



Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2770 метров на Южно-Майском нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 622.323:622.243.22(24:181 m 2900)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С2	Долганов Илья Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Епихин А.В.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Глызина Т.С.	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.О. Зав.кафедрой	Ковалев А.В	к.т.н.		

Томск – 2017 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

**на выполнение выпускной квалификационной работы
в форме бакалаврской работы**

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество

Тема работы:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно направленной скважины глубиной 2770 метров на Южно-Майском нефтяном месторождении	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

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>	Пакет экспериментальной промышленной информации по Южно-Майскому месторождению ,тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ ,фондовая и периодическая литература
--	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (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).</p>	<p>1.Общая и геологическая часть 2.Технологическая часть 3.Специальная часть 4.Финансовый менеджмент,ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5.Социальная часть</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>1.ГТН (геолога технического наряд) 2.КНБК (компоновка низа буровой колонны)</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
<p style="text-align: center;">Раздел</p>	<p style="text-align: center;">Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент , ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Старший преподаватель Глызина Т.С</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Инженер Грязнова Е.Н.</p>
<p> </p>	<p> </p>
<p> </p>	<p> </p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</p>	
<p> </p>	
<p> </p>	
<p> </p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p> </p>
--	----------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Епихин А.В			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С2	Долганов Илья Александрович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б2С2	Долганов Илья Александрович

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурение скважин
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»

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

1. Данные по строительству скважин на Южно-майском месторождении	Расчет техник-экономических показателей
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Сроки строительства скважины 2. Сметная стоимость сооружения скважины	Расчет нормативной продолжительности строительства скважин. Нормативная карта. Составление линейного-календарного графика. Расчет сметной стоимости сооружения скважины
---	--

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С2	Долганов Илья Александрович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Группа	ФИО
3-2Б2С2	Долганов Илья Александрович

Институт	ИПР	Кафедра	бурения скважин
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»

Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно - направленной скважины глубиной 2770 метров на Южно-Майском нефтяном месторождении (Томская область) Область применения: для строительства нефтяных и газовых скважин.
---	--

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; - приведения допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты. 	<p>1 Производственная безопасность</p> <p>1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; - превышение уровней шума и вибрации; - тяжесть физического труда; - повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися; - отклонение показателей микроклимата в помещении, - недостаточная освещенность рабочей зоны; - повешенная запыленность рабочей зоны; - утечки токсических и вредных веществ в рабочую зону. - превышение уровней электромагнитных и ионизирующ излучений; - предлагаемые средства защиты
<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, источники, средства защиты). 	<p>1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; - расположение рабочего места на

	<p>значительной высоте относительно поверхности земли (пола);</p> <ul style="list-style-type: none"> – электрический ток; – статическое электричество; – острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов; – пожароопасность;
<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 НТД по охране окружающей среды. 	<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – решение по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды
<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>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте – выбор наиболее типичной ЧС: - пожар – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий;
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С2	Долганов Илья Александрович		

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Уровень образования: бакалавриат

Кафедра бурения скважин

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы: бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

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

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 90 с., рис. 22, табл. 54, использованных источников 45.

Ключевые слова: наклонно-направленная скважина, осыпи, осложнения при бурении, обвалы, сужение ствола скважины, водопроявление, кавернообразование, сальникообразование, желебообразования.

Целью настоящего проекта является разработка технологических решений для строительства эксплуатационной наклонной-направленной скважины глубиной 2770 метров на Южно-Майском нефтяном месторождении.

Предмет исследования - технологические решения для строительства эксплуатационной наклонной-направленной скважины.

Объект исследования - Южно-Майское нефтяное месторождение, находящееся в Томской области.

В процессе исследования была дана географо-экономическая характеристика района работ, были определены геологические условия бурения, дана характеристика газонефтеводоносности месторождения. выделены зоны возможных осложнений. были обозначены исследовательские работы, был обоснован и рассчитан профиль скважины, была обоснована конструкция скважины, проведено исследование углубления скважины, сделан расчет обсадных колонн, сделан выбор буровой установки.

В результате исследования были выявлены преимущества наклонно-направленного бурения, определены меры предупреждения и устранения осложнений, встречающихся в процессе бурения скважин.

Степень внедрения: распространено и используется на месторождениях.

Экономическая эффективность/значимость работы: применение современного очистного оборудования увеличивает скорость бурения, сокращает расходы на регулирование свойств буровых растворов.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

- Бурение - строительный процесс по устройству скважины, которую можно построить путем разрушения слоев почвы и извлечения их на поверхность.
- Бурильная колонна - ступенчатый полый вал, соединяющий породоразрушающий инструмент (долото) с наземным оборудованием при бурении глубоких скважин (например, на нефть или газ).
- Буровой раствор - сложная многокомпонентная дисперсная система суспензионных, эмульсионных и аэрированных жидкостей, применяемых для промывки скважин в процессе бурения.
- Водопроявление - самопроизвольный излив бурового раствора, пластового флюида различной интенсивности через устье скважины по межтрубному пространству, бурильным трубам, межколонному пространству либо заколонному пространству за пределами устья скважины.
- Газонефтеводопроявление - поступление пластового флюида в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса бурового раствора и открытого фонтанирования.
- Газоносность - количество свободных и сорбированных газов, которое содержится в единице массы (объема) горных пород в природных условиях
- Забой скважины - это конечная часть скважины, функция которой – извлечение воды из пластов грунта.
- Винтовой забойный двигатель - машина объемного (гидростатического) действия.
- Кавернообразование - рыхлые слабосвязанные породы, подвергшиеся эрозионному воздействию и осыпанию в условиях контакта с раствором и ударов бурильной колонны при вращении и проведении СПО.
- Каротаж - исследование горных пород в буровых скважинах электрическими, магнитными, радиоактивными, акустическими и другими методами.
- Кондуктор - это дополнительная труба, диаметр которой чуть больше диаметра обсадной трубы, которую устанавливают в верхней части шахты скважины, чтобы избежать обрушения стенок в процессе бурения и не допустить попадания загрязненных грунтовых и поверхностных вод через затрубное пространство в водоносный горизонт.

- Наклонно-направленная скважина - скважина, специально направленная в какую-либо точку, удаленную от вертикальной проекции ее устья.
- Нефтеносность - количество нефти, которое содержится в единице массы (или объема) горных пород в природных условиях.
- Нефть - природная маслянистая горючая жидкость со специфическим запахом, состоящая в основном из сложной смеси углеводородов различной молекулярной массы и некоторых других химических соединений.
- Обсадная колонна - предназначена для крепления буровых скважин, а также изоляции продуктивных горизонтов при эксплуатации; составляется из обсадных труб путём последовательного их свинчивания (иногда сваривания).
- Осевая нагрузка - режимный параметр бурения, обеспечивает внедрения элементов долота в горную породу.
- Осложнения при бурении - нарушение нормального режима строительства скважины, которое требует принятия безотлагательных и эффективных мер по его устранению и продолжения процесса бурения.
- Породоразрушающий инструмент - предназначен для разрушения горной породы на забое при бурении скважины, выполняет основную роль в процессе образования ствола скважины в массиве горной породы.
- Сальникообразование - налипание на буровое долото липких фракций буримых пород, характерно при бурении скважин в глинистых породах при наличии интервалов с интенсивным образованием рыхлых фильтрационных корок.
- Скважина - цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.
- Тампонажный раствор - это гетерогенная полидисперсная система, способная в течение некоторого времени переходить из вязко-пластичного состояния в твердое как на воздухе, так и в жидкости.
- центрифуга: предназначена для контроля твердой фазы в буровом растворе, а также для регенерации барита из утяжеленных буровых растворов.
- Эксплуатационная колонна - спускается в скважину для извлечения нефти, газа или нагнетания в продуктивный горизонт воды или газа с целью поддержания пластового давления.
- Эксплуатационная скважина - предназначена для разработки и эксплуатации месторождений и залежей нефти и газа, закладывается в соответствии со схемой разработки залежи и служат для получения нефти и газа из земных недр.

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. ГОСТ Р 1.5 – 2012 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные Российской Федерации. Правила построения, изложения, оформления и обозначения.
2. ГОСТ 2.104 – 2006 Единая система конструкторской документации. Основные надписи.
3. ГОСТ 2.105 – 95 Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам.
4. ГОСТ 2.106 – 96 Единая система конструкторской документации. Текстовые документы.
5. ГОСТ 2.301 – 68 Единая система конструкторской документации. Форматы.
6. ГОСТ 2.316 – 2008 Единая система конструкторской документации. Правила нанесения на чертежах надписей, технических требований и таблиц.
7. ГОСТ 2.702 – 2011 Единая система конструкторской документации. Правила выполнения электрических схем.
8. ГОСТ 2.709 – 89 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные проводов и контактных соединений электрических элементов, оборудования и участков цепей в электрических схемах.
9. ГОСТ 2.721 – 74 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в схемах. Обозначения общего применения.
10. ГОСТ 3.1102 – 2011 Единая система технологической документации. Стадии разработки и виды документов.
11. ГОСТ 3.1105 – 2011 Единая система технологической документации. Формы и правила оформления документов общего назначения.
12. ГОСТ 3.1404 – 86 Единая система технологической документации. Формы и правила оформления документов на технологические процессы и операции обработки резанием.
13. ГОСТ 3.1407 – 86 Единая система технологической документации. Формы и требования к заполнению и оформлению документов на технологические процессы (операции), специализированные по методам сборки.
14. ГОСТ 7.0.5 – 2008 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая ссылка.
15. ГОСТ 7.1 – 2003 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая запись. Библиографическое описание.
16. ГОСТ 7.9 – 95 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Реферат и аннотация.

17. ГОСТ 7.11 – 2004 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая запись. Сокращение слов и словосочетаний на иностранных языках.
18. ГОСТ 7.0.12 – 2011 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Сокращения русских слов и словосочетаний в библиографическом описании произведений печати.
19. ГОСТ 7.32 – 2001 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Отчёт о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления.
20. ГОСТ 8.417 – 2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин.
21. ГОСТ 19.101 – 77 Единая система программной документации. Виды программ и программных документов.
22. ГОСТ 19.106 – 78 Единая система программной документации. Требования к программным документам, выполненным печатным способом.
23. ГОСТ 19.401 – 78 Единая система программной документации. Текст программы. Требования к содержанию и оформлению.
24. ГОСТ 19.402 – 78 Единая система программной документации. Описание программы.
25. ГОСТ 19.404 – 79 Единая система программной документации. Пояснительная записка.
26. ГОСТ 19.502 – 78 Единая система программной документации. Описание применения. Требования к содержанию и оформлению.
27. ГОСТ 19.701 – 90 Единая система программной документации. Схемы алгоритмов, программ, данных и систем. Обозначения условные и правила выполнения.
28. ГОСТ 24.301 – 80 Система технической документации на АСУ. Общие требования к текстовым документам.
29. ГОСТ 24.302 – 80 Система технической документации на АСУ. Общие требования к выполнению схем.
30. ГОСТ 24.303 – 80 Система технической документации на АСУ. Обозначения условные графические технических средств.
31. ГОСТ 28388 – 89 Система обработки информации. Документы на магнитных носителях данных. Порядок выполнения и обращения.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ	14
ВВЕДЕНИЕ	16
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	17
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района работ.....	17
1.2 Геологические условия бурения	19
ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	30
2.1 Обоснование и расчёт профиля скважины.....	31
2.2 Обоснование конструкции скважины	31
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин.....	31
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	33
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	34
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	35
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	36
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	37
2.3 Углубление скважины	37
2.3.1 Выбор способа бурения	37
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	38
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	39
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	40
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	40
2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора	41
2.3.7 Выбор компоновки и расчёт бурильной колонны.....	43
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	45
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	47
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин.....	48
2.4.1 Расчет обсадных колонн	49
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений	49
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	51
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине.....	54
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины.....	54
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	54
2.4.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости.....	54
2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора.....	55
2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины	55
2.4.2.4.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	55
2.4.2.4.2 Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси.....	55
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	56

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины.....	57
2.5 Выбор буровой установки.....	57
ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ.....	58
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	64
3.1 Структура и организационные формы работы ЗАО «ССК.....	64
3.2 Расчёт нормативной продолжительности строительства скважины.....	65
3.3 Расчет сметной стоимости строительства скважины.....	72
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	
4.1 Производственная безопасность.....	75
4.1.1	
4.1.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов	78
4.2 Экологическая безопасность.....	88
4.2.1 Вредные воздействия на окружающую среду и мероприятия по их снижению	91
4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	92
4.3.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать очистное оборудование.....	93
4.3.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.....	93
4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	94
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	97
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	98

ВВЕДЕНИЕ

Территория Южно-Майского месторождения - район действующих нефтепромыслов Томской области. Нарращивание и освоение на этих землях сырьевого потенциала - одно из ключевых направлений развития томского нефтегазового комплекса. Это направление, очевидно, является наиболее ресурсосберегающим, минимизирующим объемы капитальных затрат.

В процессе бурения скважины, подверженные естественному искривлению, могут не выйти на нефтегазоносные слои и, следовательно, не выполнить своих проектных заданий. Наиболее эффективным способом разбуривания таких месторождений является кустовое наклонно-направленное бурение скважин с отклонением ствола от вертикали. Поэтому, повышение технико-экономических показателей и качества строительства наклонно-направленных скважин является актуальной научно-технической проблемой.

Вместе с тем необходимость повышения надежности проводки наклонно-направленных скважин определяет целесообразность дальнейшего совершенствования технологии их строительства.

Целью настоящего проекта является разработка технологических решений для строительства эксплуатационной наклонной-направленной скважины глубиной 2770 метров на Южно-Майском нефтяном месторождении.

Практическая значимость работы состоит в том, что результаты работы могут быть реализованы на производстве путем:

- а. включения в технические проекты на строительство наклонно-направленных скважин
- б. организации промышленного бурения наклонно-направленных скважин на нефтяных месторождениях в Томской области;
- в. организации разработки, производства и внедрения оборудования для бурения и заканчивания наклонно-направленных скважин;
- г. организации исследований, разработки и внедрения технологий проводки наклонно-направленных скважин.

д.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района работ

Географическое расположение Южно-Майского месторождения - юго-восточная часть Западно-Сибирской низменности, Обь-Иртышское междуречье, бассейн реки Васюган (левый приток реки Обь), $57^{\circ} 39' 54,8$ северной широты, $77^{\circ} 30' 59,0$ восточной долготы.

Расположение Южно-Майского месторождения в административном отношении – РФ, Томская область, южная часть Каргасокского района. Расположено на территории лицензионного участка 70-3ЮМ (рис. 1), недропользователем которого является ООО «Альянснефтегаз» (дочернее предприятие группы компаний Imperial Energy; юридический адрес: 634041, Томская обл., г. Томск, пр. Кирова, д.51а, стр. 15). Вид лицензии НЭ (геологическое изучение и (или) эксплуатация месторождения) со статусом горного отвода, серия ТОМ, номер 15008, выдана 28.09.2010, дата окончания срока действия 15.10.2030. Площадь лицензионного участка $57,65 \text{ км}^2$.

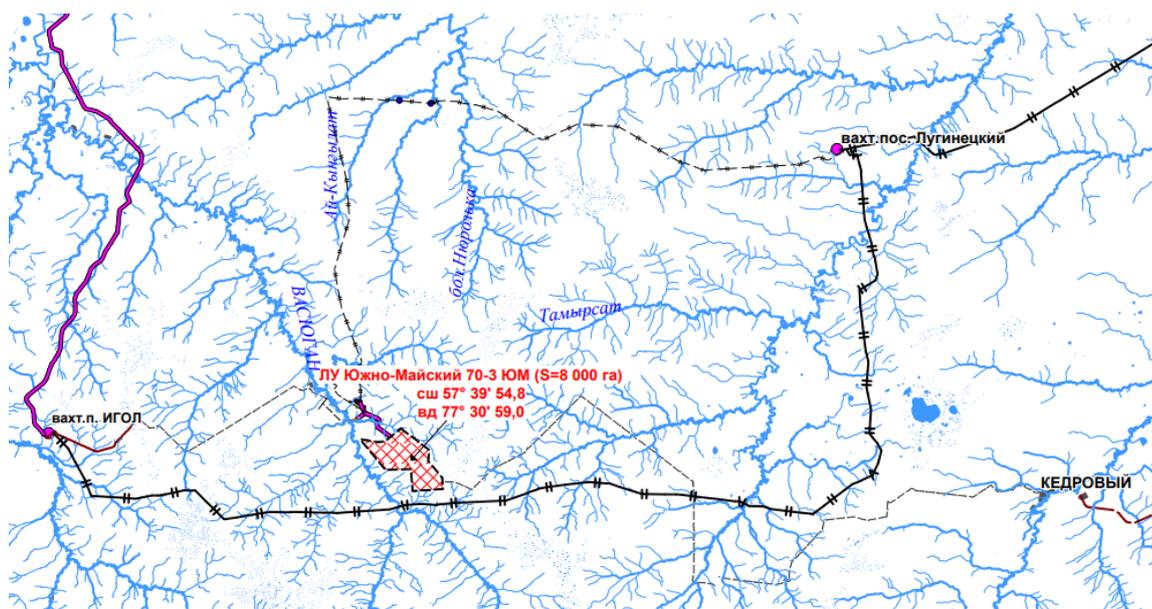


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

При составлении общей и геологической части были использованы промысловые отчетные материалы, а также руководящие, инструктивные и

методические документы [1].

Общие сведения краткого описания места проведения работ и экономическая характеристика района строительства и пути сообщения приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Географическая характеристика района работ

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Южно-Майское месторождение
Характер рельефа	Слаборасчлененная равнина, широкие заболоченные водоразделы и долины рек
Покров местности	Тайга
Заболоченность	50-60%
Административное расположение: - республика - область (край) - район	РФ Томская Каргасокский
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	+3 +36 -51
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	2,2-2,4
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	230
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	190
Азимут преобладающего направления ветра, град	Зимой – южное, юго-западное; летом – северное, северо-восточное
Наибольшая скорость ветра, м/с:	до 21
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	180 320
Геодинамическая активность	Низкая

Таблица 2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	От дизельных электростанций
Теплоснабжение	Котельная ППУ
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	воздушный транспорт (вертолет) автотранспорт по зимникам
Блилежащие населенные пункты и расстояние до них	г. Кедровый (≈140 км) село Каргасок (≈ 390 км) вахтовый поселок Игол (≈ 70 км) вахтовый поселок Лугинецкий (≈ 130 км)

1.2 Геологические условия бурения

Стратиграфический разрез скважины представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности интервала (средневзвешенная величина)
от (кровля)	до (подошва)	название	индекс	угол		
1	2	3	4	град	мин.	7
0	30	Четвертичные отложения	Q	-	-	1.3
30	120	Некрасовская свита	P _{2-3 at}	-	-	1.3
120	145	Чеганская свита	P _{2-3 чq}	-	-	1.3
145	185	Люлинворская свита	P _{ll}	-	-	1.3
185	205	Талицкая свита	P _{tl}	-	-	1.3
205	285	Ганькинская свита	K _{2 gn}	-	-	1.25
285	330	Славгородская свита	K _{2 sl}	-	-	1.25
330	420	Ипатовская свита	K _{2 ip}	-	-	1.25
420	445	Кузнецовская свита	K _{2 kz}	-	-	1.25
445	1390	Покурская свита	K _{1-2 pk}	-	50	1.25
1390	1440	Алымская свита	K _{1 al}	-	50	1.25
1440	1990	Киялинская свита	K _{1 kl}	1	20	1.25
1990	2075	Тарская свита	K _{1 tr}	1	20	1.25
2075	2370	Куломзинская свита	K _{1 klm}	1	20	1.25
2370	2395	Баженовская свита	J _{3 bg}	1	40	1.2
2395	2400	Георгиевская свита	J _{3 gr}	1	40	1.2
2400	2460	Васюганская свита	J _{2-3 vs}	до 2	-	1.2
2460	2500	Тюменская свита	J ₁₋₂	-“-	-	1.1
2500	2600	Салатская свита	J _{1 sl}	-	-	1.1
2600	2630	Тогурская свита	J _{1 tg}	-	-	1.1
2630	2770	Урманская свита	J _{1 urm}	-	-	1.1

Таблица 4 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Q	0	30	Толща переслаивающихся супесей, суглинков, песков и глин, перекрытых почвенно-растительным слоем
P _{2-3 at}	30	120	Пески серого и светло-серого цветов. Мелкозернистые, кварцевые и кварц-полевошпатовые, с подчиненными прослоями глин
P _{2-3 ċq}	120	145	Глины голубовато-зеленого, зеленовато-серого цветов, плотные, с присыпками и линзовидными прослойками песков и алевроитов
P _{ll}	145	185	Глины зеленовато-серого, желтовато-зеленого цветов, жирные на ощупь. В нижней части – опоковидные. Прослойки серых слюдистых алевроитов и разнозернистых кварц-глауконитовых песков и слабосцементированных песчаников
P _{tl}	185	205	Плотные, вязкие и жирные на ощупь участки темно-серого и черного цветов, иногда алевроитистые, с пропластками и присыпками алевроитов и песков мелкозернистых, кварц-полевошпато-глауконитовых, с включениями пирита
K _{2 gn}	205	285	Глинистые породы с тонкими прослойками песков и алевроитов
K _{2 sl}	285	330	Глины с редкими прослойками песчаников и алевроитов
K _{2 ip}	330	420	Песчано-алевритовая толща с подчиненными прослоями глин. Иногда встречаются глауконитовые песчаники и включения пирита
K _{2 kz}	420	445	Глины с остатками морской фауны с включениями пирита
K _{1-2 pk}	445	1390	Переслаивающаяся толща глин, алевроитов, песчаников
K _{1 al}	1390	1440	Нижняя часть – песчаный пласт А ₁ , в верхней части – аргиллитоподобные глины кошайской пачки
K _{1 kl}	1440	1990	Неравномерно переслаивающаяся толща глин, алевроитов и песчаников
K _{1 tr}	1990	2075	Песчаники светло-серого, серого, иногда зеленовато-серого цветов, мелко и среднезернистые, иногда известковые, плотные, слабо сцементированным глинистым цементом
K _{1 klm}	2075	2370	Песчаники серого цвета, мелкозернистые, часто с высоким содержанием алевроитов, местами известковые, в основном линзообразной формы

1	2	3	4
J _{3 bg}	2370	2395	Глубоководно-морские аргиллиты черного цвета, битуминозными, плитчатыми, иногда карбонатизированными. Включения пирита и обломков раковин белемнитов, брахиопод, пелеципод плохой сохранности.
J _{3gr}	2395	2400	Аргиллиты с включением глауконита
J _{2-3 vs}	2400	2460	Глинистая нижневасюганская и песчано-глинистая верхневасюганская подсвиты
J ₁₋₂	2460	2500	Неоднородная песчано-алевролитово-аргиллитовая толща с прослоями углей и углистых аргиллитов
J _{1 sl}	2500	2600	Переслаивание песчаников (с прослоями гравелитов, конгломератов и сидерита), алевритов и аргиллитов. Верхняя часть - маломощная мачка аргиллитов и алевритов с прослоями угля близ кровли. Нижняя часть – средне и крупнозернистые песчаники, разделенные аргиллитами, часто углистые.
J _{1 tg}	2600	2630	Темно-серые и черные часто битуминозные аргиллиты с прослоями песчаников, сидеритом
J _{1 urm}	2630	2770	Грубозернистые плохо отсортированные и слабо окатанные песчаники и гравелиты, конгломераты (в нижней части)

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблице 5.

Давление и температура по разрезу скважины представлены в таблице 6.

На основании данных таблиц мы делаем вывод, что плотность пород изменяется от 1,2 г/см³ до 2,4 г/см³, прочностные характеристики характеризуются как мягкие и средние, по буримости породы принадлежат преимущественно к II-IV категориям буримости. Забойная температура умеренная, достигает 107⁰ С. По информации о градиентах пластового давления и давления гидроразрыва, можно сделать вывод, что интервалов с несовместимыми условиями бурения нет. Эти особенности геологического разреза скважины позволяют считать наиболее обоснованным выбор комбинированного способа бурения при проектировании скважины – турбинно-роторного.

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

Индекс	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Трещиноватость	Глинистость, %	Абразивность	Категория пород	
	от	до							По буримости	Промысловая классификация
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q	0	30	Супеси	2	10	-	40	-	II	M
			Суглинки	2,2	10	0	65	4		M
			Пески	2,1	30	2500	10	10	II	M
			Глины	2,4	20	0	100	4	II	M
P _{2-3 at}	30	120	Глины	2,4	20	0	100	4	II	M
			Пески	2,1	30	2500	20	10		M
P _{2-3 eq}	120	145	Глины	2,4	20	0	100	4	II-III	M
			Алевриты	2	15	5	50	6		M
			Пески	2,2	25	1500	50	10		M
P _{II}	145	185	Алевриты	2,2	15	5	50	6	II-III	M
			Глины	2,4	20	0	100	4		M
			Пески	2,1	30	2500	5	10		M
P _{tl}	185	205	Глины	2,4	20	0	100	4	II-III	M
			Пески	2,2	30	1500	10	10		M
			Алевриты	2,2	20	10	40	10		M
K _{2 gn}	205	285	Мергели	2,2	15	5	20	6	II-V	M
			Пески	2,2	30	1500	10	10		M
			Алевриты	2,2	20	10	40	10		M
			Глины	2,4	20	0	100	4		M
K _{2 sl}	285	330	Глины	2,4	20	0	100	4	II-III	M
			Алевриты	2,2	20	10	40	10		M
			Пески	2,2	30	1500	10	10		M
K _{2 ip}	330	420	Песчаники	2,2	25	250	20	10	II-IV	C
			Алевриты	2,3	10	0	25	10		C
K _{2 kz}	420	445	Глины	2,4	20	0	100	0,4	II	M

K _{1-2 pk}	445	1390	песчаники	2,2	25	250	20	10	II-III	M
			Глины	2,4	20	0	100	4		M
			алевролиты	2,3	20	7	20	10		M
K _{1 al}	1390	1440	Глины	2,3	10	0	100	6	II-IV	C
			Алевролиты	2,3	15	3	20	10		C
			Аргиллиты	2,3	5	0	90	4		C
			Песчаники	2,2	15	15	15	10		C
K _{1 kl}	1440	1990	Аргиллиты	2,3	5	6	90	4	II-IV	C
			Алевролиты	2,3	10	13	17	4		C
			Песчаники	2,2	23	13	15	10		C
K _{1 tr}	1990	2075	Песчаники	2,3	19	20-50	20	X	IV	C
K _{1 klm}	2075	2370	Аргиллиты	2,4	5	0	95	IV	IV-V	C
			Песчаники	2,3	15	10-250	20	X	III-IV	C
			Алевриты	2,3	10	0	25	X	IV-V	C
			Алевролиты	2,3	10	0	25	VI	IV-VI	C
J _{3 bg}	2370	2395	Аргиллиты	2,4	5	1	100	6	IV-VI	C
J _{3 gr}	2395	2400	Аргиллиты	2,4	5	0	95	4	IV-VI	C
J _{2-3 vs}	2400	2460	Песчаники	2,4	16	9,7	20	10	II-V	C
			Глины	2,4	5	0	100	4		C
			Аргиллиты	2,4	10	1	95	6		C
			Алевролиты	2,4	5	0	40	4		C
			Угли	1,2	0	0	0	5		M
J ₁₋₂	2460	2500	Алевролиты	2,4	5	0	40	4	II-V	C
			Аргиллиты	2,4	10	1	95	6		C
			Угли	1,2	0	0	0	5		C
J _{1 sl}	2500	2600	Песчаники	2,4	16	9,7	20	10	II-V	C
			Глины	2,4	5	0	100	4		C
			Алевролиты	2,4	5	0	40	4		C
			Угли	1,2	0	0	0	5		C
J _{1 tg}	2600	2630	Алевролиты	2,4	5	0	40	4	II-V	C
			Аргиллиты	2,4	10	1	95	6		C
J _{1 urm}	2630	2770	Песчаники	2,4	16	9,7	20	10	IV-V	C

Таблица 6 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс	Прогнозируемый интервал		Градиент								Температура в конце интервала, °С
			Пластового давления		Порового давления, (кгс/см ²)/м		Гидроразрыва, (кгс/см ²)/м		Горного давления, (кгс/см ²)/м		
	от	до	Величина, кгс/см ² на м	Источник получения	Величина, кгс/см ² на м	Источник получения	Величина, кгс/см ² на м	Источник получения	Величина, кгс/см ² на м	Источник получения	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	30	0	РФЗ	0	РФЗ	0,200	РФЗ	0,20	ПГФ	5
P _{2-3 at}	30	120		РФЗ		РФЗ		РФЗ		ПГФ	
P _{2-3 щ}	120	145	0,100	РФЗ	0,100	РФЗ	0,200	РФЗ	0,20	ПГФ	7
P _{ll}	145	185	0,100	РФЗ	0,100	РФЗ	0,200	РФЗ	0,20	ПГФ	15
P _{tl}	185	205	0,100	РФЗ	0,100	РФЗ	0,200	РФЗ	0,21	ПГФ	35
K _{2 gn}	205	285	0,100	РФЗ	0,100	РФЗ	0,200	РФЗ	0,21	ПГФ	38
K _{2 sl}	285	330	0,100	РФЗ	0,100	РФЗ	0,200	РФЗ	0,22	ПГФ	41
K _{2 ip}	330	420	0,100	РФЗ	0,100	РФЗ	0,200	РФЗ	0,22	ПГФ	41
K _{2 kz}	420	445	0,100	РФЗ	0,100	РФЗ	0,200	РФЗ	0,23	ПГФ	44
K _{1-2 pk}	445	1390	0,100	РФЗ	0,100	РФЗ	0,180	РФЗ	0,23	ПГФ	65
K _{1 al}	1390	1440	0,102	РФЗ	0,102	РФЗ	0,170	РФЗ	0,23	ПГФ	68
K _{1 kl}	1440	1990	0,100	РФЗ	0,100	РФЗ	0,170	РФЗ	0,23	ПГФ	80
K _{1 tr}	1990	2075	0,100	РФЗ	0,100	РФЗ	0,170	РФЗ	0,23	ПГФ	83
K _{1 klm}	2075	2370	0,100	РФЗ	0,100	РФЗ	0,170	РФЗ	0,23	ПГФ	92

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$J_{3\text{bg}}$	2370	2395	0,100	РФЗ	0,100	РФЗ	0,170	РФЗ	0,24	ПГФ	93
$J_{3\text{gr}}$	2395	2400	0,098	РФЗ	0,098	РФЗ	0,170	РФЗ	0,24	ПГФ	94
$J_{2-3\text{vs}}$	2400	2460	0,100	РФЗ	0,100	РФЗ	0,170	РФЗ	0,24	ПГФ	95
J_{1-2}	2460	2500	0,100	РФЗ	0,100	РФЗ	0,170	РФЗ	0,24	ПГФ	95
$J_{1\text{sl}}$	2500	2600	0,110	РФЗ	0,110	РФЗ	0,185	РФЗ РФЗ	0,24	ПГФ	99
$J_{1\text{tg}}$	2600	2630	0,110	РФЗ	0,110	РФЗ	0,185	РФЗ	0,24	ПГФ	105
$J_{1\text{urm}}$	2630	2770	0,110	РФЗ	0,110	РФЗ	0,185	РФЗ	0,24	ПГФ	107

Примечание: РФЗ – расчет по фактическим замерам в скважинах, ПГФ – прогноз по геофизическим исследованиям

Таблица 4 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжени я, краткая характеристик а химического состава (для водяных горизонтов)
	от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8
Газоносность							
J _{3gr}	2395	2400	Поровый	0,68	1200	-	-
Нефтеносность							
J _{1 urm} (Ю ₁₇)	2700	2770	Поровый	759	34,1	55	-
Водоносность							
Q - P _{2-3 at}	0	120	Поровый	1000	-	-	Нет. Минерализ. 1,7 г/л. Хим.состав (преобладаю щий): Mg++ 5-7 мг/л, Са++ 12-48 мг/л, Na+ К+ 2,5- 17,5 мг/л
K _{1-2 pk}	445	1390	Поровый	1003-1007	До 500	-	
K _{1 kl}	1440	1990	Поровый	1007-1018	70-350	-	
J _{1 urm}	2630	2655	Поровый	1024-1030	2-17	-	

Таблица 8 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфическо го подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
6Q	0	30	Размыв устья, потеря раствора под лежневку. Поглощения	Большая пористость и проницаемость нефтегазоносных и водоносных пластов. Низкое пластовое давление
P _{2-3 at}	30	120	Размыв песков, поглощения, водопроявления	Проникновение из пластов в ствол скважины воды
P _{2-3 çq}	120	145	Высокие поглощения отфильтровывания в песчаниках	Увеличение структурно-реологических параметров, плотности, объема твердой фазы, МБТ
P _{ll}	145	185		
P _{tl}	185	205		
K _{2 gn}	205	285		
K _{2 sl}	285	330		
K _{2 ip}	330	420		
K _{2 kz}	420	445	Высока вероятность сальникообразования	Увеличение реологических параметров и плотности
K _{1-2 pk}	445	1390	Кавернообразование вследствие не достаточного забойного давления. Возможны поглощения отфильтровывания. Возможны водопроявления, в том числе углекислотных и карбонат- бикарбонатных вод.	Рост структурно-реологических параметров, плотности. Содержания твердой фазы, МБТ. Возможен рост водоотдачи, Падение значений рН, возможен рост жесткости

1	2	3	4	5
$K_{1\text{ al}}$	1390	1440	<p>Кавернообразование в результате осыпания стенок скважины, рост корки в результате поглощений, отфильтровывания. Поглощение бурового раствора. НГВП. Прихваты бурового инструмента. Кавернообразование. Сальникообразование.</p>	<p>Рост вязкости, плотности и количества твердой фазы без роста МБТ, уменьшение уровня раствора. Уменьшение объема в емкостях, отсутствие выхода бурового раствора на устье. Появление нефтяной пленки, увеличение или наоборот снижение структурно-реологических свойств, рост фильтрации. Проблемы при спуско-подъемных операциях</p>
$K_{1\text{ kl}}$	1440	1990		
$K_{1\text{ tr}}$	1990	2075		
$K_{1\text{ klm}}$	2075	2370		
$J_{3\text{ bg}}$	2370	2395		
$J_{3\text{ gr}}$	2395	2400		
$J_{2-3\text{ vs}}$	2400	2460		
J_{1-2}	2460	2500		
$J_{1\text{ sl}}$	2500	2600		
$J_{1\text{ tg}}$	2600	2630		
$J_{1\text{ urm}}$	2630	2770		

1.4 Исследовательские работы

В таблице 9 приводятся сведения о запланированных испытаниях и исследованиях в процессе бурения.

Таблица 9 – Исследовательские работы в процессе бурения скважины

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От по вертикали (по стволу)	До вертикали (по стволу)			
0	1100 (1123)	ГГЦ, АКЦ	Исследования в кондукторе. 1:500	ЦМ-8-10
1800 (1849)	2733 (2900)	КС (1-2 зонда), ПС, БКЗ (5 зондов), ИК, БК, резистивиметрия, ГК	Исследования в открытом стволе, 1:200	«АМАК-Обь»
2580 (2668)	2772 (2898)	ПС, ДБМК, ИК (3 зонда), ГК, ННК, ВИКИЗ (5 зондов), резистивиметрия, инклинометрия	В интервале бурения под эксплуатационную колонну, после вскрытия кровли проектного пласта, 1:200	«АМАК-Обь»
0	2781 (2888)	ГК, ННК, АКЦ, термометрия	В эксплуатационной колонне, 1:500	«АМАК-Обь»

Отбор керна не предусмотрен.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование и расчёт профиля скважины

Результаты проектирования профиля скважины приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Данные по запроектированному профилю скважины

Тип профиля	Пяти-интервальный										
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м	2770			Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м				0,2			
Глубина вертикального участка скважины, м	350			Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град				-			
Отход скважины, м	712			Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м				-			
Длина интервала бурения по пласту, м	-			Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла, град/м				-			
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м	-			Зенитный угол в конце участка набора угла, град				90			
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м	-			Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град				-			
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град	-			Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град				-			
№ интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	350	350	0	0	0	0	0	0	350	350
2	350	500	150	0	19	19	0	15	350	502	152
3	500	2570	2070	19	533	119	15	15	502	2643	2141
4	2570	2765	195	533	800	267	15	84	2643	2887	244
5	2765	2770	5	800	857	57	84	90	2887	2945	58
6	2770	2770	0	857	1100	243	90	90	2945	3188	243
Итого	Σ		2770	Σ		712	-	-	Σ		3188

Примечание: Интервал 1 – вертикальный участок, 2 – участок набора зенитного угла, 3 – участок стабилизации, 4 – участок набора зенитного угла, 5 – участок добора зенитного угла, 6 – горизонтальный участок

Графическая иллюстрация профиля скважины представлена на рисунке 1.

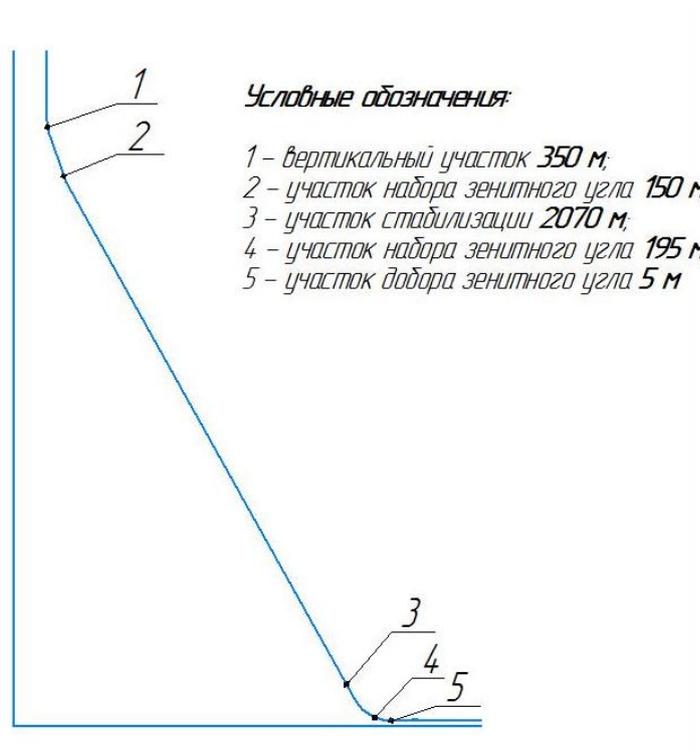


Рисунок 1 – Иллюстрация профиля скважины

Запроектирован трехинтервальный профиль скважины с пятиинтервальным, который позволяет обеспечить вскрытие продуктивного пласта в заданной точке. Вид скважины – вертикальная, наклонно-направленная с горизонтальным окончанием. Глубина скважины по вертикали 2770 м, по стволу - 3188 м.

2.2 Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

Под конструкцией эксплуатационного забоя понимается конструкция низа эксплуатационной колонны в интервале продуктивного пласта.

В нашем случае коллектор поровый;

Пористая (k_n) проницаемость $k_n = 0,012 \text{ мкм}^2 < 0,1 \text{ мкм}^2$, поэтому коллектор малопроницаемый;

Продуктивный пласт неоднородный, так как есть близко расположенные по отношению к продуктивному объекту подошвенные воды находящиеся на расстоянии менее 5 метров от продуктивного;

$\Delta p_{пл} = 0,01 \text{ МПа}/10 \text{ м}$, это нормальные пластовые давления.

Выберем способ отдельной эксплуатации объекта, при котором возможно применение всех опробованных в наше время конструкций забоя.

Произведём расчет коллектора на устойчивость. Породы устойчивы, если выполняется условие:

$$\sigma_{сж} \geq \sigma_{сж}^{расч}, \quad (1)$$

где $\sigma_{сж}$ – предел прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии (для гранулярного коллектора составляет 30 МПа), МПа;

Если значение динамического уровня в скважине в конце эксплуатации в исходных геологических данных («Нефтеносность по разрезу скважины») не приводится, то его значение необходимо рассчитать по формуле:

$$h_d = (2 * H_{скв})/3, \quad (2)$$

где $H_{скв}$ – глубина скважины.

$$K = \frac{\mu}{1 - \mu} = \frac{0,3}{1 - 0,3} = 0,43,$$

$$P_{гор} = 0,24 * 2770 = 66,48 \text{ МПа},$$

$$P_{пл} = 0,098 * 2770 = 27,15 \text{ МПа},$$

$$h_d = \frac{2 * 2770}{3} = 1846,67 \text{ м},$$

$$P_3 = 0,759 * 9,81 * 10^{-6} * (2553 - 1786,67) = 5,71 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{сж}^{расч} = 2 * [0,43 * (65,57 - 26,77) + (26,77 - 5,71)] = 75,49 \text{ МПа},$$

$\sigma_{сж} \geq \sigma_{сж}^{расч} = 30 \geq 75,49 \text{ МПа}$, условие не выполняется, следовательно, коллектор неустойчивый.

Учитывая все условия, требования и на основании методического

указания Национального исследовательского Томского политехнического университета «Заканчивание скважин» выбираем конструкцию закрытого забоя. Такая конструкция необходима для изоляции продуктивных горизонтов друг от друга с целью обеспечения их разработки по системе снизу вверх или для совместно-раздельной эксплуатации. Продуктивный объект перекрывается сплошной колонной с обязательным его цементированием.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Построение совмещенного графика давлений производится по методике (Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В., 2001). На рисунке 2 представлен совмещенный график давлений.

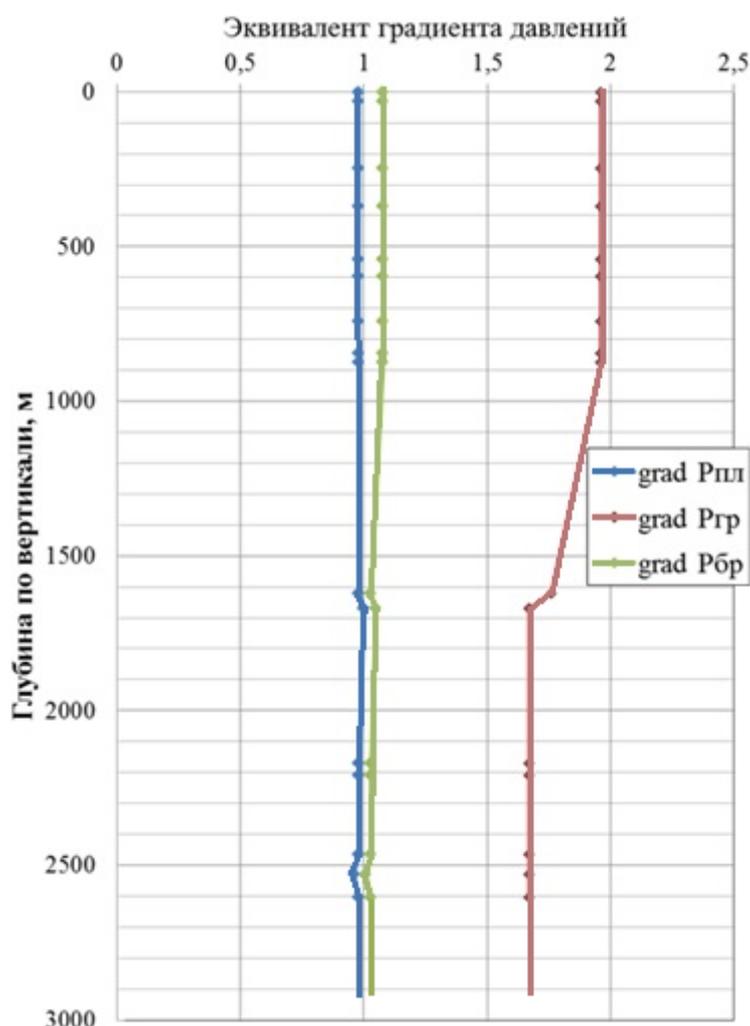


Рисунок 2 – График совмещенных давлений, $\times 10^2$ Мпа на м

Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение, что зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет. Поэтому проектируется конструкция скважины без промежуточных колонн.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Принимая во внимание геологические особенности разреза, а также проектируемый комплекс исследований, предусматривается следующая конструкция скважины:

Направление диаметром 324 мм спускается на глубину 160 м с целью обеспечения надежного перекрытия интервала залегания неустойчивых, склонных к осыпям и обвалам отложений, предупреждения размыва устья скважины.

Кондуктор диаметром 245 мм спускается на глубину 1100 м по вертикали (1123 м по стволу) - с целью обеспечения надежного перекрытия интервала неустойчивых, склонных к обвалообразованию пород Люлинворской, Талицкой, Ганькинской, Славгородской, Ипатовской, Кузнецовской, Покурской свит. Ввиду возможных нефтеводопроявлений при дальнейшем углублении скважины на кондукторе устанавливается противовыбросовое оборудование. Указанная глубина спуска кондуктора принята из условия предотвращения ГРП у башмака кондуктора при возможных нефтеводопроявлениях при дальнейшем углублении скважины.

Эксплуатационная колонна диаметром 168 мм спускается на глубину 2768 м по вертикали (2898 м по стволу). Башмак колонны устанавливается на 1,0 м (по вертикали) ниже кровли продуктивного горизонта с целью перекрытия пород всех стратиграфических подразделений, вскрытых бурением.

Фильтр-хвостовик диаметром 102 мм устанавливается в интервале 2760-2770 м по вертикали (2828-3188 м по стволу).

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Интервал цементирования направления 0-160 м;

Интервал цементирования кондуктора: 0-1100 м;

Интервал цементирования эксплуатационной колонны: 600-2768 м.

Направление цементируется тампонажным раствором плотностью 1,80 г/см³, с использованием цемента марки ПЦТ-I-50 ГОСТ 1581-96 в интервале от 160 м до устья.

Кондуктор цементируется двумя порциями:

I порция тампонажного раствора в интервале 0-850 м по вертикали (0-864 м по стволу) плотностью 1,50 г/см³ на основе цемента ПЦТ-I-50 и глинопорошка ППБ.

II порция тампонажного раствора в интервале 850-1100 м по вертикали (864-1123 м по стволу) плотностью 1,85 г/см³ на основе цемента ПЦТ-I-50.

Согласно п.2.7.4.11. ПБ 08-624-03 высота подъема тампонажного раствора над кровлей продуктивных горизонтов должна составлять не менее 150 м. Цементирование эксплуатационной колонны производится методом одноступенчатого цементирования с применением в верхней части разреза облегченного тампонажного раствора, включающего в качестве облегчающей добавки алюмосиликатные микросферы (ТУ 5712-001-49558624-2003). Цементируется в одну ступень двумя порциями.

I порция - интервал 600-2349 м по вертикали (605-2417 м по стволу) – тампонажный раствор плотностью 1,23 г/см³ с применением цемента ПЦТ-I-50 и алюмосиликатных микросфер;

II порция - интервал 2349-2768 м по вертикали (2417-2898 м по стволу) - тампонажный раствор плотностью 1,92 г/см³ с применением цемента ПЦТ-I-G.

Верхняя часть фильтра-хвостовика оборудуется подвесным и пакерующим устройствами. Не цементируется.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Рекомендуемый диаметр эксплуатационной колонны в зависимости от дебита газовой скважины с дебитом $35,6 \text{ м}^3/\text{сут}$ – 114,3 мм. В таблице 5 представлены результаты проектирования конструкции скважины.

Таблица 5 – Результаты проектирования конструкции скважины

Наименование обсадной колонны	Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр скважины, мм
Направление	324	393,7
Кондуктор	245	295,3
Эксплуатационная колонна	168	215,9
Фильтр-хвостовик	102	152

Проектная конструкция скважины представлена на рисунке 3.

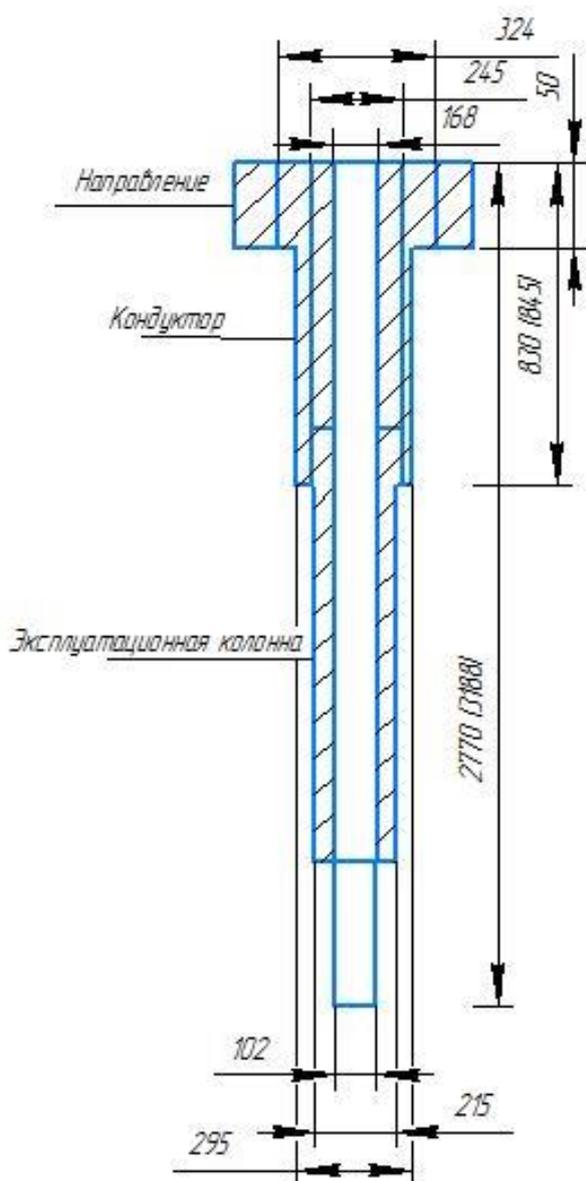


Рисунок 3 – Проектная конструкция скважины

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Величина максимального устьевого давления составляет 6 МПа.

При выборе колонных обвязок, помимо максимального устьевого давления, необходимо учесть диаметры всех обвязываемых обсадных колонн. С учётом всех требований выбираем ОКК2х21-168х245х324.

Выберем противовыбросовое оборудование. Выбираем ОП по схеме 5 (эта схема, в соответствии с геологическими условиями, является основной при бурении скважин на территории Западной Сибири), на рабочее давление 35 МПа, с условным диаметром прохода превенторного блока 230 мм (с учётом с прохода долота для бурения последующей колонны) и манифольдом с условным диаметром прохода 80 мм. Обозначение: ОП5-230/80х35, ГОСТ 13862-90.

2.3 Углубление скважины

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 6.

Таблица 6 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал по стволу, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-160	Направление	Роторно-турбинный, с применением гидравлических забойных двигателей (Т12РТ-240, 1ТСШ-240)
160-1123	Кондуктор	Роторно-турбинный с применением гидравлических забойных двигателей (4ТСШ-240, ТО-240, Т12РТ-240, 1ТСШ-240)
1123-2898	Эксплуатационная колонна	Роторно-турбинный с применением гидравлических забойных двигателей (4ТСШ-195, Д2-195, ДРУ-172)
2898-3188	Фильтр-хвостовик	Роторно-турбинный с применением гидравлических забойных двигателей (ДРУ-127РС, Д1-127 и др.)

Способ бурения на всех интервалах роторно-турбинный с применением гидравлических забойных двигателей.

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Выбор породоразрушающего инструмента обусловлен представленным разрезом проектируемой скважины сложным преимущественно породами мягкой и средней категории (по промысловой классификации).

Характеристики выбранных долот представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал по стволу, м	0-160	160-1123	1123-2898	2898-3188	
Шифр долота				Ш 144.5 MF-15, 142.9 SL- 53 (SL-51), 142.9 МЗ- ГАУ R- 409, 142.9 СЗ- ГАУ R- 239М, 144.0 СЗ- ГАУ R- 203М1	
Тип долота	Шарошечный				
Диаметр долота, мм	393,7	295,3	215,9	144,5	
Тип горных пород	М	М	МС,С	С	
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117	3-63,5
	API	7 5/8 Reg	6 5/8 Reg	4 1/2 Reg	2 3/8 Reg
Длина, м	0,53	0,425	0,35	0,07	
Масса, кг	184,5	89,8	36	12	
G, тс	Рекомендуемая	4	4,4	4,3	4,3
	Предельная	15	10	10	8
n, об/мин	Рекомендуемая	150	100	100	100
	Предельная	300	440	600	300

На всех интервалах бурения применяем шарошечный тип долота.

Направление (324 мм). Интервал 0-160 м, бурение планируется осуществлять роторно-турбинным способом с применением гидравлических забойных двигателей (Т12РТ-240, 1ТСШ-240) в компоновке с долотом диаметром 393,7 мм. Рекомендуемые типоразмеры долот – 393,7 С-ЦГВУ R357.

Кондуктор (245 мм). Интервал 160-1123 м. бурение планируется осуществлять с применением гидравлических забойных двигателей (4ТСШ-240, ТО-240, Т12РТ-240, 1ТСШ-240) в компоновке с долотом диаметром 295,3 мм. Рекомендуемые типоразмеры долот - БИТ-2-295.3 М4, Ш 295.3 МСЗ-ГВУ R201.

Эксплуатационная колонна (168 мм) Интервал 1123-2898 м. Бурение планируется осуществлять с применением гидравлических забойных двигателей (4ТСШ-195, Д2-195, ДРУ-172) в компоновке с долотом диаметром 215.9 мм. Рекомендуемые типоразмеры долот – 215.9 FD355SM А46 (БИТ 2-215,9 МС). Ш 215.9 С-ГВУ R190.

Фильтр-хвостовик (192 мм). Интервал 2898-3188 м, бурение планируется осуществлять с применением гидравлических забойных двигателей (ДРУ-127РС, Д1-127 и др.) в компоновке с долотом диаметром 144-149,2 мм. Рекомендуемые типоразмеры долот – Ш 144.5 MF-15, 149.2 SL-53 (SL-51), 142.9 МЗ-ГАУ R-409, 142.9 СЗ-ГАУ R-239М, 144.0 СЗ-ГАУ R-203М1.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Проектирование осевой нагрузки представлено в таблице 8.

Таблица 8 – Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал по стволу, м	0-160	160-1123	1123-2898
Исходные данные			
α	1	-	-
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	1000	1000	5642
$D_{д}, \text{см}$	39,37	29,53	21,59
η	1	-	-
$\delta, \text{см}$	0,15	-	-
$q, \text{кН/мм}$	0,1	0,15	0,13
$G_{пред}, \text{кН}$	150	100	100
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	29,5	-	-
$G_2, \text{кН}$	39,4	44,3	43,2
$G_3, \text{кН}$	120	80	80
$G_{проект}, \text{кН}$	39,4	44,3	43,2

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

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. Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения

Интервал по стволу, м		0-160	160-1123	1123-2898
Исходные данные				
$V_{л}, \text{ м/с}$		3	1,5	1,5
$D_{д}$	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
$\tau, \text{ мс}$		7	6	5
z		24	24	22
α		0,9	0,8	0,6
Результаты проектирования				
$n_1, \text{ об/мин}$		146	97	133
$n_2, \text{ об/мин}$		232	271	355
$n_3, \text{ об/мин}$		635	493	388
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$		150	100	100

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

В таблице 16 приведены результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 16 – Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал по стволу, м		0-160	160-1123	113-2898
1		2	3	4
Исходные данные				
$D_{д}$	м	Не требуется	0,2953	0,2159
	мм		295,3	215,9
$G_{oc}, \text{ кН}$			96	96

1	2	3	4
Q, Н*м/кН		1,5	1,5
Результаты проектирования			
D _{зд} , мм	Не требуется	240	172
M _p , Н*м		1203,95	1203,95
M _o , Н*м		107,95	96
M _{уд} , Н*м/кН		27,4	14

В таблице 17 приведены технические характеристики запроектованных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 17 – Технические характеристики запроектованных забойных двигателей

Двигатель	Интервал по стволу, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
1ТСШ-240	0-160	240	8,57	2247	30...50	20-160	10-14	80-180
1ТСШ-240	160-1123	240	8,57	2247	30...50	20-	10-14	80-180
ДРУ2-172 РСБ172.640	1123-2898	172	7,4	1020	24...35	40-140	3,5-4	104-180
ДРУ-127 РСБ127.923	2898-3188	127	5,08	378	15...24	100-200	3,5	10-23

На всех интервалах бурения применяются гидравлические забойные двигатели мощностью от 10 кВт (для бурения под хвостовик) до 180 кВт (для бурения под направление).

2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового параметра, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение

производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблицах 18 и 19.

Таблица 9 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал по стволу, м	0-160	160-1123	1123-2898
Исходные данные			
$D_{дс}$, м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,5	0,4	0,3
K_k	1,33	1,51	1,67
$V_{кр}$, м/с	0,2	0,15	0,1
V_m , м/с	0,01	0,0063	0,007
$d_{бт}$, м	0,147	0,127	0,127
$d_{мах}$, м	0,229	0,197	0,170
$d_{нмах}$, м	0,016	0,011	0,01
n	6	6	5
$V_{кмин}$, м/с	1,1	1,1	1,1
$V_{кмах}$, м/с	1,3	1,4	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,2
ρ_p , г/см ³	1,14	1,1	1,14
ρ_n , г/см ³	2,29	2,318	2,4
Результаты проектирования			
Q_1 , л/с	58	27	30
Q_2 , л/с	63	6	45
Q_3 , л/с	65	35	43
Q_4 , л/с	39	21	35
Q_5 , л/с	57	39	54
Q_6 , л/с	12-58	19-38	34
Дополнительные проверочные расчеты			
$Q_{табл}$, л/с	58,8	37,9	37
$\rho_{табл}$, кг/м ³	1000	1000	1000
$\rho_{бр}$, кг/м ³	1140	1100	1100
M , Н*м	17390	7590	-
$M_{табл}$, Н*м	22300	9870	-
m	2	1	2
n	0,9	0,9	0,9
Q_n , л/с	40,8	31,8	30,0
$Q_{пров1}$, л/с	73	57	42
$Q_{пров2}$, л/с	37	29	24

Таблица 19 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал по стволу, м	0-160	160-1123	1123-2898
1	2	3	4
Исходные данные			
Q_1 , л/с	58	27	30
Q_2 , л/с	63	6	45
Q_3 , л/с	65	35	43
Q_4 , л/с	39	21	35

1	2	3	4
Q_5 , л/с	57	39	54
Q_6 , л/с	12-58	19-38	34
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ , л/с	67	67	55
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q , л/с	57-58	67-70	55-55

2.3.7 Выбор компоновки и расчёт бурильной колонны

Расчет компоновки бурильной колонны производился для интервала бурения под эксплуатационную колонну, поскольку для остальных интервалов расчеты идентичные. Произведен выбор бурильных утяжеленных и стальных труб, требуемые расчеты бурильной колонны на прочность при нагрузках на растяжение, сжатие и изгиб. Выбор оборудования произведен с учетом требуемого нормативного запаса. Результаты расчета бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблицах 19-100.

Таблица 19 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
01	Б	178x57	8,3	1448
02	Б	165x57	16,6	2254
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	Е	ПК 127×9,2	2614,79	81921,4

Таблица 100 – Расчеты на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

Расчет на наружное избыточное давление					
P_n , кгс/мм ²	35,7	Выполняется условие запаса прочности ($n > 1,15$)			
$P_{кр2}$, кгс/мм ²	39,2				
$P_{кр} / P_n$	1,09	Да	Нет		
Расчет на статическую прочности при отрыве долота от забоя					
<i>В вертикальном участке ствола</i>					
№секции	q , кгс/м	l , м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q_B , кгс

1	26,2	2730	1,14	7,85	61138,8
Σ					
Q _{КНБК} , кгс	2609,6		Выполняется условие запаса прочности (n>1,4)		
K	1,15				
ΔP, кгс	0,55				
F _к , мм ²	9263				
σ _т , кгс/мм ²	21,55				
В наклонном участке ствола					
№секции	q, кгс/м	l, м	γ _{бр} , гс/см ³	γ _{ст} , гс/см ³	Q _б , кгс
	26,2	919	1,14	7,85	20466,13
	E, кгс/мм ²	I, м ⁴	S, м	D _з , мм	D, мм
	2,1*10 ⁶	594,2	12	152	127
Ψ ⁺ /Ψ ⁻	0,25		Q _р , кгс	32248,5	
α	1,3		M _{иmax}	415,986	
μ	0,25		W, см ³	935,7	
R, м	1229,92		[σ], кгс/мм ²	27,14	
Q _к , кгс	17864,25		σ _з , кгс/мм ²	50	
σ _р , кгс/мм ²	21,55				
Выполняется условие σ _з > [σ]				Да	Нет
Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной секции буровых труб					
№секции	q, кгс/м	l, м	γ _{бр} , гс/см ³	γ _{ст} , гс/см ³	Q _б , кгс
1	26,2	2730	1,14	7,85	61138,8
Σ					
Q' _{тк} , кгс	140800	Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м		3015	
Q _{КНБК} , кгс	2609,6				
n	1,45				
q _м , кгс/м	26,2				
K _т	1				
K	1,15	Максимальная длина секции буровых труб, м		3090	
n	1,45				
F _к , мм ²	9263				
σ _т , кгс/мм ²	50				

В таблице 111 приведены параметры компоновок низа буровой колонны. В таблице приводятся КНБК для всех интервалов бурения.

Таблица 111 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	160	Долото буровое шарошечное Ш 393,7 С-ЦГВУ R357 ГОСТ 20692-2003	187,0	0,5	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			Калибратор лопастной КС 393.7 СТ	486	1,3	

Продолжение таблицы 21

			Σ	18745,5	50	
2	160	1123	БИТ-2-295.3 М4	73,0	0,5	Бурение участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора
			295.5 МСЗ-ГВУ-R201	86,3	0,5	
			Центратор диам.280 мм			
			Калибратор лопастный КС 393.7 СТ	275	1,2	
			Калибратор лопастный КС 295.3 СТ			
			Клапан обратный КОБ-203	42	0,4	
			Обратный клапан КОБ-178	34	0,5	
			Σ	33301	845	
3	1123	2898	Долото шарошечное 215.9 FD-355SM-A46	42,5	0,3	Бурение участка под эксплуатационную колонну, проработка ствола перед спуском эксплуатационной колонны
			Долото шарошечное 215.9 С-ГВУ-R190	33,3	0,3	
			Калибратор фрезерованный 9КП-215.9 МСТ	45,0	0,5	
			Обратный клапан КОБ-178	34	0,5	
4	2898	3188	III 144.5 MF-15	15	0,2	эксплуатационно
			Σ	92062	2855	й колонны

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы буровых растворов по интервалам: для бурения интервала под направление – стабилизированный глинистый, для бурения интервала кондуктор – стабилизированный глинистый ингибирующий, для бурения интервала под эксплуатационную колонну, в том числе в интервале вскрытия продуктивного пласта – хлоркалийевый биополимерный ингибирующий с полигликолем. Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 122. В таблице 133 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 4 приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 122 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	P _{пл} , МПа	H, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , кг/м ³	ρ _{гп} , кг/м ³	K	d, м	
от	до									
0	160	1,1	0,49	50	9,81	1170	2150	1,5	0,015	
160	1123	1,1	8,29	845	9,81	1170	2230	1,5	0,008	
1123	2898	1,05	26,29	2680	9,81	1130	2400	1,5	0,003	
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	pH	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	160	1,17	18,83	7,21	24,57	8,13	8-9	1,5	-	-
160	1123	1,17	18,83	7,21	24,57	8,13	8-9	1	-	-
1123	2898	1,13	19,6	7,5	23,73	6-5	8-9,5	1	10	10-15

Таблица 133 – Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	160	Стабилизированный глинистый: Вода пресная, бентонитовый глинопорошок (ПБМБ), кальцинированная сода, каустическая сода, бикарбонат натрия, КМЦ
160	1123	Стабилизированный глинистый ингибирующий: Вода пресная, бентонитовый глинопорошок (ПБМБ), кальцинированная сода, каустическая сода, бикарбонат натрия, КМЦ, Лубри-М, БСР
1123	2898	Хлоркалийевый биополимерный: Вода пресная, биополимер «Гаммаксан», Полиэколь-К (ПАГ), Мекс-Сайд, ТЕСИЛ 210 п, хлорид калия (КСл), гидроксид калия (КОН), Лубри-М, бикарбонат натрия, НТФ

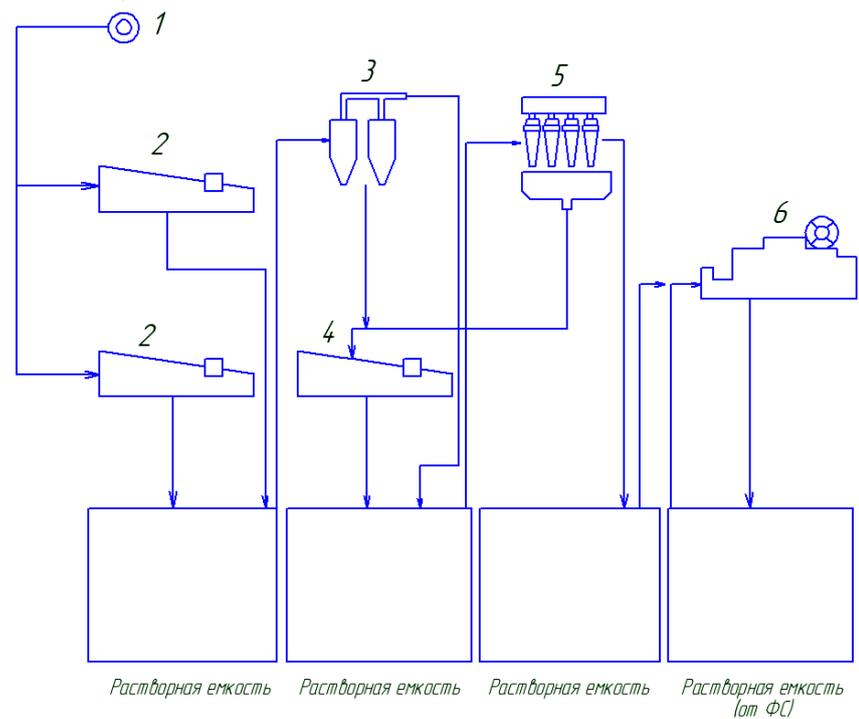


Рисунок 4 – Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Swaco ALS-II Каскад; 3 – пескоотделитель ПЦК-360М; 4 – вибросито ВС-1; 5 – илоотделитель ИГ-45; 6 – центрифуга ОГШ-50.

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

Н (по стволу), м	d_d , м	К	$P_{пл}$, МПа	$P_{гд}$, МПа	ρ_p , кг/м ³
3188	0,2159	1,1	24,8	51,41	2250
Q , м ³ /с	Тип бурового насоса	V_m , м/с	η_p , Па·с	τ_t , Па	$\rho_{пж}$, кг/м ³
0,032	УНБ-950	0,007	0,009	20	1130
КНБК					
Элемент	d_n , м	L , м	d_b , м		
УБТ 178-57 Б	0,178	8,3	0,057		
УБТ 165-57 Б	0,165	16,6	0,057		
ПК 127×9,2 «Е»	0,127	2646,39	0,1016		
ДРУ2-172РС (7/8)	0,172	8,71	0,1016		

Таблица 25 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}, \text{кг/м}^3$	ϕ	$d_c, \text{м}$	$V_{кп}, \text{м/с}$	$\Delta P_{зд}, \text{МПа}$	$\Delta P_o, \text{МПа}$
1450	0,99041	0,23749	1,01	5,6	1,97
$\Delta P_r, \text{МПа}$	$\Delta P_p, \text{МПа}$	$V_d, \text{м/с}$	$\Phi, \text{м}^2$	$d, \text{мм}$	
0,28	7,15	107	0,0054	12	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Reкр	Re кп	Sкп	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
УБТ 178-57 Б	23985	86034	80,2	0,028	-
УБТ 165-57 Б	29624	70605	115,3	0,046	-
ПК 127×9,2 «Е»	46979	46323	242,6	4,79	0,26
ДРУ2-172РС (7/8)	26565	78152	95,7	0,027	-
Внутри труб					
Элемент	Reкр	Re кп	λ	ΔP_r	
УБТ 178-57 Б	22926	89793	0,023	0,298	
УБТ 165-57 Б	22926	89793	0,023	0,596	
ПК 127×9,2 «Е»	42818	50376	0,0199	4,567	

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}, \text{кг/м}^3$	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}, \text{кг/м}^3$	1100
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}, \text{кг/м}^3$	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}, \text{кг/м}^3$	1860
плотность нефти $\rho_n, \text{кг/м}^3$	759	глубина скважины, м	2770
высота столба буферной жидкости $h_1, \text{м}$	686	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2, \text{м}$	202
высота цементного стакана $h_{см}, \text{м}$	10	динамический уровень скважины $h_d, \text{м}$	1786,67

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

На рисунке 5 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

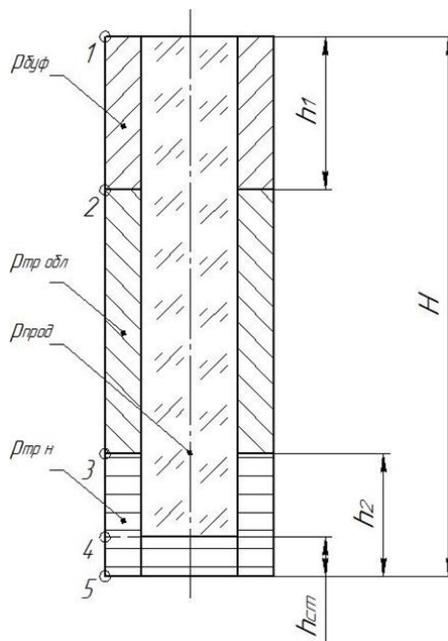


Рисунок 5 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 27 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 27 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	686	2478	2770	2770
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,67	7,7	9,33	9,32

В связи с тем, что внутреннее давление в конце эксплуатации флюида ($P_{кэ} = 6,09$ МПа) меньше давления при испытании обсадных колонн на герметичность путем снижения уровня жидкости ($P_r = 15,73$ МПа), наиболее опасным является случай в конце эксплуатации.

2 случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 6 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

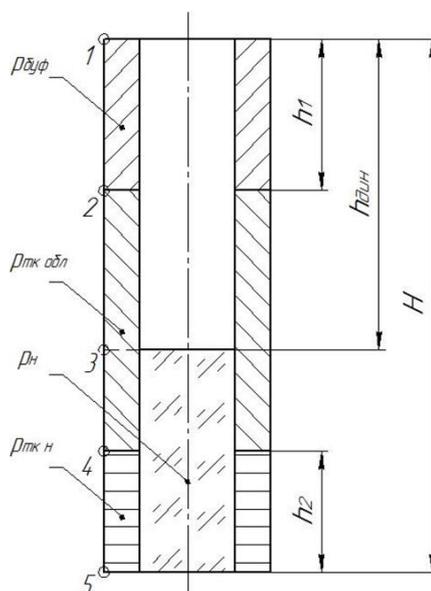


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 14 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 14 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	686	1786,67	2478	2770
Наружное избыточное давление, МПа	0	7,4	18,74	20,71	21,98

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 7.

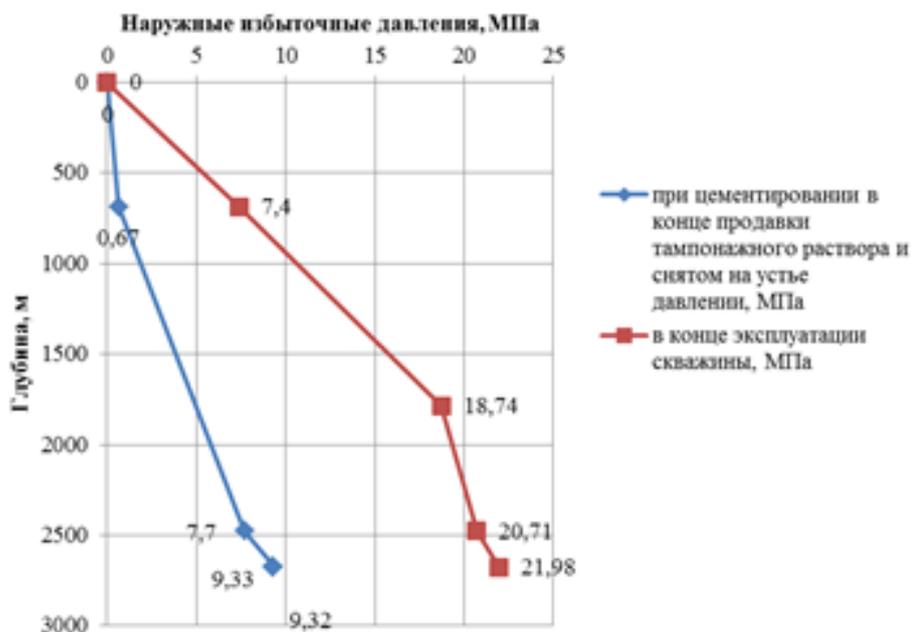


Рисунок 7 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 8 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

Максимальное давление в цементировочной головке Рцг составляет 12,98 МПа.

В таблице 15 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

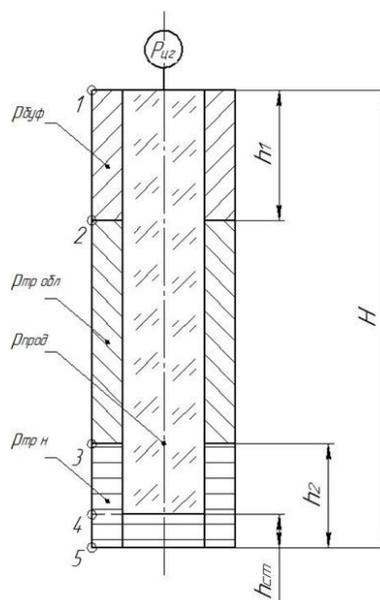


Рисунок 8 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 15 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	686	2478	2670	2770
Внутреннее избыточное давление, МПа	13,31	12,64	5,61	3,98	3,99

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 9 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

Давление опрессовки $P_{оп}$ составляет 12,5 МПа.

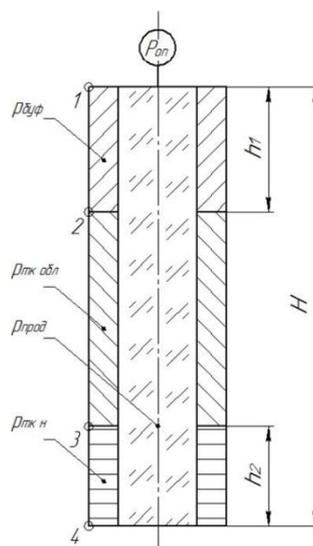


Рисунок 9 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

В таблице 16 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 16 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	686	2478	2770
Внутреннее избыточное давление, МПа	12,5	11,83	10,95	10,16

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 10.

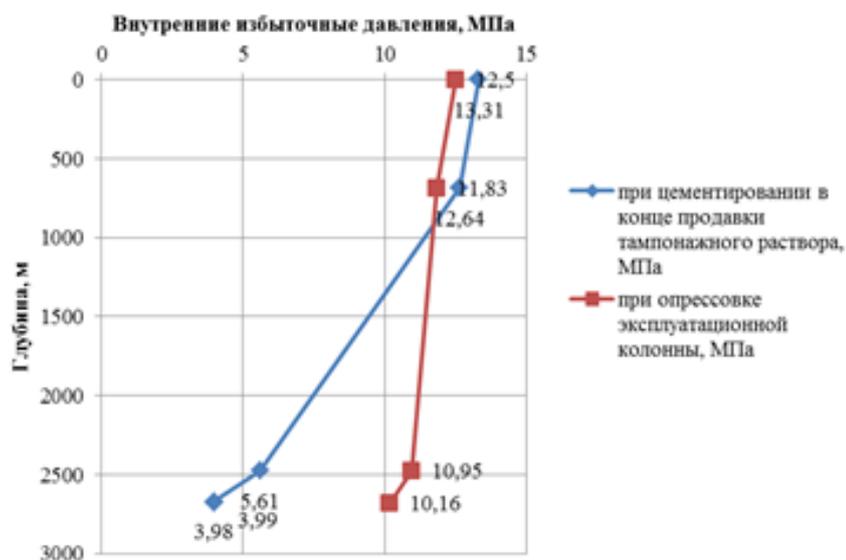


Рисунок 10 – Эпюра внутреннего избыточного давления

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Е	8,5	199	0,29	57,71	57,71	2754-2555
2	Д	7,7	829	0,265	219,685	277,395	2555-1726
3	Д	6,5	1726	0,226	390,08	667,475	1726-0

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формулам:

$$P_{гс.кп.} + P_{гд.кп.} \leq 0,95 * P_{пг.}, \quad (3)$$

$$P_{гс.кп.} + P_{гд.кп.} \leq 0,95 * P_{гр.}, \quad (4)$$

$$36,92 \leq 39,55 \text{ МПа.}$$

$$36,92 \leq 29,66 \text{ МПа.}$$

Одно условие выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 18.

Таблица 18 – Объем тампонажных, буферной, продавочной жидкости

Наименование жидкости	Объем, м ³
Буферная жидкость	17,28
Облегченный тампонажный раствор	46,25
Цементный раствор нормальной плотности	5,17
Продавочная жидкость	39,25

2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 19.

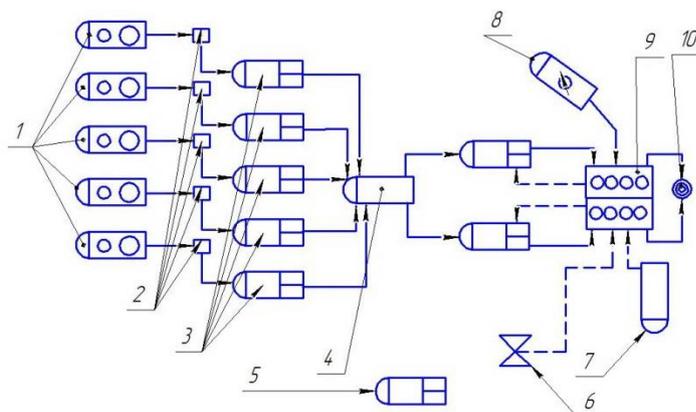
Таблица 19 – Количество составных компонентов тампонажной смеси

Плотность тампонажного раствора	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объема тампонажного раствора, кг	Объем воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{mp} = 1920 \text{ кг/м}^3$	6832	5,41
$\rho_{обтр} = 1480 \text{ кг/м}^3$	36062	21,6
Сумма	42894	27,01

2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.2.4.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 11 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением осреднительной емкости.



1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения;
 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16; 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43; 10 – устье скважины
 Рисунок 11 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

2.4.2.4.2 Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементировочной головке представлен

на рисунке 12

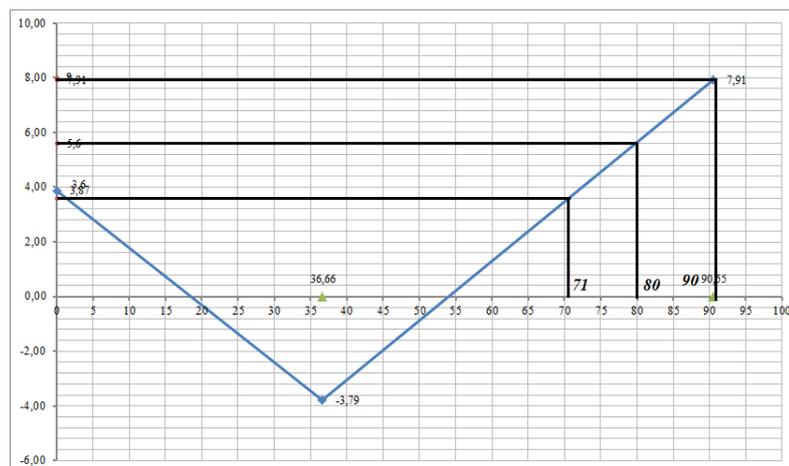


Таблица 20 – Режимы работы цементируемых агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
V	71
IV	9
III	10
II	0,55

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{\text{цсм}}$ составляет 63,3 мин.

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

- башмак типа БКМ-146 с трапецеидальной резьбой ОТТМ;
- ЦКОД -Т146/245-ОТТМ;
- цементирующая головка типа ГЦУ-146/245;
- разделительные пробки ПРП-Ц-146/245;
- центраторы ЦЦ-1-146 (интервалы установки и их количество

представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Интервалы установки и количество применяемых центраторов

Интервал установки, м	Обозначение	Количество, шт.
845-2770	ЦЦ - 1- 146/245	69

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

Выбор превенторной установки для безопасного проведения осуществления вторичного вскрытия пласта и вызова притока был ранее произведён, это ОП5-230/80x35, ГОСТ 13862-90.

Выберем перфоратор ORION. Технические характеристики перфоратора представлены в виде таблицы 22.

Таблица 22 – Технические характеристики перфоратора

Наименование показателя	Значение для ORION 102КЛ
Минимальный внутренний диаметр обсадной колонны или колонны НКТ, в которой может применяться перфоратор, мм	119
Максимально допустимое гидростатическое давление, МПа	125
Минимально допустимое гидростатическое давление, МПа - при спуске на кабеле - при спуске на НКТ	0,1 1-5
Действие перфоратора	залповое
Максимальная плотность перфорации, отв./м.	20

Исходя из полученной величины интервала перфорации и величины мощности продуктивного пласта = 5 м, делается вывод о потребном количестве спусков перфораторов на забой = 2 раза.

2.5 Выбор буровой установки

Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов СПО приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Результаты проектирования и выбора буровой установки

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	951,2	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	1456,05
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	878,0	$[G_{кр}] / Q_{об}$	706,39
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	873,63	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1747,26
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	1800		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
2	53	873,5	
3	29	446,5	
4	17	208,4	
5	9	73,1	

Проектируется использование буровой установки БУ 3000-200 ЭУК 1М.

ОСЛОЖНЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

В процессе бурения и строительства скважины место имеет вероятность возникновения некоторых осложнений. Под понятием осложнения понимается нарушение нормального режима строительства скважины, которое требует принятия безотлагательных и эффективных мер по его устранению и продолжения процесса бурения.

Осложнения в процессе бурения, представляющие собой разрушения стенок скважины связаны с:

- 1) осыпями и обвалами которые приводят к загрязнению ствола скважины, могут проявляться в результате механического воздействия на породы, или в результате различных физико химических процессов;
- 2) сужение ствола скважины, в результате набухания пород или образования глинистой корки;
- 3) образование каверн в результате выщелачивания карбонатных пород под действием промывочной жидкости;
- 4) желебообразования в местах резкого искривления ствола под воздействием бурового инструмента или колонны бурильных труб, что может привести к основным мерам предупреждения и ликвидации обвалов и осыпей являются:
 - 1) бурение в зоне возможных обвалов (осыпей) с промывкой буровым раствором, имеющим минимальный показатель фильтрации и максимально возможно высокую плотность;
 - 2) правильная организация работ, обеспечивающая высокие механические скорости проходки;
 - 3) выполнение следующих рекомендаций:
 - 4) бурить скважины по возможности меньшего диаметра;
 - 5) бурить от башмака (нижней части) предыдущей колонны до башмака последующей колонны долотами одного размера;

- 6) поддерживать скорость восходящего потока в затрубном пространстве не менее 1,5 м/с;
 - 7) подавать бурильную колонну на забой плавно;
 - 8) избегать значительных колебаний плотности бурового раствора;
 - 9) перед подъемом бурильной колонны утяжелять раствор, доводя его плотность до необходимой, если в процессе бурения произошло ее снижение;
 - 10) не допускать длительного пребывания бурильной колонны без движения
- К осложнениям в процессе бурения связанным с поглощением промывочного или тампонажного раствора относятся:

- 1) потери бурового раствора в проницаемые пласты, приводящие к необходимости приготовления дополнительных объемов бурового раствора, а зачастую и проведения специальных глубинных гидродинамических исследований;
- 2) недостаточное гидростатическое давление в скважине, порождающее опасность смятия находящейся в ней обсадной колонны и выброса пластового флюида на поверхность;
- 3) применение специальных материалов для закупорки поглощающих пластов, требующее их доставки на буровую, монтажа специальных устройств для ввода материалов в буровой раствор;
- 4) недоподъем тампонажного раствора за обсадной колонной, приводящий в ряде случаев к необходимости исправительных тампонажных работ.

На проявление процесса возникновения поглощений влияют:

- 1) геологические факторы - тип поглощающего пласта, его мощность и глубина залегания, недостаточность сопротивления пород гидравлическому разрыву, пластовое давление и характеристика пластовой жидкости, а также наличие других сопутствующих осложнений (обвалы, нефтегазоводопроявления, перетоки пластовых вод и др.);
- 2) технологические факторы - количество и качество подаваемого в скважину бурового раствора, способ бурения, скорость проведения спуско-подъемных

операций и др. К этой группе относятся такие факторы, как техническая оснащенность и организация процесса бурения.

Наиболее эффективным методом борьбы с поглощениями бурового раствора является применение пакеров различных конструкций, которые герметизируют и разобщают затрубное пространство с целью:

- 1) предотвращения разбавления тампонирующих смесей;
- 2) возможности применения БСС с небольшими сроками схватывания;
- 3) задавливания тампонирующих смесей в поглощающие каналы;
- 4) определения места расположения пласта, поглощающего жидкость, методом последовательных опрессовок ствола скважины;
- 5) определения возможности замены воды глинистым раствором (особенно при бурении на площадях с повышенным пластовым давлением) при создании различных перепадов давления на пласты, поглощающие жидкость.

Пакер работает следующим образом. Пакер спускается в обсаженную скважину на колонне бурильных труб.

При этом обратный клапан втулки не препятствует заполнению спускаемого инструмента промывочной жидкостью, находящейся в скважине. После достижения необходимой глубины насосным агрегатом в трубном канале создается избыточное давление для деформации набора уплотнительных элементов и разобщения зон затрубного пространства, расположенных выше и ниже пакера, промывочная жидкость при этом поступает в поршневую полость пакера по перепускным каналам втулки.

По достижении определенного давления, которое превышает давление срабатывания пакера, происходит разрушение срезных элементов сухарей и перемещение втулки до посадки опорных сухарей на нижний кольцевой выступ. Поршневая полость с этого момента отсекается от трубного канала и уплотнительные элементы пакера фиксируются в распакованном состоянии. После этого противовыбросовое оборудование закрывается, в межтрубном пространстве выше пакера создается требуемое давление.

Осложнения связанные с газонефтеводопроявлениями – это осложнения в результате неуправляемого поступления пластового флюида в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ при ее строительстве, а также создающее опасность выброса бурового раствора и открытого фонтанирования. К ним относятся: газирование бурового раствора, приводящее к необходимости его дегазации и дополнительной обработке химическими реагентами разбавление бурового раствора пластовыми флюидами, приводящее к необходимости его частичной замены;

Как и вышеперечисленные осложнения, осложнения связанные с ГНВП тоже имеет свои характерные признаки:

- 1) выход на поверхность бурового раствора, насыщенного газом;
- 2) кипение в скважине при ограниченном поступлении из пластов газа;
- 3) слабый перелив раствора из скважины;
- 4) повышение уровня жидкости в приемных емкостях буровых насосов;
- 5) появление газа по показаниям газокаротажной станции.

Для их предупреждения и ликвидации применяют следующие методы:

- 1) усилить промывку скважины, приостановить бурение или СПО до особого распоряжения и одновременно принять меры дегазации раствора
- 2) повысить гидростатическое давление на 5-15% чем пластовое давление
- 3) достичь избыточного давления на пласт за счет утяжеления глинистого раствора

Для предотвращения ГНВП наиболее эффективным решением на мой взгляд является применение превенторов. Превенторы бывают различной конструкции.

Превентор универсальный гидравлический (ПУГ), как следует из названия, является универсальным герметизирующим устройством. Устанавливается на устье скважины, как правило поверх плашечного превентора, к которому крепится посредством резьбовых шпилек. Запирание и отпирание скважины производится только при помощи гидравлики.

Превентор универсальный гидравлический является дополнительным средством герметизации скважины. Как правило он рассчитан на половину давления выдерживаемого плашечным превентором.

При помощи фланцевой линейки легко определить все размеры и параметры фланцев, шпилек и уплотнительных колец противовыбросового оборудования.

Плашечный превентор заведомо снаряжается трубными плашками под определенный размер бурильных труб, в то время как резиновый уплотняющий элемент ПУГа позволяет герметизировать скважину с трубами различного размера (в определенном диапазоне) - это свойство является преимуществом превентора универсального.

Превентор универсальный гидравлический используется для:

- 1) герметизации устья при наличии бурильного инструмента в скважине, на любой части бурильной колонны (гладкая часть, замковые соединения, УБТ, квадрат и др.), обсадных или насосно-компрессорных труб;
- 2) герметизации устья при отсутствии бурильного инструмента в скважине;
- 3) расхаживания инструмента;
- 4) протаскивания инструмента с замковыми соединениями (при наличии на них фасок под углом 18°) на небольшой скорости (при контролируемом давлении в камере закрытия);
- 5) быстрого снижения давления в скважине.

Принцип работы ПУГа в следующем. Через специальный канал к нижней секции корпуса (на рисунке не показан) под поршень поступает гидравлическая жидкость под давлением, поршень двигается вверх и давит на резиновый элемент, резиновый элемент скользит направляющими полозьями (армированными стальными пластинами) по внутренней стенке верхней секции корпуса. Таким образом резиновый элемент сжимается в верхней части и герметизирует свою внутреннюю полость.

Последний класс осложнений – это прихваты колонны бурильных и обсадных труб. К ним относятся прихваты из-за перепада давления ил

дифференциальные прихваты, прихваты в результате затяжки в желобной выработке, прихваты возникающие в результате осыпей и обвалов, а так же в результате временных простоев.

При возникновении затяжек и прихватов их необходимо как можно быстрее ликвидировать, для это прибегают к:

- 1) расхаживанию колонны и проворачиванию ее ротором при интенсивной промывке скважины.
- 2) нефтяным ваннам, если основной причиной прихвата является высокий перепад давления (если есть необходимость то далее прочесть на слайде).
- 3) солянокислотным или водяным ваннам, если причиной прихвата является скопление кусочков неразмакающих в воде пород, например карбонатных.

Одним из методов применяемых при возникновении прихватов является гидроимпульсный способ.

Гидроимпульсный способ (ГИС) рекомендуется для ликвидации дифференциальных прихватов, при заклинивании колонны в желобе и прихватов, которые возникли при подъеме бурильной колонны. ГИС можно использовать при наличии циркуляции бурового раствора и относится к категории оперативных способов, не требующих длительного времени для его подготовки и осуществления. Способ основан на создании избыточного давления внутри бурильной колонны или затрубном пространстве и последующем мгновенном снятии этого давления при быстром открытии затвора (разрывающие диафрагмы, золотники, ДЗУ и т.п.).

Таким образом, возникновению осложнений в процессе бурения является очень опасным процессом, требующим моментального решения и ликвидации этих осложнений. В противном случае это может привести к авариям, несущим с собой не только людские, финансовые потери, но так же и временные, что тоже является очень важным показателем в бурение.

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Структура и организационные формы работы ЗАО «ССК»

Сибирская Сервисная Компания (ССК) – негосударственная независимая российская компания, предоставляющая широкий спектр услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса. Основными видами деятельности являются: поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, в том числе горизонтальное, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур, разработка и сопровождение буровых растворов, цементирование скважин, услуги по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения. 1 февраля 2000 года к производственной деятельности приступил Нефтеюганский филиал ЗАО «ССК». В марте – начал работу Стрежевской филиал, в мае – Отрадненский. На сегодняшний день в компании семь подразделений в регионах Российской Федерации, порядка 5 тысяч сотрудников, годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения достигает полутора миллионов метров, 3100 выполняемых текущих и капитальных ремонтов скважин в год (стабильный ежегодный прирост данных показателей составляет 5-7%). Сформированная четырнадцать лет назад, Сибирская Сервисная Компания стала преемницей многолетнего опыта и традиций предыдущих поколений буровиков, работавших в Поволжье и Западной Сибири. Бригады и специалисты ССК – многократные призеры конкурсов профессионального мастерства различного уровня, обладатели отраслевых и государственных наград. Одна из главных задач ЗАО «ССК» – максимально быстро реагировать на все изменения рынка. Мы внедряем современные методы управления бизнесом, стремимся к повышению его конкурентоспособности и укреплению деловой репутации, создавая новые продукты и идеи, развивая дополнительные сервисы, которые нужны нашим клиентам.

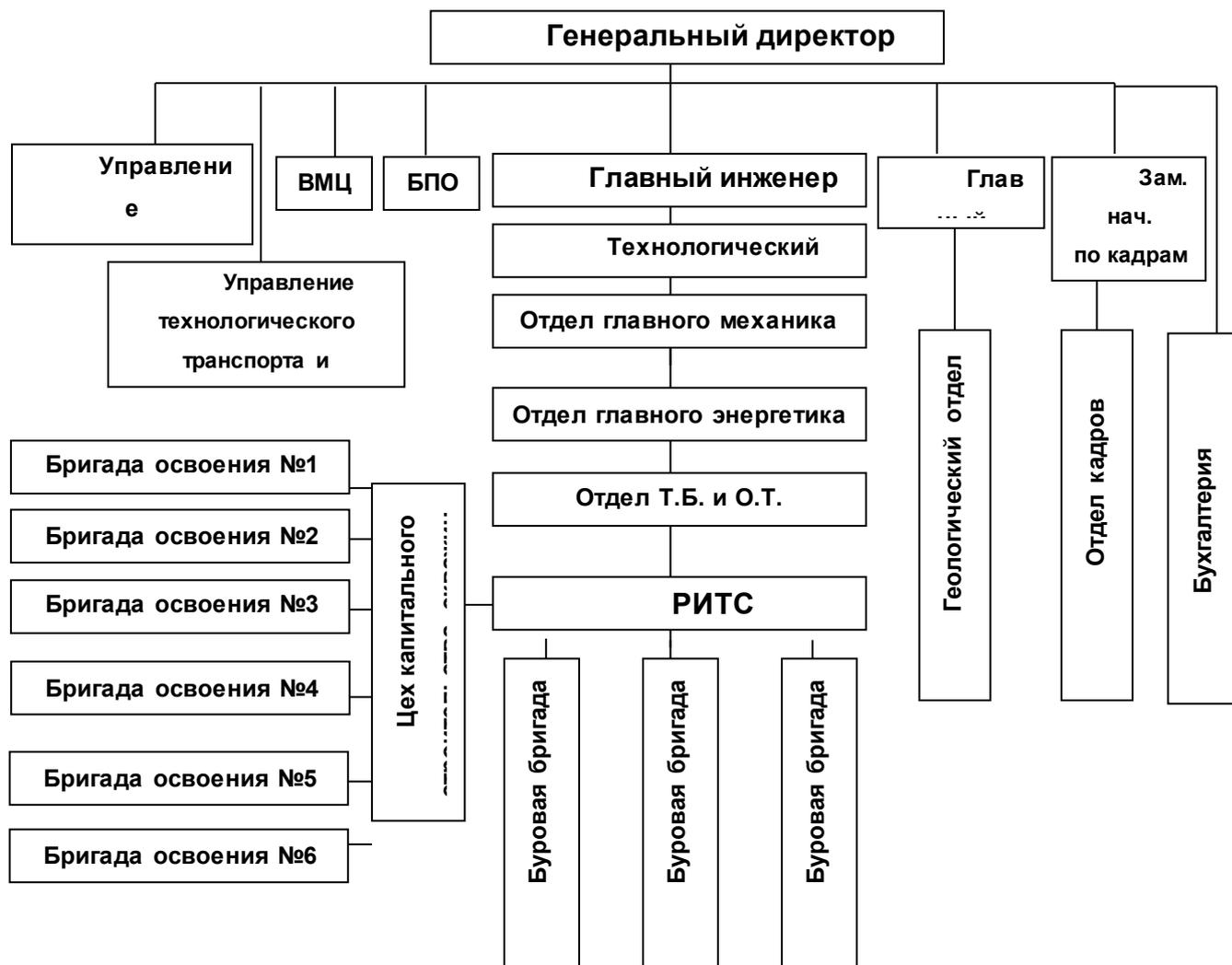


Рисунок 12 – Организационная структура ЗАО «ССК»

Расчёт нормативной продолжительности строительства скважины

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение и крепление ствола скважины;
- испытание скважин на продуктивность.

Продолжительность строительно-монтажных работ берётся из готового наряда на производство работ, так как не вносит никаких изменений в технику и организацию вышкомонтажных работ. Продолжительность строительно-монтажных работ составляет 30 суток. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении

нормативной карты. При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

данные геологической, технической и технологической части проекта;
нормы времени на проходку 1 метра и нормы проходки на долото;
справочник для нормирования спускоподъемных операций, вспомогательных, подготовительно-заключительных, измерительных и работ связанных с креплением и цементированием скважин.

Время подготовительно-заключительных работ к бурению составляет 4 суток. Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле:

$$T_{Б1} = T_{Б1} \cdot h \text{ час,} \quad (5.1)$$

где $T_{Б1}$ – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час;

h – величина нормативной пачки, метр.

При расчёте нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам:

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2L}, \quad (5.2)$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad (5.3)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60\text{час}}, \quad (5.4)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60\text{час}}, \quad (5.5)$$

Где $N_{СП}$, $N_{ПОД}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{СП}$, $T_{ПОД}$ – соответственно время спуска и подъёма свечей, час;

$T_{1СВ}$ – нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, час.

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают

на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ.

Время бурения скважины глубиной 2770 метров составляет 43 часов (механического бурения), время СПО составит 19,6 часов.

Продолжительность испытания скважины определяется в зависимости от принятого метода испытания и числа испытываемых объектов по нормам времени на отдельные процессы, выполняемые при испытании скважин. Время на испытание скважины всего составляет 14 суток.

Общая продолжительность бурения и крепления скважины составляет 27,77 суток.

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} \text{ м/час,} \quad (5.6)$$

где H – глубина скважины, м;

t_M – продолжительность механического бурения, час;

$$V_M = \frac{2770}{43} = 66 \text{ м/час.}$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{СПО} + t_{ПВР})} \text{ час,} \quad (5.7)$$

где $t_{СПО}$ – время СПО, час;

$t_{ПВР}$ – время на предварительно-вспомогательные работы, связанные с рейсом, час;

$$V_P = 2770 / (43 + 19.6 + 53,3) = 23 \text{ м/ч.}$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} \text{ м/ст.мес,} \quad (5.8)$$

где T_K – календарное время бурения, час.

$$V_K = \frac{2770 \cdot 720}{803,9} = 2480 \text{ м/ст.мес.}$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{CP} = \frac{H}{n} \text{ м,} \quad (5.9)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

$$h_{CP} = 2770/3=923\text{м.}$$

На основании вышеизложенного, составляется нормативная карта.

Таблица 24 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, ч	СПО и прочие работы, ч	Всего, ч
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1м, ч					
1	2	3		4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	Ш 393,7 М-ГВУ- R227	0	50	350	0,066	50	0,14	3,3	0,1	3,4
Проработка (ЕНВ)										0,02
Наращивание (ЕНВ)										0,24
Смена долот (ЕНВ)										0,27
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) разборка и сборка УБТ (ЕНВ)										1,06
Установка и вывод УБТ за палец										0,23
Крепление (ЕНВ)										21,79
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,33
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,96
Смена вахт (ЕНВ)										0,24
Итого:										28,97
Бурение под кондуктор	БИТ-295,3 В 419	50	845	3000	0,0444	690	0,23	30,636	1,59	32,22
Промывка (ЕНВ)										0,26
Наращивание (ЕНВ)										6,78
Смена долот (ЕНВ)										0,54
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,37
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										1,59
Установка и вывод УБТ за палец										0,68
Крепление (ЕНВ)										56
ПГИ (ЕНВ)										5,18
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,83

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Ремонтные работы (ЕНВ)									5,17	
Смена вахт (ЕНВ)									1,28	
Итого:									110,9	
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9 ВТ 613	845	2770	3000	0,12	260	0,868	31,2	2,9	34,1
Промывка (ЕНВ)									9,27	
Наращивание (ЕНВ)									19,2	
Смена долот (ЕНВ)									0,81	
ПЗР к СПО (ЕНВ)									0,37	
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									3,18	
Установка и вывод УБТ за палец									7,48	
Крепление (ЕНВ)									87,92	
ПГИ (ЕНВ)									27,52	
Смена обтираторов (ЕНВ)									2	
Проверка ПВО									18	
Ремонтные работы (ЕНВ)									16,3	
Смена вахт (ЕНВ)									4	
Итого:									510,67	
Итого по колоннам:									789,49	
Проектная продолжительность бурения и крепления скважины, часов									620,5	
Проектная коммерческая скорость, м/ст-м									2480	
Продолжительность пребывания турбобура на забое, %										

При составлении линейно-календарного графика выполнения работ учитывается то, что буровая бригада должна работать непрерывно, без простоев и пробурить все запланированные скважины за запланированное время.

Остальные бригады (вышкомонтажные и освоения) не должны по возможности простаивать.

Количество монтажных бригад определяется из условия своевременного обеспечения буровых бригад устройством и оборудованием новых кустов.

Таблица 25 – Линейно-календарный график работ

Линейно-календарный график работ.					
Бригады, участвующие в строительстве скважины	Затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы			
		1	2	3	4
Вышкомонтажные работы	30				
Буровые работы	14				
Освоение	30				

Расчет сметной стоимости строительства скважины

Таблица 26 – Сметный расчет на буровые работы по ценам 1984 года

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготови т. работы		Направлен ие		Кондуктор		Эксплуатационн ая колонна	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	Кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	7	904,05	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	271,2	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	-	-	0,6	82,9	1,67	230,77	8,2	1133,2
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	24,87	-	69,2		
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	8	92,8	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	27,84	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	-	-	0,6	8,64	1,67	24,048	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	2,59	-	7,21	-	-
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	10	2528,6	0,6	151,71	1,67	422,2	5.8	1466,6
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателе м пластов	сут	1317	8	10536	0,6	790,2	1,67	2199	5.8	7638,6
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6	11	2470,6	-	-	1,67	375,1	-	-

Прокат ВЗД	сут	92,66	-	-	-	-	1,6 7	154,7	-	-
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут.	8,9	7	62,3	0,5 0	4,45	2,6	23,14	-	-
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	7,54	-	-	0,5 0	3,77	2,6	19,6	5,2	39,3
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,4 8	-	-	0,5 0	74,74	2,6	388,6 4	9	1345,3 2
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,9 3	14	1511,0 2	0,5 0	53,96	2,6	280,6	4,7	507,27
Эксплуатация трактора	сут	33,92	8	271,36	0,6	20,35	1,6 8	56,99	-	-
Всего затрат без учета транспортировок и вахт, руб				18376,7		1190,72		4174,788		12130,29
Всего по сметному расчету, руб						45888,53				

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Томской области этот индекс составляет на апрель 2017 года 204,2.

$$45888,53 \cdot 204,2 = 9370437,83 \text{ руб.}$$

Таблица 27 – Сводный сметный расчет с индексом удорожания для
Томской области на апрель 2017 г.

№	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема	Итого стоимость на объем, руб.
		Ед. изм	Количество		
1	буровые работы				9370437,83
	А. Собственно геологоразведочные работы:				
	1. проектно-сметные работы	%	2	от буровых работ	146503,4
	2. буровые работы	сут	14,8	45500	673400
	4. работы по креплению	ч	165,71	32450	5377289
	5. испытание и вызов притока	сут	30	33450	1003500
	6. геофизические работы (комплекс)			1920400	1920400
	Итого основных работ: $\Sigma 1$				16446262,6
	3. организация полевых работ	%	1,2	от $\Sigma 1$	370521,88
	4. ликвидация полевых работ	%	1,5	от $\Sigma 1$	109641,75
	Итого полевых расходов: $\Sigma 2$				16926426
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	1. Транспортировка грузов и персонала	%	20	от $\Sigma 2$	3385285
	2. Строительство временных зданий и сооружений	%	13	от $\Sigma 2$	2200435
	Итого себестоимость проекта: $\Sigma 3$				25533765
2	Накладные расходы	%	14	от $\Sigma 2$	3302470
3	Плановые накопления	%	15	от $\Sigma 2$	2866541
4	Компенслируемые затраты				
	А. производственные командировки	%	0,8	от $\Sigma 1$	151575,2
	Б. полевое довольствие	%	3	от $\Sigma 2$	517770,73
	В. доплаты	%	8	от $\Sigma 2$	1364225,94
	Г. охрана природы	%	5	от $\Sigma 2$	866328,0
5	Резерв	%	10	от $\Sigma 3$	2671215,9
	ИТОГО себестоимость проекта				91257315,97
	Договорная цена с учетом НДС (+18%)				120145479

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ РАБОТЕ С ОЧИСТНЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ

4.1 Введение

Первопричиной всех травм и заболеваний, связанных с процессом труда, является неблагоприятное воздействие на организм занятого трудом человека тех или иных факторов производственной среды и трудового процесса. Это воздействие, приводящее в различных обстоятельствах к различным результирующим последствиям, зависит от наличия в условиях труда того или иного фактора, его потенциально неблагоприятных для организма человека свойств, возможности его прямого или опосредованного действия на организм, характера реагирования организма в зависимости от интенсивности и длительности воздействия (экспозиции) данного фактора.

В соответствии с Федеральным законом от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» объекты нефтегазового комплекса относятся к опасным производственным объектам (ОПО). В целях обеспечения производственной безопасности на предприятиях нефтяной промышленности необходимо предпринимать меры по предупреждению и снижению влияния опасных и вредных производственных факторов.

4.2 Производственная безопасность

Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 производственные факторы подразделяются на вредные и опасные.

Вредные производственные факторы (ВПФ) – это факторы, приводящие к заболеваниям. По воздействию на организм работающего человека вредные производственные факторы подразделяют на две группы:

- а) факторы, приводящие к хроническим заболеваниям, в том числе усугубляющие уже имеющиеся заболевания, за счет длительного относительно низкоинтенсивного воздействия;
- б) факторы, приводящие к острым заболеваниям (отравлениям, поражениям) или травмам за счет кратковременного (одиночного и / или практически мгновенного) относительно высокоинтенсивного воздействия.

Опасные производственные факторы (ОПФ) – это факторы, приводящие к травмам, по воздействию на организм работающего человека подразделяют также на две группы:

- а) факторы, приводящие к смертельным травмам (летальному исходу);
- б) факторы, приводящие к несмертельным травмам.

Вредные и опасные производственные факторы в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 делятся на факторы, обладающие свойствами физического, биологического, химического и психофизиологического воздействия на организм человека (табл. 49).

Таблица 49 – Классификация вредных и опасных производственных факторов

ВПФ и ОПФ, обладающие свойствами физического воздействия	ВПФ и ОПФ, обладающие свойствами химического воздействия	ВПФ и ОПФ, обладающие свойствами биологического воздействия	ВПФ и ОПФ, обладающие свойствами психофизиологического воздействия
<p>движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрывающиеся горные породы;</p> <p>повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;</p> <p>повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов;</p> <p>повышенная или пониженная температура воздуха рабочей</p>	<p>по характеру воздействия на организм человека:</p> <p>токсические; раздражающие; сенсibiliзирующие; канцерогенные; мутагенные; влияющие на репродуктивную функцию</p> <p>по пути проникания в организм человека через:</p> <p>органы дыхания;</p>	<p>патогенные микроорганизмы (бактерии, вирусы, риккетсии, спирохеты, грибы, простейшие) и продукты их жизнедеятельности;</p> <p>микроорганизмы (растения и животные)</p>	<p>физические перегрузки; нервно-психические перегрузки</p>

<p>зоны;</p> <p>повышенный уровень шума на рабочем месте;</p> <p>повышенный уровень вибрации;</p> <p>повышенный уровень инфразвуковых колебаний;</p> <p>повышенный уровень ультразвука;</p> <p>повышенное или пониженное барометрическое давление в рабочей зоне и его резкое изменение;</p> <p>повышенная или пониженная влажность воздуха;</p> <p>повышенная или пониженная подвижность воздуха;</p> <p>повышенная или пониженная ионизация воздуха;</p> <p>повышенный уровень ионизирующих излучений в рабочей зоне;</p> <p>повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;</p> <p>повышенный уровень статического электричества;</p> <p>повышенный уровень электромагнитных излучений;</p> <p>повышенная напряженность электрического поля;</p> <p>повышенная напряженность магнитного поля;</p> <p>отсутствие или недостаток естественного света;</p> <p>недостаточная освещенность рабочей зоны;</p> <p>повышенная яркость света;</p> <p>пониженная контрастность;</p> <p>прямая и отраженная блескость;</p> <p>повышенная пульсация светового потока;</p> <p>повышенный уровень ультрафиолетовой радиации;</p> <p>повышенный уровень инфракрасной радиации;</p> <p>острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования;</p>	<p>желудочно-кишечный тракт;</p> <p>кожные покровы и слизистые оболочки</p>		
---	---	--	--

расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола); невесомость.			
--	--	--	--

4.2.1 Анализ вредных производственных факторов

Полевой этап

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Микроклимат – особенности климата на небольших пространствах, обусловленные особенностями местности (лес, поле, поляна, болото, берег, водоём, направление склона, защищённость от ветров и т. п.). Согласно ГОСТ 12.1.005-88 показателями, характеризующими микроклимат, являются:

- а) температура воздуха;
- б) относительная влажность воздуха;
- в) скорость движения воздуха;
- г) интенсивность теплового излучения.

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

При проведении работ на открытых площадках данной территории региона указываются: период времени года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха территории района (минимальные и максимальные температуры, скорость движения, относительная влажность, давление). Нормы параметров микроклимата при работе на открытом воздухе Р 2.2.2006-05 зависят от тяжести и времени выполняемых работ. По результатам анализа определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия климата на организм рабочего.

Превышение уровней шума

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

допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003-2014 (табл. 50)

Таблица 50 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука

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

Обеспечение безопасности при воздействии шума на работника является комплексным мероприятием. Использование работниками средств индивидуальной защиты против шума (ушные вкладыши, наушники и шлемофоны), правильная организация труда и отдыха (устройство кратковременных перерывов в работе). Оборудование, машины, которые в процессе работы могут производить шум, неблагоприятно воздействующий на работников, следует конструировать и изготавливать с учетом последних достижений технологии и принципов проектирования, позволяющих снизить излучаемый шум (виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов, экранирование шума преградами, применение противозумных подшипников, глушителей, своевременная смазка трущихся поверхностей).

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.

Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16-250 Гц.

Виды вибрации:

- а) общая (вибрация, передаваемая на тело стоящего, сидящего или лежащего человека в точках его опоры)
- б) локальная (вибрация, передаваемая через кисти рук человека в местах контакта с управляемой машиной или обрабатываемым изделием).

Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2-2005; общей вибрации – по ГОСТ 31319-2006. Допустимые нормы вибрации указаны в табл. 51

Таблица 51 – Допустимые нормы вибрации

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

Для уменьшения и предотвращения вибрации машин и оборудования используют различные методы:

- а) использование машин с меньшей виброактивностью;
- б) использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека;
- в) создание условий труда, при которых вредное воздействие вибрации не усугубляется наличием других неблагоприятных факторов;
- г) использование в качестве рабочих виброопасных профессий лиц, не имеющих медицинских противопоказаний, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований;
- д) обучение рабочих виброопасных профессий правильному применению машин, уменьшающему риск получения вибрационной болезни;

- е) проведение послеремонтного и, при необходимости*, периодического контроля виброактивных машин;
- ж) индивидуальные средства защиты: виброобувь и виброручкавицы, вкладыши и прокладки из упругодемпфирующих материалов;
- з) коллективные средства защиты: амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов.

Тяжесть физического труда

Физический труд характеризуется большой нагрузкой на организм, требующей преимущественно мышечных усилий и соответствующего энергетического обеспечения. По тяжести труда различают несколько классов, характеристики которых приведены в Р 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда» (рис. 23).



Рисунок 23 – Классификация условий труда по степени тяжести и напряженности трудового процесса

Критериями отнесения труда к классу по степени тяжести являются:

- а) величина внешней механической работы, выполняемой за смену;
- б) масса поднимаемого и перемещаемого вручную груза;

- в) количество стереотипных рабочих движений в смену;
- г) величина суммарного усилия, прилагаемого за смену для удержания груза;
- д) удобство рабочей позы; количество вынужденных наклонов в смену и километров, которые вынужден проходить человек при выполнении работы.

Критериями отнесения труда к классу по степени напряжения являются:

- а) степень интеллектуальной нагрузки;
- б) нагрузка на анализаторы;
- в) эмоциональная нагрузка;
- г) монотонность труда;
- д) режим работы.

Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

Наиболее распространенные природно-очаговые заболевания:

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

Основное профилактическое мероприятие - противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу на весь год, обучение населения методам индивидуальной защиты человека от кровососущих насекомых и клещей, диких животных.

Лабораторный и камеральный этапы

Отклонение показателей микроклимата в помещении

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 показателями, характеризующими микроклимат в производственных помещениях, являются:

- а) температура воздуха;
- б) температура поверхностей;
- в) относительная влажность воздуха;
- г) скорость движения воздуха;

д) интенсивность теплового облучения.

В таблице 28 приведены допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений.

Таблица 28 – Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений.

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, t °С	Относительная влажность воздуха, φ%	Скорость движения воздуха, м/с	
		Диапазон ниже оптимальных величин t° _{опт}	Диапазон выше оптимальных величин t° _{опт}			Если t° < t° _о пт	Если t° > t° _о пт
Холодный	IIa	17,0-18,9	21,1-23,0	16,0-24,0	15-75	0,1	0,3
	IIб	19,0-20,9	23,1-24,0	18,0-25,0	15-75	0,1	0,2
Теплый	IIa	18,0-19,9	22,1-27,0	17,0-28,0	15-75	0,1	0,4
	IIб	20,0-21,9	24,1-28,0	19,0-29,0	15-75	0,1	0,3

Мероприятия по поддержанию требуемого микроклимата: осуществление терморегуляции в помещении с целью поддержания оптимальной температуры; установка вентиляционного оборудования для поддержания нормального воздухообмена; проветривания помещения во время перерывов; регулярная влажная уборка помещения.

Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Освещенность – важнейший параметр на рабочем месте работника, обеспечивающий комфортные условия, повышенную эффективность и безопасность труда, снижает утомление, сохраняет высокую работоспособность. Согласно СП 52.13330.2011 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 (СП5). При этом естественное освещение должно осуществляться через окна и обеспечивать КЕО (таблица 29).

Таблица 29 – Нормы освещенности рабочих поверхностей

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	Люминисцентныегазозарядные лампы (ЛД), для бокового освещения настольные лампы накаливания

Освещение не должно давать блики, яркость светящихся поверхностей не должна быть более 200 нт/ М². Предпочтение должно отдаваться лампам дневного света ЛБ 40-2 и ДРЛ 60-2. Для поддержания нормируемых значений освещенности необходимо своевременно проводить чистку стекол и светильников, замену перегоревших ламп.

Превышение уровней электромагнитных и ионизирующих излучений

На практике различают воздействие магнитного поля (постоянного и квазипостоянного, импульсного), ВЧ- и СВЧ-излучений, лазерного излучения, электрического и магнитного поля промышленной частоты от высоковольтного оборудования и др. Ионизирующее излучение вызывает в организме цепочку обратимых и необратимых изменений.

Уровни допустимого облучения определены в ГОСТ 12.1.006-84. Нормативными параметрами в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц являются напряженности Е и Н электромагнитного поля. В диапазоне низких частот интенсивность излучения не должна превышать 10 В/м по электрической составляющей, а по стандартам МРРП не должна превышать 2,5 В/м и 0,5 А/м по магнитной составляющей напряженности поля.

Допустимые параметры неионизирующих электромагнитных полей (ЭМП) и излучений при работе ПЭВМ должны быть согласно СанПин 2.2.2/2.4.1340-03, следующие: напряженность ЭМП на расстоянии 50 см вокруг машины по электрической составляющей не более 25 В/м в диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц, не более 2,5 В/м в диапазоне частот 2 - 400 кГц; электростатический потенциал экрана видеомонитора 500 В. При больших

значениях этих излучений следует применять приэкранные фильтры. Фильтрами полной защиты пользователей являются фильтры Ergostat, UNUS и UMAXMP – 196, а также отечественные фильтры «Русский щит» и DehenderErgan.

При работе с компьютером необходимо учитывать, что мощность экспозиционной дозы мягкого рентгеновского излучения в любой точке на расстоянии 0,05 м от экрана и корпуса монитора (на электроннолучевой трубке) при любых положениях регулировочных устройств не должна превышать 1 мкЗв/ч (100 мкР/ч). Для мониторов, отвечающих требованиям ТСО-99, ТСО-2000, ТСО-03, эти нормативы выполняются.

Утечки токсических и вредных веществ в рабочую зону

Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны». Общие санитарно-гигиенические требования». Нормы количества вредных веществ в воздухе приведены в табл. 53

Таблица 53 - Норма и показатели значений количества вредных веществ в воздухе

Наименование веществ	Формула	ПДК	
		% по объему	мг/м ³
Азота окислы (в пересчете на NO ₂)	NO+NO ₂	0,00025	5
Акролеин	CH ₂ -CH-C-OH	-	0,7
Альдегид масляный	-	-	5
Углерода окись	CO	0,0016	20
Масла минеральные (нефтяные)	-	-	5
Сероводород	H ₂ S	0,00066	10
Углеводороды в пересчете на С	-	-	300
Формальдегид	CH ₂ O	-	300
Ангидрид сернистый	SO ₂	0,00035	10

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 запыленность в зале не должна превышать $0,5 \text{ мг/м}^3$. Мероприятиями по борьбе с запыленностью являются регулярные влажные уборки.

Для предотвращения попадания химических соединений на кожу, в рот, в дыхательные пути необходимо соблюдать следующие меры предосторожности:

- а) в рабочих помещениях не следует создавать запасов реактивов, особенно летучих - через неплотности в упаковке они могут испаряться и отравлять атмосферу в лаборатории;
- б) все работы с пылящими и летучими реактивами следует проводить только в вытяжном шкафу;
- в) при работе с ядовитыми химическими веществами необходимо быть особенно аккуратными;
- г) категорически запрещается выбрасывать в раковины, не смешивающиеся с водой жидкости и твердые вещества, а также сильные яды.

4.2.2 Анализ опасных производственных факторов

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

Движущиеся части оборудования представляют опасность травмирования рабочего в виде ушибов, порезов, переломов и др., которые могут привести к потере трудоспособности. Согласно ГОСТ 12.2.009-80 опасной скоростью перемещения подвижных частей оборудования, способных травмировать ударом, является скорость более $0,15 \text{ м/с}$. В соответствии с ГОСТ 12.2.003-74 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности» движущие части производственного оборудования, если они являются источником опасности, должны быть ограждены, за исключением частей, ограждение которых не допускается функциональным их назначением.

Одним из важных условий безопасного труда является недоступность подвижных частей оборудования для рабочего, в ходе технологического процесса. Для этого проводят следующие мероприятия:

1. Устанавливают защитные устройства (ограждения, крышки, кожуха).
2. Крупногабаритные перемещающиеся части оборудования и транспортные устройства окрашивают чередующимися под углом 45° полосами желтого и черного цветов, для оповещения об опасности.
3. На наружной стороне ограждений наносят предупреждающий знак опасности по ГОСТ 12.4.026-76.
4. Устанавливают предохранительные и блокирующие устройства предотвращающие поломку деталей станков, самопроизвольное опускание шпинделей, головок, бабок, поперечен и др. частей.
5. Устанавливают тормозные устройства обеспечивающие остановку. Для этого применяются колодочные тормозные устройства и торможение электродвигателя противовключением.
6. Ремонт и проверка оборудования проводится лишь при отключенных механизмах вращения или перемещения.

Поражение электрическим током

Электробезопасность – система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих вредное и опасное воздействие на работающих от электрического тока и электрической дуги. Правила электробезопасности регламентируются ПУЭ. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. При опасности возникновения коррозии необходимо предусмотреть дополнительные меры по защите оборудования. Для цифрового и цветового обозначения всех отдельных неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р

50462 . Оборудование относится к электроустановкам с напряжением до 1 кВ.

Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

- а) соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытия, изоляции токоведущих частей;
- б) применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- в) применение предупреждающей сигнализации;
- г) применение устройств для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых значений.

Пожаровзрывоопасность

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров. Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте. Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В эти обязанности входит:

- а) обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
- б) слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;
- в) контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин;
- г) назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки.

Необходимый минимум первичных средств пожаротушения:

- порошковые огнетушители типа ОП-3(з);
- накидки из огнезащитной ткани размером 1,2 х 1,8 м и 0,5 х 0,5 м.

4.3 Экологическая безопасность

Экологическая безопасность - допустимый уровень негативного воздействия природных и антропогенных факторов экологической опасности на окружающую среду и человека. Инженерно-геологические работы, как и прочие производственные виды деятельности человека, наносят вред геологической среде (табл. 30).

Таблица 30 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при инженерно-геологических работах

Природные ресурсы, компоненты геологической среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Почва	Уничтожение и повреждение почвенного слоя	Рекультивация земель
	Загрязнение горюче-смазочными материалами	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники
	Загрязнение производственными отходами	Вывоз отходов (свалки, отвалы)
Грунты	Нарушение состояния геологической среды	Ликвидационный тампонаж скважин, геомониторинг
	Нарушение физико-механических свойств горных пород	Мероприятия по укреплению грунтов (цементация, битуминизация, силикатизация)
Атмосферный воздух	Загрязнение атмосферного воздуха при работе оборудования	Установление нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух.
Гидросфера	Загрязнение качества питьевой и технической воды	Меры предотвращения загрязнения воды нефтью, нефтепродуктами и другими веществами, вредными для здоровья людей или для живых ресурсов моря, вследствие сброса смесей, содержащих эти вещества.

Экологическую безопасность регламентируют ГОСТ 17.2.1.04-77 , ГОСТ 17.1.3.06-82, ГОСТ 17.1.3.02-77, ГОСТ 17.4.3.04-85.

При проведении инженерно-геологических работ необходимо выполнение следующих правил и мероприятий по охране природы:

- а) обязательна ликвидация возможных вредных последствий от воздействия на природу;
- б) не допускается разведение костров, за исключением специально оборудованных для этого мест;
- в) не допускается загрязнение участка проведения работ;
- г) для предотвращения пожаров необходимо строго соблюдать правила пожарной безопасности;
- д) установка маслосборников для быстрого удаления ГСМ;
- е) ликвидация скважин методом послойной засыпки ствола, извлеченным грунтом с послойной трамбовкой.

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

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

4.3.1 Вредные воздействия на окружающую среду и мероприятия по их снижению

Защита селитебной зоны

От крайнего ряда эксплуатационных скважин, а также вокруг других ОПО устанавливаются санитарно-защитные зоны, размеры которых определяются проектной документацией.

При наличии в продукции месторождений вредных примесей (сернистого водорода, цианистоводородной (синильной) кислоты) между ОПО, добывающими и транспортирующими эту продукцию, и селитебными территориями должна быть установлена буферная (санитарно-защитная) зона, размеры которой определяются проектной документацией.

Защита атмосферы

Специфика строительства нефтяных и газовых скважин характеризуется, в основном, неорганизованными выбросами вредных веществ в атмосферу, рассредоточивающимися на значительной территории. Перечень вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу показан в табл. 55.

Таблица 315 – Перечень вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу на разных этапах строительства скважин

Наименование этапов работ	Источники выделения вредных веществ в атмосферу	Перечень вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу
I. Этап. Строительно-монтажные работы (Планировка и обустройство площадки под буровую, установка вышки и оборудования, продуктопроводов и т.д.)	Транспорт, спецтехника, дизель-электростанция, материалы (цемент и пр.), емкости хранения ГСМ, сварочные работы	Оксид углерода, оксиды азота, углеводороды (диз. т.), сажа (в пересчете на С) диоксид серы, глинопорошок, цемент, КМЦ, недифференцированный остаток, окись марганца, окись хрома, фториды бенз(а)пирен, фтористый водород
II. Этап. Бурение, крепление	Дизельная электростанция, ДВС, транспорт (ДВС), емкости ГСМ, емкости мазута, котельная (котлы), материалы,	Оксид углерода, оксиды азота, углеводороды, сажа, (в пересчете на С), диоксид серы, глинопорошок, цемент, барит, КМЦ, бенз(а)пирен, сероводород, сажа (в пересчете на V2O5)

	циркуляционная система, шламовый амбар	
III .Этап. Испытание скважины (сжигание газа на факеле)	Сепаратор (факел), дизельная электростанция, котельная (котлы), емкости ГСМ, склад материалов и реагентов, транспорт	Оксид углерода, оксиды азота, углеводороды (метан), сажа, бенз(а)пирен, диоксид серы, углеводороды (в пересчете на С)
IV .Этап. Демонтаж установки, консервация и ликвидация скважины	Транспорт, дизельная электростанция, газорезательный аппарат, емкости хранения ГСМ, котельная, циркуляционная система, шламовый амбар, превенторный амбар и т.д.	Оксид углерода, оксиды азота, углеводороды (метан), углеводороды (диз. т. и бензин), сажа (в пересчете на С), бенз(а)пирен, диоксид серы, сероводород, цемент, пыль (барит)

Снижение выбросов вредных веществ в атмосферу от неорганизованных источников обеспечивается герметизацией циркуляционной системы бурового раствора при безамбарном бурении, герметизацией емкостей блока приготовления БР, системы сбора и очистки буровых вод, устья скважины, системы приема и замера пластовых флюидов, поступающих при испытании скважины.

Защита гидросферы

В период проходки скважины негативное воздействие на почвенный слой, поверхностные и подземные воды оказывают буровые растворы, расход которых на один объект может достигать 30 м³/сут. Кроме того, при бурении скважин возможно применение нефтепродуктов в объеме до 1 тыс. т в год. Источниками загрязнения подземных вод могут также являться места хранения и транспортирования промышленной продукции и отходов производства и промышленная площадка ведения работ.

Защита литосферы

В процессе бурения образуются три вида отходов: буровой шлам (БШ), отработанный буровой раствор (ОБР), буровые сточные воды (БСВ). С целью сокращения объемов наработки бурового раствора, а следовательно, уменьшения объема ОБР, подлежащего обезвреживанию и утилизации, проектом предусмотрены 4-х ступенчатая система очистки бурового раствора

от выбуренной породы. Утилизация скважинной жидкости и пластового флюида производится путем вывоза за пределы площадки и откачки их в нефтесборный коллектор.

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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.

4.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать очистное оборудование

Основными источниками ЧС на территории нефтяного месторождения являются:

- а) аварии в результате ГНВП на кустовой площадке добывающих скважин;
- б) аварии в результате разгерметизации РВС для нефти на территории ДНС;
- в) аварии в результате разгерметизации (порыв/прокол) нефтесборных трубопроводов, выкидных линий и магистрального нефтепровода.

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

В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (территория г. Томск) вероятность наступления чрезвычайных ситуаций природного или военного характера крайне мала. Наиболее вероятные ЧС техногенного характера связанные с пожароопасностью. В случае возникновения пожар на буровой установке при выполнении полевых работ необходимо принять следующие меры:

- а) остановить работу буровой установки и по возможности обесточить ее;
- б) немедленно сообщить о возгорании по телефону «01» в пожарную охрану, и ответственному руководителю;
- в) оценить возможное распространение пожара, создающее угрозу для людей, и пути возможной эвакуации;
- г) приступить к ликвидации очага при помощи первичных средств пожаротушения, таких, как огнетушители, песок, кошма (плотное покрывало) и др.

4.5 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.

Перед началом работ рабочий должен:

- а) проверить наличие защитных средств;
- б) проверить наличие средств пожаротушения;
- в) ознакомиться с условиями производства и характером работ и поучить разрешение на производство работ у лица, ответственного за безопасное производство работ.

Перед началом работ должны быть определены опасные зоны, в которых возможно воздействие опасных производственных факторов, связанных или не связанных с технологией и характером выполняемых работ.

Все работники лаборатории обязаны пройти инструктаж по технике безопасности: знать меры при возникновении ЧС, расположение первичных средств пожаротушения, план эвакуации и нахождение кнопок оповещения.

Согласно ст. 221 Трудового Кодекса РФ и ст. 37 Конституции Российской Федерации работникам выдаются бесплатно по установленным нормам специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (средства защиты рук, средства защиты ног, средства защиты головы, средства защиты лица, средства защиты глаз, средства защиты органов слуха, средства защиты органов дыхания).

В соответствии со ст. 27 Федерального закона №173-ФЗ от 17.12.2001 г «О трудовых пенсиях в Российской Федерации», сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии имеют следующие лица:

- мужчины по достижении возраста 55 лет, женщины по достижении

возраста 50 лет, если они проработали соответственно не менее 12 лет 6 месяцев и 10 лет в экспедициях, партиях, отрядах, на участках и в бригадах непосредственно на полевых геолого-разведочных, поисковых, топографо-геодезических, геофизических, гидрографических, гидрологических, лесоустроительных и изыскательских работах и имеют страховой стаж соответственно не менее 25 и 20 лет;

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

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

Проектируемые работы будут проводиться на территории Каргасокского района Томской области, где к заработной плате работников применяется районный коэффициент 1,5.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, настоящий дипломный проект посвящен проведению наклонно-направленной эксплуатационной скважины Южно-Майского месторождения, расположенного в Томской области. Цель работы достигнута и поставленные во введении задачи были решены:

- а. была дана географо-экономическая характеристика района работ;
- б. были определены геологические условия бурения;
- в. дана характеристика газонефтеводоносности месторождения;
- г. выделены зоны возможных осложнений;
- д. были обозначены исследовательские работы;
- е. был обоснован и рассчитан профиль скважины;
- ж. была обоснована конструкция скважины;
- з. проведено исследование углубления скважины;
- и. сделан расчет обсадных колонн;
- к. сделан выбор буровой установки.

Также в работе был рассмотрен специальный вопрос, касающийся осложнений, встречающихся в процессе бурения скважины. Были определены меры их предупреждения и устранения.

С целью обеспечения прочности и надежности крепи эксплуатационной колонны выполнены инженерные расчеты с использованием действующих инструкций: расчет равнопрочной обсадной колонны и расчет цементирования.

Выполнены расчеты промывки скважины, бурильной колонны, деталей и узлов низа эксплуатационной колонны, спроектированы режимы бурения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Специализированный журнал «Бурение и Нефть». - Ноябрь 2004 г.. - стр. 38-41.
2. "Экожилсервис", ФГБОУ ВПО "Пермский национальный исследовательский политехнический университет" ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». - 2017 г.. - Взамен ГОСТ 12.0.003-74.
3. «НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ» Проектирование конструкции скважины: Методические указания к выполнению практической работы по дисциплине «Заканчивание скважин» [Книга]. - Томск : [б.н.], 2010. - стр. 9.
4. 44. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки..
5. 45. СН 2.2.4/2.1.8.566. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. – М.: Минздрав России, 1997.
6. <http://biofile.ru/geo/15492.html> [Online].
7. <https://ru.wikipedia> [В Интернете].
8. А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов [Книга] / ред. Спивак А.И.. - Москва : ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003. - стр. 509.
9. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособие для вузов [Книга]. - [б.м.] : ООО "Недра-Бизнесцентр", 2002. - стр. 632.
10. Г.К. Чуктуров, Р.Х. Санников, Р.Р. Багаутдинов Безамбарное бурение как способ решения экологических проблем [Журнал] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 11 2012 г.. - стр. 36-40.
11. ГОСТ 12.1.003-2014 - Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
12. ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности..

- 13.ГОСТ 12.1.005-88 - Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 14.ГОСТ 12.1.005-88 - Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 15.ГОСТ 12.1.006-84 - Система стандартов безопасности труда. Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.
- 16.ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.
- 17.ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования..
- 18.ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»;
- 19.ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.
- 20.ГОСТ 12.4.103-83 «Система стандартов безопасности труда. Одежда специальная защитная, средства индивидуальной защиты ног и рук. Классификация»; [Книга].
- 21.ГОСТ 12.4.127-83 «Система стандартов безопасности труда. Обувь специальная. Номенклатура показателей качества» [Книга].
- 22.ГОСТ 12.4.135-84 «Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты. Метод определения щелочепроницаемости»; [Книга].
- 23.ГОСТ 17.1.3.06–82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
- 24.ГОСТ 31192.2-2005 (ИСО 5349-2:2001) Вибрация. Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека. Часть 2. Требования к проведению измерений на рабочих местах.
- 25.ГОСТ 31319-2006 (ЕН 14253:2003) Вибрация. Измерение общей вибрации и оценка ее воздействия на человека. Требования к проведению измерений на

рабочих местах.

26. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые [Книга] / ред. Калинин А.Г.. - Справочное пособие : ООО "Недра-Бизнесцентр", 2001. - стр. 450.
27. Кесельман Г. С. Защита окружающей среды при добыче, транспорте и хранения нефти и газа [Книга] / ред. Г. С. Кесельман Э. А. Махмудбеков. - 1981. - стр. 188.
28. Коваленко В.П. Загрязнения и очистка нефтяных масел 320 с [Книга]. - [б.м.] : Химия, 1978.
29. Леса Западной Сибири и нефтегазовый комплекс. В.Н.Седых [В Интернете]. - <http://www.np-kb.ru/2016-05-28-11-12-18>.
30. Михайлова, Л. В. Исследование токсичности буровых шламов из рекультивируемых и нереккультивируемых амбаров [Книга] / ред. Л. В. Михайлова Г. Е. Рыбина, Т. Г. Акатьева. - [б.м.] : Тез.докл. Первого съезда токсикологов России, 1998. - стр. 301.
31. ОАО "ТомскНИПИнефть" Групповой рабочий проект на строительство эксплуатационных наклонно направленных скважин на Катильгинском месторождении со смещением от вертикали более 800 метров. - Томск : ОАО ТОМСКНИПИНЕФТЬ, 2011 г.. - 3. - стр. 176. - Проектная документация.
32. Официальный сайт АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана» [В Интернете]. - <http://www.crru.ru/>.
33. Приказ Министерства здравоохранения и социального развития РФ № 45н «Об утверждении норм и условий бесплатной выдачи работникам, занятым на работах с вредными условиями труда, молока или других равноценных пищевых продуктов».
34. Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация

условий труда.

- 35.Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
- 36.Романенко С.В., Анищенко Ю.В. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы магистра, специалиста и бакалавра всех направлений (специальностей) и форм обучения ТПУ [Книга]. - [б.м.] : Томского политехнического университета, 2016. - стр. 11.
- 37.С.А. Кейн, Р.Н. Мищенко Инженерные задачи бурения наклонно – направленных и горизонтальных скважин. - Учебное пособие : УГТУ, 2011 г.. - стр. 80.
- 38.СанПиН 2.1.8/2.2.4.1383-03 - Гигиенические требования к размещению и эксплуатации передающих радиотехнических объектов.
- 39.СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий».
- 40.СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 - Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.
- 41.СанПиН 2.2.4.548-96 - Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
- 42.СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
- 43.СП 52.13330.2011 - Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.
- 44.Хаустов А.П., Редина М.М. Охрана окружающей среды при добыче нефти [Книга]. - [б.м.] : Дело, 2006. - стр. 552.
- 45.Циркуляционная система очистки бурового раствора [В Интернете] // - TSC – HL Energy Technology Co., LTD. - 2017 г.. - 16 02 2017 г.. - http://www.mtrans-rf.net/tsc/category_13.html.

