^2 = 2600 \text{м};$$

5) Определяется длина 2-ой секции $l^2 = 197$ м;

6) Рассчитывается вес 2-ой секции $G^2 = 52.2$ кН;

7) Определяется сумма весов 2-х секций $\Sigma G^2 = 90.8$ кН;

8) Определяются фактические коэффициенты запаса прочности для 3-ей секции на глубине L^2 при параметрах 2-х секций на внутреннее давление и на срагивание в резьбовом соединении: $n_p=2.8$ $n_{сmp} = 11.2$, что соответствует требуемым условиям запаса прочности.

Расчет 3-ей секции

1) Группа прочности материала труб для 3-ой секции принимается такой же, как для 1-ой «Д»;

2) Толщина стенок труб для 3-ей секции $\delta^3 = 7.0$ (мм);

3) Находится значение наружного избыточного давления $P^3_{ни}$ из условия:

$$P^3_{ни} = P^3_{см} / n_{см}, \quad (6)$$

где $P^3_{см}$ – прочность труб на смятие для толщины труб $\delta^3=6.5$ мм:

$$P^3_{ни} = 19.4 \text{МПа};$$

4) Глубина, на которой действует $P^3_{ни}$ (глубина установки 3-ей секции):

$$L^3 = 1850 \text{м};$$

5) Определяется длина 3-ей секции $l^3 = 750$ м;

6) Рассчитывается вес 3-ей секции $G^3 = 182.2$ кН;

7) Определяется сумма весов 3-х секций $\Sigma G^3 = 273$ кН;

8) Определяются фактические коэффициенты запаса прочности для 4-ой секции на глубине L^3 при параметрах 3-х секций на внутреннее давление и на срагивание в резьбовом соединении: $n_p=2.03$ $n_{сmp} = 3.1$, что соответствует требуемым условиям запаса прочности.

Расчет 4-ой секции

- 1) Группа прочности материала труб для 4-ой секции с толщиной стенок труб $\delta^4 = 6,5$ мм - «Д»;
- 2) Определяется длина 4-ой секции $l^4 = 1850$ м;
- 4) Рассчитывается вес 4-ой секции $G^4 = 418.1$ кН;
- 5) Определяется сумма весов 3-х секций $\Sigma G^3 = 691.1$ кН;
- 6) Определяются фактические коэффициенты запаса прочности для 4-ой секции на глубине L^4 при параметрах на внутреннее давление и на страгивание в резьбовом соединении: $n_p = 2.03$, $n_{cmp} = 1.24$, что соответствует условию $n_{cmp} > 1.15$

При соблюдении условий прочности для всех секций их параметры принимаются за окончательные и записываются в таблицу. Таблица находится в приложении Д.

2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (7)$$

где, $P_{гскп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гдкп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным $P_{гр} = 71,01$ МПа.

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

$$P_{гдкп} = \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзвзс} \cdot V_{зс}^2 \cdot L_{к}}{2 \cdot (D_{квн} - D_{эксн})} + \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзвос} \cdot V_{ос}^2 \cdot (L - L_{к})}{2 \cdot (D_{эксд} \cdot \sqrt{k_{срвзв} - D_{эксн})}}, \quad (8)$$

где, λ – коэффициент гидравлического сопротивления при течении жидкости в затрубном пространстве, равный 0,035

$$P_{гдкп} = 0,21 \text{ МПа.}$$

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

$$P_{гскп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{облтр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{нтр} \cdot h_2), \quad (9)$$

$$P_{гскп} = 38,87 \text{ МПа.}$$

Производим сравнения давлений

$$39,09 \text{ МПа} \leq 67,46 \text{ МПа,}$$

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

2.4.2.2. Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Объем буферной жидкости для цементирования эксплуатационной колонны зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства от бурового раствора и определяется по формуле:

$$V_{б.ж} = S_{к.п.о.с} \cdot V_{в.п} \cdot t, \quad (10)$$

где $V_{кп}$ – скорость восходящего потока, м/с (2 м/с);

t – время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным 480с при турбулентном течении).

$$V_{б.ж} = 18,92 \text{ м}^3.$$

Объём тампонажного раствора $V_{ТР}$ (в м^3) определяется как сумма объёма кольцевого пространства в межтрубном пространстве (кондуктор – эксплуатационная колонна), объёма кольцевого пространства между стенками скважины и наружными стенками обсадной колонны с учётом коэффициента кавернозности и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{тр} = \pi \cdot [(D_{экд}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эkn}^2) \cdot (L - L_k) + (D_{квн}^2 - D_{эkn}^2) \cdot (L_k - L_1) + d_{эквн1}^2 \cdot l_{см}] / 4, \quad (11)$$

$$V_{ТР} = 51,21 \text{ м}^3;$$

Объем тампонажного раствора нормальной плотности:

$$V_{ТР.норм.} = 2,37 \text{ м}^3;$$

Объем облегченного тампонажного раствора:

$$V_{ТР.обл} = 48,74 \text{ м}^3.$$

Объём продавочной жидкости $V_{прод}$ (м^3), расчет выполняется по формуле:

$$V_{прод} = k_{прод} \cdot \pi \cdot [(d_{эквн}^2 \cdot L - d_{эквн1}^2 \cdot h_{см}] / 4, \quad (12)$$

$$V_{прод} = 41,46 \text{ м}^3.$$

2.4.2.3. Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора

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

Цемент для приготовления облегченного тампонажного раствора:

-Диапазон температур в интервале закачки облегченного тампонажного раствора (2580-950): 30-80⁰С.

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

-Согласно данным регламентирующих выбор тампонажного цемента: тип цемента: ПЦТ-III-Об-4-100.

-Рекомендуемое водоцементное отношение: $m = 0.75$

-Плотность сухого цемента 2700-2900кг/м³

Определяем массу сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема облегченного тампонажного раствора по формуле:

$$G_{\text{сух.обл}} = (K_{\text{ц}} \cdot \rho_{\text{тп}} \cdot V_{\text{тп}} \cdot 10^{-3}) / (1 + m), \quad (13)$$

$$G_{\text{сух.обл}} = 40,16 \text{ т.}$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м³) определяется по формуле:

$$V_{\text{в}} = K_{\text{в}} \cdot G_{\text{сух}} \cdot m, \quad (14)$$

$$V_{\text{в.обл}} = 32,53 \text{ м}^3.$$

Цемент для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности:

-Диапазон температур в интервале закачки тампонажного раствора нормальной плотности: (2730-2580): 80-86⁰С.

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

-Согласно данным регламентирующих выбор тампонажного цемента: тип цемента: ПЦТ-II-150.

-Рекомендуемое водоцементное отношение: $m=0,45$.

-Плотность сухого цемента $2880-2950\text{кг/м}^3$

Масса сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора нормальной плотности:

$$G_{\text{сух.норм}} = 3,03 \text{ т.}$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м^3):

$$V_{\text{в.норм}}=1,5 \text{ м}^3.$$

По опыту цементировочных работ в рецептуру тампонажных растворов необходимо включать Нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ), являющейся добавкой, повышающей время загустевания тампонажного раствора. Рекомендуемый расход НТФ составляет $0,41 \text{ кг/м}^3$.

В качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водные растворы материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» (обладает хорошей моющей способностью) и «МБП-МВ» (обеспечивает улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважины) в пропорции 1 к 4 по объему буферной жидкости. Причем расход «МБП-СМ» составляет 70 кг/м^3 , а «МБП-МВ» – 15 кг/м^3 . Результаты расчетов представлены в приложении Д1.

2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования

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

$$P_{\text{ца}} \geq P_{\text{цг}} / 0,8, \quad (15)$$

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

$$P_{\text{цг}} = 19,9 \text{ МПа};$$

$$24,875 \text{ МПа} \geq 19,9 \text{ МПа.}$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементировочным агрегатом ЦА-320 (технические характеристики насоса 9Т приведены в таблице 14).

Таблица 14 - Технические характеристики насоса 9Т цементировочного агрегата ЦА-320

Диаметр втулок, 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:

$$m = G_{\text{сум}} / G_{\text{б}}, \quad (16)$$

1. Для облегченной тампонажной смеси: $m = 3$ машины типа УС6-30Н(У); с дозагрузкой.

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

3. Число цементировочных агрегатов, работающих для затворения тампонажного раствора определяется с таким учетом, что на каждую цементосмесительную машину работает один агрегат: 4 машины ЦА -320.

Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования в приложении Д2.

2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 15.

Таблица 15 - Технологическая оснастка обсадных колонн

Тип колонны, $D_{\text{усл}}$, мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка разделительная продавочная	Центратор, (количество, шт)	Цементировочная головка
Направление, $D_{\text{усл}} = 299$ мм	БКМ-245 ОТТМ	-	-	-	Глухой переводник с КП-1
Кондуктор, $D_{\text{усл}} = 219$ мм	БКМ-219 ОТТМ	ЦКОДМ - 219 ОТТМ	ПРП-Ц-219	ЦЦ-219/270	ГЦУ-219 ГЦУ-219 А
Экспл. колонна, $D_{\text{усл}} = 146$ мм	БКМ-146 ОТТМ	ЦКОДМ-146 ОТТМ	ПРП-Ц-146	ЦЦ-146/191-216	ГЦУ-146 ГЦУ-146 А

2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

2.4.4.1. Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта проектируется использовать перфоратор кумулятивный корпусной однократного применения ПКО 89-АТ, с возможностью спуска как на кабеле, так и на НКТ.

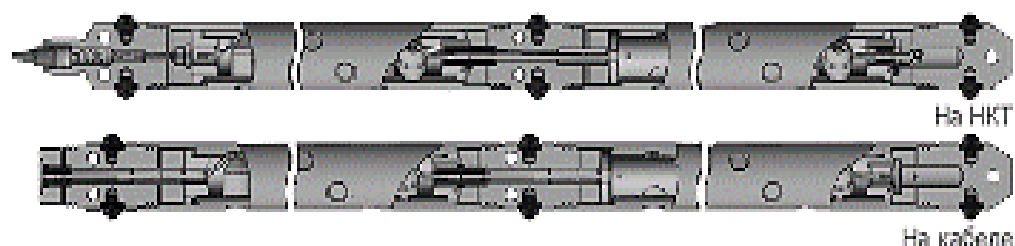


Рисунок 11 - ПКО 89-АТ

Особенности и преимущества:

- удобство снаряжения и сборки перфоратора;
- возможность комбинированного снаряжения зарядами с различными характеристиками пробития;
- возможность многокорпусной сборки при спуске на кабеле с установкой электродетонатора «внизу» перфоратора;
- отсутствие засорения скважины осколками зарядов и перфоратора;
- надежность;
- безаварийность;
- возможность установки центраторов.

Таблица 16 - Технические характеристики ПКО89-АТ

Технические характеристики	ПКО89-АТ
Наружный диаметр, мм	89
Фазировка, °	60
Плотность перфорации, отв./м	10, 20
Максимально допустимое гидростатическое давление, МПа	80/103,5/130
Максимально допустимая температура, °С ***	150/200
Длина корпусов, м	1/2/3/4/5/6

2.4.4.2. Выбор пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный ИПГ-95У 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).

Состав комплекса:

1. Испытатель пластов гидравлический ИПГ-95У;
2. Приставка многоцикловая ПМ-95М;
3. Пакер цилиндрический ПЦ1-95;
4. Ясс гидравлический закрытого типа ЯГЗ-95;
5. Якорь ЯК-110/135 (ЯК-132/168, ЯК-140/178);
6. Замок аварийный ЗА-95;
7. Фильтр Ф1-95;
8. Клапан циркуляционный комбинированный КЦК-95;
9. Патрубок приборный ПП-95;
10. Башмак Б-95;
11. Устройство уравнительное УУ-95;
12. Переходник левый ПЛ-95;
13. Пакер цилиндрический неуравновешенный ПЦН-95.



Рисунок 12 - Комплекс пластоиспытательный ИПГ-95У

2.4.4.3. Проектирование оборудования для вызова притока методом свабиrowания

Комплекс оборудования для свабиrowания скважин состоит из двух основных частей:

- Устьевое оборудование;
- Скважинное оборудование.

Комплекс наземного оборудования для свабиrowания скважин КНОС.

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



Рисунок 13 - Комплекс пластоиспытательный ИПТ-116

Состав комплекса и технические характеристики представлены в приложении Е.

2.4.4.4. Скважинное оборудование для свабиrowания КС-62

Колонна сваба предназначена для безопасного вызова притока жидкости при освоении нефтяных скважин методом свабиrowания при герметичном устье. КС обеспечивает приток жидкости из пласта без ухудшения коллекторских свойств призабойной зоны скважины.

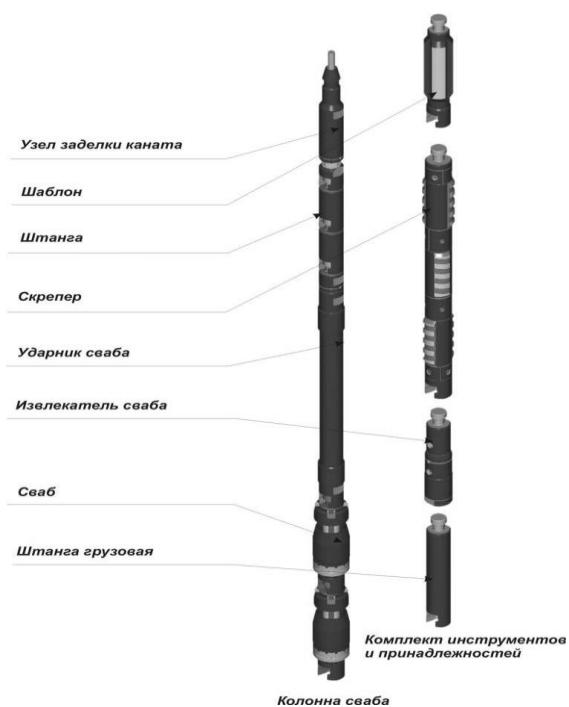


Рисунок 14 - Скважинное оборудование для свабирования КС-62

Состав оборудования свабирования и технические характеристики представлены в приложении Е1.

2.4.5. Выбор буровой установки

В таблице 17 представлены результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Таблица 17 - Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	99	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	1,71
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{ок}$)	70	$[G_{кр}] / Q_{ок}$	2,41
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	129,05	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,31

Продолжение таблицы 17

Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	170		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебедочного блока, т ($Q_{в\text{лб}}$)	260	$k_{по} = P_o / P_{\text{бo}}$ $(k_{по} > 1,25)$ $P_o = 1,2 \text{ кгс/см}^2$	$0,143 \text{ кгс/см}^2$ $P_o / P_{\text{бo}} = 8,39 > 1,25$
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата, ($K_{п}$)	1,3		
Вес р-ра для долива, ($Q_{\text{бр}}$)	0,5		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м^2 ($F_{\text{бo}}$)	36		

Проектируется применения буровой установки БУ 3000 ЭУК-1М.

III ПРИХВАТ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

В процессе бурения нефтяных и газовых скважин аварией считают нарушение технологического процесса, вызываемое прихватом или поломкой с оставлением в скважине инструментов, элементов бурильной колонны или других предметов, для извлечения которых требуются специальные работы.

Прихваты бурильных и обсадных колонн – потеря подвижности колонны труб из-за прилипания под действием перепада давления, заклинивания в желобах, в местах сужения, в результате осыпей и обвалов стенок скважины, образования сальника в затрубном пространстве.

Прихваты колонны труб – это самый распространенный и тяжелый вид аварий. Почти треть прихватов в глубоких скважинах ликвидируется бурением нового ствола.

3.1. Классификация прихватов бурильных и обсадных колонн

При бурении скважин происходят прихваты бурильной колонны, которые подразделяют на следующие группы.

1. Прилипание бурильной колонны к стенке скважины.

Этот вид прихвата происходит под действием перепада давления, в результате которого избыточное давление прижимает бурильную колонну к стенке скважины. При наличии на стенке глинистой корки трубы вдавливаются в нее. Прилипание труб к стенке скважины происходит на участке залегания проницаемых пород и тогда, когда возникающие в стволе скважины силы трения превышают действующие на бурильную колонну нормальные силы и тем самым исключают перемещение колонны в любую сторону.

Признаками прилипания в начальной стадии его возникновения служат увеличения крутящего момента бурильной колонны и силы сопротивления ее осевым перемещениям, поэтому указанные арматуры необходимо регистрировать и постоянно наблюдать за их изменениями. Своевременное выявление признаков прилипания является важным фактором предупреждения прилипания бурильных колонн. Прилипание отличается от других групп прихватов неизменяющимся характером циркуляции бурового раствора и

отсутствием признаков перемещения и вращения прихваченной части колонны. Прилипает, как правило, бурильная колонна в неподвижном состоянии. На степень прилипания влияют: а) время нахождения бурильной колонны в скважине без движения; б) перепад между пластовым и гидростатическим давлениями; в) состояние глинистой корки (толщина, прочность и т. д.); г) величина площади соприкосновения бурильной колонны со стенкой скважины; д) проницаемость пород в скважине; е) сила трения между элементами бурильной колонны и стенками скважины.

2. Прихват бурильной колонны сальником.

В местах перехода от большего диаметра находящихся в скважине элементов бурильной колонны к меньшим изменяются скорости потока промывочной жидкости над долотом, турбобуром, УБТ и замками. Помимо этого, изменение потока промывочной жидкости происходит в зоне каверн и в местах увеличенных диаметров скважин. Если скважина обсажена промежуточной колонной, состоящей из двух труб, то и в зонах перехода с большего диаметра на меньший скорость движения промывочной жидкости также снижается.

Вследствие уменьшения скорости промывочной жидкости в месте перехода концентрируются частицы шлама, которые при благоприятных условиях (наличие липкой глинистой корки, промывочной жидкости с большим содержанием глинистой фазы и большой вязкостью и т. д.) слипаются (с течением времени) во все большие комки и прилипают к трубам и стенкам скважины. Накопление комков в отдельных интервалах приводит к закупорке кольцевого пространства, в результате увеличивается давление на комки, они уплотняются и вызывают прихват бурильной колонны.

В других случаях сальники в процессе спуска образуются в результате сдирания глинистой корки со стенок скважины элементами бурильной колонны. Корка превращается в полутвердую массу, которая, двигаясь по стволу, задерживается на забое или на участках резкого сужения скважины, где через нее проходят долото и бурильная колонна под действием собственного веса.

Образовавшийся плотный сальник при восстановлении циркуляции начинает выталкиваться до препятствия (сужение ствола, увеличение диаметра элементов бурильной колонны), где он останавливается, уплотняется перепадом давления и прихватывает колонну иногда с прекращением циркуляции.

Признаками образования сальников служат: появление затяжек во время спуско-подъемных операций бурильной колонны, возрастание давления циркулирующей промывочной жидкости, уменьшение механической скорости бурения даже при несработавшем долоте, постоянство показаний амперметра при вращении бурильной колонны во время электробурения.

Причины образования сальников: наличие рыхлой, толстой глинистой корки в скважине; малая скорость восходящего потока промывочной жидкости вследствие малой подачи насосов, увеличения размеров скважины на определенных участках, негерметичности бурильной колонны; применение в качестве промывочной жидкости глинистого раствора и других агентов с высокими вязкостью, липкостью и напряжением сдвига; загрязнение ствола скважины шламом (ввиду плохой очистки промывочной жидкости), кусками глинистой корки (вследствие сдирания ее замками) и другими предметами.

3. Прихват бурильной колонны обвалившимися неустойчивыми породами.

Ствол скважины теряет устойчивость в результате изменения напряженного состояния пород, которое может зависеть от геологических факторов и технологии проводки скважины.

Геологическими факторами, способствующими обвалообразованию, являются большие углы падения пластов, трещиноватость и перемятость пород, литологический состав, структура и механические свойства породы и др. Наибольшее число обвалов происходит в глинистых породах вследствие их способности быстро набухать под действием фильтрата промывочной жидкости или разрушаться под влиянием расклинивающего и смазывающего действия фильтрата. Первое характерно для пластичных гидрофильных глин, а второе - для метаморфизованных малогидрофильных глин.

Технологические факторы, способствующие обвалам,- низкое гидростатическое давление на вскрываемые пласты ввиду малого удельного веса промывочной жидкости или водо-, нефте- и газопроявлений; низкое качество промывочной жидкости, особенно наличие большой фильтрации; резкие колебания давления промывочной жидкости в стволе скважины; большое время воздействия промывочной жидкости на породы, склонные к обвалам.

3.2. Методы ликвидации прихватов бурильных и обсадных колонн

Прихват - сложный вид аварии, которая не происходит мгновенно. Прихват требует анализа обстоятельств аварии, изучения состояния ствола, показателей и особенностей работы бурильной колонны в период, предшествующий аварии. Особенно подробно надо изучать наличие зон осыпей, обвалов, нефте-, водо- и газопроявлений, сужений ствола, расположения неустойчивых пластов и уступов; состояние бурильной колонны, продолжительность ее работы, время и качество проведения профилактических проверок; состояние циркуляции, изменение подачи насосов и давления прокачиваемой промывочной жидкости.

При возникновении прихвата основная задача старшего по смене - принять первоочередные меры по предотвращению усложнения аварии и уведомить техническое руководство предприятия о случившемся.

Вначале применяют самые простые, легко и быстро осуществимые методы, которые в редких случаях дают положительные результаты.

Один из таких методов - восстановление интенсивной циркуляции с одновременной отбивкой ротором в пределах допустимых моментов вращения. Следует подчеркнуть, что эффективность освобождения зависит прежде всего от частоты вращения колонны, а потом уже от расхаживания. Поэтому к расхаживанию нужно прибегать, когда отбивка ротором в течение 20--30 мин не дает результатов.

Общие принципы выбора метода ликвидации прихвата следующие.

Сначала применяют методы, позволяющие ликвидировать прихват силами буровой бригады без привлечения к этому дополнительных материалов.

Выявляют возможность использования гидровибрирования насосами, гидроимпульса или способа многократного снижения давления в скважине путем закачивания в трубы жидкости с маленькой плотностью и последующим резким снижением давления. Для данного прихвата применяют наиболее подходящий способ или последовательно применяют один, а затем другой способ.

Далее решают вопрос ликвидации прихвата без разъединения колонны над местом прихвата (жидкостная ванна, встряхивание торпедами), но уже с привлечением дополнительных сил (геофизиков) и с затратой дополнительных материалов. После этого рассматривают вопросы ликвидации прихвата более трудоемкими методами.

Ликвидация каждой группы прихвата характерна своими особенностями. Прихваты, вызванные прилипанием бурильной колонны, как правило, ликвидируют следующими способами: жидкостными ваннами с помощью испытателей пластов или подобными им средствами, при работе с которыми в зоне прихвата снижается гидростатическое давление; обуриванием; яссом (в редких случаях).

Заклинивание бурильных колонн устраняют кислотными ваннами, механическими средствами (яссами), обуриванием, взрывами торпед и гидроимпульсом. Ликвидация возникших заклиниваний достаточно хорошо осуществляется при установке ясса в компоновке бурильной колонны.

При ликвидации прихвата нужно обратить особое внимание на шаблонирование всех спускаемых в скважину труб с целью обеспечения в дальнейшем возможного спуска торпед и различных приборов.

Успех ликвидации прихвата зависит прежде всего от выявления места прихвата. Поэтому вопросу определения верхней границы прихвата, и особенно интервала прихвата (верхней и нижней его границ), необходимо придавать первоочередное значение. Вначале на буровой проводят ориентировочное определение верхней границы прихвата, а затем с помощью

прихватопредделителя или акустического цементомера находят соответственно верхнюю границу прихвата или интервал прихвата.

Самым простым способом определения верхней границы прихвата является приближенный расчет (выведенный из практики), при котором считают, что каждая 1000 м труб, свободных от прихвата, при натяжении с усилием на 200 кН, превышающим их собственный вес, удлиняется следующим образом:

Диаметр трубы, мм (114;127;140;168)

Удлинение, м (0,35; 0,30 ; 0.25 ;0,2)

Методы ликвидации прихватов бурильных и обсадных колонн.

1. Освобождение бурильной колонны взрывом торпеды из детонирующего шнура.

Торпеды из детонирующего шнура предназначены для двух целей: 1) полного освобождения прихваченной бурильной колонны методом «встряхиывания»; 2) облегчения отвинчивания резьбового соединения труб, находящихся выше места прихвата.

В первом случае при взрыве торпеды напротив зоны прихвата ударная волна способствует отрыву труб от стенки скважины или от сальника и т. д. Метод «встряхиывания» широко и эффективно применяют во многих районах страны. Он дает положительные результаты при использовании сразу же после возникновения прихвата и перед установкой ванн. Торпеды изготовляют из детонирующего шнура марок ДШ-В, ДШУ и ДШЭ.

Для ликвидации прихвата с помощью шнуровой торпеды ТДШ проводят следующие работы: определяют интервал или верхнюю точку прихвата; спускают в скважину торпеду выбранной по расчету длины и устанавливают против зоны прихвата ; натягивают бурильную колонну с максимально возможным усилием; производят взрыв . Колонна должна освободиться .

2. Гидроимпульсный способ ликвидации прихвата.

Гидроимпульсный способ предназначается для ликвидации следующих групп прихватов колонны труб, находящихся в скважине,- для заклинивания

колонн в желобных выработках, в местах сужения, посторонними предметами, а также при прилипанию колонны под действием перепада давления. Способ основан на воздействии колебаний колонны труб и движения жидкости на материал прихвата. Колебания колонны создаются за счет предварительного ее растяжения путем нагнетания в трубы жидкости, имеющей значительно меньшую плотность, чем буровой раствор, и последующего резкого снятия давления.

При нагнетании жидкости в трубы, когда верхний их конец закрыт, создается растягивающая нагрузка и соответствующее растягивающее напряжение в трубах. Во время снятия давления колонна стремится сжаться, т. е. переместиться вниз, а буровой раствор стремится с большой скоростью переместиться из затрубного пространства в трубы и размыть фильтрационную корку породы, находящуюся в зоне прихвата, или сальник. Перепад давления в зоне прихвата при этом снижается вследствие падения уровня жидкости в затрубном пространстве, колонна труб освобождается от прихвата.

Давление в колонне труб, находящейся в скважине, создается вследствие замещения бурового раствора, находящегося внутри труб, другим раствором, обладающим значительно меньшей плотностью, или водой. Перепад давления между затрубным и трубным пространствами должен быть не менее 7 МПа при одиночных импульсах и не более 10 МПа при многократных импульсах.

3. Ликвидация прихватов с помощью яссов.

Яссы нашли широкое применение при ликвидации прихватов, вызванных заклиниванием, прилипанием на небольшую высоту, а также обвалами. При работе с использованием яссов разрушаются зона заклинивания, связи между трубами и глинистой коркой. Наиболее широко применяют такие механизмы, как гидравлический ударный механизм (ГУМ) и виброударный механизм (ВУК). В каждом нефтедобывающем районе имеются яссы местных конструкций, изготовленные в местных мастерских или на местных заводах. Массовость использования яссов зависит от числа их выпуска.

Для ускорения ликвидации возникшего прихвата в начальной его стадии целесообразно устанавливать механические ударные устройства -ясы в компоновке бурильной колонны, чтобы сразу же при обнаружении прихвата включить ясс в работу, особенно это важно при бурении в осложненных условиях.

Для установки ясса после прихвата бурильной колонны определяют интервал прихвата или его верхнюю границу, срезают или развинчивают бурильную колонну над этой верхней границей, поднимают колонну из скважины, затем опускают вместе с яссом и включают его в работу. Ясс целесообразно опускать с безопасным замком.

4. Ликвидация прихватов обуриванием.

Этот способ наиболее надежен в соответствующих условиях: при наличии достаточного зазора между бурильными трубами и стенкой скважины. Для применения данного способа необходимо использовать тонкостенные трубы с обязательной установкой в нижней части кольцевого фрезера. При обуривании происходит разрушение связи между поверхностью трубы и фильтрационной глинистой коркой.

Процесс обуривания намного сложнее, чем бурение участка ствола до прихвата, его применяют в наиболее прихватоопасных условиях: небольшие кольцевые зазоры, значительные потери давления на преодоление сопротивлений в скважине. Поэтому работы в скважине надо вести при повышенном техническом надзоре.

Величина кольцевого зазора влияет на продолжительность обуривания и его интервал.

Запрещается оставлять обурочную трубу на длительное время без движения, даже при подготовительных работах к наращиванию бурильных труб рекомендуется проворачивать обурочную трубу.

После обуривания прихваченных труб на 2-3 трубы производят соединение их с замковым элементом или ловильным инструментом, расхаживают и пытаются их поднять. Если это не дает результата, то срезают

обуренные трубы или развинчивают их над верхней границей прихвата, используя для ослабления резьбового соединения торпеду.

После извлечения части обуренных труб работы по обуриванию прихваченных труб повторяют, пытаются освободить их расхаживанием и, если это не дает результатов, снова срезают или развинчивают. Указанные работы повторяют до тех пор, пока прихваченные трубы не будут извлечены.

Для того что бы снизить вероятность прихвата инструмента необходимо не допускать длительную остановку бурильной колонны в скважине и применять буровой раствор с небольшим содержанием твёрдой фазы. Когда основные способы ликвидации прихватов оказываются безуспешными или их применение экономически не выгодно тогда применяется метод отстрела бурильного инструмента.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б42Т	Голендухин Дмитрий Владимирович

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	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
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Нормативная карта строительства скважины
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления организацией

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.02.2018г.
------------------------------------------------------	--------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б42Т	Голендухин Дмитрий Владимирович		

IV ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

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

Таблица 18 - Исходные данные скважины.

Проектная глубина, м:	2930
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонны	ВЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 298,5 мм на глубину 170 м
- кондуктор	d 219,1 мм на глубину 700 м
- эксплуатационная	d 146,1 мм на глубину 2930 м
Буровая установка	Уралмаш 3000 ЭУК-1
Оснастка талевой системы	4x5
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-950
производительность, л/с:	
- в интервале 0-170м	61,2
- в интервале 170-700м	58,75
- в интервале 700-2930м	25
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	
- в интервале 170-700м	УБТ 178x80 Д – 60 м
- в интервале 700-2930м	УБТ 146x68 Д – 60 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 170-700 м	ДГР210.7/8.49
- в интервале 700-2930 м	ДГР-165.7/8.49
Бурильные трубы: длина свечей, м	25
- в интервале 0-170 м	127'9,19
- в интервале 170-700 м	127'9,19
- в интервале 700-2930 м	147'11,0
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-170 м	393,7 М-ГВУ-R277
- в интервале 170-700 м	PDC 269,9 B516TB
- в интервале 700-2930 м	PDC 188,9 B613MTBX

4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а так же действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото на нефтяном месторождении Томской области представлены в таблице 19.

Таблица 19 - Нормы механического бурения на месторождении Томской области

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	170	170	0,037	570
2	170	700	530	0,042	1650
3	700	2930	2230	0,064	1370

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле

$$N = T \cdot H, \quad (16)$$

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

H - количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 170 \cdot 0,037 = 6,29 \text{ ч.}$$

Аналогично произведем расчет остальных интервалов, результаты представлены в таблице 20.

НОРМЫ НА МЕХАНИЧЕСКОЕ БУРЕНИЕ

Нормативные пачки	Тип и размер долота	Норма проходки на долото, м	Норма времени бурения 1 м, ч
I	393,7-МГВ	400	0,02
I	295,3-МСГВ	400	0,02
II	215,9-МЗГВ	750	0,02
III	215,9-МЗГВ	250	0,03
IV	215,9-МЗГВ	120	0,05
V	215,9-СГН	90	0,07
VI	215,9-СГН	60	0,09
VI	СДК	10	0,40

Примечание. Норма проходки на долото в интервале набора кривизны снижается на 50%.

Рисунок 20 - Нормы на механическое бурение.

Таблица 20 - Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
170	0,037	6,29
530	0,042	22,26
2230	0,064	142,72
Итого		171,27

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

$$n = H / П, \quad (17)$$

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

Для направления:

$$n = 170 / 570 = 0,29$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 21.

Таблица 21 - Нормативное количество долот

Количество метров в интервале H , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале $П$, м	n
170	570	0,29
530	1650	0,32
2230	1370	1,62
Итого на скважину		2,23

4.1.2 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;

- б) 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.

$$T_{СПО} = П \cdot n_{сно}, \quad (18)$$

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 таблице 22.

Таблица 22 - 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	
Направление	0-170	393,7	570	11	24	0-170	0,0121	2,057
Кондуктор	170-700	269,9	1650	12	32	170-200	0,0133	0,39
						200-300	0,0146	1,46
						300-400	0,0146	1,46
						400-500	0,0146	1,46
						500-600	0,0155	1,55
600-700	0,0158	1,58						
Итого								7,9

Продолжение таблицы 22

Эксплуатационная	700-2930	188,9	1370	12	32	700-800	0,0159	1,59
						800-900	0,0160	1,60
						900-1000	0,0166	1,66
						1000-1100	0,0177	1,77
						1100-1200	0,0188	1,88
						1200-1300	0,0190	1,90
						1300-1400	0,0193	1,93
						1400-1500	0,0199	1,99
						1500-1600	0,0210	2,10
						1600-1700	0,0230	2,30
						1700-1800	0,0233	2,33
						1800-1900	0,0240	2,40
						1900-2000	0,0246	2,46
						2000-2100	0,0249	2,49
						2100-2200	0,0252	2,52
						2200-2300	0,0255	2,55
						2300-2400	0,0256	2,56
						2400-2500	0,0258	2,58
						2500-2600	0,0266	2,66
						2600-2700	0,0278	2,78
2700-2800	0,0290	2,90						
2800-2900	0,0302	3,02						
2900-2930	0,0314	0,942						
Итого								50,912
Итого								58,812

4.1.3 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: $3 \times 1 = 3$ мин;

Эксплуатационная колонна: $8 \times 1 = 8$ мин.

4.1.4. 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.

4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

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

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

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

Отвертывание долота - 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

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

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

где, L_k - глубина кондуктора, м;

L_n -длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 170 - 10 = 160 \text{ м}$$

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

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м}$$

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

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

Для направления:

$$L_T = 160 - 29 = 131 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле:

$$N = L_T / l_c, \quad (21)$$

где, l_c - длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 131 / 24 = 5,458 \approx 6 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 6 \times 2 + 5 = 17 \text{ мин}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 700 - 10 = 690 \text{ м}$$

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м}$$

$$L_T = 690 - 29 = 661 \text{ м}$$

$$N = 661 / 24 = 27,5 \approx 28 \text{ шт.}$$

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

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2930 - 10 = 2920 \text{ м}$$

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м}$$

$$L_T = 2920 - 29 = 2891 \text{ м}$$

$$N = 2891 / 24 = 120,45 \approx 121 \text{ шт.}$$

$$T_{\text{конд.}} = 121 \times 2 + 5 = 247 \text{ мин}$$

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

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин.

После разбуривания пробки подъем инструмента не предусматривается. Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 17 + 61 + 247 + 3 \times (7 + 17 + 42) = 523 \text{ мин} = 8,71 \text{ ч.}$$

4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса ГИС составляет 25 ч.

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

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

4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (кроме времени проведения ГИС). 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 232,139 часов или 9,67 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением: $232,139 \times 0,066 = 15,32$ ч.

Общее нормативное время проводки скважины составляет:

$$232,139 + 15,32 + 25 = 272,46 \text{ ч} = 11,3 \text{ суток.}$$

По проведенным расчетам составляется нормативная карта таблица 23.

Таблица 23 - Нормативная карта вертикальной скважины на месторождении Томской области

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
Бурение под направление	393,7 М-ГВУ	570	0,29	0-170	170	0,037	6,29	2,057	8,347
Бурение под кондуктор	PDC 269,9 B516TB	1650	0,32	170-700	530	0,042	22,26	7,9	30,16
Бурение под эксплуатационную колонну	PDC 188,9 B613MTBX	1370	1,62	700-2930	2230	0,064	142,72	50,912	193,632
Всего			2,23		2930		171,27		232,139
Крепление: - направления - кондуктора - эксплуатационная									3,56 16,0 32,4
Установка центраторов -направление -кондуктор - эксплуатационная ОЗЦ: -направление -кондуктора - эксплуатационной			- 14 59						- 0,27 0,81 4,0 10,0 22,0
Разбуривание цементной пробки (10 м): -направление				160-170					1,84

Продолжение таблицы 23

-кондуктор - эксплуатационной				170-700 700-2930					2,12
Промывка скважины (1 цикл)									0,01
-направление -кондуктор - эксплуатационная									0,11 0,50
Спуск и подъем при ГИС									5,89
Геофизические работы									25,0
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ									7,65
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)									339,29
Ремонтные работы (3,3 %)									11,19
Общее время на скважину									375,48

4.2 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.2.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность T_{np} , ч определяется по формуле

$$T_{np} = T_n \cdot k, \quad (22)$$

где, T_n , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k - поправочный коэффициент

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{np} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (23)$$

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

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

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в приложении Ж.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в приложении Ж.

Таблица 24 - Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	Нормативная, ч.	Проектная	
		ч.	сут.
Бурение			
Направление	8,347	8,93	0,37
Кондуктор	30,16	32,27	1,34
Эксплуатационная колонна	193,632	207,18	8,63
Крепление			
Направление	3,56	3,80	0,15

Продолжение таблицы 24

Кондуктор	16,0	17,12	0,71
Эксплуатационная колонна	35,3	37,71	1,57
Итого	286,99	307,01	12,77

4.3 Расчет технико-экономических показателей

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

а) механическая скорость V_M , м/ч

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

где, H - глубина скважины, м;

T_M - время механического бурения, ч.

$$V_M = 2930/171,27 = 17,1 \text{ м/час.}$$

б) рейсовая скорость V_p , м/ч

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

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

$$V_p = 2930/(58,81+171,27) = 12,73 \text{ м/час}$$

в) коммерческая скорость V_K , м/ч

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

где, T_H - нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

$$V_K = (2930 \cdot 720)/286,99 = 7350 \text{ м/ст.мес.}$$

г) проходка на долото h_δ , м

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

где, n - количество долот.

$$h_\delta = 2930/2,23 = 1314 \text{ м.}$$

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{clm} = (C_{cm} - П_n)/H, \quad (28)$$

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

$П_n$ – плановые накопления, руб.

$$C_{cIm} = (149146954 - 39210) / 2930 = 50890 \text{ руб}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 25.

Таблица 25 - Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2930
Продолжительность бурения, сут.	12,77
Механическая скорость, м/ч	17,1
Рейсовая скорость, м/ч	12,73
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7350
Проходка на долото, м	1314
Стоимость одного метра	50890

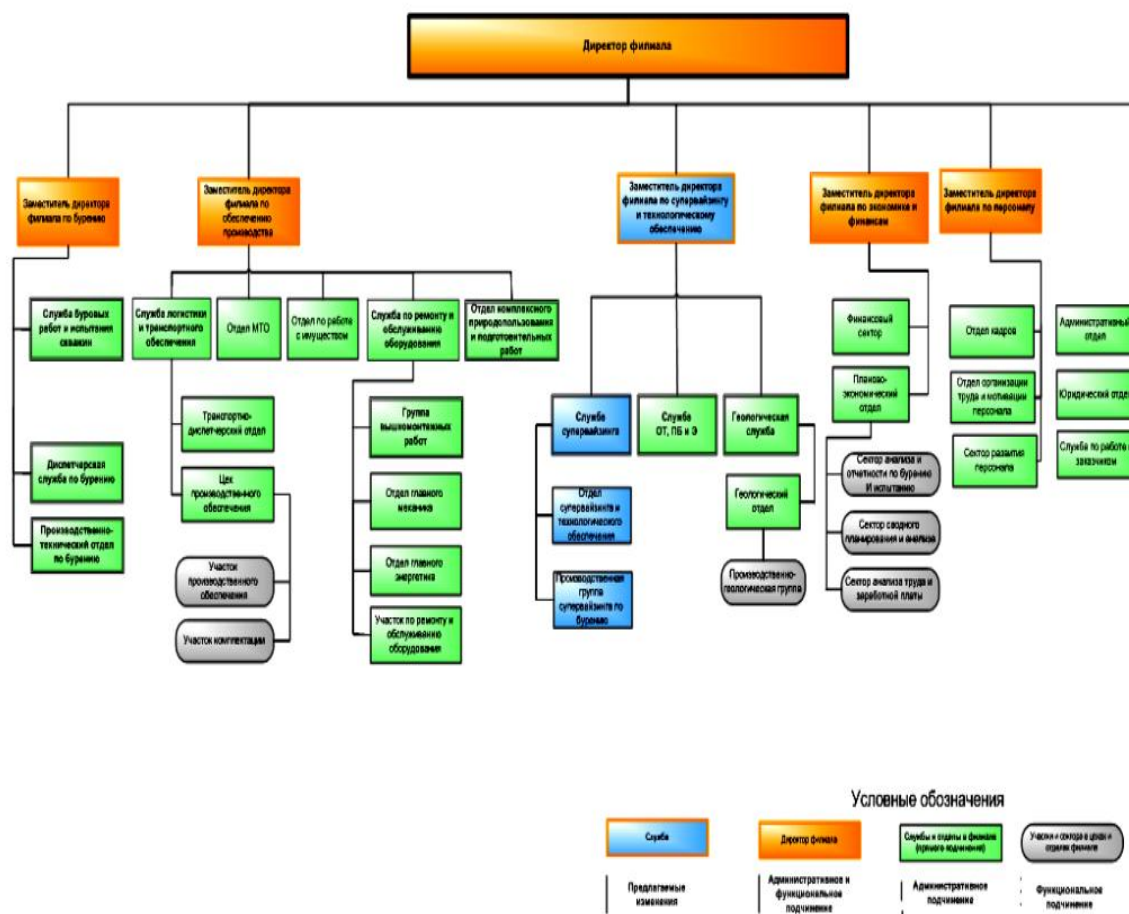


Рисунок 21 - Организационная структура предприятия

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б42Т	Голендухин Дмитрий Владимирович

	ИШПР		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 2930 метров на нефтяном месторождении (Томская 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 гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Анализ воздействия объекта на атмосферу, гидросферу, литосферу. Разрушение плодородного слоя, загрязнение 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	18.02.2018
------------------------------------------------------	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Алексеев Николай Архипович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б42Т	Голендухин Дмитрий Владимирович		

V. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

ВВЕДЕНИЕ

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины, которое расположено на территории Томской области. При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары.

5.1. Производственная безопасность

Основные элементы производства формирующие опасные и вредные факторы при проектировании, подготовке и выполнении геолого-технических мероприятий указаны в приложении И.

5.1.1. Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

Полевой этап

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

К работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от неогражденных перепадов по высоте 1,3 м и более. При невозможности устройства ограждений работы должны выполняться с применением предохранительного пояса и страховочного каната.

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

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

При расположении рабочих мест на перекрытиях воздействие нагрузок от размещенных материалов, оборудования, оснастки и людей не должно превышать расчетных нагрузок на перекрытие, предусмотренных проектом.

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

5.1.1.2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

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

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

К основным документам, регламентирующим работу с движущимися механизмами, относится ГОСТ 12.2.003-91 [3].

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

Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [4] все опасные зоны оборудуются ограждениями. Согласно ГОСТ 12.4.026-2001 [33] вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а так же используются сигнальные цвета.

5.1.1.3. Пожароопасность

По классификации пожароопасных зон площадка изысканий относится к категории П-III (расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°C или твердые горючие

вещества). Основными причинами пожаров на производстве могут являться:

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

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

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

Весь автотранспорт при работе во взрывоопасных зонах снабжаются искрогасителями. В этих зонах также обязательно использование омеднённого инструмента.

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, должны проходить специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного и вторичного противопожарных инструктажей. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков. Результаты проверки оформляются записью в «Журнал регистрации обучения видов инструктажа по технике безопасности» согласно ГОСТ 12.1.004-91

Ответственные за пожарную безопасность обязаны: не допускать к работе лиц, не прошедших инструктаж по соблюдению требований пожарной безопасности; обучать подчиненный персонал правилам пожарной безопасности и разъяснять порядок действий в случае возгорания или пожара; осуществлять

постоянный контроль за соблюдением всеми рабочими противопожарного режима, а также своевременным выполнением противопожарных мероприятий; обеспечить исправное содержание и постоянную готовность к действию средств пожаротушения; при возникновении пожара применять меры по его ликвидации.

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории базы располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004-91:

1. Огнетушитель марки ОВП-10 и ОП-10 (з) 2 шт.
2. Ведро пожарное 2 шт.
3. Багры 3 шт.
4. Топоры 3 шт.
5. Ломы 3 шт.
6. Ящик с песком, 0,2 м³ 2 шт.

Пожарный щит необходим для принятия неотложных мер по тушению возможного возгорания до приезда пожарной бригады. Инструменты должны находиться в исправном состоянии и обеспечивать в случае необходимости возможность либо полной ликвидации огня, либо локализации возгорания. В качестве огнетушительных веществ для тушения пожаров применяются: вода в виде компактных струй - для тушения твердых веществ; пены химические- для тушения нефти и ее продуктов, горючих газов; пены воздушно-механические- для тушения твердых веществ, нефти и ее продуктов; порошковый состав (флюсы), песок- для тушения нефти, металлов и их сплавов; углекислота твердая (в виде снега)- для тушения электрооборудования и других объектов под напряжением; инертные газы- для тушения горючих газов и электрооборудования.

5.1.1.4. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов

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

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

5.1.1.5. Электрический ток

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

Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие заземления и др. Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности.

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

Основной причиной является нарушение правил работы под линиями электропередач.

Во избежание электротравм следует проводить следующие мероприятия:

- ежедневно перед началом работы проверять наличие, исправность и комплектность диэлектрических защитных средств (диэлектрические перчатки, боты, резиновые коврики, изолирующие подставки);
- все технологические операции, выполняемые на приёмных и питающих линиях, должны проводиться по заранее установленной и утвержденной системе команд, сигнализации и связи. Запрещается передавать сигналы путём натяжения провода. Включение и другие коммутации источников питания могут проводиться только операторами установок;
- с целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности. В

зависимости от назначения плакаты и знаки делятся на предупреждающие («Стой! Напряжение», «Не влезай! Убьет» и др.); запрещающие («Не включать. Работают люди» и др.); предписывающие («Работать здесь» и др.); указательные («Заземлено» и др.) [32].

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

5.1.1.6. Электрический ток

Для профилактики поражения электрическим током в помещении, где проводятся камеральные работы необходимо проводить следующие мероприятия по обеспечению электробезопасности: изоляция всех токопроводящих частей и электрокоммуникаций, защитное заземление распределительных щитов.

Поражение электрическим током может произойти в следующих случаях:

1. прикосновение к изолированным токоведущим частям установки;
 2. прикосновение к двум точкам земли, имеющим разные потенциалы;
- освобождение другого человека из-под напряжения.

Основная причина смертельных случаев, связанных с поражением электрическим током – нарушение правил работы с электроприборами по ГОСТ 12.1.019-79 [9].

В соответствии с классификацией помещений по опасности поражения людей электрическим током, приведенной в ПУЭ [31], жилые помещения, лаборатории и камеральные комнаты относятся к помещениям без повышенной опасности.

5.1.2. Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению

5.1.2.1. Превышение уровней вибрации

Вибрация – это механические колебания. О вибрации также говорят в

более узком смысле, подразумевая механические колебания, оказывающие ощутимое влияние на человека.

Источником вибрации является буровая установка и установка статического зондирования.

К основным законодательным документам, регламентирующим вибрацию, относится ГОСТ 12.1.012-2004 [27].

Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 [27] наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16-250 Гц. Разделяют общую (вибрация, передаваемая на тело стоящего, сидящего или лежащего человека в точках его опоры) и локальную вибрацию (вибрация, передаваемая через кисти рук человека в местах контакта с управляемой машиной или обрабатываемым изделием). В результате развития вибрационной болезни нарушается нервная регуляция, теряется чувствительность пальцев, расстраивается функциональное состояние внутренних органов.

Основным средством обеспечения вибрационной безопасности является создание условий работы, при которых вибрация, воздействующая на человека, не превышает некоторых установленных пределов (гигиенических нормативов).

Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2-2005 [25]; общей вибрации – по ГОСТ 31319-2006 [36]. Контроль за соблюдением установленных гигиенических нормативов по вибрации осуществляют соответствующие уполномоченные организации в ходе периодического контроля за соблюдением безопасных условий труда, аттестации рабочих мест и др.

5.1.2.2. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

Профилактика природно-очаговых заболеваний имеет особое значение в полевых условиях. Разносят их насекомые, дикие звери, птицы и рыбы. Наиболее

распространенные природно-очаговые заболевания:

- весенне-летний клещевой энцефалит, туляремия, гельминтоз;
- укусы, удары и другие повреждения, нанесенные животными и пресмыкающимися;
- укусы и ужаливания ядовитых насекомых, пресмыкающимися и животными.

5.1.2.3. Тяжесть физического труда

Физический труд характеризуется большой нагрузкой на организм, требующей преимущественно мышечных усилий и соответствующего энергетического обеспечения, а также оказывает влияние на функциональные системы (сердечно-сосудистую, нервно-мышечную, дыхательную и др.), стимулирует обменные процессы. Основным его показателем является тяжесть. По тяжести труда различают несколько классов, характеристики которых приведены в Р 2.2.2006-05 [35]. По рабочей позе – класс вредный первой степени (нахождение в позе стоя до 80 % времени смены). По массе поднимаемого и перемещаемого груза вручную постоянно в течении рабочей смены – вредный класс от первой до второй степени (до 20 кг и более 20 кг соответственно). Кроме этого, персонал, занятый на данном виде исследований, работает вахтовым методом с ненормированным рабочим днем. Кроме того, и бытовые и природные полевые условия отражаются на физическом и нервно-эмоциональном состоянии рабочего персонала, приводит к нервному и физическому истощению, что в конечном итоге сказывается на результате работы и качестве полевого материала.

Для облегчения тяжелого физического труда используют различные машины, обеспеченные системой органов управления, правильно организуют рабочее время.

5.1.2.4. Превышение уровней шума

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

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

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

Шум может создаваться работающим оборудованием (буровой установкой, установкой статического зондирования, установками воздуха, преобразователями напряжения). В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003-2014 [13].

Таблица 26 - Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука [13]

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

5.1.2.5. Недостаточная освещенность рабочей зоны

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

Установлено, что свет, помимо обеспечения зрительного восприятия, воздействует на нервную оптико-вегетативную систему, систему формирования иммунной защиты, рост и развитие организма и влияет на многие основные процессы жизнедеятельности, регулируя обмен веществ и устойчивость к воздействию неблагоприятных факторов окружающей среды.

Согласно СП 52.13330.2011 [20] различают естественное, искусственное и совмещенное освещение.

Освещение рабочих мест внутри помещения характеризуется освещенностью и яркостью. Естественное и искусственное освещение помещений вычислительных центров должно соответствовать СП 52.13330.2011 [20]. При этом естественное освещение должно осуществляться через окна и обеспечивать КЕО (таблица 53).

Таблица 27 - Нормы освещенности рабочих поверхностей [43]

Наименование помещений	Характеристика зрительной зоны	Размер объекта различения, мм	Нормы КЕО, %	Искусственная освещенность, лк	Тип светильника
Лаборатория и камеральные помещения	Средней точности	0,5-1	4 – верхнее или комбинированное; 1,5 - боковое	300	Люминисцентные азотозарядные лампы (ЛД), для бокового освещения настольные лампы накаливания

Для местного освещения рабочих мест следует использовать светильники с непросвечивающими отражателями. Светильники должны располагаться

таким образом, чтобы их светящиеся элементы не попадали в поле зрения работающих на освещаемом рабочем месте и на других рабочих местах.

5.1.2.6. Повышенная запыленность рабочей зоны

Воздушная среда производственных помещений, в которой содержатся вредные вещества в виде пыли и газов, оказывает непосредственное влияние на безопасность труда. Воздействие пыли и газов на организм человека зависит от их ядовитости (токсичности) и концентрации в воздухе производственных помещений, а также времени пребывания человека в этих помещениях.

При камеральной обработке полученных данных источником возникновения пыли может являться ее проникновение в помещение через открытые форточки, окна, двери. В связи с этим необходимо предусмотреть использование вытяжной вентиляции. Согласно ГОСТ 12.1.005-88 [7] запыленность в зале не должна превышать $0,5 \text{ мг/м}^3$. Мероприятиями по борьбе с запыленностью являются регулярные влажные уборки.

5.2. Экологическая безопасность

При проведении буровых работ могут возникнуть следующие основные виды нарушений природной среды:

- отчуждение и приведение в негодность плодородных земель;
- нарушение почвенного слоя и уменьшение продуктивности почв на месте ведения буровых работ;
- поступление в водоносные горизонты и продуктивные пласты химических реагентов, применяемых в качестве добавок к буровым растворам;
- утечка и проникновение в продуктивный горизонт масел, нефтепродуктов и глинистых растворов, обработанных химическими реагентами;
- загрязнение поверхностных вод различными маслами, нефтепродуктами и химическими веществами, что ведёт к последующему проникновению этих вод в скважину;
- загрязнение подземных вод в ходе бурения эксплуатационных скважин

на нефть и газ при использовании таких технических и технологических средств, как торпедирование, соляно-кислотная обработка призабойной зоны пласта и гидроразрыв пласта.

5.3. Анализ влияния процесса бурения на окружающую среду

Основными источниками загрязнения окружающей среды при бурении скважин являются:

- буровая установка;
- система приготовления и подачи буровых растворов;
- буровые сточные воды и шлам;
- двигатели внутреннего сгорания;

Склады горюче-смазочных материалов, реагентов для обработки тампонажных растворов;

- хозяйственно-бытовые строения; котельные.

При бурении скважин на нефть и газ появляются дополнительные источники загрязнения окружающей среды:

- факельные установки при сжигании газа;
- амбары пластовых флюидов.

Влияние потенциальных загрязнителей на окружающую среду не одинаково и зависит от:

- типа буровой установки, способа монтажа и вида привода;
- конструкции скважины;
- применяемого способа бурения;

5.4. Мероприятия по охране земель

При подготовке площадки под строительство скважины нужно строго соблюдать нормы отвода земель. Выбираем площадку под бурение куста скважин, которая должна иметь обваловку высотой не менее 1 м, для исключения попадания загрязненных сточных вод в водоемы. Буровая площадка должна быть очищена от леса, кустарника, травы и спланирована с учетом создания уклона в сторону шламовых амбаров, обеспечивающего водосток. Величина уклона не

должна превышать 0,5 м.

5.5. Объёмы отходов бурения

Основными отходами при бурении скважин являются буровой шлам и отработанный буровой раствор. Объем бурового шлама равен объему скважины и определяется по формуле:

$$V_{\text{БШ}} = 0,785 \times (L_{\text{к}} \cdot D_{\text{к}}^2 + (L_{\text{ЭК}} - L_{\text{к}}) \times D_{\text{ЭК}}^2), \quad (29)$$

где $L_{\text{к}}$, $D_{\text{к}}$ – длина и диаметр кондуктора, соответственно;

$L_{\text{ЭК}}$, $D_{\text{ЭК}}$ – длина и диаметр эксплуатационной колонны, соответственно.

$$V_{\text{БШ}} = 0,785 \times (700 \times 0,2191^2 + (2930 - 700) \times 0,146^2) = 63,68 \text{ м}^3.$$

Объем отработанный буровой раствор можно считать так же приблизительно равным объему скважины, плюс объем раствора, используемого для освоения скважины (1,5 объема скважины):

$$V_{\text{ОБР}} = V_{\text{СКВ}} + 1,5 \times V_{\text{СКВ}}, \quad (30)$$

$$V_{\text{ОБР}} = 63,68 + 1,5 \times 63,68 = 159,2 \text{ м}^3.$$

Также одним из основных источников загрязнения окружающей природной среды при бурении скважин являются буровые сточные воды. Согласно, при бурении скважин в Западной Сибири, удельный объем буровых сточных вод на один метр проходки составляет 0,24 м³. Тогда объем буровых сточных вод составит:

$$V_{\text{БСВ}} = 0,24 \times 159,2 = 38,2 \text{ м}^3.$$

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

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Источник ЧС - Опасное техногенное происшествие, авария, катастрофа,

опасное природное явление, стихийное бедствие, широко распространенная инфекционная болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация [34].

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться - в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других.

5.7. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К выполнению буровых работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Каждый рабочий должен быть проинструктирован по безопасности труда. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты. Каждый участок, место, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка данного объекта. На рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи. При возникновении несчастного случая пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт, а также сообщить о случившемся руководителю подразделения [39].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В презентованной работе предоставлены расчеты для сооружения скважины с проектной глубиной 2930м.

В геологической части, приведены условия бурения по геологическому признаку, а так же нефтеносность по разрезу скважины.

В технологической части сделан выбор и обоснован способ бурения скважины, типы и размеры долот под каждый интервал. Рассчитаны толщина стенок обсадной и бурильной колон для каждой секции и выбран способ цементирования скважины. Разработан состав бурового раствора. По большому значению веса из рассматриваемых колонн принято решение выбрать буровую установку.

В специальной части рассмотрели возможные виды, условия их возникновения и способы ликвидации прихватов обсадных колонн.

Рассмотрены вопросы безопасности в рабочей зоне, охраны окружающей среды, чрезвычайные ситуации.

В организационно-экономической части рассчитали нормативное время на механическое бурение, спуско-подъемные операции, проведение ремонтных работ. Произведен расчет технико-экономических показателей.

Список использованных источников

1. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин [Текст]: справочник. – М.: Недра, 1997. – 648 с.
2. Булатов А.И., Аветистов А.Г. Справочник инженера по бурению: в 4 кн.– М.: недра, 1996.
3. Учебно-методические указания по выполнению дипломного проекта специальности 130504 «Бурение нефтяных и газовых скважин» [Текст]: учеб.-метод. пособие / сост.: Р.А. Исмаков [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – 16 с.
4. Конесев, Г.В. Методическое руководство по расчету бурильных колонн [Текст]: учебник / Г.В. Конесев, Н.М. Филимонов – Уфа: УНИ, 1985. – 76 с.
5. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. – М.: 1999.
6. Булатов, А.И. Технология промывки скважин [Текст]: учебник / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, В.И. Рябченко. – М.: Недра, 1981. – 301 с.
7. Дихтярь, Т.Д. Учебно-методическое пособие по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» [Текст]: учеб.-метод. пособие / сост.: Т.Д. Дихтярь, А.Н. Попов. – Уфа: УГНТУ, 2013. – 40 с.
8. Соловьев, Е.М. Заканчивание скважин [Текст]: учебник / Е.М. Соловьев. – М.: Недра, 1985. – 196 с.
9. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности [Текст]: утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 № 101: введ в действие с 18.12.13. – М.: 2013. – 145 с
10. Басарыгин Ю.М., Булатов А.М., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин: учеб. пособие для ВУЗов – М: ООО «Недра – Бизнес-Центр», 2000 – 697 с.
11. Спрытник Ю.Н. нефть, газ, оборудование: терминологический словарь . – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2004 – 311 с.

12. Щукин А.А. Строительство скважин: учебное пособие . – Томск: Изд. СТТ, 2005-588
13. Проселков Ю.М., Проселков Е.Б. Лабораторный практикум по буровым промывочным и тампонажным растворам : учеб. пособие . – Краснодар: Кубань, гос.технолог. Ун – т., 1999-344 с.
14. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности . – М. НПО ОБТ, 2003 – 160 с.
15. Инструкция по расчету обсадных колонн на герметичность. – М.: ОАО «Нефтяник», 1999-35 с.
16. Дунаев В.Ф. «Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности», Москва 2004г.
17. Басарыгин Ю.М., Булатов А.М., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: учеб.для ВУЗов. – М.: ООО«Недра – Бизнес-Центр», 2000 – 697 с.
- 18.Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: учеб.пособие для вузов. М.: Недра, 1999 – 424 с.
19. Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование / коллектив авторов под общей редакцией А.М. Гусмана и К.П. Порожского . – Екатеринбург: УГГГА. 2002 – 592 с.

Приложение А

(Обязательное)

Геологические условия бурения скважины

Таблица А.1. - Стратиграфическое деление разреза скважины

Глубина залегания, м		Стратиграфическое Подразделение	Мощность, м	Коэффициент кавернозности интервала (средневзвешенная величина)
от	до			
0	160	Четвертичные отложения	160	1,3
160	270	Некрасовская свита	110	-“-
270	300	Чеганская свита	30	-“-
300	380	Люлинворская свита	80	-“-
380	400	Талицкая свита	20	-“-
400	512	Ганькинская свита	112	-“-
512	633	Славгородская+Ипатовская	121	-“-
633	660	Кузнецовская свита	27	-“-
660	1763	Покурская свита	1103	1,6
1763	1800	Алымская свита	37	-“-
1800	2590	Киялинская свита	790	-“-
2590	2639	Тарская свита	49	-“-
2639	2825	Куломзинская свита	186	1,2
2825	2847	Баженовская свита	22	-“-
2847	2900	Васюганская свита	53	-“-

Таблица А.2. - Литологическая характеристика разреза скважины.

Глубина залегания, м			Стратиграфическое Подразделение		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
от	до	Мощность, м	Название	индекс	
1	2	3	4	5	6
0	160	160	Четвертичные отложения	Q	Почвенно-растительного слой, пески, алювиальные, озерные, болотные пески и глины ледниковые
160	270	110	Некрасовская свита	Pg3 nk	Супеси с прослоями песков и глин с линзами бурового угля
270	300	30	Чеганская свита	Pg2-3 cg	Глины зеленые, алевритистые, в нижней части-пески
300	380	80	Люлинворская свита	Pg2 ll	Глины зеленовато- серые, плотные
380	400	20	Талицкая свита	Pg1 tl	Глины зеленоватые, известковистые

Продолжение таблицы – А.2

400	512	112	Ганькинская свита	K2 gn	Глины темно-серые, алевритистые с прослоями супесей
512	633	121	Славгородская свита	K2 sl	Глины опоковидные с прослоями песков. Глины зеленовато-черные, опоковидные плотные с прослоями песков и песчаников
633	660	27	Кузнецовская свита	K2 kz	Глины серые, опоковидные, с прослоями темно-серых, черных, в низах- с глауконитом
660	1763	1103	Покурская свита	K1-2 pk	Пески и песчаники с прослоями и линзами глин и алевролитов
1763	1800	37	Алымская свита	K1 al	Глины с прослоями алевролитов и песчаников в верхней части разреза
1800	2590	790	Киялинская свита	K1 kls	Чередование песчаников с аргиллитами и зеленоватыми глинами
2590	2639	49	Тарская свита	K1tr	Песчаники с прослоями глин
2639	2825	186	Куломзинская свита	K1klm	Песчаники с прослоями глин и линзами алевролитов
2825	2847	22	Баженовская свита	J3 bg	Черные битуминозные аргиллиты
2847	2900	53	Васюганская свита	J3 vs	Песчаники с линзами аргиллитов и с прослоями алевролитов

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

Индекс стратиграфи- ческого подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, процент	Глинистость, процент	Карбонатность, процент	Твёрдость, кгс/ мм ²	Раслоённость породы	Абразивность	Категория породы промысловой классификации (мягкая, средняя)
	от (верх)	до (низ)									
Q	0	160	пески	2,1	30	10	0	-	1	10	мягкая
			глины	2,4	20	100	0	10	5	4	мягкая
Pg3 nk	160	270	пески	2,1	30	20	0	10	5	10	мягкая
			глины	2,4	20	100	4	-	5	4	мягкая
Pg2-3 cg	270	300	глины	2,4	20	100	10	10	5	4	мягкая
			пески	2,1	30	50	0	-	5	10	мягкая
Pg2 ll	300	380	глины	2,4	20	100	10	10	5	4	мягкая
Pg1 tl	380	400	глины	2,4	20	100	20	10	5	4	мягкая
K2 gn	400	512	глины	2,4	20	100	20	10	5	4	мягкая
K2 sl	512	633	глины	2,4	20	100	10	10	5	4	мягкая
			пески	2,1	25	70	0	10	5	10	
K2 kz	633	660	глины	2,4	20	100	20	15	5	0,4	мягкая
K1-2 pk	660	1763	пески	2,1	25	70	0	15	5	10	мягкая
			песчаники	2,2	25	20	3	20	5	2	мягкая
			алевролиты	2,3	20	15	3	20	2,5	10	средняя
K1 al	1763	1800	глины	2,4	20	95	0	10	5	4	средняя
			песчаники	2,2	25	20	3	20	5	10	средняя
			алевролиты	2,3	20	15	3	20	2,5	6	средняя
K1 kls	1800	2590	глины	2,4	20	100	3	15	5	4	средняя
			песчаники	2,2	25	25	3	20	5	10	средняя
			алевролиты	2,3	20	30	3	20	2,5	6	твёрдая
K1tr	2590	2639	глины	2,4	20	100	10	30	5	4	средняя
			песчаники	2,2	15	25	10	100	5	4	средняя

Продолжение таблицы - А.3

K1km	2639	2825	глины	2,4	20	100	10	30	5	4	средняя
			песчаники	2,2	5	20	10	100	3,5	10	средняя
			алевролиты	2,3	15	100	5	50	3	4	твёрдая
J3 bg	2825	2847	аргиллиты	2,4	15	100	5	80	2,5	6	твёрдая
J3 vs	2847	2900	песчаники	2,2	15	20	5	100	3	10	средняя
			аргиллиты	2,4	5	90	5	130	3	4	твёрдая
			алевролиты	2,3	10	25	5	150	4	6	твёрдая

Таблица А.4. - Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфи- ческого подразделения	Интервал, м		Градиент давления									Температура в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	пластового			гидроразрыва пород			горного			градус	Источник получения
			кгс/см ² нам		Источ- ник получе- ния	кгс/см ² нам		Источ- ник получе- ния	кгс/см ² нам		Источни- к получе- ния		
			От (верх)	До (низ)		От (верх)	До (низ)		От (верх)	До (низ)			
Q	0	160	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	РФЗ	0	0,22	ПГФ	9	ПГФ
Pg3 nk	160	270	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	11	ПГФ
Pg2-3 cg	270	300	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	16	ПГФ
Pg2 ll	300	380	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	21	ПГФ
Pg1 tl	380	400	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	23	ПГФ
K2 gn	400	512	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	28	ПГФ
K2 sl	512	633	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	35	РФЗ
K2 kz	633	660	0,100	0,100	ПГФ	0,250	0,250	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	42	ПГФ
K1-2 pk	660	1763	0,100	0,100	ПГФ	0,250	0,250	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	68	ПГФ

Продолжение таблицы – А.4

K1 al	1763	1800	0,102	0,102	ПГФ	0,250	0,250	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	79	ПГФ
K1 kls	1800	2590	0,102	0,102	РФЗ	0,250	0,250	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	81	ПГФ
K1tr	2590	2639	0,102	0,102	РФЗ	0,250	0,250	РФЗ	0,24	0,24	ПГФ	84	РФЗ
K1klm	2639	2825	0,102	0,102	РФЗ	0,300	0,300	РФЗ	0,24	0,24	ПГФ	86	РФЗ
J3 bg	2825	2847	0,102	0,102	РФЗ	0,250	0,250	РФЗ	0,24	0,24	ПГФ	88	РФЗ
J3 vs	2847	2900	0,102	0,102	РФЗ	0,250	0,250	РФЗ	0,24	0,24	ПГФ	91	РФЗ

По данной таблице можно сделать следующий вывод: аномально высоких пластовых давлений нет, максимальная забойная температура 91 °С

Приложение Б

(Обязательное)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Таблица Б.1. - Нефтеносность

Индекс стратиграфическ оо подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Дебит, м ³ /сут	Мощность, м
	от (верх)	до (низ)				
Нефтеносность						
Ю 1(4)	2847	2900	поров.	0,720	130	53

Приложение В
(Обязательное)

Зоны возможных осложнений

Таблица В.1 - Ожидаемые осложнения и их характеристика

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
Q	0	160	Поглощение бурового раствора Осыпи и обвалы горных пород Прихватоопасность	от обвала неустойчивых пород и заклинки бурового инструмента
Pg3 nk	160	270	Прочие возможные осложнения Осыпи	желообразование и посадки при спуске бурильной и обсадной колонн
Pg2 ll	300	380	Прихватоопасные	от разбухания опоквидных глин, обвала стенок скважины, заклинки бурового инструмента
Pg1 tl	380	400		
K2 gn	400	512		
K2 sl	512	633		
K2 kz	633	660	Прихватоопасные	
K1-2 pk	660	1763		
K1 al	1763	1800		
K1 kls	1800	2590	Прихватоопасные	от перепада давления в системе "скважина-пласт"

Приложение Г

(Обязательное)

Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Таблица Г.1 - Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-170	170-700	700-2930
Исходные данные			
α	1	1	1
$R_{ш}, \text{кг/см}^2$	1000	890	2720
$D_{д}, \text{см}$	39.37	26.99	18.89
η	1	-	-
$\delta, \text{см}$	1.5	-	-
$q, \text{кН/мм}$	0.4	0.8	0.9
$G_{пред}, \text{кН}$	230	110	80
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	29.5	17.08	38.1
$G_2, \text{кН}$	157	215.9	170
$G_3, \text{кН}$	184	110	64
$G_{проект}, \text{кН}$	157	110	64

Приложение Г1

(Обязательное)

Расчет требуемого расхода бурового раствора

Таблица Г1.1 - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-170	170-700	700-2930
Исходные данные				
$D_{д}$	м	-	0,2699	0,1889
	мм	-	269,9	188,9
$G_{ос}, \text{кН}$		-	110	80
$Q, \text{Н}^*\text{м/кН}$		-	1,5	1,5
Результаты проектирования				
$D_{зд}, \text{мм}$		-	215,9	151,1
$M_{р}, \text{Н}^*\text{м}$		-	3862	1641
$M_{о}, \text{Н}^*\text{м}$		-	134	94
$M_{уд}, \text{Н}^*\text{м/кН}$		-	34	24

Таблица Г1.2 - Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-170	170-700	700-2930
Исходные данные			
$Q_1, \text{л/с}$	79	28	11
$Q_2, \text{л/с}$	75	33	10
$Q_3, \text{л/с}$	163	41	32

Продолжение таблицы Г1.2

Q ₄ , л/с	72	31	15
Q ₅ , л/с	44	37	17
Q ₆ , л/с	-	28-41	10-32
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ, л/с	190	41	32
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q, л/с	79	40	17
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
Q _{тн} , л/с	-	57	39
ρ ₁ , кг/м ³	-	1000	1000
ρ _{бр} , кг/м ³	-	1150	1090
M _{тм} , Н*М	-	21500	15500
M _{тб} , Н*М	-	32152	16410

Приложение Г2

(Обязательное)

Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Таблица Г2.1 - Проектирование бурильной колонны по интервалам бурения

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	170	Долото 393,7 М-ГВУ-R277	0,16	0,40	Бурение вертикального участка под направление
			Переводник П-3-177/171	0,1 (0,26)	0,52	
			УБТ 203x100 Д	2,3 (2,46)	12	
			Переводник П 3-171/147	0,1 (2,56)	0,52	
			УБТ 178x80 Д	1,87 (4,43)	12	

Продолжение таблицы – Г2.1

			Переводник П 3-147/133	0,08 (4,51)	0,54	
			ТБПК 127х10 Е	4,64 (9,15)	До устья	
			PDC 269,9 В516ТВ	0,07	0,29	
2	170	700	Переводник П 3-152/152	0,073 (0,143)	0,52	Бурение вертикального участка под кондуктор Бурение вертикального участка под эксплуатационну ю колонну
			Калибратор К 269,9 МС	0,18 (0,323)	1,0	
			ВЗД Д240М.7/8.41	1,86 (2,183)	8,54	
			Переводник П 3-171/152	0,074 (2,257)	0,51	
			КО-210	0,1 (2,357)	0,63	
			Переводник П 3-147/152	0,09 (2,447)	0,52	
			УБТ 178х80 Д	9,36 (11,807)	60	
			Переводник П 3-147/133	0,08 (11,887)	0,54	
			ТБПК 127х10 Е	20,14 (32,02)	До устья	
			PDC 188,9 В613НТ	0,05	0,25	
3	700	2930	Переводник П 3-117/117	0,036 (0,086)	0,46	Бурение вертикального участка под эксплуатационну ю колонну
			Калибратор КС 188,9 СТ	0,044 (0,013)	0,42	
			ВЗД ДГР-165.7/8.49	1,01 (1,14)	8,65	
			КО-162	0,07 (1,21)	0,51	
			Переводник П 3-121/133	0,04 (1,25)	0,4	
			УБТ 146х68 Д	6,18 (7,43)	60	
			Переводник П 3-121/133	0,06 (7,49)	0,50	
			ТБПК 127х10 Е	91,78 (99,27)	До устья	

Продолжение таблицы - Г2.1

4	2837	2910	Бурголовка PDC 188,8/80 B613C9	0,012	0,25	Бурение вертикального участка для отбора керна
			Переводник П-3-150/121	0,04 (0,05)	0,4	
			Керноотборный снаряд УБТ СК- 136/80	2,3 (2,35)	14,8	
			Переводник П 3-171/147	0,03 (2,38)	0,4	
			УБТ 146x68 Д	2,02 (4,40)	24	
			Переводник П-3-121/133	0,04 (4,44)	0,4	
			ТБПК 127x10 E	92,04 (90,70)	2687	

Приложение Г3

(Обязательное)

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица Г3.1. - Результаты расчетов системы бурового раствора под интервал 0-2930м

Направление Интервалбурения, 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	170	170	393,7	-	1,3	27,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 2,2
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 19,1
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,85
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ = 58,79
Объемраствора к приготовлению:						V _{бр} = 80,94
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев1} = 29,4
Кондуктор Интервалбурения, м.		Длинаинте рвала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
170	700	530	269,9	279,9	1,3-1,6	50,57
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 4,73
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 27,96
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 2,65
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 105,13

Продолжение таблицы - Г3.1

Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{бр} = 140,47$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{перев1} = 29,4$
Объемраствора к приготовлению:						$V_{2'} = 111,07$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{перев2} = 52,57$
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	2747	2047	188,9	198,9	1,6-1,2	112,27
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{фил} = 15,2$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{пот} = 65,04$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{спо} = 10,23$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 228,54$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{бр} = 319,08$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{перев2} = 52,57$
Объемраствора к приготовлению:						$V_{3'} = 266,51$

Продолжение таблицы - Г.3.1

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					
2747	2930	183	188,9	198,9	1,2	27,89
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{фил} = 1,04$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{пот} = 4,42$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{спо} = 0,915$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_4 = 59,7$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{бр} = 66,15$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{перев3} = 0$
Объемраствора к приготовлению:						$V_{4'} = 66,15$

Таблица Г3.2. - Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Направление 0-170	
Плотность, г/см ³	1,19
Условная вязкость, с	40
Содержание песка, %	< 2
Кондуктор 170-700	
Плотность, г/см ³	1,15
Условная вязкость, с	35
Пластическая вязкость, сПз	18
ДНС, дПа	80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	10
рН	9
Содержание песка, %	< 1,5
Эксплуатационная колонна 700-2930	
Плотность, г/см ³	1,09
Условная вязкость, с	30
Пластическая вязкость, сПз	16
ДНС, дПа	70
СНС 10 сек/10 мин, дПа	20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	10
рН	9
Содержание песка, %	< 1,5

Приложение Г4

(Обязательное)

Выбор гидравлической программы промывки скважины

Таблица Г4.1. - 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	170	БУРЕНИЕ	0,38	0,05	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	15	115,5	4,13
ПОД КОНДУКТОР									
170	700	БУРЕНИЕ	0,78	0,107	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	14	79,5	4,03
ПОД ЭКСПЛУАТАЦИОННУЮ КОЛОННУ									
700	2930	БУРЕНИЕ	1,38	0,089	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	8	83	3,51
ОТБОР КЕРНА									
2837	2910	ОТБОР КЕРНА	1	0,109	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	9,5	86,4	4,65

Таблица Г4.2. - Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
От (верх)	До (низ)				КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	170	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	85	160	220,5	0,9	125	30,6	61,2
170	700	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	85	160	220,5	0,9	120	29,37	58,75
700	2930	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	85	160	220,5	0,9	125	25	25
2837	2910	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-950	1	85	160	220,5	0,9	75	18,3	18,3

Таблица Г4.3. - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
От (верх)	До (низ)			Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				Насадках долота	Забойном двигателе			
0	170	БУРЕНИЕ	118,5	93,7	0	14,5	0,2	10
170	700	БУРЕНИЕ	182,7	42,9	69,3	58,7	1,9	10
700	2930	БУРЕНИЕ	140,9	44,7	33,3	36,2	19,7	7
2837	2910	ОТБОР КЕРНА	129,6	48,6	0	50,9	20,1	10

Приложение Д

(Обязательное)

Конструирование обсадной колонны по длине

Таблица Д.1. - Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	Σ	
1	Д	8,5	133	0,290	38,6	691,2	2797-2930
2	Д	7,7	197	0,265	52,2		2600-2797
3	Д	7,0	750	0,243	182,2		1850-2600
4	Д	6,5	1850	0,226	418,1		0-1850

Приложение Д1

(Обязательное)

Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора

Таблица Д1.1. - Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наимен. жидкости	Объем жидк., м ³	Плотн. жидк., кг/м ³	Объем воды для пригот. жидк., м ³	Наимен. компонента	Масса компон. (кг) / колич. мешков (шт.)	Наимен. цемента	Масса цемента (т) / колич. мешков (шт.)
Буферная	4,73	1050	18,92	МБП-СМ	66,2 / 3	-	-
	14,19			МБП-МВ	198,6 / 8	-	-
Обл.тамп. р-р	48,74	1400	32,53	НТФ	21 / 1	ПЦТ-III-Об(4)-100	40,16/32
Тамп.р-р норм.плотн.	2,37	1800	1,5	НТФ	1 / 1	ПЦТ-II-150	3,03/3

Приложение Д2

(Обязательное)

Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования

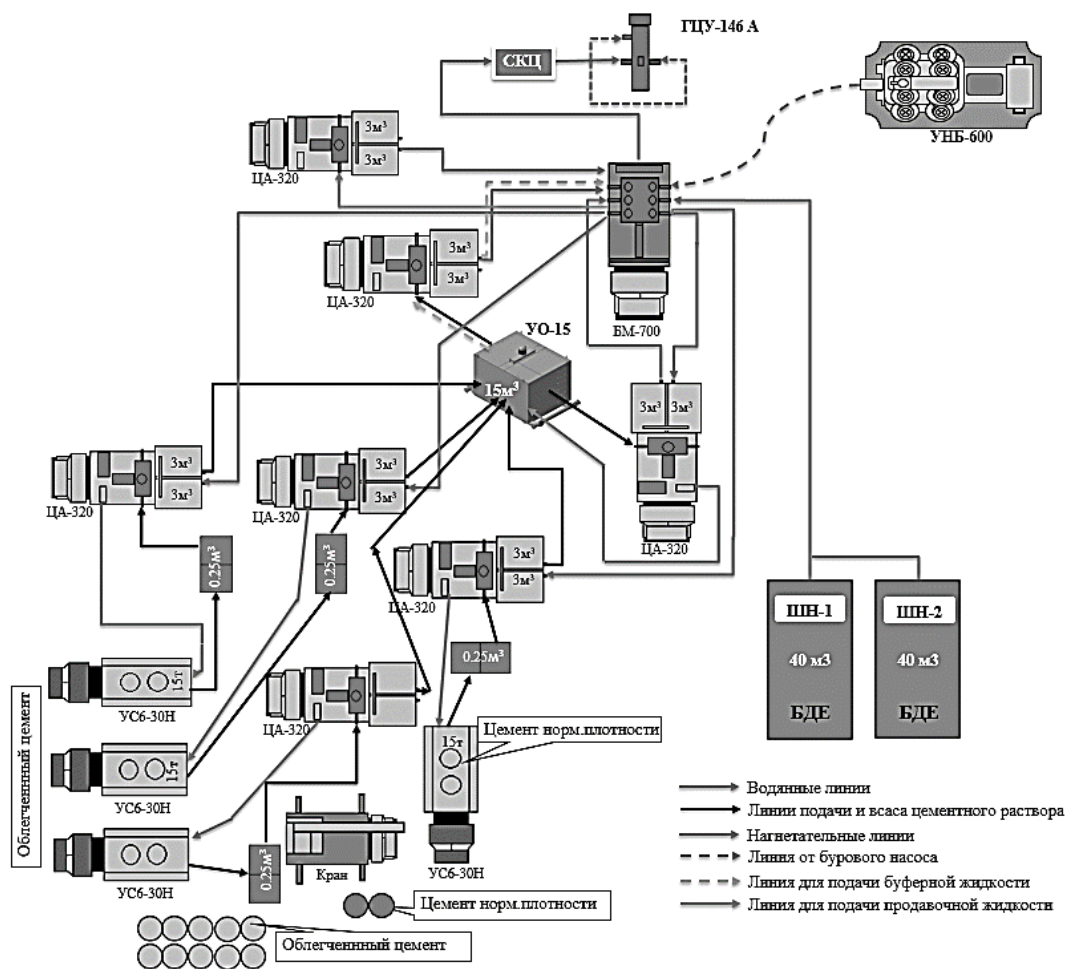


Рисунок Д2.1. - Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

Приложение Е

(Обязательное)

Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования

Таблица Е.1. - 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 лубризатора.	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	25
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
Лубризатор Л-89.000 предназначен для извлечения (спуска) колонны сваба из скважины без ее разгерметизации.	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	75,9
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
Ловушка сваба механическая ЛСМ-78.000 предназначена для удержания колонны сваба во время замены манжеты.	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	76
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
Быстро-разъемное соединение БРС-73 предназначено для быстрого соединения НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	62
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
Кран шаровый КШН-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, патрубок-ниппель - НКТ 73, муфта - НКТ 60 ГОСТ 633-80 .	

Продолжение таблицы Е.1.

Затвор шаровый ЗШ1 78x21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала коллоны НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	78
Присоединительные резьбы: верх - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, низ - НКТ 89ВН ГОСТ 633-80.	
Фланец трубодержатель ФТ-89.000 предназначен для соединения устьевого оборудования с крестовиной фонтанной арматуры.	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	211,1
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89ВН, низ - НКТ 89 ГОСТ 633-80.	

Приложение Е1

(Обязательное)

Скважинное оборудование для свабиворонения КС-62

Таблица Е1.1 - Состав оборудования свабиворонения и технические характеристики

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

Приложение Ж

(Обязательное)

Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Таблица Ж.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
Затраты зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	-	-	0,37	51,13	1,34	185,17	8,63	1192,57
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,37	7,36	1,34	26,6	8,63	171,73
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,37	10,23	1,34	37,07	8,63	238,79
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	-	-	0,37	2,78	1,34	10,1	8,63	65,07
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,37	93,55	1,34	388,83	8,63	2182,18
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,37	10,54	1,34	38,2	8,63	246,04
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,37	2,57	1,34	9,31	8,63	59,97

Продолжение таблицы – Ж.1

Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,37	487,2 9	1,34	1764,78	8,63	11365,71
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-	-	1,34	1143,40	8,63	7363,89
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,37	5,96	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	-	-	1,34	330,47	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	-	-	-	-	-	-	8,63	3196,12
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,37	8,59	1,34	31,11	8,63	200,38
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,37	51,38	1,34	168,11	8,63	1198,62
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	-	-	0,37	37,31	1,34	135,12	8,63	870,24
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,37	3,29	1,34	11,9	8,63	76,80
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,37	12,55	1,34	45,45	8,63	292,72
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,37	37,14	1,34	134,53	8,63	866,45
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы - Ж.1

Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,37	62,63	1,34	226,84	8,63	1460,97
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,37	5,52	1,34	19,99	8,63	128,75
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	-	-
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			8266,31		2310,06		10552,74		32078,35
Затраты зависящие от объема работ									
393,7 М-ГВУ-R277	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-
PDC 269,9 B516TB	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-
PDC 188,9 B613MTBX	1028,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,512
Обратный клапан КОБ – 178	552,3	-	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы – Ж.1

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
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	738								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	0			169,944		747,883		5187,779	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	8266,31			2480,004		11300,62		37266,129	
Всего по сметному расчету, руб	59313,06								

Таблица Ж.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
Затрат зависящие от времени							
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,15	20,72	0,71	98,11	1,57	216,95
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,15	2,98	0,71	14,12	1,57	31,24
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,15	4,15	0,71	19,64	1,57	43,44
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,15	1,13	0,71	5,35	1,57	11,83
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,15	37,92	0,71	179,53	1,57	396,99
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,15	4,27	0,71	20,24	1,57	44,76
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,15	1,04	0,71	4,93	1,57	10,91
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,15	197,55	0,71	935,07	1,57	2067,69
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,15	205,2	0,71	971,28	1,57	2147,76
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,15	62,91	0,71	297,77	1,57	658,45
Плата за подключенную мощность,сут	138,89	0,15	20,8335	0,71	98,61	1,57	218,05
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,15	15,126	0,71	71,59	1,57	158,31

Продолжение таблицы - Ж.2

Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,15	1,335	0,71	6,319	1,57	13,97
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,15	15,06	0,71	71,28	1,57	157,62
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	0,15	25,3935	0,71	120,19	1,57	265,78
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,15	2,76	0,71	13,064	1,57	28,888
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,15	5,088	0,71	24,08	1,57	53,25
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93
Башмак колонный БК-299, шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-
Башмак колонный БК-219, шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БК-140, шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5
Центратор ЦЦ-219/270, шт	25,4	-	-	16	406,4	-	-
Центратор ЦЦ-140/191-216, шт	18,7	-	-	-	-	50	935
ЦКОДМ-219, шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-
ЦКОДМ-140, шт	105	-	-	-	-	1	105
Продавочная пробка ПРП-Ц-219, шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-140, шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12
Пакер заколонный ППП-168	590,9	-	-	-	-	1	590,9
Головка цементировочная ГЦУ-219	3320	-	-	1	с	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-140	2880	-	-	-	-	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			722,923		7120,073		11122,34
Затраты зависящие от объема работ							
Обсадные трубы 299x9,5, м	37,21	50	1860,5	-	-	-	-
Обсадные трубы 219x8,9, м	28,53	-	-	800	22824	-	-
Обсадные трубы 140x7,7 м	25,41	-	-	-	-	80	2032,8
Обсадные трубы 140x7, м	23,67					10	236,7

Продолжение таблицы – Ж.2

Обсадные трубы 140x6,2, м	19,96	-	-	-	-	2400	47904
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
Транспортировка вахт, руб	738						

Продолжение таблицы - Ж.2

Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	2573,2	25538	55704,92
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	3296,122	32658,07	66827,26
Всего по сметному расчету, руб	102781,5		

Уточненный сводный сметный расчет представлен в таблице Ж.3.

Таблица Ж.3. - Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, руб.
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	59313
Крепление скважины	102781
Итого по главе 3	162094
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)	17843

Продолжение таблицы Ж.3.

Итого по главе 5	17843
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829
Эксплуатация котельной	2935
Итого по главе 6	12764
Итого по главам 1-6	421070
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	69055
Итого по главе 7	69055
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	39210
Итого по главе 8	39210
Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	24349
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	15350
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8)	9528
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	262
Топографо-геодезические работы	123
Скважины на воду	4771
Итого по главе 9	54383
Итого по главам 1-9	583718
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1167
Итого по главе 10	1167

Продолжение таблицы Ж.3.

Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830
Итого по главе 11	4620
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	29475
Итого по главе 12	29475
Итого по сводному сметному расчету	618980
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 204,2	126395716
НДС 18%	22751229
Итого в ценах 2018 года с учетом коэффициента	149146954

Приложение И

(Обязательное)

Производственная безопасность

Таблица И.1.– Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 2015)		Нормативные документы
Лабораторный и камеральный(внутри помещения)			
	Вредные	Опасные	
Работа за персональным компьютером (ПК) и оборудованием удаленного мониторинга (система телеметрии) расположенного на рабочем месте внутри помещения вагона-офиса инженера по бурению	1.Отклонение показателей микроклимата в помещении; 2.Недостаточная освещенность рабочей зоны; 3.Повышенная запыленность воздуха рабочей зоны; 4.Превышение уровней электромагнитных и ионизирующх излучений.	1.Электрический ток; 2.Статическое электричество; 3.Пожароопасность	ГОСТ 12.1.045-84 [19] СП 52.13330.2011 [20] СанПиН 2.2.4.548-96 [21] СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [22] СанПиН 2.2.4.3359-16 [24] СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [24] ГОСТ 12.1.003-2014 [13] СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [26] ГОСТ 12.2.003-91 [28] СНиП 2.04.05- 91 [29] ГОСТ Р 12.1.019-2009 [30] ГОСТ 12.1.004-91 [18] ГОСТ 12.1.005-88 [7] СанПиН 2.2.1/2.1.11278-03

Продолжение Таблицы И.1.

Полевой этап			
Работа	Вредные	Опасные	
Работа непосредственно буровой площадке	1.Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;	1.Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола);	ГОСТ 12.2.003-91 [3] ГОСТ 12.2.062-81 [4] ГОСТ 12.3.009-76 [5] ГОСТ 12.4.011-89 ГОСТ 12.4.125-83 [6] ГОСТ 12.1.005-88 [7] ГОСТ 23407-78 [8]
	2.Превышение уровней шума;	2.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;	ГОСТ 12.1.019-79 [9] ГОСТ 12.1.030-81 [10] ГОСТ 12.1.006-84 [11] ГОСТ 12.1.038-82 [12] ГОСТ 12.1.003-2014 [13]
	3.Тяжесть физического труда	3.Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов;	ГОСТ 12.1.012-90 [14] ГОСТ 12.4.002-97 [15] ГОСТ 12.4.024-86 [16] ГОСТ 12.1.007-76 [17] ГОСТ 12.1.004-91 [18]
	4.Превышение уровней вибрации.	4.Электрический ток;	
	5.Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	5.Пожароопасность	