

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

Инженерная школа природных ресурсов
Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»
Отделение школы (НОЦ) Отделение Нефтегазового дела

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Технология и техника сооружения разведочно-эксплуатационной скважины на «Южно-Майском» нефтяном месторождении (Томская область)
УДК 550.822.7:622.24:553.982(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
223В	Курулюк Александр Вячеславович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Бондарчук Игорь Борисович			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По геологической части

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Тимкин Тимофей Васильевич	к.г.-м.н.		

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая Ольга Вячеславовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Татьяна Анатольевна	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Немирович-Данченко Михаил Михайлович	д-ф.м.н.		

Томск – 2018 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации

федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерная школа природных ресурсов
Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ Немирович-Данченко М.М.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

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

Студенту:

Группа	ФИО
223В	Курулюку Александру Вячеславовичу

Тема работы:

**Технология и техника сооружения разведочно-эксплуатационной скважины на
«Южно-Майском» нефтяном месторождении (Томская область)**

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<i>Архивные материалы ОАО «Норд Империл» буровых работ по результатам бурения поисково-оценочных скважин на Южно-Майском нефтяном месторождении. Перечень инструкций и мероприятий по предупреждению экологического ущерба и аварийных ситуаций в процессе бурения скважины.</i>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<i>По проекту на Южно-Майском месторождении предполагается пробурить поисково-оценочную скважину глубиной 3124 м. с отбором керна. В дипломном проекте необходимо предусмотреть современные передовые технологии контроля бурения, забойные двигатели, долота с высокой стойкостью,</i>

	<i>системы селективного крепления ствола скважины, эффективные буровые растворы и системы их очистки, которые создают предпосылки для повышения эффективности буровых работ, сокращения сроков строительства скважины и увеличения механической скорости бурения.</i>
Перечень графического материала	<i>Геологический разрез, карта контура нефтеносности, геолого-технический наряд, схема буровой установки, схемы цементирования.</i>
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
По геологической части	Доцент Тимкин Т.В.
По менеджменту	Доцент Пожарницкая О.В.
По социальной ответственности	Ассистент Задорожная Т.А.

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Бондарчук И.Б.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
223В	Курулюк Александр Вячеславович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
223В	Курулюку Александру Вячеславовичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки

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

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<i>Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения на Южно-Майском месторождении</i>
Нормы и нормативы расходования ресурсов	<i>Нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм и внутренним правилам организации</i>
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	<i>Согласно действующему законодательству РФ</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	<i>1. Финансовый менеджмент, ресурсо-эффективность и ресурсосбережение</i>
<i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	<i>2. Расчет затрат времени и труда по видам работ</i>
<i>Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	<i>3. Нормы расхода материалов</i>
<i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	<i>4. общий расчет сметной стоимости</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

<i>Отсутствует</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая О.В	к. э. н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
223В	Курулюк Александр Вячеславович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
223В	Курулюку Александру Вячеславовичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Рабочим местом в процессе строительства скважин является Южно-Майское месторождение, Томская область. При производстве работ по строительству скважины глубиной 3124 метров, могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека.
--	---

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: физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; действие фактора на организм человека; приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); предлагаемые средства защиты; (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: механические опасности (источники, средства защиты); термические опасности (источники, средства защиты); электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); пожаровзрывобезопасность (причины,</p>	<p>Работа по строительству скважин на кусте нефтяных месторождений связана с воздействием целой группы вредных факторов, что существенно снижает производительность труда. К таким факторам можно отнести:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Превышение уровня шума и вибрации; 2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 3. Недостаточное освещенность рабочей зоны <p>На кусте нефтегазовых месторождений в процессе строительства скважин могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Электрический ток; 3. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные).
---	--

профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).	
<p>2. Экологическая безопасность: защита селитебной зоны анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</p>	<p>В процессе строительства скважин на месторождении будет оказываться негативное воздействие на окружающую среду, такое как:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Нарушение поверхности стока; 2. Нарушение почвенно-растительного покрова; 3. Разлив горюче-смазочных материалов, грунтовок, 4. Смол и других материалов; 5. Захламление территории отходами производства; 6. Возгорание из-за допуска к работе неисправных технических средств.
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: 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>	<p>Во время проведения работ по строительству скважины возможно возникновение пожаров и фонтанов.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>Законодательное регулирование проектных решений, в основу которых положен закон РФ «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом»</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Татьяна Анатольевна	к. т. н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
223В	Курулюк Александр Вячеславович		

Реферат

Данная выпускная квалификационная работа содержит 171 страницы, 19 рисунков, 34 таблицы, 29 источника, 7 приложений.

Ключевые слова: бурение; Южно-Майское месторождение; скважина; керноотборный снаряд; отбор керна.

Объектом исследования является сооружение поисково-оценочной скважины на нефть на участке Южно-Майского месторождения Томской области.

Цель работы: создание технологического проекта на сооружение разведочной скважины на нефть; разработка организации и управления работ на объекте.

В процессе выполнения работы была рассмотрена геологическая характеристика месторождения, была спроектирована и рассчитана технология строительства скважины, по данным расчетов был произведен подбор оптимального бурового и вспомогательного оборудования. Также проведен анализ опасных и вредных факторов при буровых работах и сметно-финансовый расчет.

В результате проектирования был получен технологический проект на сооружения поисково-оценочной скважины глубиной 3124 м, на основании полученных расчетов был произведен выбор бурового и вспомогательного оборудования, соответствующий всем требованиям; был произведен анализ всех опасных и вредных факторов при буровых работах; произведены сметно-финансовые расчеты по данному объекту.

Основные технологические, конструктивные и технико-эксплуатационные характеристики: в выпускной квалификационной работе рассматривается буровая установка БУ 3000 ЭУК и технические параметры; опираясь на технические параметры были произведены проверочные расчеты бурового оборудования; опираясь на результаты расчетов был произведен выбор породоразрушающего инструмента.

Значимость работы: проведение разведочных работ путем сооружения поисково-оценочной скважины с отбором керна на Южно-Майском нефтяном месторождении позволит увеличить сырьевую базу ООО «Норд Империл».

Abstract

This final qualifying work contains 164 pages, 15 figures, 34 tables, 24 sources, 6 applications.

Key words: drilling; South-may field; well; core-selection shell; core Obor.

The object of the study is the construction of a prospecting and evaluation well for oil on the site of the South-May field of the Tomsk region.

The purpose of the work: the creation of a technological project for the construction of an exploration well for oil; the development of the organization and management of works at the facility.

In the course of the work, the geological characteristics of the field were considered, the technology of well construction was designed and calculated, according to the calculations, the optimal drilling and auxiliary equipment was selected. Also, the analysis of hazardous and harmful factors in drilling operations and estimate and financial calculation.

As a result of the design, a technological project was obtained for the construction of a search and evaluation well with a depth of 3124 m, on the basis of the received calculations, the choice of drilling and auxiliary equipment that meets all requirements was made; an analysis of all dangerous and harmful factors was made during drilling operations; estimates were made

The main technological, design and technical and operational characteristics: in the final qualifying work, the drilling rig BU 3000 EC and technical parameters are considered; based on the technical parameters, the drilling equipment was tested; based on the results of the calculations, the choice of rock-cutting tool was made.

Significance of the work: exploration works by construction of a prospecting and evaluation well with core selection at the South-May oil field will increase the raw material base of Nord Imperial LLC.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	14
1. ГЕОЛОГО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	15
1.1. Географо-экономические условия.....	15
1.1.1. Рельеф	15
1.1.2. Климат.....	15
1.1.3. Растительный и животный мир	16
1.1.4. Гидросеть	16
1.1.5. Пути сообщения	16
1.2. Обзор ранее проведенных геологоразведочных работ.....	17
1.3. Геологическая характеристика месторождения	22
1.3.1. Литолого-стратиграфический разрез	22
1.3.2. Тектоника	33
1.3.3. Нефтегазоносность	37
1.3.4. Гидрогеологические условия	39
1.4. Проектирование методики и результаты поисково оценочных работ	40
1.5. Возможные геологические осложнения.....	41
2. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ПРОВЕДЕНИЕ БУРОВЫХ РАБОТ.....	43
2.1. Выбор и обоснование способа бурения	43
2.2. Конструкция скважины.....	45
2.3. Обоснование класса и типа долот по интервалам	51
2.4. Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент	54
2.5. Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента.....	57
2.6. Выбор состава и свойств очистного агента	58
2.7. Выбор и обоснование типа забойного двигателя	62
2.8. Оборудование для отбора кернa	64
2.9. Спуск и крепление обсадной колонны.....	66
2.9.1. Расчет внутренних давлений	69
2.9.2. Выбор способа цементирования обсадных колонн	72

2.9.3. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов	73
2.10. Проектирование расчет бурильной колонны	90
2.10.1. Расчет колонны бурильных труб в верхнем сечении	91
2.10.2. Расчет колонны бурильных труб в нижнем сечении.....	96
2.10.3. Расчет колонны бурильных труб в нулевом сечении	97
2.11. Расчет талевой системы и грузоподъемности вышки	99
2.11.1. Расчет нагрузки на мачту в статическом состоянии	101
2.11.2. Определение усилий в ветвях талевой системы	102
2.11.3. Определение нагрузки на вышку при подъеме инструмента	104
2.11.4. Определение КПД талевой системы	104
2.11.5. Определение грузоподъемности талевой системы.....	105
2.11.6. Расчет талевого каната	106
2.11.7. Определение количества свечей, поднимаемых на каждой скорости.....	106
2.12. Расчет гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе.	107
2.13. Расчет мощности двигателя, потребной для промывки скважины ...	112
2.14. Проверочный расчет мощности буровой установки	115
2.15. Выбор буровой установки.....	116
2.16. Выбор источника энергии	117
2.17. Выбор и объем бурового раствора	119
2.17.1. Тип и параметр бурового раствора.....	121
2.18. Разработка мероприятий по предупреждению аварий при бурении скважин	123
2.18.1. Ликвидация аварий.....	124
2.19. Монтаж и демонтаж буровой установки.....	129
2.20. Механизация спускоподъемных операций	130
2.21. Использование буровой контрольно-измерительной аппаратуры (БКИА).....	130

3. ПОВЫШЕНИЕ ВЫХОДА КЕРНА ПРИ БУРЕНИИ НЕУСТОЙЧЕВЫХ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД.....	132
3.1. Рациональные режимы бурения для отбора керна.....	132
3.2. Керноотборные устройства.....	133
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕН, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ	143
4.1. Структура и организационные формы работы бурового предприятия ОАО «НОРД ИМПЕРИАЛ»	143
4.2. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	145
4.2 Расчет сметной стоимости сооружения скважины.....	152
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ БУРОВЫХ РАБОТ.....	153
5.1. Производственная безопасность	154
5.2. Анализ вредных факторов рабочей зоны и обоснование мероприятий по их устранению	154
5.3. Превышение уровней вибрации и шума	155
5.4. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	157
5.5. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу	159
5.6. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	161
5.6.1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные)	161
5.7. Электрический ток	162
5.8. Экологическая безопасность	164
5.9. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	166
5.10. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .	169
5.10.1. Общие положения о работе вахтовым методом	169
5.10.2 Ограничения на работы вахтовым методом	170
5.10.3 Продолжительность вахты.....	170
5.10.4 Учет рабочего времени при работе вахтовым методом	171

ЗАКЛЮЧЕНИЕ	172
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	173

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время Россия занимает лидирующие позиции в добыче мировых запасов углеводородсодержащего сырья, что несет большие прибыли нефтегазодобывающим компаниям в период стабильно высоких цен на сырье.

При процессе разработки технологических операций по строительству скважины проектируется применяемое буровое и вспомогательное оборудование, учитываются особенности геологического строения месторождения.

Объектом исследования является Южно-Майское месторождение, расположенное в Каргосокском районе Томской области.

Процесс проектирования бурения поисково-оценочной скважины представляет собой последовательный комплекс технико-технологических решений процесса строительства скважины, который позволяет в кратчайшие сроки и при минимальных финансовых затратах произвести строительство скважины.

Необходимо знать, что все задачи в силу единства технологического процесса углубления скважины в определенной степени взаимосвязаны между собой.

Выпускная квалификационная работа содержит решения во всех ведущих сферах проектирования: технологической, сервисной, безопасности труда, охраны окружающей среды и экономической. В специальной части дипломного проекта рассматривается вопрос о повышении выхода керна в сложных геологических условиях.

1. ГЕОЛОГО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1. Географо-экономические условия

Участок работ расположен на территории юго-восточной части Западно-Сибирской низменности, Обь-Иртышском междуречье, левобережье р.Обь, бассейна реки Васюган – левого притока Оби. Каргасокский район, Томской области, Западно-Сибирском федеральном округе.

Населённые пункты вблизи месторождения отсутствуют. Ближайший населённый пункт п. Весёлый в 75 км на северо-запад от центра лицензионного участка. Расстояние до г.Кедрового – 115 км, г. Томска – 470 км в юго-восточном направлении.

1.1.1. Рельеф

Слабо расчлененная равнина с широкими, сильно заболоченными водоразделами и долинами рек. Абсолютные отметки рельефа колеблются в пределах от +126 м до +133 м. Заболоченность местности составляет 50-60% территории. Долины рек залесены. Район сейсмически пассивный.

1.1.2. Климат

Средняя температура воздуха летом составляет +15°C, осенью +8°C, зимой -20°C, весной -8°C. Средняя температура наиболее холодного месяца – января составляет -19,2°C, минимальная -50°C, наиболее жаркого месяца – июля +18,1°C, максимальная +36°C. Среднегодовая температура -0,7°C.

Среднегодовое количество осадков составляет 360–512 мм, максимум отмечается в июле-августе и декабре-январе.

Преобладают ветры юго-западные зимой, северо-западные – летом. Максимальная скорость иногда достигает 24 м/сек.

Снежный покров устанавливается, как правило, на 6 месяцев – со второй половины октября до начала мая, его толщина составляет от 0,6–1,1 м на открытых участках, до 2 м в залесенных.

Промерзаемость грунта на открытых участках составляет 1–1,5 м, на залесённых – 0,3-0,4 м, промерзаемость болот также не превышает 0,4 м. Многолетнемерзлотные породы в районе не выявлены.

Отопительный сезон продолжается с сентября по апрель включительно и составляет 8 месяцев (240–245 суток).

1.1.3. Растительный и животный мир

Лес смешанный – сосна, пихта, кедр, осина, береза, рябина, кустарниковые и болотно-пойменные растения. Животный мир разнообразен – лось, медведь, росомаха, олень, белка, соболь, глухарь, тетерев, рябчик, в реках и озерах рыба – окунь, чебак, щука, линь и др. Заповедных участков в районе работ нет. Особо охраняемые природные территории отсутствуют.

1.1.4. Гидросеть

На севере месторождения протекает река Елизаровка, на юго-востоке – река Заячья. Ледостав начинается в ноябре, вскрывается в начале мая. Не являются источником питьевой и технической воды.

1.1.5. Пути сообщения

Аэродром областного значения находится в г. Кедровом (115 км), федерального – в г. Томске (470 км). Здесь же находятся речная пристань и ближайшая железнодорожная станция.

Магистральных путей сообщения в пределах лицензионного участка нет. С Майским месторождением соединяет проселочная грунтовая дорога.

В зимнее время – автотранспортом, в остальное возможна доставка вертолетом. Доставка бурового оборудования и материалов осуществляется по «зимникам». Срок действия «зимников» с середины ноября до конца марта.

1.2. Обзор ранее проведенных геологоразведочных работ

Планомерное изучение территории юго-востока Западно-Сибирской низменности, включая район проектируемых работ, началось в конце 40-х годов. На первом этапе преобладали мелкомасштабные геологическое картирование и геофизическая съемка потенциальных полей.

Начало специализированных нефтегазопроисковых работ и литолого-стратиграфического изучения разрезов нижних горизонтов платформенного чехла и фундамента в юго-восточных районах Западно-Сибирской плиты связано с заложением серии опорных скважин. С 1948 г. по 1955 г. были пробурены Колпашевские 1 и 2, Максимкин-Ярская, Чулымская и Пудинская опорные скважины, результаты бурения которых позволили произвести стратиграфическое расчленение вскрытых разрезов и дать предварительную оценку перспектив нефтегазоносности.

Второй этап начинается с 60-х годов проведением аэромагнитной и гравиметрической съемки масштаба 1:200 000. На выявленных крупных объектах: структурах первого и второго порядка и геофизических аномалиях, начались поисковые работы с целью выявления локальных поднятий и подготовки их под глубокое бурение. Площадные сейсмические исследования первоначально проводились вдоль рек Васюган, Нюролька, Чижапка, Чузик, Парабель, Кенга и Салат. В результате этих работ было уточнено строение структур первого и второго порядка, а также выявлен значительный ряд осложняющих их локальных поднятий.

В 1969-70 годах в центральной части Нюрольской впадины сейсмическими работами МОВ выявлены Майское, Пешеходное, Зимнее, Еллейское, Черталинское, Фестивальное и другие локальные поднятия III порядка. Наиболее крупным явилось Майское поднятие.

В конце 50-х – начале 60-х годов на территории Нюрольской впадины начался этап буровых поисково-разведочных работ, открывших на локальных поднятиях целый ряд значительных нефтегазопроявлений и крупных месторождений нефти и газа, приуроченных к нижним горизонтам

платформенного чехла и к верхам доюрских отложений (Урманское, Еллей-Игайское, Нижнетабаганское и другие месторождения).

С 1973 года начинается третий этап, который характеризуется применением сейсмического метода общей глубинной точки (МОГТ), высокоточной цифровой аэромагнитной съемки, цифровой обработки геофизических данных, позволяющие прогнозировать геологический разрез на основе анализа волновой картины и соответствующей цифровой обработки и интерпретации.

Начиная с 1977 года, на территории проектируемых работ проводились сейсморазведочные работы МОГТ силами Томского геофизического треста.

В 1976-77 г.г. в районе Майского поднятия были проведены сейсмические исследования МОГТ, КМПВ (с/п 7,4/76-77 г.г.) для детального изучения нижних комплексов платформенного чехла и отложений второго структурного яруса, выявления ловушек литологического типа.

В 1979 году в пределах Нюрольской впадины была проведена высокоточная аэромагнитная съемка масштаба 1:50 000 (ОМП 38/79-80, Барулин Б.С.).

В 1980 году в результате проведенных сейсморазведочных работ МОГТ сейсмопартией 4, 5, 7/78-79 было уточнено глубинное геологическое строение, выполнены новые структурные построения Майского поднятия по основным отражающим горизонтам. По результатам этих работ Майская площадь поделена на три поднятия: Северо-Майское, Майское и Южно-Майское, а также выявлена Западно-Майская площадь.

Южно-Майское поднятие было выделено сейморазведочными работами МОВ в 1969-70 годах в составе Майской площади. В 1980 году в результате проведенных сейсморазведочных работ МОГТ с/п 4,5,7/78-79 Южно-Майская структура была выделена как самостоятельное локальное поднятие .

Первоначально Южно-Майская площадь входила в состав Южно-Фестивального – 70-3 ЛУ согласно Лицензии ТОМ 11407 НП и Дополнительных соглашений к лицензии № 2116 от 12.12.2007 г и №284/ТОМ 11407 НП от 17.11.2009 г, выданной ООО «Альянснефтегаз» для целей поисков и оценки месторождений углеводородного сырья в пределах территории лицензионного участка. После получения ООО «Альянснефтегаз» в 2003 году лицензии на геологическое изучение Южно-Фестивального-3 лицензионного участка, недропользователем были продолжены геологоразведочные работы.

В 2005 году на территории ЛУ №70-3 были проведены площадные сейсморазведочные работы МОГТ 2Д (с/п 6/04-05 ЗАО ТГТ), по результатам которых Южно-Майское поднятие было подготовлено к бурению.

Южно-Майское месторождение открыто ООО «Альянснефтегаз» в 2007 году за счёт собственных средств, в процессе геологического изучения Южно-Фестивального-3 участка недр.

В 2009 году сейсморазведочной партией №7/2008-09 ОАО «Тюменьнефтегеофизика» были выполнены сейсморазведочные работы МОГТ 2Д на группе Майских площадей (л.у. №70-3). Плотность профилей составила 1.03 пог.км/км². ОАО «Сибнефтегеофизика» выполнила обработку сейсмических материалов МОГТ-2Д сезона 2008-2009 в объеме 400 пог. км и переинтерпретацию сейсмических данных прошлых лет в объеме 428 пог.км.

Силами ОАО «Сибнефтегеофизика» была выполнена обработка и интерпретация сейсмических данных сезона 2009-2010 гг, проведённых ОАО «Тюменьнефтегеофизика», объемом 634,3 пог. км; переинтерпретация профилей МОГТ 2Д предыдущих лет 3122,98 пог. км и МОГТ 3Д в объеме Майского месторождения. Этими работами было уточнено сейсмогеологическое строение доюрских и юрских отложений.

Обработка и интерпретация материалов производилась в ГЭЦОИ ОАО «СибНГФ» обрабатывающим комплексом GEOVECTEUR PLUS (версия GeoClaster, CGG, Франция) с использованием программных

разработок ОАО «СибНГФ» (пакет обрабатывающих программ BONUS) и интерпретационного комплекса «The Kingdom Suite» (Seismic Micro Technology, USA).

В 2010 году ООО «Альянснефтегаз» была получена лицензия ТОМ 15008 НЭ от 28.09.2010 г с целевым назначением и видами работ – разведка и добыча углеводородного сырья в пределах Южно-Майского месторождения.

В полевой сезон 2009-2010 г на территории Южно-Фестивального -3 ЛУ были проведены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д с/п 90 ОАО «Хантымансийскгеофизика», объем которых составил 113,7 кв.км, из них полной кратностью 65 км², номинальной кратностью 42. Размер бина 25×25 м, шаг дискретизации – 2 мс, длительность записи – 4 сек. Проведенные исследования позволили уточнить геологическое строение Майского, Южно-Майского месторождений и Среднемайской площади, детально изучить строения верхней части палеозойских образований, юрских и нижнемеловых отложений.

Филиалом компании «Халлибуртон Интернэшнл» в 2011 году выполнена обработка, переобработка и интерпретация сейсмических данных МОГТ-3Д, полученных на Майской и Южно-Майской структурах. Обработка проводилась в обрабатывающем пакете "Promax" компании Landmark.

В 2013 году ЗАО «Пангея» была выполнена комплексная интерпретация сейсмических данных МОГТ-3Д, полученных в пределах лицензионных участков № 70-3М, («Майский»), №70-3 («Южно-Фестивальный») и №70-3ЮМ («Южно-Майский») и данных ГИС.

По результатам работ построены карты изохрон и структурные карты масштаба 1:50000 по отражающим горизонтам и основным стратиграфическим образованиям и продуктивным пластам: Ф₂ – кровля доюрского комплекса, Ю₁₅ – кровля салатской свиты, Ю₁₄ – кровля тюменской свиты, У10 – кровля угольного пласта тюменской свиты (ОГ Ia), ОГ Ib – кровля тюменской свиты, ОГ IIa – подошва баженовской свиты, Ю₁^М – кровля эффективной части продуктивного пласта васюганской свиты.

Выполнен прогноз коллекторских свойств в разрезе пластов тюменской (Ю₁₄₋₁₅, Ю₁₁₋₁₃) и васюганской (Ю₁³⁻⁴) свит. Рассмотрены особенности тектонического строения лицензионных участков, разработаны рекомендации заложения четырех поисковых скважин с целью уточнения особенностей геологического строения верхнемелового, юрского и доюрского продуктивных комплексов, а также поиска залежей УВ.

Обработка и интерпретация сейсмического материала производилась с использованием программных средств блока SEG-Y пакета ReView, предназначенного для работы с файлами формата SEG-Y и позволяющего перед загрузкой выполнить при необходимости коррекцию данных:

По сравнению со структурными построениями, выполненными по результатам предшествующих 2D – сейсморазведочных работ, произошли значительные уточнения структурных планов по основным отражающим горизонтам по Южно-Майскому месторождению, что обусловлено также и значительным фондом пробуренных скважин, результаты которых были использованы при интерпретации. Однако, южная часть месторождения, являющаяся объектом проектирования, данными работами не охарактеризована.

В 2014 году площадь участка недр лицензии ТОМ 15008 НЭ увеличилась в соответствии с Дополнением №1 от 10.02.2014 г к лицензии, а также увеличилась площадь нефтегазоносности залежи нефти пласта Ю₁³⁻⁴. Новый участок в южной части месторождения до присоединения входил в Еллейский лицензионный блок, владельцем лицензии недр которого являлся ООО «Газпромнефть-Восток», и незначительно охарактеризован сейсморазведочными работами. Через него проходят профили, выполненные сейсморазведочными работами МОГТ 2Д: 2 профиля с/п 4,5,7/78-79 и 3 профиля с/п 6/04-05. Также два профиля МОГТ-2D, выполненные с/п 86,90/07-08 ЮГЭ ОАО «Хантымансийскгеофизика», в пределах лицензионного участка №71 (Еллейский), по которым у недропользователя нет исходной информации. В настоящее время работа по интерпретации

сейсморазведочных работ на территории присоединённого участка не проводились.

В рабочем порядке, принимая во внимания результаты пробуренных скважин и данные сейсморабот с использованием программного комплекса Petrel, были построены структурные карты по кровле продуктивных пластов Ю₁³⁻⁴ и Ю₁₄ (по подсчёту запасов Ю₁₅), включая площадь присоединённого участка.

Судить о степени достоверности данных построений на современном уровне изученности участка, где нет ни одной пробуренной скважины, довольно проблематично. Отсутствия структурных построений на участке проектирования по основным отражающим горизонтам создаёт определённую сложность при понимании общей картины палеотектонического развития данного участка.

Общая плотность сейсмопрофилеирования лицензионного участка составила 1,757 км/км², включая последние годы, когда плотность профилирования составила 1,143 км/км². Из них: сейсморазведка 2D – 65,8 пог.км, в том числе в 2004-2006 гг. – 36,3 пог. км., в 2008-2009 гг. – 29,6 пог. км; сейсморазведка 3D – 75,4 км².

1.3. Геологическая характеристика месторождения

1.3.1. Литолого-стратиграфический разрез

В геологическом строении разреза месторождения принимают участие доюрский (палеозойский), в различной степени дислоцированный комплекс пород фундамента, и отложения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла.

Доюрские образования фундамента на месторождении вскрыты поисково-оценочными скважинами №6, 8, 10. Керном охарактеризованы по скважинам №6 и №8, по описанию которого они представлены известняком от светло- до темно-серого с коричневатым оттенком, скрытокристаллическим, массивным, плотным, крепким, разбитый сетью

разнонаправленных трещин, залеченных белым кальцитом, некрепкий. Без визуальных признаков и запахов УВ.

В скважине №6 к верхней зоне доюрских отложений, зоне их контакта с песчано-глинистыми отложениями салатской свиты прослеживаются отложения коры выветривания, представленные брекчированными породами, содержащими обломки магматических, карбонатных, кремнистых и метаморфизованных глинистых пород. В подошве наблюдается повышение доли углисто-глинистых пород. Отложения керном не охарактеризованы. В данных отложениях прослеживается пласт М.

К кровле доюрских образований приурочен отражающий горизонт Φ_2 .

Глубины залегания и петрографический состав доюрского комплекса пород, вскрытые скважинами на Южно-Майском месторождении, приведены в таблице 1.1.

Таблица № 1.1 – Глубина залегания и петрографический состав доюрского комплекса пород по скважинам Южно-Майского месторождения

№ скв. alt.r., м	Глубина вскрытия коры выветривания		Глубина вскрытия коренных пород		Петрографическая характеристика	
	<u>отн.отм.,м</u> абс.отм.,м	ΔН, м	<u>отн.отм.,м</u> абс.отм.,м	ΔН, м	Кора выветривания	Породы палеозоя
<u>6</u> 126,26			<u>3025,97</u> 2899,71	54,03	-	Известняк окремнелый, от серого до темно вишневого цвета, выветрелый, разбитый сетью разнонаправленных трещин, залеченных белым кальцитом, некрепкий. Без визуальных признаков и запахов УВ.
<u>8</u> 136,3	<u>3057</u> 2920,7	29,59	<u>3086,59</u> 2950,29	59,41	-	Известняк от светло- до темно-серого с коричневатым оттенком, скрытокристаллический, массивный, плотный, крепкий. Наблюдаются разнонаправленные сечения трещин, залеченные кальцитом молочно-белого цвета, крепким и глинистым материалом темно-серого цвета до черного с зеленоватым оттенком, хрупким. Без признаков УВ.

Отложения платформенного чехла

Платформенный чехол представлен мезозойско-кайнозойскими отложениями в составе юрской, меловой, палеогеновой, неогеновой и четвертичной систем.

Мезозойская эра

Юрская система – J. Отложения юры с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывают доюрские образования и выделены в разрезе отложений в объёме салатской (пешковской), тюменской, васюганской, георгиевской и баженовской свит.

Нижний – средний отдел

Отложения *салатской свиты* – $J_{1-2} sl$ (*тоар-н.аален*). Стратотип свиты имеет двучленное строение. Верхняя подсвита (радомская) сложена глинами уплотнёнными, тёмно-серыми, иногда битуминозными, углистыми с прослоями песчаников и алевролитов, с пластом угля (Y_{14}) близ кровли. Нижняя подсвита сложена средне- и крупнозернистыми песчаниками, представляющими собой группу сближенных пластов, разделенных аргиллитами, часто углистыми. В отложениях подсвиты выделяется пласт $Ю_{15}$ (по томской классификации), в котором на месторождении выявлена нефтяная залежь.

В подсчёте запасов нефтеносный пласт проиндексирован как $Ю_{15}$ и отнесён к отложениям пешковской свиты. В соответствии с «Решением 6-го межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г.», отложения пласта относятся к салатской свите. По принятой разбивке в отделе геологии ООО «Альянснефтегаз пласт индексируется как $Ю_{14-15}$ и относится к отложениям тюменской свиты. Согласно принятому решению вышеупомянутого совещания пласт $Ю_{14}$ относится к отложениям тюменской свиты, а пласт $Ю_{15}$ к отложениям салатской свиты.

Для удобства недропользователя в данном проекте пласт будет определён как Ю₁₄₋₁₅ (Ю₁₅ по подсчёту) тюменской свиты.

Вблизи кровли салатской свиты прослеживается отражающий горизонт (ОГ) U₁₅.

Средний отдел

Отложения *тюменской свиты* – J₂ tm (*в.аален-байос-в.бат*) сложены переслаивающимися пластами песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей и характеризуется значительной сложностью и разнообразием по индивидуальной генетической частности их осадконакопления. По особенностям литологического состава свита разделяется на три подсвиты: нижнюю – существенно песчаную, среднюю – переслаивание аргиллитов, алевролитов и прослоев песчаника, с преобладанием первых, и верхнюю – чередование алевролитов и песчаников с подчинёнными пропластками аргиллитов. К отложениям свиты приурочены пласты Ю₂-Ю₁₄. Для всей толщи характерно присутствие пластов углей различной толщины (У₂-У₁₃).

В отложениях свиты прослеживаются отражающие горизонты (ОГ): вблизи кровли пласта Ю₁₄ - ОГ U₁₄., в кровле угольного пласта У₁₀ – ОГ I^a, в кровле угольного пласта У₆ – ОГ U₆, в кровле тюменской свиты ОГ I_б.

Верхний-средний отдел – J₂₋₃

Отложения *васюганской свиты* J₂₋₃ vs (*в.бат – оксфорд*) по литологической характеристике подразделяются на подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижняя сложена аргиллитами несколько опесчаненными в верхней части. Для её отложений характерен однородный, преимущественно глинистый вещественный состав.

Верхняя сложена песчаниками, алевролитами и аргиллитами с пластами угля и слагают горизонт Ю₁. Согласно существующему расчленению, горизонт Ю₁ разделяется повсеместно выдержанным реперным пластом У₁ на две толщи. Нижняя, подугольная толща включает пласты Ю₁⁴ и Ю₁³, участками генетически объединённые в единый пласт Ю₁³⁻⁴. Верхняя

часть – надугольная толща, объединяет пласты Ю₁² и Ю₁¹. Песчаники серые и тёмно-серые, разномерные, крепкие и средней крепости и степени цементации, иногда известковистые. В пласте Ю₁³⁻⁴ на площади выявлена залежь нефти.

Верхний отдел

Отложения *георгиевской свиты* – J₃ gr (*кимеридж*) сложены тёмно-серыми, почти чёрными аргиллитами, редко загрязнёнными песчано-алевритовым материалом, иногда с обильной морской палеофауной. Совместно с аргиллитами *баженовской свиты* они служат надёжной покровкой для всевозможных форм ловушек УВ.

Отложения *баженовской свиты* – J₃ -K₁ bg (*волжский- берриас*) представлены коричнево-тёмно-серыми битуминозными аргиллитами, участками плитчатыми или карбонатизированными. Аргиллиты характеризуются повышенной радиоактивностью и являются уверенным регионально прослеживаемым по территории Западной Сибири литологическим и геофизическим репером. К подошве *баженовской свиты* приурочен регионально распространённый отражающий сейсмический горизонт II^a.

Меловая система – К

Меловые отложения на площади согласно залегают на подстилающих породах и представлены всеми отделами.

Нижний отдел

Отложения *куломзинской свиты* – K₁ klm (*берриас – нижний валанжин*) представлены аргиллитами коричневыми, красно-коричневыми, зеленовато-пятнистыми, иногда известковистыми, косослоистыми, алевритами серыми, зелеными, неоднородными, крепкими; песчаниками зелеными, мелкозернистыми, полимиктовыми, глинистыми, иногда косослоистыми, известковистыми, глинами аргиллитоподобными тёмно-серыми с линзами ачимовских песчаников и битуминозных прослоев в

нижней части, прослоями серых песчаников в верхней. Пласты Б₁₀ -Б₁₅, Б₁₆₋₂₀ приурочены к отложениям данной свиты.

Отражающий горизонт ПБ прослеживается в кровле свиты.

Отложения *тарской свиты* – $K_1 tr$ (*валанжин*) представлены песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитоподобных глин. Песчаники серые, зеленовато-серые, кварц-полевошпатовые, мелкозернистые, иногда разнозернистые, участками – крепкие, известковистые, слабо слюдистые, иногда глинисто- алевролитистые. Пласты Б₈ – Б₉ приурочены к отложениям свиты.

Отложения *киялинской свиты* – $K_1 kl$ (*в.валанжин- нижний ант*) представлены неравномерным переслаиванием песчаников зеленовато-серых, пятнистых, мелкозернистых, с тонкими прослойками глин и алевролитов часто известковистых; алевролитов зеленовато-серых, пятнистых, неоднородных, часто глинистых или слабо известковистых и глин красновато-коричневых, зеленовато-серых, иногда пятнистых, участками мергелистых или алевролитистых с глинистой и глинисто- известковистой галькой. В составе свиты выделяются пласты группы А₁ – А₁₂ и Б₁ – Б₇. Отражающий горизонт III прослеживается в кровле свиты.

Нижний – верхний отдел

Отложения *покурской свиты* – $K_{1-2} pk$ (*ант + альб + сеноман*) представлены неравномерным чередованием глин, алевролитов, песков и песчаников. Последние в разрезе преобладают и имеют индексацию от ПК₁ до ПК₁₈. Песчаники серые, светло-серые, разнозернистые, глинистые, слабосцементированные. Пески серые, мелкозернистые, слюдистые. Глины серые, тёмно-серые алевролитистые, комковатые с включением детрита.

Верхний отдел

Отложения *кузнецовской свиты* – $K_2 kz$ (*турон*) сложены тёмно-серыми плотными глинами, содержащими богатую фауну и гнёзда глауконитов. Свита является региональным реперным горизонтом.

Отложения *ипатовской свиты* – $K_2 ip$ (*нижний сантон + коньяк*) представлены чередованием алевролитов серых, плотных; песков серых, ожелезненных, мелкозернистых и глин тёмно-серых, плотных, песчанистых, склонных к набуханию и обвалам. В кровле свиты прослеживается сейсмический горизонт IVв.

Отложения *славгородской свиты* – $K_2 sl$ (*верхний сантон + кампан*) сложены глинами тёмно-серого цвета с зеленоватым оттенком, опоковидными, склонными к обвалам с редкими прослоями зеленовато-серых глауконитовых песков.

Отложения *ганькинской свиты* – $K_2 gn$ (*маастрихт + дат*) сложены глинами серыми, тёмно-серыми, алевритистыми, слюдистыми, участками известковистыми, с остатками раковин. В кровле свиты прослеживается сейсмический горизонт Va.

Кайнозойская эра

Палеоген – P

Палеогеновые отложения несогласно залегают на отложениях мезозойского возраста и объединяют породы талицкой (палеоцен, верхи датского - низы танетского ярусов), люлинворской (палеоцен – эоцен, танетский – лютетский ярусы), тавдинской (эоцен, бартонский – приабонский ярусы), атлымской, новомихайловской (олигоцен, рупельский ярус) и лагернотомская (олигоцен, хатский ярус) свит.

Отложения *талицкой свиты* (P_{1tl}) сложены глинами темно-серыми и чёрными, плотными, с линзами и присыпками алеврита, с линзами и прослоями кварцево-глауконитовых песчаников.

Отложения *люлинворской свиты* (P_{1-2ll}) представлены глинами светло-зелёными, желтовато-зелёными, серыми опоковидными, местами переходящими в опоки, в основании с редкими прослоями глауконитовых песчаников песчаниками.

Отложения *тавдинской свиты* (P_{2tv}), несогласно перекрывающие нижележащие породы, представлены глинами зеленовато-серыми и серовато-зелёными, вверху листоватыми с прослоями алевритов.

Отложения *атлымской свиты* (P_{3atl}) представлены песками с прослоями алевритов и глин.

Отложения *новомихайловской свиты* (P_{3nvt}) залегают несогласно на подстилающих породах и представлены глинами, алевритами с прослоями песков и бурых углей.

Отложения *лагернотомской свиты* (P_{3lgt}) - сложены песками светло-серыми, мелкозернистыми с прослоями глин.

Неоген – N

Отложения неогеновой системы несогласно залегают на подстилающих породах и представлены свитами: абросимовской (низы бурдигальского – активианский ярусы), бещеульской (верхи бурдигальский – низы сарравалийского ярусов), таволжанской (сарравалийский-тортонский ярусы), ютымасскими слоями (мессинский-тортонский) и чановской (гелазский ярус).

По категории буримости породы свит относятся к I нормативной пачке (мягкие).

Отложения *абросимовской свиты* ($N_1 ab$) сложены глинами алевритистыми и алевритами бурыми и зеленовато-серыми с прослоями песков и лигнитов.

Отложения *бещеульской свиты* ($N_2 bch$) со стратиграфическим несогласием залегают на подстилающих образованиях и представлены переслаиванием глин, алевритов и песков коричневато-серых и серых.

Отложения *таволжанской свиты* ($N_2 tv$) представлены глинами зеленовато-серыми, тёмно-серыми с известковистыми конкрециями и песками.

Ютымасские слои (N₂ utm) состоят из алевроитистых, песчанистых, карбонатных глин и песков и несогласно залегают на подстилающих породах.

Отложения *чановской свиты (N₂ chn)* со стратиграфическим несогласием залегают на подстилающих породах и представлены песками, супесями с прослоями глин с карбонатными стяжениями алевроитами, глинами.

Четвертичная система

Отложения четвертичной системы со стратиграфическим несогласием залегают на подстилающих разновозрастных образованиях и представлены песками темно-серыми, серыми, мелкосреднезернистыми, реже – более крупнозернистыми, иногда глинистыми, суглинками и глинами буровато-серыми, алевроитистыми, с пропластками лигнита.

Фактический стратиграфический разрез отложений поисково-оценочных вертикальных скважин №2 и №5 представлен в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Фактический стратиграфический разрез отложений поисково-оценочных скважин №2 и №5 Южно-Майского месторождения

Свита	Возраст	Скв.2		Скв.5	
		Кровля, м	Толщина, м	Кровля, м	Толщина, м
1	2	3	4	5	6
Четвертичные отложения	кайнозой, четвертичный	0	40	0	40
Чановская	кайнозой, неоген, плиоцен, гелазский	40	100	40	100
Ютымасские слои	кайнозой, неоген, плиоцен, мессинский-тортонский				
Таволжанская	кайнозой, неоген, плиоцен, сарравалийский-тортонский				
Бещеульская	кайнозой, неоген, плиоцен, верхи бурдигальский - низы сарравалийского				
Абросимовская	кайнозой, неоген, миоцен, низы бурдигальского - аквитанский	140	50	140	50
Лагернотомская	палеоген олигоцен, хатский				
Новомихайловская	палеоген олигоцен, рюпельский				
Атлымская	палеоген олигоцен, рюпельский				
Тавдинская	палеоген, эоцен бартонский – приабонский	260	150	270	150
Люлинворская	палеоген, палеоцен-эоцен танетский – лютетский	410	140	420	190
Талицкая	палеоген, палеоцен верх датского – низы танета	550	60	610	60
Ганькинская	верхний мел, датский + маастрихт	610	40	670	50

1	2	3	4	5	6
Славгородская	верхний мел, кампан + верхний сантон	650	50	720	60
Ипатовская	верхний мел, нижний сантон + коньяк	700	71	780	70
Кузнецовская	верхний мел, турон	771	14	850	20

1.3.2. Тектоника

Южно-Майское месторождение, приуроченное к Южно-Майскому локальному поднятию, расположено в южной части Центрально-Западно-Сибирской складчатой системы Западно-Сибирской плиты, имеющей двухъярусное строение: фундамент и мезо-кайнозойский осадочный чехол, и является сложнопостроенным тектоническим регионом. Особой сложностью отличается фундамент плиты. В составе фундамента выделяются два структурных этажа. Нижний или складчатый этаж сложен геосинклинальными формациями глубоко метаморфизованных и сильно дислоцированных пород докембрия и палеозоя, прорванных интрузиями различного состава. Верхний структурный этаж фундамента занимает промежуточное положение между геосинклинальными образованиями складчатого основания и типично платформенными отложениями осадочного чехла.

Складчатое основание плиты характеризуется блоковым строением. На момент своего формирования (эпоха герцинской складчатости) фундамент Западной Сибири представлял собой серию субпараллельных антиклинорных зон, разделенных впадинами и прогибами. Помимо герцинских структурно – формационных комплексов, в складчатой системе имеются срединные массивы и блоки более древнего возраста.

Согласно схеме его строения, разработанной коллективом под руководством В.С. Суркова, фундамент представлен разновозрастными тектоническими комплексами. Активная дизъюнктивная тектоника,

проявившаяся на гетерогенном основании, предопределила мозаичное распределение фрагментов тектонических структур различного возраста. Стадия формирования доюрского фундамента охватывает огромный временной интервал геологической истории от начала рифея до конца палеозоя – триаса и включает в себя два тектонических мегацикла – байкальский и палеозойский, который включает салаирскую, каледонскую и герцинскую эпохи тектогенеза.

Для всей территории ЗСП характерно наличие в региональном плане двух основных систем тектонических разломов северо-западного и северо-восточного простирания. Первые представляют собой разломы складчатого основания фундамента, вторые связаны с рифтогенезом. Значительная часть разрывных нарушений проникает в отложения платформенного чехла, оказывая существенное влияние на формирование в них залежей нефти и газа.

В соответствии с тектонической картой фундамента Западно-Сибирской плиты под ред. В.С. Суркова (2000 г.) территория месторождения расположена на северо-западе Межовской зоны Центрально-Западно-Сибирской системы герцинид (Межовский срединный массив) (рисунок 1.1)

Межовский срединный массив состоит из приподнятого (Межовский гранитный батолит) и опущенного (Нюрольский) блоков северо-западного простирания /Мегакомплексы..., 1986/ и разбит системой нарушений на ряд блоков меньших размеров. Нюрольский блок перекрыт осадочными палеозойскими отложениями, образующими Нюрольскую впадину. Район месторождения расположен в юго-западной части Нюрольской впадины и приурочен к северу Еллей-Игайского и Верх-Тарского блоков. На большей части площади породы фундамента представлены терригенно-карбонатной формацией, за исключением северо-востока, где распространены породы глинисто-сланцевой формации.

Формирование платформенного чехла происходило в мезозое-кайнозое при спокойном тектоническом режиме. Вследствие затухающего

остаточного импульса тектонических движений, длительность которого около 200 млн. лет, платформенные структуры развивались унаследовано структурам фундамента на протяжении всей мезозойской эры.

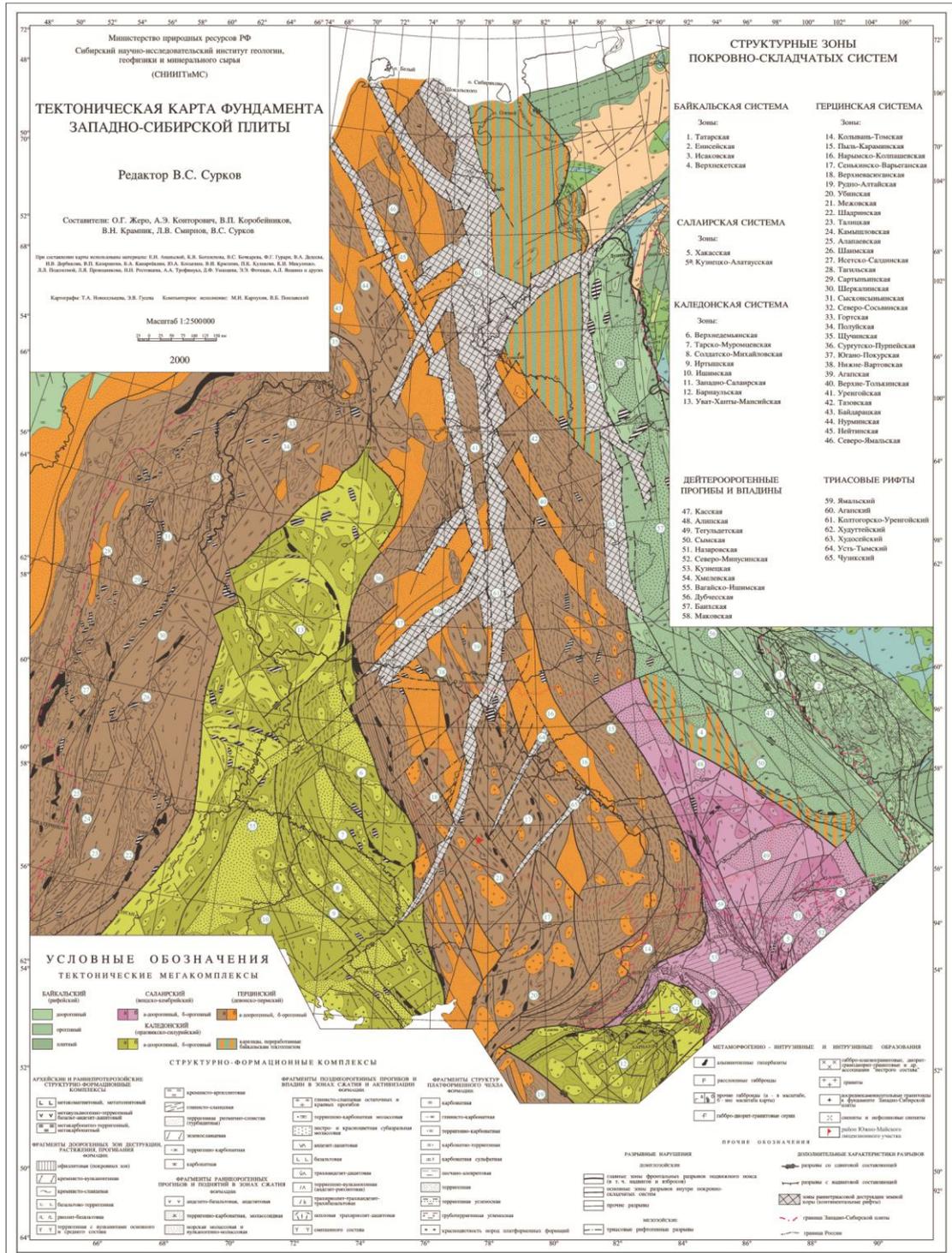


Рисунок 1.1 – Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты

Соответствие рельефа поверхности фундамента платформенным структурам наблюдается до верхнемеловых отложений. Начиная с верхнего мела, в верхней части платформенного чехла, формируется новый структурный план, связанный с неотектоническими движениями.

Согласно карте «Фрагмент тектонической карты мезозойско-кайнозойского чехла Томской области», составленной коллективом геологов и геофизиков СНИИГГиМСа под редакцией В.С. Старосельцева (1995 г.) (рисунок. 1.2), Южно-Майское локальное поднятие расположено в северо-западной части Лавровского наклонного вала, структуры II порядка, тяготеющего к центральной части Нюрольской впадины – отрицательной структуры I порядка, расположенной в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты.

Наклонный вал простирается в северо-западном направлении, и на северо-востоке граничит с Пудинским мегавалом, на юго-востоке с Таволгинским структурным мысом, который совместно с Лавровским наклонным валом переходит в единую приподнятую зону. Северный и западный склоны структуры уступами погружаются в Нюрольскую впадину.

Лавровский вал объединяет в своих пределах структуры III-го порядка: Майское, Среднемайское, Южно-Майское, Западно-Майское, Чагвинское, Еллей-Игайское, Водораздельное, Верхневасюганское, Урманское, Тамбаевское, Южно-Урманское, Верхнечижапский и Межобластной перегибы.

По результатам комплексной интерпретации сейсмических данных МОГТ-3D, полученных в пределах лицензионных участков № 70-3М, («Майский»), №70-3 («Южно-Фестивальный») и №70-3ЮМ («Южно-Майский») и данных ГИС и бурения, в 2013 году специалистами ЗАО «Пангея» было существенно уточнено строение Южно-Майского поднятия. По результатам данных работ были построены структурные карты по основным отражающим горизонтам.

1.3.3. Нефтегазоносность

Южно-Майское нефтяное месторождение по принятому нефтегазогеологическому районированию относится к Межовскому нефтегазоносному району Васюганской нефтегазоносной области Западно-Сибирской НГП и входит в группу Майских месторождений.

Промышленно продуктивным в пределах Васюганской НГО являются: зона контакта палеозойских и мезозойских отложений, средняя и верхняя юра. Незначительное количество промышленных залежей углеводородов открыто также в неокомском комплексе пород. Большинство залежей связано с антиклинальными структурами, и осложнено литологическими экранами. В геологическом разрезе юго-восточных районов Западной Сибири можно выделяются доюрский, геттанг-нижнетоарский, верхнетоар-ааленский, байос-батский, келловей-волжский и меловой нефтегазоносные комплексы (НГК). В каждом из комплексов наблюдается закономерная смена нефтематеринских свит, продуктивных горизонтов и флюидоупоров, маркирующих соответствующие фазы трансгрессивно-регрессивного цикла седиментации.

Межовский нефтегазоносный район отнесён к наиболее перспективным в отношении прироста потенциальных ресурсов углеводородов и экономически рентабельным для освоения в Томской области, имеет высокую плотность выявленных запасов и прогнозных ресурсов углеводородов. К настоящему времени в пределах района открыты нефтяные месторождения: Майское (Ю₁, Ю₁₄₋₁₅), Среднемайское (Ю₁, Ю₁₄₋₁₅), Южно-Майское (Ю₁, Ю₁₄₋₁₅), Западно-Майское (Ю₁, Ю₁₄₋₁₅), Еллейское (Ю₁), Чагвинское (Ю₁), Смоляное (Ю₃), Южно-Табаганское (М), Тамбаевское (Ю₆₋₇, Pz) и нефтегазоконденсатные: Урманское (М+М1, Ю₁₅, Ю₁₄, Ю₁₃, Ю₁₀, Ю₇), Арчинское (Ю₁, М, Pz), Кулгинское (Ю₁), Нижнетабаганское (Ю₁, Ю₃₋₅, М, Pz), Калиновое (Ю₁, Ю₃, Ю₇₋₉, М, Pz), Северо-Калиновое (Ю₁, Ю₂, Ю₅, М) .

Результаты бурения в НГР показывают, что основная часть залежей нефти и газа связана с отложениями мезозойско-кайнозойского

платформенного чехла (83%) и только 17% залежей приходится на доюрский фундамент. Такое положение в распределении залежей сложилось в силу того, что основные перспективы нефтегазоносности связывались с мезозойским комплексом осадков, что обосновывало концентрацию нефтепоисковых работ на эти отложения. С другой стороны, если открытиям мезозойских месторождений предшествовали многочисленные нефте-и газопроявления, отмеченные как при бурении, так и при испытании скважин на большинстве разбуриваемых площадей, то этого нельзя сказать про палеозойские образования.

Палеозойский НГК

Ближайшие структуры, где получены проявления УВ из зоны контакта органогенных известняков палеозоя и терригенных отложений юры, расположены в 40-50 км к юго-востоку на локальных структурах Еллей-Игайская, Водораздельная, Хылькинская Лавровского вала.

Гетманг-нижнетоарский НГК

Включает отложения урманской и тогурской свит. Подошвой комплекса служит доюрское основание, а флюидоупором - пачка аргиллитов тогурской свиты. В разрезе отложений месторождения данные пласты отсутствуют.

Верхнетоар-ааленский НГК

Сложен отложениями салатской свиты и нижней подсвиты тюменской свиты. В кровле комплекса залегает углисто-глинистая пачка с регионально выдержанным угольным пластом $У_{10}$ в кровле. Продуктивность комплекса на месторождении связана с песчано-алевритовыми пластами $Ю_{15}$ и $Ю_{14}$, на соседнем Майском месторождении с пластами $Ю_{13}$, $Ю_{12}$, $Ю_{11}$.

На группе Майских месторождений продуктивные отложения пластов $Ю_{14}$ и $Ю_{15}$ представлены неравномерным чередованием песчаников, размерность которых меняется от мелкозернистых до грубо-крупнозернистых, с прослоями галечников, алевролитов и аргиллитов. Пласты разделены маломощной (от 1,1 до 6,6 м, в среднем – 3,5 м)

перемычкой глинисто-алевритового состава. В силу своей малой толщины, данная перемычка не обеспечивает надежной гидродинамической изоляции данных пластов. Пласты Ю₁₄ и Ю₁₅ приняты в качестве единого продуктивного объекта Ю₁₄₋₁₅ для всех месторождений Майской группы.

Притоки нефти с водой из пластов Ю₁₅ и Ю₁₄, получены в скважинах: №№392, 393, 524, 570, 634, 683, 698 Майского месторождения, №10 Западно-Майского и №569 и 572 Среднемайского. Чистые притоки нефти – в скважинах №№393, 568 Майского и №2 Южно-Майского месторождений. Во многих случаях испытания пластов Ю₁₅ и Ю₁₄ проводилось совместно. Дебиты нефти и нефти с водой на различных динамических уровнях составили от 0.036 до 124 м³/сут.

На Южно-Майском месторождении выявленная залежь нефти приурочена к пласту Ю₁₅ салатской свиты (по подсчёту запасов пешковской), который по разбивке, принятой в ООО «Альянснефтегаз», индексируется как Ю₁₄₋₁₅ тюменской свиты.

Продуктивность пластов Ю₁₃, Ю₁₂, Ю₁₁ доказана испытанием скважин Майского месторождения. Начальный дебит нефти из пласта Ю₁₃ (интервал 3157-3160 м) в скважине №527 составил 5,0 т/сут, воды – 1,0 т/сут. Дебит нефти из пласта Ю₁₂ в скважине №611 из интервала 2936-2952 м после проведения ГРП составил 17,5 м³/сут, воды 18,0 м³/сут. Промышленная нефтеносность отложений пласта Ю₁₁ доказана результатами испытаний в скважине №393, после проведения ГРП из интервала 2911-2922 м был получен приток нефти (Q_н=12,8 м³/сут) с водой (Q_в=21,6 м³/сут).

Продуктивные отложения пластов представлены неравномерным чередованием песчаников, размерность которых меняется от мелкозернистых до крупнозернистых, с прослоями алевролитов и аргиллитов.

1.3.4. Гидрогеологические условия

Согласно гидрогеологическому районированию Южно-Майское нефтяное месторождение приурочено к Западно-Сибирскому артезианскому

бассейну, в разрезе которого выделяется два гидрогеологических этажа, разделенных мощной толщей (600-650 м) глинистых пород верхнемелового и палеогенового возраста, которая надежно предохраняет водоносные комплексы нижнего этажа от влияния поверхностных факторов. В разрезе бассейна, выделяются следующие водоносные комплексы:

- нижний гидрогеологический этаж включает отложения палеозойского, юрского, неокомского, апт-альб-сеноманского возраста;
- верхний гидрогеологический этаж – палеоген-четвертичного возраста.

Гидрогеологическая характеристика разреза района месторождения приводится по материалам испытания глубоких скважин, пробуренных в пределах Лавровского наклонного вала, Пудинского мегавала и прилегающих к ним зонам.

1.4. Проектирование методики и результаты поисково оценочных работ

Во всех скважинах (поисково-оценочных) проводилось испытание в эксплуатационной колонне перспективных в нефтегазоносном отношении пластов.

Интервалы испытания были намечены техническим заданием на бурение скважины, а уточнены при бурении скважины по геолого-геофизическим характеристикам: по описанию керна и по данным интерпретации материалов ГИС. Привязка интервалов перфорации осуществлялась с помощью методов ГИС – записи ГК и МЛМ.

Испытание продуктивных пластов проводилось снизу вверх. Изоляция объектов испытания проводилась с помощью установки изоляционных мостов.

В поисково-оценочных скважинах Южно-Майского месторождения в эксплуатационной колонне испытано 4 скважины. Объектами испытаний являлись отложения пластов Б₅ и Б₉ киялинской, Ю₁^М и Ю₁³⁻⁴ васюганской, Ю₁₄ тюменской и Ю₁₅ салатской свит.

По данным испытания поисково-оценочных скважин установлена нефтегазоносность пластов Ю₁³⁻⁴ и Ю₁₄₋₁₅ (Ю₁₅ по подсчёту запасов), запасы по которым подсчитаны оперативно и утверждены протоколами ФАН.

Эффективные толщины выделялись по результатам ГИС скважин, где были получены притоки нефти. Расчёты средневзвешенных по площади толщин по построенным картам изопакит подтвердили значения эффективных нефтенасыщенных толщин по ГИС.

1.5. Возможные геологические осложнения

В процессе бурения проектных скважин возможны осложнения, перечень которых представлен ниже в таблице 1.5.

Таблица 1.3 – Ожидаемые осложнения при бурении

№ пп	Интервал глубин, м	Возраст пород	Вид осложнений	Причины, вызывающие осложнения
1	2	3	4	5
Возможные осложнения				
1	0-40 40-120 120-670 670-870 870-1665 3076-3120	четвертичный неогеновый палеогеновый верхнемеловой покурские палеозойский	Поглощение бурового раствора	Увеличение плотности промывочной жидкости, повышение водоотдачи, репрессия на пласт более 20 % сверх гидростатического давления, превышение допустимой скорости спуска бурильных и обсадных труб.
2	0-40 40-120 120-670 670-870 3076-3120	четвертичный неогеновый палеогеновый верхнемеловой палеозой	Осыпи и обвалы стенок скважины	Повышенная водоотдача, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым породам, низкая плотность бурового раствора. Несоблюдение скоростей бурения, проработки и промывки ствола скважины.

Продолжение таблицы 1.3

1	2	3	4	5
3	0-40 40-120 120-670 670-1665 2670-3076 3076-3120	четвертичный неогеновый палеогеновый меловой юрский палеозой	Водопроявление Нефтегазоводопроявления	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Высокая скорость подъёма КНБК. Несоответствие проектных решений фактическим горно-геологическим условиям. Увеличение водоотдачи раствора, его перелив, увеличение объёма бурового раствора в приёмных емкостях, пузырьки газа, плёнка нефти, увеличение скорости потока (расхода) бурового раствора на выходе из скважины.
Прихватопасные зоны				
1	0-40 40-120 120-670	четвертичный неогеновый палеогеновый	Обвалы и осыпи неустойчивых пород и заклинка инструмента	Несоблюдение параметров раствора. Несоблюдение режимов промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы и отсутствие проработки ствола в интервалах его сужения. Оставление бурового инструмента без движения.
2	670-1665 1665-2630	верхнемеловой нижнемеловой	Заклинка инструмента, сальнико и кавернообразования, сужения ствола скважины	

2. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ПРОВЕДЕНИЕ БУРОВЫХ РАБОТ

2.1. Выбор и обоснование способа бурения

Выбор способа сооружения конструкции скважины является первым этапом в процессе проектирования конструкции скважины, так как на основании данного выбора рассчитывается конструкция скважины, производим выбор породоразрушающего инструмента, проектируем технологию бурения, определяется инструмент и оборудование для сооружения скважины, формируем базу производственного обеспечения.

Опираясь на современный опыт работы при сооружении скважин на нефть и газ, можно сделать вывод, что при бурении глубоких скважин в основном применяют вращательный способ бурения с использованием винтовых забойных двигателей и ротора. В стадии разработки находятся и другие способы бурения, но они не нашли широкого применения. Каждый из них имеет свои преимущества и недостатки, которые учитываются при проектировании для конкретных условий.

Проектная глубина скважины составляет 3124 метра по вертикали, зоны с аномально низкими и с аномально высокими давлениями отсутствуют, т.е. не будут применяться аэрированные (облегченные) и утяжеленные растворы. Таким образом, исходя из геологических данных и справочной информации, а также учитывая опыт буровых работ в Западной Сибири, проектируем наиболее оптимальный, известный и хорошо себя зарекомендовавший способ бурения с использованием гидравлических забойных двигателей (винтовой забойный двигатель) и ротора.

Использование этого способа бурения позволит:

- использовать максимальный крутящий момент, определяемым расчетом ВЗД, и не зависящим от глубины скважины и механических свойств разбуриваемых пород;
- увеличить коэффициент передачи мощности от источника энергии к ПРИ больше, чем при роторном бурении;

- облегчить условия работы КБТ в скважине по сравнению с устьевым оборудованием;

Недостатками данного способа бурения являются:

- ухудшение очистки ствола от шлама;
- увеличение вероятности прихвата инструмента;
- малая гидравлическая мощность, реализуемая в долоте за счет струйных насадок;

- исключение возможности регулирования частоты вращения породоразрушающего инструмента с целью оптимизации процесса бурения;

Анализируя имеющиеся преимущества и недостатки, можно сказать, что наиболее рациональным способом бурения в нашем случае является вращательное бурение, реализуемое с помощью винтовых забойных двигателей. При прохождении интервала под направление применим роторный способ бурения. Интервалы под кондуктор и эксплуатационную колонну бурятся с использованием винтовых забойных двигателей.

2.2. Конструкция скважины

Под конструкцией скважины понимают расположение обсадных колонн с указанием их диаметра, глубины установки, высоты подъема закачанного цементного раствора, диаметра долот для бурения под каждую колонну.

Конструкция скважины должна обеспечивать высокое качество строительства скважины как долговременно эксплуатируемого сложного нефтепромыслового объекта, предотвращение аварий и осложнений в процессе бурения и создание условий для снижения затрат времени и материально-технических средств на бурение.

Кроме того, конструкция скважины должна обеспечивать:

- доведение скважины до проектной глубины;
- осуществление заданных способов вскрытия продуктивных горизонтов и методов их эксплуатации. Особое внимание должно быть обращено на конструкцию забоя (под конструкцией забоя понимается сочетание элементов конструкции скважины в интервале продуктивного пласта обеспечивающих устойчивость ствола, разобщение напорных горизонтов, проведение технико-технологических воздействий на пласт, ремонтно-изоляционные работы, а также длительную эксплуатацию скважины с оптимальным дебитом);
- предотвращение осложнений в процессе бурения;
- минимум затрат на строительство скважины как законченного объекта в целом.

Число обсадных колонн, необходимых для обеспечения перечисленных требований, определяется исходя из несовместимости условий бурения отдельных интервалов скважины. Под несовместимостью условий бурения понимается такое их сочетание, когда заданные параметры технологических процессов бурения нижележащего интервала скважины вызовут осложнения в пробуренном вышележащем интервале, если последний не закреплен обсадной колонной, а проведение дополнительных

специальных технологических мероприятий по предотвращению этих осложнений невозможно.

В конструкции скважины используются следующие типы обсадных колонн:

- *направление* служит для крепления верхнего интервала, сложенного неустойчивыми отложениями, а также для предотвращения размыва устья скважины;
- *кондуктор* – для крепления верхних неустойчивых интервалов разреза, изоляции водоносных горизонтов от загрязнения, установки на устье противовыбросового оборудования, а также для подвески последующих обсадных колонн;
- *эксплуатационная колонна* – для крепления и разобщения продуктивных горизонтов и изоляции их от других горизонтов геологического разреза скважины. Колонна предназначена для извлечения пластового флюида на поверхность.

При бурении данной скважины техническая колонна использоваться не будет, т.к. отсутствуют интервалы несовместимые с условиями бурения.

При разработке конструкции скважины принимались во внимание следующие особенности геологического строения разреза:

Многолетнемерзлые породы в разрезе отсутствуют.

Продуктивные горизонты – ВС Ю₁ залегает в интервале 2542,6-2548,6 м, ТМ₁₄₋₁₅ залегает на интервале 2835-2898 м.

Забойная статическая температура 98⁰

Газовые объекты отсутствуют

Текучих пород нет.

Расчет глубины спуска кондуктора

Расчет минимально необходимой глубины спуска кондуктора из условия предотвращения гидроразрыва пород при закрытии устья в случае возможного открытого фонтанирования продуктивных горизонтов при

полном замещении скважинной жидкости пластовым флюидом производим по формуле [1]:

$$H_k = \frac{1.05 \times P_y \times L}{0.95 \times \Gamma_{грп} \times L - 1.05 \times (P_{пл} - P_y)}, \quad (2.1)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта с минимальной плотностью флюида, кгс/см²;

P_y – давление на устье пласта, кгс/см²;

$\Gamma_{грп}$ – градиент гидроразрыва пород у башмака кондуктора, кг/см²/м;

L – глубина кровли продуктивного пласта с минимальной плотностью флюида, м.

$P_{пл}$ – пластовое давление, кгс/см².

Подставляя значения в исходную формулу, получаем глубину спуска кондуктора, м.

$$H_k = \frac{1,05 \times 75 \times 2542}{0,95 \times 0,180 \times 2542 - 1,05 \times (305,49 - 75)} = 1039, \text{ м.}$$

Расчет диаметра обсадных колонн

Расчет диаметров ведется снизу вверх. Конечный диаметр скважины принимаем исходя из ожидаемого дебита. Опираясь на опыт бурения на соседних участках и на рекомендации [2], [5], минимальный диаметр керна в данных условия будет равен 100 мм. Таким образом, исходя из имеющегося оборудования на вооружение предприятия [1], геологического разреза, а также рекомендаций [2] для бурения продуктивного пласта и отбора керна применяем буровую головку типа PDC БИТ-215,9/100 В 419.02 с наружным диаметром $D_{\partial I} = 215,9$ мм. Диаметр эксплуатационной колонны выбираем по ожидаемому дебиту нефтяной скважины. Ожидаемый дебит скважины равен 140 т/сут [1], рекомендуемый диаметр эксплуатационной колонны определим из таблицы 2.1.

Таблица 2.2.1 – Рекомендуемые условные диаметры эксплуатационной колонны

Диаметры эксплуатационной колонны (мм) при ожидаемом дебите									
нефти, т/сут.					газа, тыс. м ³ /сут.				
до 40	до 100	до 150	до 300	более 300	до 75	до 250	до 500	до 1000	до 5000
114	127-140	146	168-178	178-194	114	114-140	146-178	178-219	219-273

При дебите скважины в 140 т/сут следует спускать эксплуатационную колонну диаметром 146 мм, однако, анализ прошлых работ на Приразломном месторождении показывает, что необходимо применять больший диаметр колонны, а также рекомендованное значение обсадной колонны не соответствует диаметру спускаемого насосного оборудования, который тоже равен 146 мм. Следовательно, диаметр эксплуатационной колонны равен 168 мм.

Расчетный диаметр долота для бурения под эксплуатационную колонну определяется по формуле, мм [2].

$$D_{д.р.} = d_{м.э.} + \delta \quad (2.2)$$

$$D_{д.р.} = 187,7 + 25 = 212,7 \text{ мм.}$$

Где: $d_{м.э.}$ – наружный диаметр соединительной муфты (по ГОСТ 632-80, для $D_{э.к.} = 168$ мм, $d_{м.э.} = 187,7$ мм);

δ – разность диаметров ствола скважины и муфты (для $D_{д.р.} = 168,3$, $\delta = 25$ мм);

Далее по расчетному диаметру проектом выбирается ближайший нормализованный диаметр из типоразмеров ГОСТ 20692-80. Проектом принимается долото диаметром 215,9 мм.

Установленный таким образом нормализованный диаметр долота позволяет рассчитать внутренний диаметр обсадной колонны (кондуктор) через которую это долото должно свободно пройти найдем по формуле, мм.

$$d_{в.н.} = D_{дн} + 2\Delta \quad (2.3)$$

Где: Δ – радиальный зазор, необходимый для свободного прохода внутри данной колонны долота для бурения под следующую колонну, $\Delta = 5 \div 10$ мм (нижний предел для труб малого размера).

$$d_{\text{в.н.}} = 215,9 + 10 = 225,9 \text{ мм}$$

По известному внутреннему диаметру обсадной трубы с использованием ГОСТ 632-80 нормализованный диаметр обсадной колонны и выявляется наибольшая допустимая толщина стенки трубы. Диаметр принимаем $d_{\text{вн}}=244,5$ мм. При этом наружный диаметр соединительной муфты $d_{\text{м.э}} = 269,9$ мм, δ – зазор между стенкой скважины и муфты обсадной трубы, 25 мм.

Расчетный диаметр долота для бурения под кондуктор найдем из формулы, мм.

$$D_{\text{д.р.}} = d_{\text{м.э.}} + \delta \text{ мм}, \quad (2.4)$$

$$D_{\text{д.р.}} = 269,9 + 25 = 294,3 \text{ мм.}$$

Далее по расчетному диаметру проектом выбирается ближайший нормализованный диаметр из типоразмеров ГОСТ 20692-80. Проектном принимается долото диаметром 295,3 мм.

Рассчитываем внутренний диаметр направления по формуле, мм.

$$d_{\text{вн}} = D_{\text{дн}} + 2\Delta, \quad (2.5)$$

$$d_{\text{вн}} = 295,3 + 10 = 305,3 \text{ мм}$$

Расчетный диаметр долота для бурения под направление найдем из формулы, мм.

$$D_{\text{м.э.}} = d_{\text{м.э.}} + \delta, \quad (2.6)$$

$$D_{\text{м.э.}} = 351 + 35 = 386, \text{ мм.}$$

Далее по расчетному диаметру проектом выбирается ближайший нормализованный диаметр из типоразмеров ГОСТ 20692-80. Проектном принимается долото диаметром 393,7 мм.

Таблица 2.2.2 – Диаметр долот и обсадных колонн

Данные расчета конструкции скважины				
	Диаметр, мм		Интервал, м	
	Колонна	Долото	Спуска	Цементирования
Направление	323,9	393,7	0-50	0-50
Кондуктор	244,5	295,3	0-1050	0-1050
Эксплуатационная колонна	146	215,9	0-3124	810-3124

На последнем этапе проектирования выбирается колонная головка. По проекту запланировано использование однофланцевой колонной головки, которая крепится к обсадной трубе с помощью резьбы или сварки.

Используем следующую колонную головку ОКК1 – 35 – 168x245
ГОСТ 30169 – 94.

Здесь:

О – оборудование;

К – колонны обсадных труб;

К – клиновой трубодержатель;

1 – количество корпусов (подвешиваемых обсадных колонн)

35 – рабочее давление верхнего фланца, МПа;

146x245 – диаметры обсадных колонн, для которых предназначена колонная головка, мм

Таблица 2.2.3. – Основные параметры однофланцевых колонных головок.

Условный диаметр прохода верхнего фланца, мм	Рабочее давление, МПа	Условный диаметр обсадных труб, на которые устанавливается колонная головка, мм	Условный диаметр обсадных труб, закрепляемых в трубодержателе, мм
280	35	От 219 до 273	От 114 до 194

2.3. Обоснование класса и типа долот по интервалам

На первом этапе решения этой задачи необходимо провести разделение горных пород геологического разреза на пачки по буримости. Общеизвестными характеристиками отдельной пачки являются следующие:

- твердость и абразивность пород пачки существенно не отличаются;
- толщина пачки не должна быть меньше проходки на долото;
- пачка разбуривается долотами одного типоразмера;
- пачка непрерывна.

Разбиение разреза на пачки произведем по стратиграфическим подразделениям. На первом этапе разрез подразделяется на стратиграфические пачки, и для каждой из них определяется средневзвешенное значение категории твердости \bar{H} и абразивности \bar{A} пород по следующим формулам:

$$\bar{H} = \sum_{i=1}^n H_i m_i / M, \quad (2.7)$$

$$\bar{A} = \sum_{i=1}^n A_i m_i / M, \quad (2.8)$$

Где: H_i и A_i – категории твердости и абразивности породы i -й разновидности;

m_i – толщина i – го прослоя породы, м;

M – толщина выделенной пачки пород, м.

Результат выделения пачек в разрезе представлен в таблице № 2.3.1.

Таблица 2.3.1 – Выделенная пачка в разрезе

Интервал, м		Горные породы	Категория твердости	Категория абразивности	Пачка
от	до				
1	2	3	4	5	6
0	60	суглинки, супеси, пески	1	2	№1, $H_1=1$ $A_1=2$
60	120	глины, пески,	3	2	№2

		алевролиты			H ₂ =2,18 A ₂ =3,55
120	190	пески, глины, алевролиты, бурые угли	3	5	
190	240	пески, глины, бурые угли	3	7	
240	440	глины, алевролиты, сидериты	2	7	
440	690	глины, алевролиты, глаукониты	2	2	
690	810	глины, алевролиты	2	2	
810	870	глины, мергели	2	3	
870	1040	глины, алевролиты	2	2	
1040	1090	глины, алевролиты	3	4	№3 H ₃ =4 A ₃ =4,6
1090	1350	песчаники, пески, алевролиты, глины	4	4	
1350	1640	песчаники, глины, алевролиты	3	4	
1640	1890	песчаники, алевролиты	4	4	

Продолжение таблицы 2.3.1

1	2	3	4	5	6
1890	2035	аргиллиты	4	5	
2035	2285	аргиллиты, алевролиты, песчаники, известняки	5	5	
2285	2520	аргиллиты, песчаники,	5	6	H ₄ =4,8

		алевролиты			A ₄ =5,5
2520	2689	аргиллиты	5	5	
2689	2694	аргиллиты	5	5	
2694	2771	песчаники угли алевролиты аргиллиты	5	7	
2771	3056	аргиллиты угли песчаники алевролиты	5	6	

Средневзвешенные значения твердости и абразивности составят:

- Для первой пачки
N₁=1 A₁=2
- Для второй пачки
N₂=2,18 A₂=3,55
- Для третьей пачки
N₃=4 A₃=4,6
- Для четвертой пачки
N₄=4,8 A₄=5,5

Согласно методике ВНИИБТ, выбор типа долота для бурения конкретной пачки решается с помощью классификационной таблицы. На этом графике, на основании обобщения опыта отработки долот эталонными точками помечены сочетания категорий твердости (\bar{H}) и абразивности (\bar{A}) горных пород, для разрушения которых наиболее подходят существующие типы шарошечных долот.

Таким образом, для бурения данной скважины будут использоваться следующие породоразрушающие инструменты:

Направление: 393,7 М-ГВУ-R227

Шифр долота: трехшарошечное долото диаметром 393,7 мм для бурения мягких пород с фрезерованным вооружением с боковой гидромониторной промывкой, с опорой на радиальных подшипниках качения с герметизированной опорой шарошек, номер заводской модели 227, выпускается по лицензии.

Кондуктор:

БИТ2-295,3 МС

Шифр долота: долота PDC диаметром 295,3 мм для бурения мягких пород с прослойками средних.

Эксплуатационная колонна: БИТ-215,9 С9

Шифр долота: долота PDC диаметром 215,9 мм для бурения малоабразивных пород средней твердости с прослойками твердых.

Эксплуатационная колонна (отбор керна): БИТ-215,9/100 В 419.02.

Шифр долота: девятилопастная бурильная головка для отбора керна в малоабразивных породах средней категорий твердости, перемежающихся с пропластками твердых пород. Отличаются повышенным выносом керна за счет плавного резания породы алмазно-твердосплавными резцами (PDC).

Таблица 2.3.2 – Типоразмеры долот по интервалам бурения

	Интервал, м	Тип долота
Направление	0-50	393,7 М-ГВУ-R227
Кондуктор	50-1050	БИТ2-295,3 МС
Эксплуатационная колонна	1050-3124	БИТ-215,9 С9
Эксплуатационная колонна (отбор керна)	1050-3124	БИТ- 215/100 В 913 Е

2.4. Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент

Расчет осевой нагрузки производится для каждого типоразмера долота и каждой нормативной пачки, исходя из максимальной эффективности разрушения горной породы, учитывая ее твердость, удельную нагрузку на единицу диаметра долота, допустимой по паспорту долота. Осевая нагрузка на долото рассчитывается по формуле.

$$G_d = q_0 D_d, \text{ кН}; \quad (2.4.1)$$

где: q_0 – удельная нагрузка на 1 м диаметра долота для бурения в породах данной категории, кН/мм;

D_d – диаметр долота, мм.

Для данного района работ рекомендуется применять следующие удельные нагрузки:

- для пород категории М (0-50 м): $q_0=100$ кГс/см;
- для пород категории МС (50-1050 м) : $q_0=200$ кГс/см;
- для пород категории СТ (1050-3124 м): $q_0=300$ кГс/см.

Осевая нагрузка не должна превышать допустимую. Допустимая в процессе бурения осевая нагрузка на долото $G_{доп}$ не должна превышать 80% от предельной $G_{пред}$, указанной в технической характеристике (паспорте) долота, т.е [2].

$$G_{доп} = 0,8 \times G_{пред}, \text{ кН.} \quad (2.4.2)$$

Для бурения под направление на интервале (0 – 50 м) $q_0=100$ кГс/см, т.к. в интервале представлены породы промысловой классификации М. Тогда по формуле рассчитаем осевую нагрузку.

$$G_d = 100 \times 39,37 = 3937 \text{ кГс.}$$

Для долота 393,7 М-ГВУ-R227 $G_{доп}=24000$ кГс.

Расчетное значение осевой нагрузки не должно превышать 80% от допустимой по паспорту долота:

$$G_d < 0,8 \times G_{доп}, \text{ кН;} \quad (2.4.3)$$

$$3937 \text{ кГс} \leq 0,8 \times 24000 \text{ кГс;}$$

$$3937 \text{ кГс} \leq 19200 \text{ кГс} \Rightarrow \text{Условие выполнено.}$$

Для долота БИТ2-295,3 МС в интервале бурения под кондуктор (50 – 1050 м) осевая нагрузка определяется по формуле.

$$G_d = 200 \times 29,53 = 5906 \text{ кГс}$$

Для данного типа долота $G_{доп} = 13000$ кГс.

Расчетное значение осевой нагрузки не должно превышать 80% от допустимой по паспорту долота.

$$G_d \leq 0,8 \times G_{\text{доп}} \text{ кН}, \quad (2.4.4)$$

$$5906 \text{ кГс} \leq 0,8 \times 13000 \text{ кГс}.$$

$5906 \text{ кГс} \leq 10400 \text{ кГс} \Rightarrow$ Условие выполняется.

Для бурения под эксплуатационную колонну на интервале (1050–3124 м), $q_0=300 \text{ кГс/см}$ так, как в интервале представлены породы средней твердости с прослойками твердых. Тогда по формуле получим.

$$G_d = 300 \times 21,59 = 6477 \text{ кГс};$$

$$G_d \leq 0,8 \times G_{\text{доп}} \text{ кН}; \quad (2.4.5)$$

$$6477 \text{ кГс} \leq 0,8 \times 13000 \text{ кГс};$$

$6477 \text{ кГс} \leq 10400 \text{ кГс} \Rightarrow$ Условие выполняется.

Расчетные значения осевой нагрузки по интервалам бурения представлены в таблице 2.4.1.

Расчет осевой нагрузки на бурильную головку в интервале (2542-2520 и 2835-2898 м) считается по формуле.

$$C_c = q_c \times \frac{(d_n^2 - d_b^2) \times \pi}{4}, \text{ кН}; \quad (2.4.6)$$

Где: q_c – осевая нагрузка на 1 см^2 буровой головки, кН;

d_n – наружный диаметр буровой головки, см;

d_b – внутренний диаметр буровой головки, см.

$$G_c = 24,5 \times \frac{(21,59^2 - 10^{3,14}) \times 3,14}{4} = 7041 \text{ кГс}.$$

Таблица 2.4.1 – Расчетные значения осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал, м	Осевая нагрузка, кГс
0-50	3937
50-1050	5906
1050-3124	6477
2542-2548	7041

2835-2898	7041
-----------	------

2.5. Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента

Каждому классу пород и типу долот соответствуют свои оптимальные частоты вращения инструмента, при которых разрушение горных пород максимально. Расчет частоты вращения для шарошечных долот производится из условий:

- создания оптимальной линейной скорости на периферийном венце шарошки;
- по времени контакта зубьев долота с горной породой;
- по стойкости опор.

Расчет необходимой частоты вращения долота ведется по формуле [2].

$$n = 19.1 \times \frac{V_d}{D_d} \text{ об/мин}; \quad (2.5.1.)$$

Где: V_d – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

D_d – диаметр долота, м.

Для шарошечных долот типа М линейная скорость принимается 3 м/с, а для долот с резцами типа PDC 1,5 м/с [2].

$$n_1 = 19.1 \frac{3}{0.3937} = 145 \text{ об/мин},$$

$$n_2 = 19.1 \frac{1.5}{0.2953} = 97 \text{ об/мин},$$

$$n_3 = 19.1 \frac{0.8}{0.2159} = 72 \text{ об/мин},$$

Учитывая рекомендации по бурению в продуктивных пластах с отбором керна принимаем, на интервале от 2542 до 2548 м и от 2835 до 2898 м [2].

$$n_4 = 19.1 \frac{1.5}{0.2159} = 72 \text{ об/мин}.$$

Благодаря полученным результатам, для интервалов бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну можно будет произвести выбор винтовых забойных двигателей.

Полученные значения частот вращения представлены в таблице 2.5.1.

Таблица 2.5.1. – Оптимальная частота вращения долот на интервалах бурения

Интервал, м	Частота вращения, об/мин
0-50	145
50-1050	97
1050-3124	72
(отбор керна)	72

2.6. Выбор состава и свойств очистного агента

В проекте тип раствора, его состав и такие параметры как фильтрация, СНС, содержание песка принимаются исходя из проектных данных компаний [1]. Расчет плотности раствора, ведется исходя из необходимости предотвращения газонефтеводопроявления.

Расчет плотности бурового раствора.

Согласно правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности оговорено, что гидростатическое давление в скважине при глубине больше 1200 м должно быть больше пластового на 5%. Отсюда требуемая плотность раствора ρ определяется по формуле:

$$\rho = \frac{1,05P_{пл}}{gH} \text{ кг/м}^3, \quad (2.6.1)$$

где g – ускорение свободного падения, м/с^2 ;

H – глубина скважины по вертикали, м; $P_{пл}$ – пластовое давление = 30 МПа [4].

$$\rho = \frac{1,05 \times 30549000}{9,81 \times 3124} = 1047 \text{ кг/м}^3.$$

Производим расчет бурового раствора

В зависимости от количества подаваемого в скважину бурового раствора, он должен удовлетворять следующим требованиям:

- 1) выносить шлам на поверхность;
- 2) не допускать размыв стенок скважины;
- 3) соответствия технической характеристике забойного двигателя и насосной группы.

Расход раствора Q_1 при котором обеспечивается очистка забоя и вынос шлама на поверхность, ведется по формуле.

$$Q_1 = V_{кр} S_{max} + V_M S_{заб} \frac{\rho_n - \rho_p}{\rho_{см} - \rho_p} \frac{M^3}{c}, \quad (2.6.2)$$

Где: $V_{кр}$ – критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с;

V_M – механическая скорость бурения, м/с;

ρ_n – плотность разбуриваемой породы, г/см³;

ρ_p – плотность бурового раствора, г/см³;

$\rho_{см}$ – плотность раствора со шламом, г/см³;

$S_{заб}$ – площадь забоя (по ПРИ), м²,

S_{max} – максимальная площадь кольцевого пространства, м².

$$S_{max} = \frac{\pi}{4} \times (D_c^2 - d_{дт}^2) M^2, \quad (2.6.3)$$

Где: $d_{дт}$ – минимальный диаметр бурильных труб, м.

$$D_c = K_k \times D_d, \quad (2.6.4)$$

Где: K_k – коэффициент кавернозности.

Критическая скорость проскальзывания $V_{кр} = 0,1 - 0,15$ м/с, большее значение берется для более крупного шлама, т.е. в мягких породах. Величина коэффициента кавернозности может быть принята для условий Западной Сибири 1,3 – 1,4 в интервале до 1000 м, 1,2 – 1,5 при большей глубине.

Разность $\rho_{см} - \rho_p = 0,02$ г/см³ [4].

Механическая скорость бурения определяется нормативно, исходя из прочности пород. Для условий Западной Сибири ориентировочно принимаем следующие значения механической скорости бурения:

- в интервале до 600 м $V_M = 30 - 40$ м/час;
- в интервале 600-1600 м $V_M = 25 - 30$ м/час;
- в интервале 1600-2400 м $V_M = 15 - 20$ м/час;
- при больших глубинах $V_M = 10 - 15$ м/час.

Максимальный расход раствора Q_2 , при котором не происходит, размыв стенок скважины, определяется по формуле.

$$Q_2 = S_{min} \times V_{кп\ max} \text{ м}^3/\text{с}, \quad (2.6.5)$$

где $V_{кп\ max}$ – максимально допустимая скорость течения жидкости в кольцевом пространстве, м/с, для условий Западной Сибири в интервале до 1000 м $V_{кп\ max} = 1,3$ м/с, а в нижележащих интервалах $V_{кп\ max} = 1,5$ м/с; S_{min} – минимальная площадь кольцевого пространства, м².

Эта площадь рассчитывается в интервале нахождения забойного двигателя или БТ при роторном бурении. Диаметр скважины принимается с учетом коэффициента каверзости.

I. Интервал с отбором керна.

$$D_c = 1,5 \cdot 0,2159 = 0,323 \text{ м},$$

$$S_{max} = \frac{\pi}{4} (0,323^2 - 0,127^2) = 0,083 \text{ м}^2,$$

$$Q_1 = 0,1 \cdot 0,083 + \frac{10 \cdot 3,14 \cdot (0,2159^2 - 0,127^2) \cdot (2,2 - 1,05)}{60 \cdot 4 \cdot 0,02} = 24,7 \text{ л/с},$$

$$Q_2 = 1,5 \cdot 0,0198 = 0,0298 \text{ м}^3/\text{с} = 29,8 \text{ л/с}.$$

Отбор керна является ответственной и весьма трудоемкой операцией, поэтому в проекте приведено обоснование интервалов отбора и мероприятия по обеспечению высокого качества (представительности) кернового материала. Произведен выбор и обоснование породоразрушающего инструмента (бурильной головки), кернаприемного устройства, спроектирован режим бурения, обеспечивающий максимальный вынос керна. Тип и качественные показатели применяемого бурового раствора должны

быть такими, чтобы сократить до минимума отрицательное воздействие на продуктивный горизонт.

Частота оборотов по рекомендациям зарубежных фирм не должна превышать 100 об/мин, а максимальный расход бурового раствора должен находиться в пределах 10 – 25 л/с в зависимости от диаметра буроголовки. При бурении с отбором керна не рекомендуется производить расхаживание и наращивание инструмента.

Принимая во внимание рекомендаций по расходу промывочной жидкости при бурении с отбором керна и учитывая, что бурение будет вестись забойным двигателем, принимаем:

$$Q_I = 19 \text{ л/с}$$

- II. Расход промывочной жидкости на долото, в интервале от 1050 до 3124 м.

$$D_c = 1,4 \cdot 0,2159 = 0,302 \text{ м};$$

$$S_{max} = \frac{\pi}{4} \times (0,302^2 - 0,146^2) = 0,0548 \text{ м}^2;$$

$$Q_1 = 0,1 \times 0,548 \times \frac{15 \cdot 0,2159^2 \cdot 3,14 \cdot (2,2 - 1,05)}{60 \cdot 4 \cdot 0,02} = 0,02235 \text{ м}^3/\text{с} = 28 \text{ л/с},$$

$$Q_2 = 1,5 \cdot 0,0198 = 0,031 \text{ м}^3/\text{с} = 31 \text{ л/с},$$

$$28 < Q_{II} < 31$$

- III. Расход промывочной жидкости на долото, в интервале от 50 до 1050 м.

$$D_c = 1,3 \times 0,2953 = 0,384 \text{ м};$$

$$S_{max} = \frac{3,14}{4} \times (0,384^2 - 0,146^2) = 0,099 \text{ м}^2;$$

$$Q_1 = 0,15 \times 0,099 \times \frac{25 \times 0,2953^2 \times 3,14 \times (1,6 - 1,05)}{60 \times 4 \times 0,02} = 0,039 \text{ м}^3/\text{с} = 39 \text{ л/с};$$

$$Q_2 = 1,3 \times 0,052 = 0,0676 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$39 < Q_{III} < 67,7$$

- IV. Расход промывочной жидкости на долото, в интервале от 0 до 50 м.

$$D_c = 1,3 \times 0,3937 = 0,512 \text{ м};$$

$$S_{max} = \frac{3,14}{4} \times (0,512^2 - 0,146^2) = 0,189 \text{ м}^2;$$

$$Q_1 = 0,15 \times 0,189 \times \frac{35 \times 0,3937^2 \times 3,14 \times (1,6 - 1,05)}{60 \times 4 \times 0,02} = 0,012 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_2 = 1,3 \times 0,104 = 0,136 \text{ м}^3/\text{с}$$

Таблица 2.6.1 – Расход промывочной жидкости

Интервал бурения, м.	Расход промывочной жидкости, л/с.
0-50	12
50-1050	39
1050-3124	28
Интервал с отбором керна	24

По проделанным расчетам и учитывая тот факт, что на буровой у нас имеется два насоса НБТ-600-1, в насосы будут установлены поршни диаметром 140 мм для того что бы получить подачу равную 24 л/с. Бурение первого интервала (0 – 1050 м) будет вестись двумя насосами что обеспечит подачу в 52л/с, бурение основного ствола будет вестись на одном насосе, такой способ позволит уменьшить количество операций по замене поршня, с целью изменения подачи. Для бурения по продуктивному пласту, будет установлен поршень 120 мм для получения подачи 19,8 л/с \approx 20 л/с.

2.7. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

При выборе двигателя прежде всего определяется его оптимальный наружный диаметр D из соотношения $D = (0,84 - 0,92) D_c$.

Так же, принимаем во внимание полученный расход промывочной жидкости и частоту вращения по интервалам, опыт работ на соседних участках и рекомендаций [2].

1. Интервал с отбором керна.

Оптимальным для этого интервала будет винтовой забойный двигатель D_2-195 , так как данный винтовой двигатель обеспечивает 90 – 115 об/мин при подачи бурового раствора 19 – 55 л/с, что удовлетворяет расчетным данным на этом интервале (97 об/мин; 19 л/с)

2. Интервал (1050 – 3124 м):

Оптимальным для этого интервала будет винтовой забойный двигатель D₂-195, так как данный винтовой двигатель обеспечивает 90 – 115 об/мин при подачи бурового раствора 25 – 55 л/с, что удовлетворяет расчетным данным на этом интервале (97 об/мин; 26 л/с).

Таблица 2.7.1 – Технические характеристики ВЗД D₂-195

Диаметр корпуса наружный, мм	195
Длина, мм:	
- двигателя без клапана	6600
- шпинделя до искривления	3245
- активной части статора	1800
Присоединительные резьбы по ГОСТ 5286:	
- к долоту	3-117
- к бурильным трубам	3-147
Расход бурового раствора, м ³ /с	0,019-0,055
Момент силы на выходном валу, кН·м	
- на тормозном режиме	7,6-10,0
- на рабочем максимальном	5,2-7,0
Частота вращения выходного вала, об/мин	
- на режиме холостого хода	115-150
- на рабочем режиме	90-115
Перепад давлений, МПа	
- на режиме холостого хода	1,2-1,8
- на рабочем режиме	4,3-6,7
- на тормозном режиме	7,3-10,0
Допустимая осевая нагрузка, кН, не более	250
Масса, кг	117

3. Интервал (50 – 1050 м):

Оптимальным для этого интервала будет винтовой забойный двигатель D₁-240, так как данный винтовой двигатель обеспечивает 75 – 135 об/мин при подачи бурового раствора 30 – 60 л/с, что удовлетворяет расчетным данным на этом интервале (145 об/мин; 52 л/с).

Таблица 2.7.2 – Технические характеристики ВЗД D₁-240

Диаметр корпуса наружный, мм	240
Длина, мм:	

- двигателя без клапана	6930
- шпинделя до искривления	-
- активной части статора	3000
Присоединительные резьбы по ГОСТ 5286:	
- к долоту	3-152
- к бурильным трубам	3-171
Расход бурового раствора, м ³ /с	0,030-0,060
Момент силы на выходном валу, кН·м	
- на тормозном режиме	12,0-18,0
- на рабочем максимальном	10,0-14,0
Частота вращения выходного вала, с ⁻¹	
- на режиме холостого хода	90-150
- на рабочем режиме	75-135
Перепад давлений, МПа	
- на режиме холостого хода	1,5-3,0
- на рабочем режиме	6,0-8,0
- на тормозном режиме	8,0-12,0
Допустимая осевая нагрузка, кН, не более	250
Масса, кг	1560

2.8. Оборудование для отбора керна

Сформированный бурильной головкой керн попадает в керноприемное устройство, предохраняющее его от разрушения струей бурового раствора, вращения и вибрации корпуса, а также обеспечивающее отрыв керна от забоя и удержание его в процессе подъема инструмента.

Для получения керна используем керноотборный снаряд СК-178/100 "ТРИАС 6" производства ООО НПП «Буринтех», применяемый для отбора керна с винтовыми забойными двигателями, с применением бурильных головок, оснащенных PDC резцами. При производстве керноотборного снаряда используются высококачественные трубные заготовки отечественных и зарубежных производителей. Все детали проходят строгий контроль качества изготовления. Конструкция снарядов универсальная и позволяет на буровой применять один снаряд для отбора как неизолированного, так и изолированного керна, благодаря использованию стеклопластиковых керноприемных труб и изолирующей жидкости.

Керноотборный снаряд комплектуется всем вспомогательным инструментом и запасными частями, необходимыми для проведения работ по сборке, разборке и его настройке в условиях буровой.

Таблица 2.8.1 – СК-178/100 "ТРИАС 6"

Наружный диаметр корпуса, мм	Диаметр керна, мм	Длина отбираемого керна, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
			верхняя	нижняя	
178	100	18000	3-121	3-117	800

2.9. Спуск и крепление обсадной колонны

При спуске обсадных колонн используем следующие приспособления для оснащения их низа:

– башмачная направляющая пробка (рис. 2.9.1), которая служит направлением при спуске.

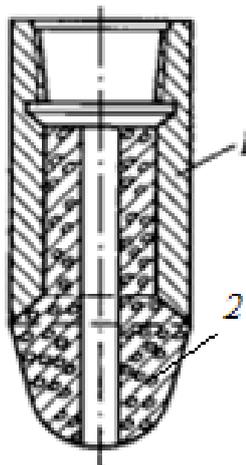


Рисунок 2.9.1 – Башмачная направляющая пробка:

1 – Башмак, 2 – цементная пробка

Пробка подбирается для каждого интервала исходя из диаметра обсадной колонны и типа резьбы.

– обратный клапан, который предотвращает самозаполнение обсадной колонны буровым раствором при спуске в скважину, что в конечном счете уменьшает нагрузку на вышку; препятствует обратному перетоку цементного раствора в скважину, из кольцевого пространства в обсадную колонну. Применяем тарельчатый клапан (рисунок 2.9.2). Нельзя забывать совершать, долив буровым раствором обсадной колонны, так как она спускается порожней. Это делается, чтобы наружное давление не достигло критической отметки, угрожающей или смятию колонны, или прорыву обратного клапана.

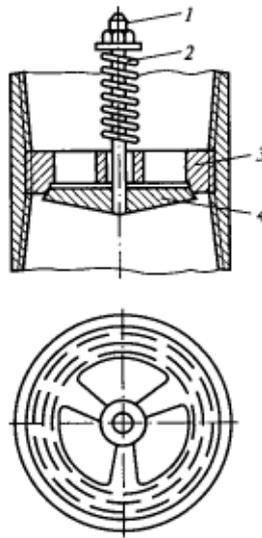


Рисунок 2.9.2– Тарельчатый клапан:

1 – стержень; 2 – пружина; 3 – седло клапана; 4 – тарелка

– упорное кольцо устанавливается для четкого фиксирования окончания процесса цементирования над обратным клапаном.

– центраторы служат для равномерного заполнения кольцевого пространства тампонажным раствором (рисунок. 2.9.3). Выбираются по наружному диаметру обсадной колонны.

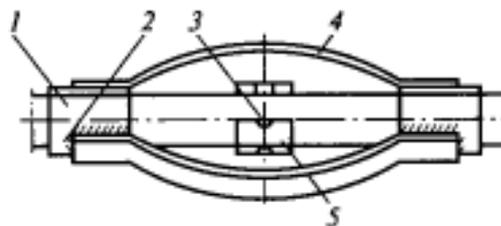


Рисунок 2.9.3 – Центрирующий фонарь:

1 – обсадная труба; 2 – кольцо; 3- отверстия для сварки;

4 – планки; 5 – упорное кольцо

Успешный спуск обсадной колонны в скважину определяется правильной подготовкой обсадных труб, нижней и верхней части обсадной колонны, буровой вышки, бурового оборудования, инструмента и ствола скважины.

Подготовка обсадных труб:

– за 2 дня до спуска обсадной колонны обсадные трубы доставляются на буровую (погрузка и разгрузка производится автокраном типа “Ульяновец”);

– проводится осмотр обсадных труб на предмет брака и непригодности, производится замер каждой трубы рулеткой, на каждой трубе мелом наносится порядковый номер спуска её в скважину (на случай наличия некачественных труб необходимо иметь запасные из расчета 20 м на каждые 1000 м колонны);

Элементы оснастки низа обсадной колонны доставляются отдельно на буровую;

Подготовка вышки и бурового оборудования:

– Перед началом спуска тщательно проверяют состояние вышки и бурового оборудования – все неисправности и дефекты немедленно устраняются;

– Особое внимание уделяют состоянию талевой системы, состоянию насосов, а также состоянию лебедки и привода;

Подготовка скважины к спуску обсадной колонны:

– К началу спуска должны быть закончены все исследовательские и измерительные работы;

– Проводят первую промывку скважины с четкой регулировкой параметров бурового раствора и доведения их до требуемых;

– Скважина шаблонируется (на бурильной колонне спускается компоновка из бурильной трубы и воронки и проверяется, чтобы спуск прошел до забоя без посадок);

– После шаблонирования скважину промывают с длительностью промывки 1 – 2 цикла циркуляции;

– В процессе подготовки скважины к спуску на буровой подготавливают запасное оборудование и материалы (элеваторы, клинья, шарнирные ключи, смазка и т.д.);

Спуск обсадной колонны в скважину:

Спуск проводится в один прием в виде одной сплошной секции обсадных труб. За организацией работы на буровой и распределением обязанностей среди членов бригады следит мастер (иногда бурильщик), который также руководит процессом спуска.

Цементирование скважины:

Применяется одноступенчатое цементирование скважин двумя порциями тампонажного раствора (утяжеленный и облегченный). После того, как обсадная колонна спущена, скважину подготавливают к цементированию, промывая ей после спуска обсадной колонны труб. Для этого на спущенную колонну труб навинчивают цементировочную головку и приступают к промывке.

После того, как скважина промыта, а вся арматура опрессована приступаем к приготовлению, и закачивая цементного раствора в скважину по методу «Двух пробок». Данный способ обеспечивает качественное цементирование, что непосредственно влияет на качество цементного камня, а, следовательно, на долговечность службы скважины. Данный способ выбран исходя из опыта работ на близлежащих участках и исходя из рекомендаций [1], [2], [5].

2.9.1. Расчет внутренних давлений

Определяем максимальное внутреннее давление на кондуктор после закрытия устья во время ГНВП.

$$P_{BZ} = P_{пл} - \rho_{пл} \times g \times (z - L) \text{ Па}, \quad (2.9.1)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление, Па;

$\rho_{пл}$ – плотность флюида, кг/м³;

g – ускорение свободного падения;

L – глубина продуктивного пласта.

$$P_{BZ} = 29960000 - 770 \times 9,81 \times (2548 - 1050) = 18644557 \text{ Па}.$$

Рассчитываем внутреннее давление на устье.

$$P_{BZ.0} = P_{пл} - \rho_{пл} g z \text{ Па}, \quad (2.9.2)$$

$$P_{\text{вз.0}} = 29960000 - 770 \times 9,81 \times 2548 = 10713172,4 \text{ Па.}$$

Рассчитываем максимальное внутреннее давление на колонну столба бурового раствора в интервале, на котором будет осуществляться бурение под следующую обсадную колонну.

$$P_{\text{вн}} = \rho_{\text{бр}} \times g \times H + P_{\text{из.т}} + \Delta P \text{ Па.} \quad (2.9.3)$$

где $\rho_{\text{бр}}$ – плотность бурового раствора, кг/см³;

H – глубина установки кондуктора, м;

$P_{\text{из.т}}$ – разность между фактическим и проектным пластовым давлением;

ΔP – необходимое превышение забойного давления, даН.

$$P_{\text{вн}} = 1050 \times 9,81 \times 1050 + 7549000 + 2000000 = 20364525 \text{ Па,}$$

Рассчитываем суммарное давление для кондуктора, МПа.

$$P_{\Sigma} = P_{\text{вз}} + P_{\text{вз.0}} + P_{\text{вн}} \text{ МПа,} \quad (2.9.4)$$

$$P_{\Sigma} = 18,6 + 10,7 + 20,4 = 49,7 \text{ МПа.}$$

Из данных расчетов следует, что внутреннее давление в обсадной колонне превышает пластовое давление, а так же внутреннее давление не превышает давление опресовки обсадной колонны.

Производим расчет наружного давления обсадной колонны.

Наружное давление после ожидания затвердевания цементного раствора, Па.

$$P_{\text{н}} = (\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{пж}}) \times g \times \rho_{\text{з}} \times (z - h) \text{ Па,} \quad (2.9.5)$$

где $\rho_{\text{п}}$ – плотность горной породы на интервале, кг/м³;

$\rho_{\text{пж}}$ – плотность бурового раствора, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с;

$\rho_{\text{з}}$ – плотность раствора затворения, кг/м³;

h – высота подъема раствора от устья скважины, м.

$$P_{\text{н1}} = (2400 - 1050) \times 9,81 \times 875 = 11588062 \text{ Па,}$$

$$P_{\text{н2}} = (2400 - 1050) \times 9,81 \times 875 + 1100 \times (1050 - 875) = 11780562 \text{ Па.}$$

$$P_{\text{нз}} = (2400 - 1050) \times 9,81 \times 875 + 1100 \times (2548 - 875) = 11711612,5 \text{ Па}$$

Производим расчет усилия натяжения обсадной колонны.

Один из способов предупреждения негативных последствий перераспределения нагрузок в обсадной колонне – предварительное натяжение верхней части колонны. Значение усилия натяжения должно быть заранее определено с учетом прогнозируемого изменения условий в скважине.

Минимальное значение усилия рассчитывается по формуле.

$$P_{\text{н}} = P + \alpha EF \Delta t \times 10^{-3} + 0,31 p d^2 \times 10^{-3} - 0655 l (D^2 \rho_{\text{н}} - d^2 \rho_{\text{в}}) \times 10^{-2}, \quad (2.9.6)$$

где P – вес не зацементированной части колонны, кН;

α – коэффициент линейного расширения стали;

F – средневзвешенная площадь поперечного сечения труб незацементированной части, м²;

Δt – средняя величина изменения температуры;

p – внутреннее давление в колонне при эксплуатации или при нагнетании, МПа;

D и d – соответственно наружный и внутренний диаметр обсадной колонны, м;

l – длина одной секции, м;

$\rho_{\text{н}}$ и $\rho_{\text{в}}$ – плотность жидкости за колонной и внутри ее в период эксплуатации, кг/м³.

Определяем площадь сечения обсадной колонны, см².

$$F = \frac{\pi(D_{\text{н}}^2 - d_{\text{в}}^2)}{4}, \quad (2.9.7)$$

$$F = \frac{3,14 \times (14,61^2 - 12,71^2)}{4} = 40,75 \text{ см}^2.$$

Определяем среднюю температуру нагрева в рассматриваемой части колонны, град.

$$\Delta t = \frac{(t_3 - t_1) + (t_4 - t_2)}{2}, \quad (2.9.8)$$

где t_1, t_2 – первоначальная температура у верхнего и нижнего концов обсадной колонны, $С^0$;

t_3, t_4 – температура в тех же точках при эксплуатации, $С^0$.

$$\Delta t = \frac{(60-20)+(93-84)}{2} = 26,5 \text{ } С^0.$$

Рассчитываем минимальное усилие натяжение, кН

$$P_H = 732,3 + 1,2 \times 10^{-5} \times 2,1 \times 10^{11} \times 40,75 \times 10^{-4} \times 26,5 \times 10^{-3} + 0,31 \times 49,7 \times 12,7^2 \times 10^{-4} \times 10^3 - 0,655 \times 2548(14,61^2 \times 1420 - 12,74^2 \times 770) \times 10^{-3} = 834 \text{ кН}$$

Делаем проверку на прочность при растяжение обсадной колонны.

$$k_p = \frac{P_p}{P_H} > 1,3, \quad (2.9.9)$$

$$k_p = \frac{1569}{834} = 1,88 > 1,3$$

По данным расчет мы имеем достаточный запас прочности для обсадной колонны на растяжение.

2.9.2. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Технология цементирования обсадных колонн определяется их типоразмером, конкретными геолого-техническими условиями проводки скважины, ее назначением, уровнем технической оснащенности, цементировочным оборудованием.

С учетом указанных условий предусматриваются следующие способы цементирования обсадных колонн.

1. Направление 324 мм цементируется прямым способом. Подъем цемента до устья.

2. Кондуктор 245 мм цементируется прямым способом. Подъем цемента до устья.

3. Эксплуатационная колонна 146 мм цементируется прямым способом. Цементирование производится в две ступени. Муфта ступенчатого цементирования устанавливается на глубине 1300 метров. Подъем цемента

до устья.

Перед цементированием обсадная колонна должна быть отцентрирована по отношению в вертикальной оси проходного отверстия ротора.

Оценку качества цементирования обсадных колонн предусматривается производить геофизическими методами и гидравлическим испытанием на герметичность обсадной колонны и затрубного пространства.

Геофизическим методом определяется высота подъема тампонажного раствора за колонной, степень заполнения затрубного пространства тампонажным материалом и характер контактных связей твердеющего материала с окружающей средой в затрубном пространстве

Выбор тампонажного материала производится в соответствии с рекомендациями, приведенными в таблице. В общем случае основными факторами для выбора тампонажного материала являются температура в скважине, давление гидроразрыва пород, а также наличие нефтегазоносных и соленасыщенных пластов.

Для предотвращения поглощения тампонажного раствора предусматривается регулирование сроков схватывания таким образом, чтобы время цементирования составляло 75% от сроков начала схватывания.

2.9.3. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов

Производим расчет цементирования направления от 0 до 50 м.

Проектные данные:

Диаметр долота, $D_d = 393,7$ мм;

Наружный диаметр обсадной колонны, $d_n = 323,7$ мм;

Внутренний диаметр обсадной колонны, $d_b = 306$ мм;

Удельный вес тампонажного раствора, $\gamma_{ц} = 1,85$ г/см³;

Удельный вес промывочной жидкости, $\gamma_p = 1,2$ г/см³;

Водоцементное отношение $m=0,5$;

Высота подъема цементного раствора, $H_{ц}=50$ м;

Высота цементного стакана, $h_{ц.с.}=10$ м;

Коэффициент кавернозности, $K_{к}=1,3$;

Коэффициент, учитывающий потери цемента, $K_{ц}=1,05$;

Коэффициент, учитывающий потери воды, $K_{в}=1,1$.

Определяем по формуле количество тампонажного раствора для цементирования обсадной колонны.

$$V_{ц} = \frac{\pi}{4} \times K_{к} \left((D_{д}^2 - d_{н}^2) \times H_{ц} + d_{в}^2 h_{ц.с.} \right) \text{ м}^3, \quad (2.9.10)$$

где $K_{к}$ – коэффициент ковернозности;

$D_{д}$ – диаметр скважины, м.

$d_{н}$ – наружный диаметр обсадной колонны, м;

$H_{ц}$ – высота подъема цементного раствора, м;

$d_{в}$ – внутренний диаметр обсадной колонны, м;

$h_{ц.с.}$ – высота цементного стакана, м.

$$V_{ц} = 0,785 \times 1,3 \times \left((0,393^2 - 0,3237^2) \times 50 + 0,306^2 \times 10 \right) = 3,49 \text{ м}^3,$$

Определяем количество сухой тампонажной смеси, необходимой для приготовления заданного объема тампонажного раствора.

$$M_{тс} = K_{ц} \times \frac{\gamma_{в} \times \gamma_{цр} \times V_{ц}}{(\gamma_{в} + m)} \text{ т}, \quad (2.9.11)$$

где $\gamma_{в}$ – плотность воды, кг/м^3 ;

m – водоцементное отношение;

$\gamma_{цр}$ – плотность цементного раствора, кг/м^3 ;

$\gamma_{сц}$ – плотность сухого цемента, кг/м^3 .

$$M_{тс} = 1,05 \times \frac{1 \times 1,85 \times 4,08}{(1 + 0,5)} = 5,28 \text{ т}.$$

Определяем количество жидкости для затворения тампонажного раствора, м^3 .

$$V_{в} = \frac{K_{в} \times M_{тс} \times m}{\gamma_{в}} \text{ м}^3, \quad (2.9.12)$$

Где K_B – коэффициент, учитывающий потери воды;

$$V_B = \frac{1,1 \times 5,28 \times 0,5}{1} = 2,9 \text{ м}^3.$$

Определяем объем продавочной жидкости, м^3 .

$$V_{\text{прод}} = \frac{\pi}{4} \times K_B \times d_B^2 \times (H_{\text{ц}} - h_{\text{цс}}) \text{ м}^3, \quad (2.9.13)$$

где K_B – коэффициент, потери воды;

$H_{\text{ц}}$ – высота подъема цементного раствора, м;

$h_{\text{цс}}$ – высота подъема цементного стакана;

d_B – внутренний диаметр обсадной колонны, м.

$$V_{\text{прод}} = 0,785 \times 1,1 \times 0,306^2 \times (50 - 10) = 3,23 \text{ м}^3,$$

Производим гидравлический расчет.

Для успешного выполнения цементирования должны выполняться следующие условия.

$$P_1 \leq [P_1]; \quad (2.9.14)$$

$$P_2 \leq [P_2]; \quad (2.9.15)$$

$$P_3 \leq [P_3]. \quad (2.9.16)$$

Где $P_1, [P_1]$ – соответственно расчетное и допустимое давления на цементировочной головке ГУЦ 426×50, $[P_1] = 5$ МПа;

$P_2, [P_2]$ – соответственно расчетное и допустимое давление на насосах цементировочных агрегатов. Для ЦА-320М, $[P_2] = 32$ МПа;

$P_3, [P_3]$ – соответственно расчетное давление на забое скважины и давление гидроразрыва пород, $[P_3] = 29,69$ МПа.

Давление на цементировочной головке в конечный момент цементирования, МПа.

$$P_1 = \frac{(H_{\text{ц}} - h_{\text{цс}})(\gamma_{\text{ц}} - \gamma_{\text{р}})}{10^5} + P_{\text{тр}} + P_{\text{зтр}}, \quad (2.9.17)$$

Где $P_{\text{тр}}$ – гидравлическое сопротивление в момент окончания продавливания продавочной жидкости в затрубном пространстве, МПа;

$P_{\text{зтр}}$ – гидравлическое сопротивление в колонне обсадных труб, МПа;

$\gamma_{\text{ц}}$ – плотность цементного раствора, кг/м^3 ;

γ_p – плотность бурового раствора, кг/м³;

$H_{ц}$ – высота подъема цементного раствора, м;

$h_{цс}$ – высота подъема цементного стакана, м.

Определяем гидравлическое сопротивление в момент окончания продавливания продавочной жидкости в затрубном пространстве, МПа.

$$P_{тр} = \frac{0,289 \times 10^{-7} \times \gamma_p Q^2 l}{d_{вс}^5}, \quad (2.9.18)$$

$d_{вс}$ – внутренний диаметр обсадной колонны, м;

Q – подача насосов (в конечный момент продавливания $Q = Q_{min} = 0.003$ м³/с)

Гидравлические сопротивления в момент окончания продавливания продавочной жидкости в затрубном пространстве, МПа.

$$P_{зтр} = \frac{0,289 \times 10^{-7} \gamma_{ц} Q^2 H_{ц}}{(D-d_{н})^3 (D+d_{н})^2}, \quad (2.9.19)$$

$$P_{тр} = \frac{0,289 \times 10^{-7} \times 1200 \times 0,003^2 \times 50}{0,306^5} = 5,82 \times 10^{-6} \text{ МПа},$$

$$P_{зтр} = \frac{0,289 \times 10^{-7} \times 1850 \times 0,003^2 \times 50}{(0,3937 - 0,3237)^3 \times (0,3937 + 0,3237)^2} = 1,32 \times 10^{-4} \text{ МПа},$$

$$P_1 = \frac{(50-10) \times (1850-1200)}{10^5} + 5,82 \times 10^{-6} + 1,32 \times 10^{-4} = 0,26 \text{ МПа}.$$

По данным расчет можно сделать вывод что, условие $P_1 \leq [P_1]$ выполнено.

Давление на цементировочном агрегате $P_2 \approx P_1$, следовательно, условие $P_2 \leq [P_2]$ выполнено.

Определяем давление на забое в конечный момент цементирования, МПа.

$$P_3 = \frac{H_{ц} \gamma_{ц}}{10^5}, \quad (2.9.20)$$

$$P_3 = \frac{50 \times 1850}{10^5} = 0,925 \text{ МПа}.$$

Подача насосов при продавливании тампонажного раствора (для обеспечения скорости восходящего потока в кольцевом пространстве $V = 0.5$ м/с), рассчитываем по формуле.

$$Q = \frac{\pi}{4} \times 0,5 \times (D^2 - d^2), \quad (2.9.21)$$

$$Q = 0,785 \times 0,5 \times (0,3937^2 - 0,3237^2) = 0,0197 \text{ м}^3/\text{с},$$

Подача при закачивании определяется из условия, что при затворении смеси плотностью 1850 кг/м^3 производительность СМН $q_{\text{п}} = 11,5 \text{ л/с}$. Тогда число СМН, одновременно закачивающих тампонажный раствор определяем по формуле.

$$n_c = \frac{M_{\text{тс}}}{M_c}, \quad (2.9.22)$$

Где M_c – вместимость СМН, т.

$$n_c = \frac{5.2}{20} = 0.26,$$

Таким образом, число цементно-смесительных машин принимается равным одному. Тогда подача насосов при заканчивании тампонажного раствора.

$$Q_{\text{ц}} = q_{\text{т}} n_c; \quad (2.9.23)$$

$$Q_{\text{ц}} = 11,5 \times 1 = 11,5 \text{ л/с}.$$

Число цементировочных агрегатов определится из условия их подачи при продавливании.

$$n_{\text{ца}} = \frac{Q+1}{q_{IV}}, \quad (2.9.24)$$

Где q_{IV} – производительность цементного агрегата на 4-ой передачи, $14,5 \text{ л/с}$.

$$n_{\text{ца}} = \frac{23}{14,5} + 1 = 2,6.$$

По данным расчетов принимаем 3 агрегата.

Рассчитываем продолжительность закачивания тампонажного раствора.

$$t_3 = \frac{V_{\text{п}}}{60 \times Q_{\text{ц}}}, \quad (2.9.25)$$

$$t_3 = \frac{3,49}{60 \times 0,0197} = 2,95 \text{ мин.}$$

Продолжительность процесса продавливания.

$$t_{\text{пр}} = \frac{V_{\text{прод}}}{60 \times Q}, \quad (2.9.26)$$

$$t_{\text{пр}} = \frac{3,23}{60 \times 0,023} = 2,34 \text{ мин.}$$

Общее время цементирования.

$$t_{\text{ц}} = t_{\text{пр}} + t_3 + 15, \quad (2.9.27)$$

$$t_{\text{ц}} = 2,95 + 2,34 + 15 = 20,3 \text{ мин.}$$

Условие $t_{\text{ц}} \leq 0,75t$, начало схватывания цемента от 1 часа 20 мин.

Следовательно, $20,3 \text{ мин} \leq 0,75 \times 80 \text{ мин}$, условия выполнены.

Рассчитываем цементирование кондуктора

Производим расчет цементирования кондуктора от 50 до 1050 м.

Проектные данные:

Диаметр долота, $D_{\text{д}} = 295,3 \text{ мм}$;

Наружный диаметр обсадной колонны, $d_{\text{н}} = 245,3 \text{ мм}$;

Внутренний диаметр обсадной колонны, $d_{\text{в}} = 223,3$

Удельный вес тампонажного раствора, $\gamma_{\text{ц}} = 1,85 \text{ г/см}^3$;

Удельный вес промывочной жидкости, $\gamma_{\text{р}} = 1,2 \text{ г/см}^3$;

Водоцементное отношение $m=0,5$;

Высота подъема цементного раствора, $H_{\text{ц}}=1050 \text{ м}$;

Высота цементного стакана, $h_{\text{ц.с.}}=10 \text{ м}$;

Коэффициент кавернозности, $K_{\text{к}}=1,3$;

Коэффициент, учитывающий потери цемента, $K_{\text{ц}}=1,05$;

Коэффициент, учитывающий потери воды, $K_{\text{в}}=1,1$.

Определяем по формуле количество тампонажного раствора для цементирования обсадной колонны.

$$V_{\text{ц}} = \frac{\pi}{4} \times K_{\text{к}} \left((D_{\text{д}}^2 - d_{\text{н}}^2) \times H_{\text{ц}} + d_{\text{в}}^2 h_{\text{ц.с.}} \right),$$

$$V_{\text{ц}} = 0,785 \times 1,3 \times ((0,2953^2 - 0,2453^2) \times 1050 + 0,2233^2 \times 10) = 29,47 \text{ м}^3$$

Определяем количество сухой тампонажной смеси, необходимой для приготовления заданного объема тампонажного раствора.

$$M_{\text{тс}} = K_{\text{ц}} \times \frac{\gamma_{\text{в}} \times \gamma_{\text{цр}} \times V_{\text{цц}}}{(\gamma_{\text{в}} + m)},$$

$$M_{\text{тс}} = 1,05 \times \frac{1 \times 1,85 \times 29,47}{1 + 0,5} = 38,15,$$

Определяем количество жидкости для затворения тампонажного раствора, м³.

$$V_B = \frac{K_B \times M_{\text{ГС}} \times m}{\gamma_B},$$
$$V_B = \frac{1,1 \times 38,15 \times 0,5}{1} = 20,98.$$

Определяем объем продавочной жидкости, м³.

$$V_{\text{прод}} = \frac{\pi}{4} \times K_B \times d_B^2 \times (H_{\text{ц}} - h_{\text{цс}}),$$
$$V_{\text{прод}} = 0,785 \times 1,1 \times 0,2233^2 \times (1050 - 10) = 44,79 \text{ м}^3.$$

Определяем объем буферной жидкости (исходя из условия обеспечения столба в затрубном пространстве высотой 150 м), м³.

$$V_{\text{б.ж.}} = 0,785 \times (D_{\text{д}}^2 - D_{\text{н}}^2) \times 150,$$
$$V_{\text{б.ж.}} = 0,785 \times (0,2953^2 - 0,2453^2) \times 150 = 3,2.$$

Гидравлический расчет.

Для успешного выполнения цементирования должны выполняться следующие условия.

$$P_1 \leq [P_1];$$
$$P_2 \leq [P_2];$$
$$P_3 \leq [P_3].$$

Где $P_1, [P_1]$ – соответственно расчетное и допустимое давления на цементировочной головке ГУЦ 426×320, $[P_1] = 32$ МПа;

$P_2, [P_2]$ – соответственно расчетное и допустимое давление на насосах цементировочных агрегатов. Для ЦА-320М, $[P_2] = 32$ МПа;

$P_3, [P_3]$ – соответственно расчетное давление на забое скважины и давление гидроразрыва пород, $[P_3] = 29,69$ МПа.

Давление на цементировочной головке в конечный момент цементирования, МПа.

$$P_1 = \frac{(H_{\text{ц}} - h_{\text{цс}})(\gamma_{\text{ц}} - \gamma_{\text{р}})}{10^5} + P_{\text{тр}} + P_{\text{зтр}},$$

Гидравлические сопротивления в момент окончания продавливания продавочной жидкости в затрубном пространстве, МПа.

$$P_{зтр} = \frac{0,289 \times 10^{-7} \gamma_{ц} Q^2 H_{ц}}{(D-d_{н})^3 (D+d_{н})^2},$$

$$P_{зтр} = \frac{0,289 \times 10^{-7} \times 1850 \times 0,003^2 \times 1050}{(0,2953 - 0,2453)^3 \times (0,2953 + 0,2453)^2} = 1,62 \text{ МПа.}$$

Гидравлическое сопротивление в момент окончания прокачки продавочной жидкости в трубах, МПа.

$$P_{тр} = \frac{0,289 \times 10^{-7} \times \gamma_{р} Q^2 H}{d_{вс}^5},$$

$$P_{тр} = \frac{0,289 \times 10^{-7} \times 1200 \times 0,003^2 \times 1050}{0,2233^5} = 5,9 \times 10^{-4} \text{ МПа.}$$

$$P_1 = \frac{(1050-10) \times (1850-1200)}{10^5} + 1,62 + 0,00059 = 8,38 \text{ МПа.}$$

По данным расчет можно сделать вывод что, условие $P_1 \leq [P_1]$ выполнено.

Давление на цементировочном агрегате $P_2 \approx P_1$, следовательно, условие $P_2 \leq [P_2]$ выполнено.

Определяем давление на забое в конечный момент цементирования, МПа.

$$P_3 = \frac{H_{ц} \gamma_{ц}}{10^5},$$

$$P_3 = \frac{1050 \times 1850}{10^5} = 19,43$$

Подача насосов при продавливании тампонажного раствора (для обеспечения скорости восходящего потока в кольцевом пространстве $V = 0,5 \text{ м/с}$), рассчитываем по формуле.

$$Q = \frac{\pi}{4} \times 0,5 \times (D^2 - d^2);$$

$$Q = 0,785 \times 0,5 \times (0,2953^2 - 0,2453^2) = 0,011 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Подача при закачивании определяется из условия, что при затворении смеси плотностью 1850 кг/м^3 производительность СМН $q_{п} = 11,5 \text{ л/с}$. Тогда число СМН, одновременно закачивающих тампонажный раствор определяем по формуле.

$$n_c = \frac{M_{тс}}{M_c},$$

$$n_c = \frac{38,15}{20} = 1,9.$$

Таким образом, число цементно-смесительных машин принимается равным одному. Тогда подача насосов при заканчивании тампонажного раствора.

$$Q_{ц} = q_T n_c;$$

$$Q_{ц} = 11,5 \times 2 = 23 \text{ л/с.}$$

Число цементируемых агрегатов определится из условия их подачи при продавливании.

$$n_{ца} = \frac{Q+1}{q_{IV}},$$

$$n_{ца} = \frac{11}{14,5} + 1 = 1,76.$$

По данным расчетов принимаем 2 агрегата.

Продолжительность процесса продавливания.

$$t_3 = \frac{V_{ц}}{60 \times Q_{ц}};$$

$$t_3 = \frac{29,47}{60 \times 0,011} = 44,6 \text{ мин.}$$

Продолжительность процесса продавливания.

$$t_{пр} = \frac{V_{прод}}{60 \times Q},$$

$$t_{пр} = \frac{44,79}{60 \times 0,023} = 32,45 \text{ мин.}$$

Общее время цементирования.

$$t_{ц} = t_{пр} + t_3 + 15,$$

$$t_{ц} = 44,6 + 32,45 + 15 = 92,05 \text{ мин.}$$

3. расчет эксплуатационной колонны

Первая ступень от 1977 до 850 м

Проектные данные:

Диаметр долота, $D_d=0.2159$ м

Наружный диаметр обсадной колонны, $d_n=0.146$ м

Внутренний диаметр обсадной колонны, $d_{вн}=0.127$ м

Удельный вес тампонажного раствора, г/см^3 , $\gamma_u = 1.85$

Удельный вес промывочной жидкости, г/см^3 , $\gamma_{op} = 1$.

Удельный вес жидкости затворения, г/см^3 , $\gamma_e = 1,0$

Водоцементное отношение, $m = 0.5$

Глубина спуска обсадной колонны, м, $H = 3124$

Глубина спуска УСЦС-146, м, $H = 1977$

Высота цементного стакана, м, $h_{ct} = 10$

Высота подъема цементного раствора, м $H = 1127$

Коэффициент потерь цемента, $k_{ц} = 1.05$

Коэффициент кавернозности, $k = 1,15$

Коэффициент потерь воды, $K_{в} = 1,1$

Удельный вес воды, $\rho_{в} = 1 \text{ г/см}^3$

Определяем по формуле (2.15) количество тампонажного раствора для цементирования обсадной колонны.

$$V_u = 0,785 \times K_K \times ((D_d^2 - d_n^2) \times H_u + d_e^2 \times h_{uc})$$

где k_k - коэффициент кавернозности

D_d - диаметр скважины, м

d - наружный диаметр обсадных труб, м

h - высота цем.стакана оставляемого в скважине, м

$d_{в}$ - внутренний диаметр обсадной колонны, м

$H_{ц}$ - высота зацементированной зоны, м

Цементирование обсадной колонны.

$$V_u = 0,785 \times 1,3 \times ((0,2159^2 - 0,146^2) \times 1127 + 0,127^2 \times 10) = 29,26 \text{ м}^3.$$

Определяем количество сухой тампонажной смеси по формуле (2.16).

$$M_{тс} = K_{ц} \frac{\gamma_{в} \times \gamma_{цп} + \gamma_{цц}}{(\gamma_{в} + m)}, T,$$

где: $k_{ц} = 1,05$ -коэффициент, учитывающий потери цемента при погрузочно-разгрузочных работах

$m = 0,5$ – соотношение вода: смесь

$\gamma_u = 1,85$ – плотность тампонажного раствора, т/м^3

$$M_{тс} = 1,05 \times \frac{1000 \times 18,5 \times 29,26}{(1+0,5)} = 38 \text{ т.}$$

Определяем количество жидкости для затворения тампонажного раствора по формуле (2.17).

$$V_B = \frac{K_e \times M_{тс} \times m}{\gamma_e}$$

где $k_B=1,1$ – коэффициент, учитывающий потери воды при выполнении операций цементирования.

$$V_B = \frac{1,1 \times 38 \times 0,5}{1} = 20,9 \text{ м}^3$$

Определяем объем продажной жидкости по формуле (2.18).

$$V_{прод} = 0,785 \times K_e \times d_e^2 \times (H_u - h_{uc}),$$

$$V_{прод} = 0,785 \times 1,1 \times 0,127^2 \times (1127 - 10) = 15,6 \text{ м}^3$$

Определяем по формуле (2.30) объем буферной жидкости (исходя из условий обеспечения столба в затрубном пространстве высотой 150 м)

$$V_{бж} = 0,785 \times (D_o^2 - D_n^2) \times 150$$

$$V_{бж} = 0,785 \times (0,2159^2 - 0,146^2) \times 150 = 2,2 \text{ м}^2$$

Гидравлический расчет

Для успешного выполнения цементирования должны выполняться следующие условия:

$$P_1 \leq [P_1],$$

$$P_2 \leq [P_2],$$

$$P_3 \leq [P_3].$$

где $P_1, [P_1]$ - соответственно расчетное и допустимое давления на цементировочной головке ГУЦ 245*320 $[P_1] = 32 \text{ МПа}$

$P_2, [P_2]$ - соответственно расчетное и допустимое давления на насосах цементировочных агрегатов (для ЦА-320М $[P_2] = 32 \text{ МПа}$)

$P_3, [P_3]$ - соответственно расчетное давление на забое скважины и давление гидроразрыва пород ($[P_3] = 14 \text{ МПа}$)

Давление на цементировочной головке в конечный момент цементирования (2.19).

$$P_1 = \frac{(H_u - h_{uc})(\gamma_u - \gamma_p)}{10^5} + P_{mp} + P_{зmp},$$

Определяем по формуле (2.20) гидравлическое сопротивление в момент окончания прокачки продавочной жидкости.

$$P_{mp} = \frac{0,289 \times 10^{-7} \gamma_p \times Q^2 \times l}{d_{bc}^5},$$

где: d_{bc} – внутренний диаметр обсадной колонны;

Гидравлические сопротивления в момент окончания продавочной жидкости в затрубном пространстве, МПа, определяем по формуле (2.21).

$$P_{зmp} = \frac{0,289 \times 10^{-7} \gamma_u Q^2 H_u}{(D - d_u)^3 (D + d_u)^2}$$

Q^2 – подача насосов (в конечный момент продавливания $Q = Q_{min}$
 $= 0,003 \text{ м}^3/\text{с}$)

$$P_{mp} = \frac{0,289 \times 10^{-7} \times 1050 \times 0,003^2 \times 1137}{0,127^2} = 0,037 \times 10^{-6} \text{ МПа},$$

$$P_{зmp} = \frac{0,289 \times 10^{-7} \times 1850 \times 0,003^2 \times 1137}{(0,2159 - 0,146)^3 \times (0,2159 + 0,146)^2} = 0,09 \text{ МПа}$$

$$P_1 = \frac{(1137 - 10) \times (1850 - 1050)}{10^5} + 5,82 \times 10^{-6} + 1,32^{-4} = 12 \text{ МПа}.$$

Условия соблюдаются.

Давление на цементировочном агрегате: $P_2 > P_1$, следовательно условие также соблюдается.

Определяем по формуле (2.22) давление на забой в конечный момент цементирования:

$$P_3 = \frac{H_u \gamma_u}{10^5},$$

$$P_3 = \frac{1137 \times 1850}{10^5} = 32,8 \text{ МПа}$$

Подача насосов при продавливании тампонажного раствора (для обеспечения скорости восходящего потока в кольцевом пространстве $V=0,5$ м/с) определяет по формуле (2.23)

$$Q = \frac{\pi}{4} \times (D^2 - d^2)$$

$$Q = 0.785 \times 1 \times (0.2159^2 - 0.146^2) = 0,014 \text{ м}^3/\text{с}$$

Подача при закачивании определяется из условий, что при затворении смеси плотностью 1850 кг/м^3 производится СМН $q_{\text{п}} = 11.5 \text{ л/с}$. тогда число СМН, одновременно затворяющих раствор определится по формуле (2.24).

$$n_c = \frac{M_{\text{мс}}}{M_c}$$

где M_c 20 т вместимость СМН (цементно-смесительных машин).

$$n_c \frac{43,3}{20} = 2,1$$

Таким образом, число цементно-смесительных машин принимается равным одному. Тогда подача насосов при заканчивании тампонажного раствора по формуле (2.25).

$$Q_{\text{ц}} = q_n \times n_c$$

$$Q_{\text{ц}} = 11.5 \times 2 = 23 \text{ л/с}$$

Определяем по формуле (2.26) число цементировочных агрегатов определяется из условия их подачи при продавливании:

$$n_{\text{ца}} = \frac{Q + 1}{q_{IV}}$$

где q_{IV} – производительность цементного агрегата на 4-ой передачи 14,5 л/с

$$n_{\text{ца}} = \frac{18,5}{14,5} + 1 = 2,7$$

По полученным расчетам получаем 3 агрегата.

Рассчитываем продолжительность закачивания тампонажного раствора по формуле (2.27)

$$t_3 = \frac{V_{\text{ц}}}{60 \times Q}$$

$$t_3 = \frac{18,5}{60 \times 0.014} = 22 \text{ мин}$$

Продолжительность процесса продавливания по формуле (2.28)

$$t_{np} = \frac{V_{np}}{60 \times Q}$$

$$t_{np} = \frac{18,2}{60 \times 0,014} = 21,6 \text{ мин.}$$

Общее время цементирования определяем по формуле (2.29).

$$t_{ц} = t_3 \times t_{np} + 1,5$$

$$t_{ц} = 22 + 21,6 + 1,5 = 45,1 \text{ мин.}$$

условие $t_{ц} \leq 0,75t$ начало схватывания цемента от 1 ч 20мин – 2 часов.

83,8 мин $\leq 0,75 \times 120 = 1 \text{ час } 30 \text{ мин}$, следовательно условие выполняется.

Вторая ступень от 3124-1977 метров

Проектные данные:

Диаметр долота, $D_d = 0.2159 \text{ м}$

Наружный диаметр обсадной колонны, $d_n = 0.146 \text{ м}$

Внутренний диаметр обсадной колонны, $d_{вн} = 0.127 \text{ м}$

Удельный вес тампонажного раствора, $\gamma_{ц} = 1.85 \text{ г/см}^3$

Удельный вес промывочной жидкости, $\gamma_{пр} = 1.05 \text{ г/см}^3$

Удельный вес жидкости затворения, $\gamma_с = 1,0 \text{ г/см}^3$

Водоцементное отношение, $m = 0.5$

Глубина спуска обсадной колонны, м, $H = 3124$

Глубина спуска УСЦС-146, м, $H = 1977$

Высота цементного стакана, м, $h_{ст} = 10$

Высота подъема цементного раствора, м $H = 1147$

Коэффициент потерь цемента, $k_{ц} = 1.05$

Коэффициент кавернозности, $k = 1,15$

Коэффициент потерь воды, $Kв = 1,1$

Удельный вес воды, $\rho_в = 1 \text{ г/см}^3$

Определяем по формуле (2.15) количество тампонажного раствора для цементирования обсадной колонны.

$$V_{ц} = 0,785 \times K_K \times ((D_d^2 - d_n^2) \times H_{ц} + d_с^2 \times h_{цс})$$

где k_k - коэффициент кавернозности

D_d - диаметр скважины, м

d - наружный диаметр обсадных труб, м

h - высота цем.стакана оставляемого в скважине, м

d_b - внутренний диаметр обсадной колонны, м

$H_{ц}$ - высота зацементированной зоны, м

Цементирование обсадной колонны.

$$V_{ц} = 0,785 \times 1,3 \left((0,2159^2 - 0,146^2) \times 1147 + 0,127^2 \times 10 \right) = 18,5 \text{ м}^3$$

Определяем количество сухой тампонажной смеси по формуле (2.16).

$$M_{тс} = K_{ц} \frac{\gamma_b \times \gamma_{цр} + \gamma_{цц}}{(\gamma_b + m)} T,$$

где: $k_{ц}=1,05$ -коэффициент учитывающий потери цемента при погрузочно-разгрузочных работах

$m=0,5$ – соотношение вода : смесь

$\gamma_{ц}=1,85$ – плотность тампонажного раствора, т/м³

$$M_{тс} = 1,05 \times \frac{1000 \times 18,5 \times 18,5}{(1+0,5)} = 24,35 \text{ Т.}$$

Определяем количество жидкости для затворения тампонажного раствора по формуле (2.17).

$$V_b = \frac{K_g \times M_{тс} \times m}{\gamma_b}$$

где $k_b=1,1$ – коэффициент, учитывающий потери воды при выполнении операций цементирования

$$V_b = \frac{1,1 \times 24,8 \times 0,5}{2} = 6,7 \text{ м}^3$$

Определяем объем продавочной жидкости по формуле (2.18).

$$V_{прод} = 0,785 \times K_g \times d_g^2 \times (H_{ц} - h_{цс}),$$

$$V_{прод} = 0,785 \times 1,1 \times 0,127^2 \times (1147 - 10) = 18,2 \text{ м}^3$$

Определяем по формуле (2.30) объем буферной жидкости (исходя из условий обеспечения столба в затрубном пространстве высотой 150 м)

$$V_{бж} = 0,785 \times (D_o^2 - D_n^2) \times 150$$

$$V_{\text{бж}} = 0,785 \times (0,2159^2 - 0,146^2) \times 150 = 2,2 \text{ м}^2$$

Гидравлический расчет

Для успешного выполнения цементирования должны выполняться следующие условия:

$$P_1 \leq [P_1],$$

$$P_2 \leq [P_2],$$

$$P_3 \leq [P_3].$$

где $P_1, [P_1]$ - соответственно расчетное и допустимое давления на цементировочной головке ГУЦ 245*320 $[P_1] = 32$ МПа

$P_2, [P_2]$ - соответственно расчетное и допустимое давления на насосах цементировочных агрегатов (для ЦА-320М $[P_2] = 32$ МПа)

$P_3, [P_3]$ - соответственно расчетное давление на забое скважины и давление гидроразрыва пород ($[P_3] = 14$ МПа)

Давление на цементировочной головке в конечный момент цементирования определяем по формуле (2.19)

$$P_1 = \frac{(H_u - h_{uc})(\gamma_u - \gamma_p)}{10^5} + P_{mp} + P_{зmp},$$

Определяем гидравлическое сопротивление в момент окончания прокачки продажной жидкости по формуле (2.20).

$$P_{mp} = \frac{0,289 \times 10^{-7} \gamma_p \times Q^2 \times l}{d_{bc}^5},$$

где: d_{bc} - внутренний диаметр обсадной колонны;

Гидравлические сопротивления в момент окончания продажной жидкости в затрубном пространстве, МПа, определяем по формуле (2.21).

$$P_{зmp} = \frac{0,289 \times 10^{-7} \gamma_u Q^2 H_u}{(D - d_u)^3 (D + d_u)^2}$$

Q^2 - подача насосов (в конечный момент продавливания $Q = Q_{min}$
 $= 0,003 \text{ м}^3/\text{с}$)

$$P_{mp} = \frac{0,289 \times 10^{-7} \times 1200 \times 0,003^2 \times 975}{0,127^2} = 13,5 \times 10^{-6} \text{ МПа},$$

$$P_{зпр} = \frac{0,289 \times 10^{-7} \times 1850 \times 0,003^2 \times 975}{(0,2159 - 0,146)^3 \times (0,2159 - 0,146)^2} = 1,9 \text{ МПа}$$

$$P_1 = \frac{(1147 - 10) \times (1850 - 1050)}{10^5} + 5,82 \times 10^{-6} + 1,32^{-4} = 6,6 \text{ МПа.}$$

Условия соблюдаются.

Давление на цементировочном агрегате: $P_2 > P_1$, следовательно условие также соблюдается.

Определяем давление по формуле (2.22) на забой в конечный момент цементирования

$$P_3 = \frac{H_u \gamma_u}{10^5},$$

$$P_3 = \frac{975 \times 1850}{10^5} = 18 \text{ МПа}$$

Подача насосов при продавливании тампонажного раствора (для обеспечения скорости восходящего потока в кольцевом пространстве $V=0,5$ м/с) определяет по формуле (2.23).

$$Q = \frac{\pi}{4} \times (D^2 - d^2)$$

$$Q = 0,785 \times 0,5 \times (0,2159^2 - 0,146^2) = 0,072 \text{ м}^3/\text{с}$$

Подача при закачивании определяется из условий, что при затворении смеси плотностью 1850 кг/м^3 производится СМН $q_n = 11,5 \text{ л/с}$. тогда число СМН, одновременно затворяющих раствор определится по формуле (2.24).

$$n_c = \frac{M_{mc}}{M_c}$$

где M_c 20 т вместимость СМН (цементно-смесительных машин)

$$n_c \frac{24,35}{20} = 1,2$$

Таким образом определяем по формуле (2.25), число цементно-смесительных машин принимается равным одному. Тогда подача насосов при заканчивании тампонажного раствора

$$Q_u = q_n \times n_c$$

$$Q_u = 11,5 \times 2 = 23 \text{ л/с}$$

Число цементируемых агрегатов определяется из условия их подачи при продавливании определяем по формуле (2.26).

$$n_{ца} = \frac{Q + 1}{q_{IV}}$$

где q_{IV} – производительность цементного агрегата на 4-ой передачи 14,5 л/с

$$n_{ца} = \frac{18,5}{14,5} + 1 = 2,7$$

По полученным расчетам получаем 3 агрегата.

Рассчитываем продолжительность закачивания тампонажного раствора по формуле (2.27).

$$t_3 = \frac{V_ц}{60 \times Q}$$
$$t_3 = \frac{18,5}{60 \times 0,014} = 22 \text{ мин}$$

Продолжительность процесса продавливания определяем по формуле (2.28)

$$t_{np} = \frac{V_{np}}{60 \times Q}$$
$$t_{np} = \frac{18,2}{60 \times 0,014} = 21,6 \text{ мин.}$$

Общее время цементирование по формуле (2.29).

$$t_ц = t_3 \times t_{np} + 1,5$$
$$t_ц = 22 + 21,6 + 1,5 = 45,1 \text{ мин.}$$

условие $t_ц \leq 0,75t$ начало схватывания цемента от 1 ч 20мин – 2 часов.

2.10. Проектирование расчет бурильной колонны

Буровая колонна состоит из стальных бурильных труб муфтового соединения 127 мм. Также в конструкции бурильных труб присутствует конструкция УБТ 174 мм, для уменьшения продольных и вертикальных нагрузок на колонну бурильных труб, противодействию изгибу бурильных труб и поглощению вибраций. Данная конструкция бурильных труб

обеспечивает минимальные гидравлические сопротивления, оптимальное кольцевое пространство, позволяющее продуктивно выносить шлам с забоя.

Таблица 2.10.1. – конструкция буровой колонны

Марка бурильной трубы	Диаметр наружный, мм	Диаметр внутренний, мм	Толщина стенки трубы, мм.	Вес 1 метра трубы, кг.	Муфта.
ПК-127	127	108	9,19	31,9	ЗП-162- 95-2
УБТС	177,8	90	43	174,1	

2.10.1. Расчет колонны бурильных труб в верхнем сечении

Расчет бурильных труб сводится к определению запаса прочности в трех характерных сечениях колонны (верхнее, нижнее, нулевое).

Анализ исходных данных позволяет сделать вывод о том, что колонна БТ в процессе бурения скважин будет работать с частичной разгрузкой, т.к. вес колонны многократно превышает оптимальную осевую нагрузку.

Расчет веса бурильной колонны с учетом УБТ.

Определяем длину УБТ в колонне бурильных труб.

$$L_{\text{УБТ}} = \frac{G}{0,9q_{\text{УБТ}} \times \left(1 - \frac{\gamma_{\text{ж}}}{\gamma_{\text{м}}}\right)} \text{ даН, (2.10.1)}$$

Где: G – осевая нагрузка на долото, даН;

$q_{\text{УБТ}}$ – вес 1 м УБТ, даН.

$$L_{\text{УБТ}} = \frac{7041}{0,9 \times 178 \times \left(1 - \frac{1,05}{7,85}\right)} = 51 \text{ м.}$$

Определяем вес КНБК с учетом УБТ, даН.

$$Q_{\text{КНБК}} = Q_{\text{дол}} + Q_{\text{кс}} + Q_{\text{УБТ}} + Q_{\text{взд}}. \text{ (2.10.2)}$$

где $Q_{\text{дол}}$ – вес долото, даН;

$Q_{ВЗД}$ – вес ВЗД, даН;

$Q_{кс}$ – вес калибратора, даН;

Вес колонны УБТ, даН.

$$Q_{УБТ} = q_{убт} \times L_{УБТ}, \quad (2.10.3)$$

$$Q_{УБТ} = 178 \times 51 = 8874 \text{ даН},$$

$$Q_{КНБК} = 36 \times 61 \times 8874 \times 1134 = 10105 \text{ даН}.$$

Определяем запас прочности

В верхней части колонна бурильных труб проверяется на статическую прочность. Запас прочности n_{II} определяется по формуле.

$$n_{II} = \frac{[\sigma_T]}{\sigma_{\Sigma} \times K_k} \geq 1.4, \quad (2.10.4)$$

где $[\sigma_T]$ – предел текучести материала БТ, Па;

σ_{Σ} – суммарное напряжение в верхней части БТ, Па;

K_k – коэффициент концентрации напряжений, $K_k=1.5$.

Предел текучести для стальных труб группа прочности Т=724 МПа.

Суммарное напряжение согласно теории прочности.

$$\sigma_{\Sigma} = \sqrt{(\sigma_p + \sigma_{из})^2 + 4\tau^2} \text{ Па}, \quad (2.10.5)$$

где σ_p – напряжение растяжения в верхней части колонны, Па;

$\sigma_{из}$ – напряжение изгиба, определяемое центробежными силами, Па;

τ – касательные напряжение, Па.

Определяем напряжение растяжения, Па.

$$\sigma_p = \frac{Q_{кр} - P_{ос}}{S}, \quad (2.10.6)$$

где $Q_{кр}$ – вес колонны БТ с учетом сил трения, даН;

$P_{ос}$ – осевая нагрузка на долото, даН;

S – площадь сечения БТ, см².

$$Q = a_1 L q + L_{УБЕ} q_{УБТ} \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_{м}}\right), \quad (2.10.7)$$

где L – глубина скважины, м.

$\gamma_{ж}$ – удельный вес промывочной жидкости, $\gamma_{ж} = 1,05 \text{ кг/м}^3$;

γ_m – удельный вес металла, $\gamma_m = 7,85 \text{ кг/м}^3$;

q – вес 1 метра труб, $q = 32.1 \text{ даН}$;

a_1 – коэффициент, учитывающий тип соединения БТ, для соединения «труба в трубу», $a_1 = 1,0$.

$$Q = 1 \times 3124 \times 32.1 + (178 \times 51) \times \left(1 - \frac{1.05}{7.85}\right) = 93136 \text{ даН.}$$

Вес колонны бурильных труб с учетом сил трения и искривления скважины.

$$Q_k = a_2 Q \cos\theta (1 + f \times \operatorname{tg}\theta) \text{ даН,} \quad (2.10.8)$$

где a_2 – коэффициент дополнительных сопротивлений, $a_2 = 1,2$;

θ – средний зенитный угол, град;

f – коэффициент трения, $f = 0,3$.

$$Q_k = 1,2 \times 93136 = 111736 \text{ даН.}$$

$$S = \frac{\pi}{3.14} \times (D^2 - D_B^2), \quad (2.10.9)$$

где D^2 – наружный диаметр бурильной трубы, см;

D_B^2 – внутренний диаметры бурильной трубы, см.

$$S = \frac{3.14}{4} \cdot (0,127^2 - 0,108^2) = 0,00262 \text{ см}^2;$$

Исходя из этого рассчитываем, σ_p .

$$\sigma_p = \frac{111763 - 7041}{0,00262} = 39 \text{ МПа,}$$

Определяем напряжение изгиба.

$$\sigma_{\text{из}} = \frac{\pi^2 E I \varphi}{l^2 W_{\text{из}}} \leq [\sigma_{\text{из}}] \text{ МПа,} \quad (2.10.10)$$

где E – модуль Юнга, $E = 2 \times 10^{11}$,

где I – экваториальный момент инерции поперечного сечения БТ, см^4 ;

l – длина полуволны прогиба, см;

$W_{\text{из}}$ – осевой момент сопротивления изгибу площади рассчитываемого сечения трубы, см^3 ;

φ – стрела прогиба, см.

$$I = \frac{\pi}{64} \times (d^4 - d_1^4) \text{ м}^4, \quad (2.10.11)$$

$$I = \frac{3,14}{64} \times (0,127^4 - 0,108^4) = 0,000005996 \text{ м}^4;$$

$$\varphi = \frac{D_{\text{скв}} - d_{\text{бт}}}{2} \text{ м}, \quad (2.10.12)$$

где D – диаметр скважины, м;

d – наружный диаметр БТ, см.

$$\varphi = \frac{0,220 - 0,146}{2} = 0,037 \text{ м}. \quad (2.10.13)$$

Определяем длину полуволны стрелы прогиба, м.

$$l = \frac{10}{\omega} \cdot \sqrt{0,5 \cdot z + \sqrt{0,25 \cdot z^2 + \frac{E \cdot I \cdot \omega^2}{10^3 \cdot q \cdot g}}}. \quad (2.10.14)$$

где q – вес 1 м бурильных труб, кГс;

g – ускорение силы тяжести, м/с²;

ω – угловая скорость вращения, с⁻¹;

z – длина участка колонны от рассматриваемого участка до нулевого сечения, м.

$$\omega = \frac{\pi \times n}{30} \text{ с}^{-1}, \quad (2.10.15)$$

$$\omega = \frac{3,14 \times 72}{30} = 7,4 \text{ с}^{-1}.$$

Определяем длина участка колонны от рассматриваемого участка до нулевого сечения, м.

$$z = L_p = L - L_{\text{сж}}, \quad (2.10.16)$$

где $L_{\text{сж}}$ – длина участка колонны от забоя до нулевого участка сечения, м.

$$L_{\text{сж}} = \frac{P}{\alpha \cdot q \cdot \left(1 - \frac{\gamma_{\text{жк}}}{\gamma_{\text{м}}}\right) \cdot \cos \theta} \text{ м}, \quad (2.10.17)$$

α – коэффициент, учитывающий увеличение массы трубы за счет соединений, для муфтового соединения 1,1.

$$L_{\text{сж}} = \frac{7041}{1,1 \cdot 31,9 \cdot \left(1 - \frac{1,05}{7,85}\right) \cdot 1} = 232 \text{ м},$$

$$z = 3124 - 232 = 2892;$$

Определяем длину полуволны, м.

$$l = \frac{10}{7.4} \times \sqrt{0.5 \times 2892 + \sqrt{0.25 \times 2892^2 + \frac{2 \times 10^{11} \times 0.000005996 \times 7.4^2}{32.1 \times 9.81}}} = 70 \text{ м,}$$

Определяем осевой момент сопротивления изгибу площади рассчитываемого сечения трубы, м³.

$$W_{\text{из}} = \frac{\pi}{32} \times \frac{D^4 - d^4}{0.146} \text{ м}^3, \quad (2.10.18)$$

где D – наружный диаметр бурильной трубы, м.

d – внутренний диаметр бурильной трубы, м.

$$W_{\text{из}} = \frac{3.14}{32} \times \frac{0.127^4 - 0.108^4}{0.127} = 0.0008214 \text{ м}^3,$$

Определяем напряжение изгиба бурильной колонны.

$$Q_{\text{из}} = \frac{3.14^2 \times 2 \times 10^{11} \times 0.000005996 \times 0.037}{70^2 \times 0.0008214} = 10.8 \text{ МПа.}$$

Рассчитываем напряжение кручения.

$$\tau = \frac{M_{\text{кр}}}{W_{\text{кр}}}, \quad (2.10.19)$$

где $W_{\text{кр}}$ – полярный момент сопротивления кручению поперечного сечения бурильных труб, м³;

$M_{\text{кр}}$ – крутящий момент, даН/м;

$$W_{\text{кр}} = \frac{\pi}{16} \times \frac{(D^2 - d^2)}{D} \text{ м}^3, \quad (2.10.20)$$

$$W_{\text{кр}} = \frac{3.14}{16} \cdot \frac{(0.127^2 - 0.108^2)}{0.127} = 0.000149 \text{ м}^3.$$

Определяем крутящий момент.

$$M_{\text{кр}} = \frac{N_{\text{в}} + N_{\text{д}}}{\omega} \text{ даН/м,} \quad (2.10.21)$$

где $N_{\text{в}}$ – мощность на холостое вращение бурильной колонны, кВт;

$N_{\text{д}}$ – мощность на вращение долота, кВт.

$$M_{\text{кр}} = \frac{61000 + 40000}{10} = 10100 \text{ Н/м} = 1010 \text{ даН/м.}$$

$$\tau = \frac{10100}{0.000149} = 67.7 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\Sigma} = \sqrt{(39 + 10.8)^2 + 4 \times 67.7^2} = 144.3 \text{ МПа.}$$

$$n_{II} = \frac{724}{144.3 \times 1.5} = 3.45 \geq 1.4$$

Данный расчет показал, что коэффициент запаса прочности превышает допустимый запас прочности, следовательно, бурильные трубы в верхнем сечении при заданных режимах бурения не должны выходить из строя.

2.10.2 Расчет колонны бурильных труб в нижнем сечении

Запас прочности:

Расчет колонны бурильных труб в нижнем сечении сводится к статическому расчету на сложное напряженное состояние. Запас прочности определяется по формуле.

$$n_{II-II} = \frac{[\sigma_T]}{\sigma_{\Sigma} K_k} \geq 1,7, \quad (2.10.22)$$

где $[\sigma_T]$ – предел текучести материала бурильных труб, МПа;

σ_{Σ} – суммарное напряжение в нижней части бурильных труб, МПа.

Суммарное напряжение согласно теории прочности.

$$\sigma_{\Sigma} = \sqrt{(\sigma_{сж} + \sigma_{из})^2 + 4\tau^2} \text{ МПа}, \quad (2.10.23)$$

где $\sigma_{сж}$ – напряжение сжатия сжатия, МПа;

τ – касательные напряжения, МПа.

Определяем напряжение сжатия.

$$\sigma_{сж} = \frac{P_{ос}}{S}, \quad (2.10.24)$$

$$\sigma_{сж} = \frac{7041}{0,0034} = 2,07 \text{ МПа.}$$

Определяем напряжения изгиба.

$$\sigma_{из} = \frac{\pi^2 EI \omega}{l^2 W_{из}} \leq [\sigma_{из}], \quad (2.10.25)$$

где l – длина полуволны для сжатой части колонны бурильных труб, м.

Определяем длину полуволны для сжатой части бурильных труб.

$$l = \frac{10}{\omega} \cdot \sqrt{0,5 \cdot z + \sqrt{0,25 \cdot z^2 + \frac{E \cdot I \cdot \omega^2}{10^3 \cdot q \cdot g}}}, \quad (2.10.26)$$

$$l = \frac{10}{7.4} \times \sqrt{-0,5 \times 232 + \sqrt{0,25 \times 232^2 + \frac{2 \times 10^{11} \times 0,00000599 \times 7,4^2}{26,7 \times 9,81}}} = 26,89 \text{ м.}$$

$$\sigma_{\text{из}} = \frac{3,14^2 \times 2 \times 10^{11} \times 0,00000599 \times 0,0037}{26,89^2 \times 0,0008214} = 60,4 \text{ МПа.}$$

Определяем напряжение кручения, для сжатой части колонны бурильных труб.

$$\tau = \frac{M_{кр}}{W_{кр}}, \quad (2.10.27)$$

где $M_{кр}$ – крутящий момент, даН/м.

$W_{кр}$ – полярный момент сопротивления кручению поперечного сечение бурильных труб.

$$\tau = \frac{8108}{0,000149} = 54,42 \text{ МПа.}$$

Определяем суммарное напряжение для сжатой части колонны бурильных труб.

$$\sigma_{\Sigma} = \sqrt{(\sigma_{сж} + \sigma_{из})^2 + 4\tau^2}, \quad (2.10.28)$$

$$\sigma_{\Sigma} = \sqrt{(2,07 + 60,4)^2 + 4 \times 54,42^2} = 125,5 \text{ МПа.}$$

Определяем запас прочности для бурильной колонны.

$$n_{II-II} = \frac{[\sigma_T]}{\sigma_{\Sigma} \times 1,5} \geq 1,7, \quad (2.10.29)$$

$$n_{II-II} = \frac{724}{125,5 \times 1,5} = 3,85 > 1,7$$

Данный расчет показал, что коэффициент запаса прочности превышает допустимый запас прочности, следовательно, бурильные трубы в нижнем сечении при заданных режимах бурения не должны выходить из строя.

2.10.3 Расчет колонны бурильных труб в нулевом сечении

В сечениях колонны, расположенных близко от нулевого сечения, бурильные трубы работают в более сложных условиях. В этих зонах возможно возникновение знакопеременных напряжений и динамических нагрузок за счет действия инерционных сил. Расчет бурильных труб в

нулевом сечении ведется на выносливость, так как в этом сечении возникают знакопеременные нагрузки, которые определяются тем, что усилия растяжения переходят в усилия сжатия, кроме того, определённый отпечаток на величину знакопеременных напряжений накладывают изгибающие усилия. Всё это вместе взятое, приводит к «старению» материала, т.е. изменения внутренней структуры материала, который становится крупнозернистой и сопровождается резким снижением прочностных характеристик.

Запас прочности для бурильной колонны в нулевом сечении, рассчитывается по формуле.

$$n_{0-0} = \frac{n_{\sigma} \times n_{\tau}}{\sqrt{n_{\sigma}^2 \times n_{\tau}^2}} \geq 1,3, \quad (2.10.30)$$

где n_{σ} – запас прочности по нормальным напряжениям;

n_{τ} – запас прочности по касательным напряжениям.

Запас прочности по нормальным напряжениям, рассчитывается по формуле.

$$n_{\sigma} = \frac{[\sigma_{-1}]}{\sigma_{из} K_d} \geq 1,3, \quad (2.10.31)$$

где $[\sigma_{-1}]$ – предел выносливости материала при изгибе с симметричным циклом, МПа.

K_d – коэффициент, учитывающий ударный характер нагрузки, $K_d = 1,5$.

$$[\sigma_{-1}] = 0,41 \times [\sigma_T], \quad (2.10.32)$$

$$[\sigma_{-1}] = 0,41 \times 724 = 296,84 \text{ МПа.}$$

Определяем запас прочности для бурильной колонны в нулевом сечении.

$$n_{\sigma} = \frac{296,84}{60,4 \times 1,5} = 3,96 > 1,3.$$

Запас прочности по касательным напряжениям рассчитывается по формуле.

$$n_{\tau} = \frac{[\tau]}{\tau_{\phi}} > 1,3, \quad (2.10.33)$$

где $[\tau]$ – допустимое напряжение при кручении, МПа.

τ_{ϕ} – напряжение кручения в нулевом сечении колонны бурильных труб, МПа.

Напряжение кручения в нулевом сечении колонны бурильных труб рассчитываем по формуле, МПа.

$$\tau_{\phi} = \frac{M_{кр}}{W_k}, \quad (2.10.34)$$

При определении крутящего момента в нулевом сечении мощность будет равна сумме мощностей на разрушение забоя и на вращение части колонны бурильных труб от забоя до рассчитываемого сечения, то есть:

$$M_{кр} = \frac{N_{заб} + N_{бт}}{n}, \quad (2.10.35)$$
$$M_{кр} = \frac{61000 + 40000}{72} = 1403 \text{ Н/м}$$

Определяем напряжение кручения в нулевом сечении колонны бурильных труб, МПа.

$$\tau_{\phi} = \frac{1403}{0,000149} = 94,2 \text{ МПа.}$$

Определяем запас прочности по касательным напряжениям.

$$n_{\tau} = \frac{186}{94,2} = 1,98 > 1,3.$$

Из рассчитанной формулы следует, что условие прочности выполнено.

Рассчитываем суммарный запас прочности.

$$n_{0-0} = \frac{3,96 \times 1,98}{\sqrt{3,96^2 \times 1,98^2}} = 1,78 > 1,3.$$

По данным расчетов условие прочности выполнено.

2.11. Расчет талевой системы и грузоподъемности вышки

Исходными данными для определения конструкции талевой системы являются максимальная нагрузка на крюке и грузоподъемность лебёдки бурового станка (установки).

Число рабочих ветвей m талевой системы определяется по формуле.

$$m = \frac{Q_{кр. \Sigma}}{Q_{л \eta}} \text{ шт.} \quad (2.11.1)$$

где $Q_{кр.Σ}$ – нагрузка на крюке при подъёме колонны бурильных труб из скважины, $кГс$;

Q_l – грузоподъемность лебедки, $кГс$;

η – КПД талевой системы.

$$Q_{кр.Σ} = Q_{кр.д} + G_d \text{ кГс}, \quad (2.11.2)$$

где $Q_{кр.д}$ – вес бурового снаряда с учетом динамических сил, $кГс$;

G_d – вес подвижного груза с учетом динамических сил, $кГс$.

$$Q_{кр.д} = Q_{кр} \left(1 + \frac{V}{gt}\right) \text{ кГс}. \quad (2.11.3)$$

где $Q_{кр}$ – чистый вес бурового снаряда, $кГс$;

V – max скорость подъема элеватора, $V = 2,0 м/с$;

g – ускорение свободного падения, $g = 9,81 м/с^2$;

t – время разгона элеватора, $t = 1,8 с$.

$$Q_{кр} = a_1 a_2 q L \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_{м}}\right) \cos \theta_{ср} (1 + f t g \theta_{ср}), \text{ кГс}, \quad (2.11.4)$$

где α_1 – коэффициент, учитывающий ниппельное соединение БТ, $\alpha_1 = 1,0$;

α_2 – коэффициент дополнительных сопротивлений, $\alpha_2 = 1,4$;

q – вес 1 метра труб, $q = 32,1 кГс$;

$\gamma_{м}$ – удельный вес металла, $\gamma_{м} = 7,85 Гс/см^3$;

f – коэффициент трения, $f = 0,3$.

$$G_d = G \left(1 + \frac{V}{gt}\right), \quad (2.11.5)$$

где G – вес подвижного груза, $кГс$.

$$G = m_{п} + m_{тб} \text{ кГс}, \quad (2.11.6)$$

где $m_{п}$ – масса вертлюга, $кГс$;

$m_{тб}$ – масса талевого блока, $кГс$

$$G = 2420 + 5320 = 7740 \text{ кГс},$$

Следовательно,

$$Q_{кр.Σ} = \left[a_1 a_2 q L \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_{м}}\right) \cos \theta_{ср} (1 + f t g \theta_{ср}) + G \right] \left(1 + \frac{V}{gt}\right), \quad (2.11.7)$$

$$Q_{кр.Σ} = \left[1 \times 1,4 \times 31,9 \times 3124 \times \left(1 - \frac{1,05}{7,85} \right) + 7740 \right] \times \left(1 + \frac{2}{9,81 \times 1,8} \right) = 127739 \text{ кгс},$$

$$\frac{Q_{кр.Σ}}{Q_{л}} = \frac{127739}{22000} = 5,8.$$

КПД талевой системы рассчитываем по формуле.

$$\eta_{тс} = \frac{\eta(1-\eta^{u_{тс}})}{u_{тс} \cdot (1-\eta)}, \quad (2.11.8)$$

где η – к.п.д. одного шкива = 0,85;

$u_{тс}$ – количество ветвей талевой системы.

$$\eta_{тс} = \frac{0,85(1-0,85^6)}{6 \cdot (1-0,85)} = 0,6.$$

Число рабочих ветвей.

$$m = \frac{5,8}{0,6} = 9,6.$$

Принимаем число рабочих струн $m = 10$.

На основании приведённых расчётов предусматривается конструкция талевой системы – ТС 5х6, с концом каната закреплённом на лонжероне (рисунок. 2.11.1).

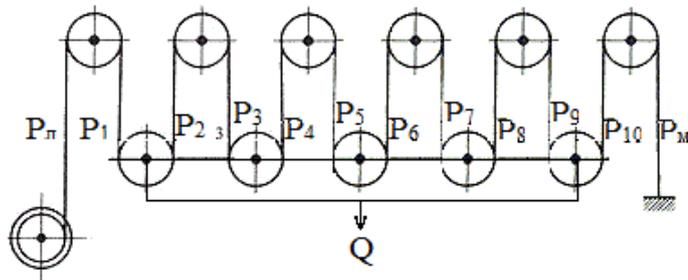


Рисунок 2.11.1 – Талевая система с концом каната закреплённом на основании вышки

2.11.1. Расчет нагрузки на мачту в статическом состоянии

Для талевой системы с концом каната закреплённом на кронблоке имеем.

$$Q_0 = Q_{кр} + G + P_{л} + P_{м} \text{ кгс}, \quad (2.11.9)$$

где G – вес подвижного груза, $G=7740$ кгс;

$P_{л}$ – усилие в лебедочном конце каната, кгс;

$Q_{кр}$ – полный вес бурового снаряда в статическом состоянии;

P_m – усилие в «мертвом конце каната».

$$Q_{кр} = a_1 qL \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_m}\right) \text{ кГс}, \quad (2.11.10)$$

$$Q_{кр} = 1 \times 31,9 \times 3124 \times \left(1 - \frac{1,05}{7,85}\right) = 86325 \text{ кГс}.$$

Рассчитываем усилие в лебедочном конце каната, кГс.

$$P_l = \frac{Q_{кр} + G}{m} \text{ кГс}, \quad (2.11.11)$$

$$P_l = \frac{86325 + 7740}{10} = 9406 \text{ кГс}.$$

Рассчитываем усилие в мертвом конце каната, кГс.

$$P_m = \frac{P_l}{\beta^{11}}, \quad (2.11.12)$$

$$P_m = \frac{9406}{1,04} = 6109 \text{ кГс},$$

где β – коэффициент сопротивления одного ролика ТС, учитывающий силы трения в подшипниках роликов и каната о ролики, для стального каната $\beta = 1,04$.

Тогда:

$$Q_0 = 86325 + 7440 + 9406 + 6109 = 109280 \text{ кГс},$$

Исходя из этого можно сделать вывод, что нагрузка на вышку в статическом состоянии не превышает её грузоподъемность (225тс).

2.11.2. Определение усилий в ветвях талевой системы

В статическом состоянии.

Все струны талевой системы равномерно нагружены силой, кГс.

$$P = \frac{Q_{кр} + G}{m}, \quad (2.11.13)$$

$$P = \frac{86325 + 7740}{10} = 9406.$$

Рассчитываем усилие в ветвях талевой системы при подъеме инструмента, кГс.

$$P_1 = \frac{P_{\text{л}}}{\beta}, P_2 = \frac{P_1}{\beta} = \frac{P_{\text{л}}}{\beta^2}, P_n = \frac{P_{\text{л}}}{\beta^n}. \quad (2.11.14)$$

Обозначим усилия в рабочих ветвях соответственно P_1, P_2 и т.д.; в лебедочном конце каната – $P_{\text{л}}$, а в конце каната закрепленного на основание вышки – $P_{\text{м}}$;

β – коэффициент сопротивления одного ролика ТС, учитывающий силы трения в подшипниках роликов и каната о ролики, для стального каната $\beta = 1,04$.

Рассчитываем усилие в лебедочном конце каната, при подъеме инструмента, кГс.

$$P_{\text{л}} = Q_{\text{кр}\Sigma} \frac{\beta^{10}(\beta-1)}{\beta^{10}-1}, \quad (2.11.15)$$

$$P_{\text{л}} = 86325 \times \frac{1,04^{10} \times (1,04-1)}{1,04^{10}-1} = 10643 \text{ кГс},$$

$$P_1 = \frac{10643}{1,04} = 10234,$$

$$P_2 = \frac{10643}{1,04^2} = 9840,$$

$$P_3 = \frac{10643}{1,04^3} = 9461,$$

$$P_4 = \frac{10643}{1,04^4} = 9098,$$

$$P_5 = \frac{10643}{1,04^5} = 8748,$$

$$P_6 = \frac{10643}{1,04^6} = 8411,$$

$$P_7 = \frac{10643}{1,04^7} = 8088,$$

$$P_8 = \frac{10643}{1,04^8} = 7777,$$

$$P_9 = \frac{10643}{1,04^9} = 7478,$$

$$P_{10} = \frac{10643}{1,04^{10}} = 7190,$$

$$P_{11} = \frac{10643}{1,04^{11}} = 6914.$$

При спуске инструмента:

$$P_{\text{л}} = Q_{\text{кр}} \frac{\beta-1}{\beta(1,04^{10}-1)} \text{ кГс}, \quad (2.11.16)$$

$$P_{л} = 86325 \times \frac{1,04-1}{1,04 \times (1,04^{10}-1)} = 6913 \text{ кгс},$$

$$P_1 = \frac{6913}{1,04} = 6647,$$

$$P_2 = \frac{6913}{1,04^2} = 6392,$$

$$P_3 = \frac{6913}{1,04^3} = 6146,$$

$$P_4 = \frac{6913}{1,04^4} = 5909,$$

$$P_5 = \frac{6913}{1,04^5} = 5682,$$

$$P_6 = \frac{6913}{1,04^6} = 5463,$$

$$P_7 = \frac{6913}{1,04^7} = 5253,$$

$$P_8 = \frac{6913}{1,04^8} = 5052,$$

$$P_9 = \frac{6913}{1,04^9} = 4857,$$

$$P_{10} = \frac{6913}{1,04^{10}} = 4670,$$

$$P_{м} = \frac{6913}{1,04^{11}} = 4491.$$

2.11.3. Определение нагрузки на вышку при подъеме инструмента

Нагрузка на мачту при подъеме инструмента определяется по формуле.

$$Q_0 = \sum P = P_{л} + P_{м} + \sum_m P, \quad (2.11.17)$$

$$Q_0 = 10643 + 6109 + \sum_m 86325 = 103077 \text{ кгс}.$$

Максимальная грузоподъемность вышки составляет 225 тс, что удовлетворяет всем требованиям безопасного ведения работ.

2.11.4. Определение КПД талевой системы

КПД талевой системы определяется по формуле:

$$\eta_{ТС} = P / P_{л}, \quad (2.11.18)$$

где P – натяжение в лебедочном конце каната без учета сил трения в роликах, кГс; P_n – действительное натяжение в лебедочном конце каната при подъеме инструмента.

$$P = \frac{Q_{кр}}{m}, \quad (2.11.19)$$

Следовательно:

$$\eta_{ТС} = \frac{\beta^m - 1}{m\beta^m(\beta - 1)}, \quad (2.11.20)$$

$$\eta_{ТС} = \frac{1,04^{10} - 1}{10 \cdot 1,04^{10}(1,04 - 1)} = 0,81.$$

2.11.5. Определение грузоподъемности талевой системы

Определение грузоподъемности талевой системы производится в зависимости от скорости навивки каната на барабан лебедки.

$$V = 0,7 \text{ м/с.}$$

Грузоподъемность многострунной ТС определяется по формуле.

$$Q_i = \frac{102N_0\eta\eta_{мс}}{V_{кр.i}}, \quad (2.11.21)$$

$$Q_i = \frac{102 \cdot 720 \cdot 0,85 \cdot 0,81}{0,25} = 202817,2 \text{ кГс.}$$

Где: N_0 – номинальная мощность двигателя, $N_0 = 720 \text{ кВт}$;

η – КПД передачи от вала двигателя до барабана лебедки, $\eta = 0,85$;

$\eta_{мс}$ – КПД талевой системы, $\eta_{мс} = 0,81$;

$V_{кр.i}$ – скорость подъема талевого блока, $0,25 \text{ м/с}$.

$$202817,2 \text{ кГс} \geq 127739 \text{ кГс.}$$

Максимальный вес снаряда не превышает грузоподъемность талевой системы – следовательно, талевая система пригодна для подъема данного снаряда.

2.11.6. Расчет талевого каната

Расчет и выбор талевого каната производятся по статическому разрывному усилию каната, определяемому по формуле:

$$R_k \geq kQ_{л.маx}, \quad (2.11.22)$$

где k – запас прочности талевого каната по технике безопасности, $k = 2,5$;

$Q_{л.маx}$ – максимальное усилие лебедки на минимальной скорости навивки каната на барабан с учетом возможной перегрузки двигателя.

$$Q_{л.маx} = \frac{102N_0\lambda\eta}{V_{\min}} \text{кГс}, \quad (2.11.23)$$

где λ – коэффициент перегрузки двигателя, $\lambda = 1,2$.

$$Q_{л.маx} = \frac{102 \cdot 720 \cdot 1,2 \cdot 0,85}{0,22} = 340494 \text{кГс},$$

$$R_k = 2,5 \cdot 340494 = 851235 \text{кГс}.$$

Для $R_k = 851235$ кГс выбираем грузовой канат с временным сопротивлением разрыву 1960 МПа, нераскручивающиеся, крестовой свивки типа ЛК-РО (в соответствии с ГОСТ 13840-88). Диаметр каната $D_k = 32$ мм.

2.11.7. Определение количества свечей, поднимаемых на каждой скорости

Согласно правилам техники безопасности, при подъеме снаряда максимальная скорость перемещения элеватора не должна превышать 2,0 м/с при длине свечи свыше 4,7 м.

Условный вес одной свечи бурильной трубы определяется по формуле.

$$q_{\text{усл}} = \frac{q_{\text{кр.}\Sigma} \times l_c}{L} \text{кН}. \quad (2.11.24)$$

где l_c – длина одной свечи, $l_c = 22$ м;

L – длина колонны бурильных труб $L = 3150$ м.

$$q_{\text{усл}} = \frac{127739 \times 22}{3214} = 899,6 \text{ кгс} = 8,9 \text{ кН.}$$

Определяем количество свечей, шт.

$$N_{\text{св}} = \frac{L}{l_{\text{св}}} \text{шт}, \quad (2.11.25)$$

$$N_{\text{св}} = \frac{3124}{22} = 142 \text{ шт.}$$

По данным расчетов принимаем количество свечей = 142 шт.

Таблица 2.11.1 – Подъемные характеристики лебедки ЛБУ22-720(5х6) [6]

Скорость лебедки	Частота вращения подъемного вала, Мин ⁻¹	Скорость крюка, м/с	Нагрузка на крюке, кН
I	46	0,2 2	2250
II	97	0,4 1,75	1470
III	170	0,7 2,14	850
IV	360	1,5	380

Определяем количество свечей поднимаемых на n-ой скорости.

$$N_n = \frac{Q_n}{q_{\text{усл}}} \text{шт}, \quad (2.11.26)$$

Где: Q_n – нагрузка на крюке на n-ой скорости.

$$N_{IV} = \frac{380}{8,9} = 43,$$

$$N_{III} = \frac{850}{8,9} = 96,$$

$$N_{II} = \frac{1470}{8,9} = 165,$$

$$N_I = \frac{2250}{8,9} = 253.$$

2.12. Расчет гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе

При сооружении нефтяных скважин, давление бурового насоса, должно быть равным или больше давлению потерь на преодоление гидравлических сопротивлений и гидростатических сил в циркуляционной системе скважины при нагнетании жидкости с заданной подачей бурового раствора.

Определяем скорость течения в участках циркуляционной системы.

$$v_B = \frac{Q}{0,785(D_c^2 - d_{б.к.}^2)}, \quad (2.12.1)$$

где Q – расход промывочной жидкости, м³/с;

D_c – диаметр скважины, м;

$d_{б.к.}$ – диаметр бурильной колонны, м.

Рассчитываем скорость течения циркуляционной системы в кольцевом пространстве между скважиной и УБТ.

$$v_B = \frac{23,21 \times 10^{-3}}{0,785 \times (0,216^2 - 0,178^2)} = 1,98 \text{ м/с.}$$

Определяем скорость течения бурового раствора в кольцевом пространстве между скважиной и бурильными трубами.

$$v_B = \frac{23,21 \times 10^{-3}}{0,785 \times (0,216^2 - 0,127^2)} = 0,97 \text{ м/с.}$$

Определяем скорость течения раствора в бурильных трубах.

$$v_B = \frac{23,21 \times 10^{-3}}{0,785 \times 0,1086^2} = 2,5 \text{ м/с.}$$

Определяем скорость течения раствора в УБТ.

$$v_B = \frac{23,21 \times 10^{-3}}{0,785 \times 0,090^2} = 3,65 \text{ м/с.}$$

Определяем скорость течения раствора в кольцевом пространстве между обсадной колонной и бурильными трубами.

$$v_B = \frac{23,21 \times 10^{-3}}{0,785 \times (0,223^2 - 0,127^2)} = 0,88 \text{ м/с.}$$

Рассчитываем число Хедстрема по формуле:

$$He = \tau_0 \rho_{б.р.} d^2 / \eta^2, \quad (2.12.2)$$

где τ_0 – динамическое напряжение сдвига, 6 Па;

$\rho_{б.р.}$ – плотность бурового раствора, кг/м³;

d – внутренний диаметр рассматриваемой трубы, м;

η – коэффициент структурной вязкости, 12×10^{-3} Па.

Рассчитываем число Хедстрема в бурильных трубах.

$$He = 6 \times 1200 \times 0,1086^2 / (12 \times 10^{-3})^2 = 589698.$$

Рассчитываем число Хедстрема в УБТ.

$$He = 6 \times 1200 \times 0,090^2 / (12 \times 10^{-3})^2 = 405000.$$

Рассчитываем число Хедстрема для кольцевого пространства по формуле.

$$He = \tau_0 \rho_{б.р.} \times (D_B - d_H)^2 / \eta^2. \quad (2.12.3)$$

где D_B , d_H – наружный и внутренний диаметр рассматриваемых труб, м.

Рассчитываем число Хедстрема для кольцевого пространства между УБТ и обсадной колонной.

$$He = 6 \times 1200 \times (0,216 - 0,178)^2 / (12 \times 10^{-3})^2 = 72200.$$

В кольцевом пространстве между скважиной и бурильными трубами.

$$He = 6 \times 1200 \times (0,216 - 0,127)^2 / (12 \times 10^{-3})^2 = 396050.$$

В кольцевом пространстве между обсадной колонной и бурильными трубами.

$$He = 6 \times 1200 \times (0,2233 - 0,127)^2 / (12 \times 10^{-3})^2 = 463684.$$

Рассчитываем критическое число Рейнольдса для соответствующих участков .

$$Re_{б.т.} = 7.3 He^{0.58} + 2100, \quad (2.12.4)$$

$$Re_{кр} = 7.3 \times 589698^{0.58} + 2100 = 18329,$$

$$Re_{кр} = 7.3 \times 405000^{0.58} + 2100 = 15162,$$

$$Re_{кр} = 7.3 \times 72200^{0.58} + 2100 = 6900,$$

$$Re_{кр} = 7.3 \times 396050^{0.58} + 2100 = 14983,$$

$$Re_{кр} = 7.3 \times 463684^{0.58} + 2100 = 16217.$$

Определяем критическую скорость течения для всех участков циркуляционной системы.

$$v_{кр} = \eta Re_{кр} / \rho_{б.р.} d. \quad (2.12.5)$$

В кольцевом пространстве.

$$(v_{к})_{кр} = \frac{\eta (Re_{к})_{кр}}{\rho_{б.р.} (D_c - d_H)}, \quad (2.12.6)$$

$$v_{кр} = 12 \times 10^{-3} \times 18329 / (1200 \times 0,108) = 1,7 \text{ м/с},$$

$$v_{кр} = 12 \times 10^{-3} \times 15162 / (1200 \times 0,090) = 0,85 \text{ м/с},$$

$$v_{кр} = 12 \times 10^{-3} \times 6900 / (1200 \times (0,216 - 0,178)) = 1,82 \text{ м/с},$$

$$v_{кр} = 12 \times 10^{-3} \times 14983 / (1200 \times (0,216 - 0,127)) = 1,68 \text{ м/с},$$

$$v_{кр} = 12 \times 10^{-3} \times 14983 / (1200 \times (0,2233 - 0,127)) = 1,56 \text{ м/с}.$$

По данным расчетов мы видим что, в бурильной колонне, колонне УБТ, в колонне бурильных труб и колонне УБТ в открытом стволе протекает турбулентное течение бурового раствора. А в кольцевом пространстве между бурильными трубами и обсадной колонной режим течения бурового раствора ламинарный.

Рассчитываем гидравлические потери при турбулентном течении бурового раствора.

Рассчитываем коэффициент Рейнольдса для турбулентного течения жидкости.

$$Re_{кр} = v_B d \rho_{б.р.} / \eta, \quad (2.12.7)$$

Рассчитываем гидравлические потери при турбулентном течении.

$$\lambda_1 = \psi / Re^{0.25} \quad (2.12.8)$$

Где ψ – коэффициент Блазиуса, для труб круглого поперечного сечения, $\psi = 0,339$.

Гидравлические потери по формуле Дарси-Вейсбаха.

$$p_m = \lambda_1 \rho_{б.р.} \times \frac{l}{d_1} \times \frac{v_B^2}{2}. \quad (2.12.9)$$

Производим расчет гидравлических потерь для колонны бурильных труб.

$$Re_{кр} = 2,5 \times 0,108 \times 1200 / 12 \times 10^{-3} = 27000,$$

$$\lambda_1 = 0,3164 / 27000^{0.25} = 0,0247,$$

$$p_m = 0,0247 \times 1200 \times 3073 \times 2,5^2 / 2 \times 0,108 = 2,7 \text{ МПа}.$$

Производим расчет гидравлических потерь для колонны УБТ при турбулентном течении.

$$Re_{кр} = 3,65 \times 0,090 \times 1200 / 12 \times 10^{-3} = 32850,$$

$$\lambda_1 = 0,3164 / 32850^{0.25} = 0,024,$$

$$p_m = 0,024 \times 1200 \times 51 \times 3,65^2 / 2 \times 0,090 = 0,11 \text{ МПа}.$$

Производим расчет гидравлических потерь для кольцевого пространства между открытой скважиной и колонной УБТ.

$$Re_{кр} = 1,98 \times (0,216 - 0,178) \times 1200/12 \times 10^{-3} = 13662,$$

$$\lambda_1 = 0,3164/13662^{0,25} = 0,029,$$

$$p_m = 0,029 \times 1200 \times 51 \times 1,98^2/2 \times (0,216 - 0,178) = 0,05 \text{ МПа.}$$

Производим расчет гидравлических потерь для кольцевого пространства между открытой скважиной и колонной бурильных труб.

$$Re_{кр} = 0,97 \times (0,216 - 0,127) \times 1200/12 \times 10^{-3} = 8633,$$

$$\lambda_1 = 0,3164/8633^{0,25} = 0,033;$$

$$p_m = 0,033 \times 1200 \times 3073 \times 0,97^2/2 \times (0,216 - 0,127) = 0,64 \text{ МПа.}$$

Так как по данным расчетов в кольцевом пространстве между обсадной колонной и бурильными трубами течение жидкости является ламинарным, гидравлические потери в кольцевом пространстве определяем как.

Число Сен-Венана и Рейнольдса для кольцевого пространства.

$$Sen_k = \tau_0(D - d)/\eta v_k. \quad (2.12.10)$$

Гидравлические потери в кольцевом пространстве при ламинарном течении бурового раствора.

$$p_k = \frac{4\tau_0 l}{\beta_k(D-d)}. \quad (2.12.11)$$

Число Сен-Венана и Рейнольдса для кольцевого пространства.

$$Sen_k = 6 \times (0,2233 - 0,127)/12 \times 10^{-3} \times 1,56 = 30 \text{ МПа.}$$

Гидравлические потери в кольцевом пространстве при ламинарном течении бурового раствора.

$$p_k = \frac{4 \times 6 \times 3073}{0,74 \times (0,2233 - 0,127)} = 1,04 \text{ МПа.}$$

Определяем потери давления при течении раствора в бурильных замках по формуле Борда-Карно.

$$p_{б.з.} = \zeta_k \rho_{б.р.} i_{б.з.} \frac{v_k^2}{2}, \quad (2.12.12)$$

где $i_{б.з.}$ – количество муфт в бурильной колонне, шт.

Коэффициент местных сопротивлений сужения кольцевого пространства бурильных замков.

$$\zeta_{\text{к}} = 2 \left(\frac{D_{\text{с}}^2 - d_{\text{н}}^2}{D_{\text{с}}^2 - d_3^2} - 1 \right)^2, \quad (2.12.13)$$

где d_3 – диаметр муфты, м.

$$\zeta_{\text{к}} = 2 \times \left(\frac{0,216^2 - 0,127^2}{0,216^2 - 0,162^2} - 1 \right)^2 = 0,29,$$

$$p_{\text{б.з.}} = 0,29 \times 1200 \times 142 \times \frac{1,64^2}{2} = 0,06 \text{ МПа.}$$

Потери давления в элементах наземной обвязки.

$$p_{\text{ц.с.}} = \sum \alpha_i \rho_{\text{б.р.}} Q^2, \quad (2.12.14)$$

где α_i – коэффициент сопротивлений элемента циркуляционной системы, м^{-4} .

$$p_{\text{ц.с.}} = (3,4 + 1,2 + 0,43 + 1,8) \times 10^5 \times 1200 \times (23,21 \times 10^{-3})^2 = 0,44 \text{ МПа.}$$

Потери давления на всех участках циркуляционной системы, МПа.

$$p_{\Sigma} = \sum_i p, \quad (2.12.15)$$

$$p_{\Sigma} = 2,7 + 0,11 + 0,05 + 0,64 + 0,05 + 0,64 + 1,04 + 0,06 + 0,44 = 5,73 \text{ МПа.}$$

2.13. Расчет мощности двигателя, потребной для промывки скважины

Мощность, необходимая для привода бурового насоса вычисляется по формуле, кВт.

$$N_{\text{н}} = \frac{k_{\text{м}} Q_{\text{н}} P_{\text{н}}}{\eta_{\text{н}} \eta}, \quad (2.13.1)$$

где $k_{\text{м}}$ – коэффициент запаса мощности, $k_{\text{м}} = 1,15$;

$Q_{\text{н}}$ – количество подаваемого раствора в скважину (подача насоса), $\text{м}^3/\text{с}$;

$P_{\text{н}}$ – давление нагнетания, Па;

η – КПД передач от двигателя до насоса, 0,8;

$\eta_{\text{н}}$ – КПД насоса, 0,85.

$$N_{\text{н}} = \frac{1,15 \times 23,21 \times 10^{-3} \times 21700000}{0,8 \times 0,85} = 852 \text{ кВт.}$$

Руководствуясь проведенными выше расчетами, рекомендациями [5] и имеющимся на вооружение компаний оборудования, выбираем 2 насос типа НБТ-600-1 (рис. 2.13.1).

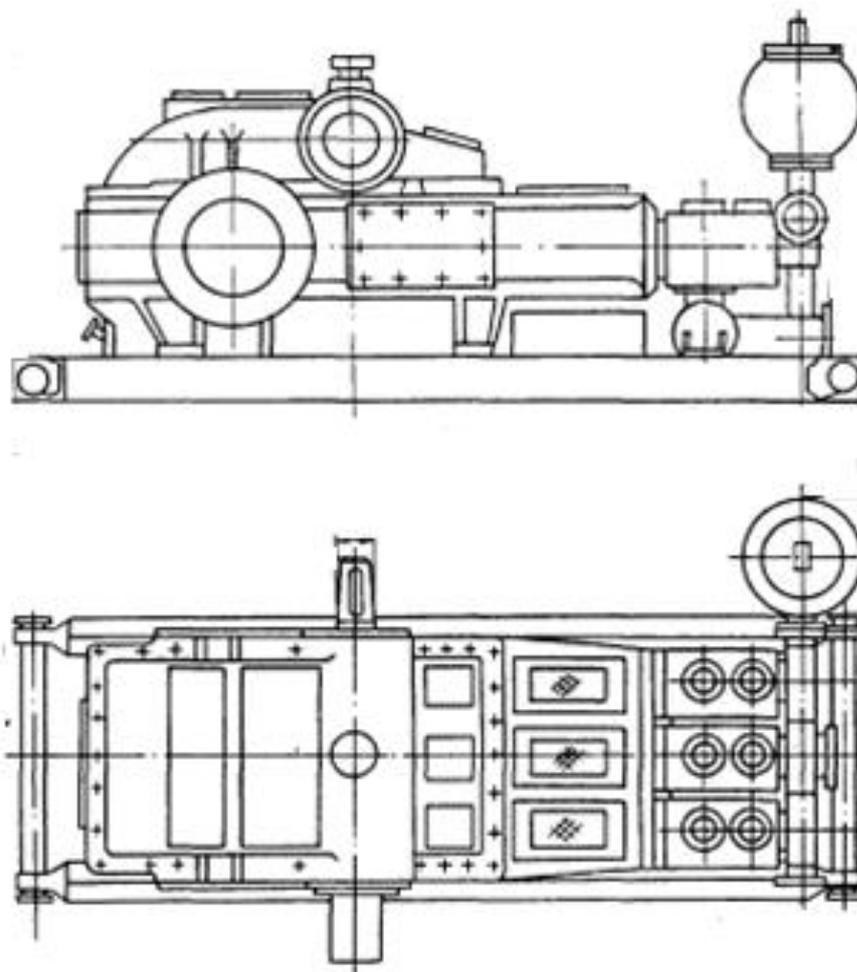


Рисунок 2.13.1 – Буровой насос НБТ-600-1

Буровой трехпоршневой насос одностороннего действия НБТ-600 предназначен для нагнетания промывочных буровых растворов в скважину при геологоразведочном и эксплуатационном бурении, возможно его применение для перекачки неагрессивных жидкостей и других технологических операций, требующих высокого давления. Оптимальные режимы бурения обеспечиваются установкой сменных цилиндрических втулок и поршней одного из типоразмеров и регулированием числа двойных ходов поршней насоса.

Таблица 2.13.1 – Техническая характеристика НБТ-600-1

Наименования	Значения
Мощность, кВт	600
Число цилиндров	3
Наибольшая идеальная подачи, л/с	45,5
Предельное давление, МПа	25
Число ходов поршней в минуту	145
Длина хода поршня, мм	250
Тип пневмокомпенсатора на входе и выходе	сферический, диафрагменный
Тип предохранительного клапана	гвоздевой или диафрагменный
Тип клиноременной передачи по ГОСТ 1284.1-80	Е(Д)
Диаметр шкива, мм	1120
Число ремней	16
Габариты, мм:	
длина	4560
ширина	1768
высота	2180
Масса, кг	14500

Таблица 2.13.2 – характеристика подачи насоса

Диаметр поршня, мм	Предельное давление на выходе из насоса, МПа (кгс/см ²)	Идеальная подача при номинальной частоте ходов поршня, л/с
180	11,2 (112)	45,57
170	12,6 (126)	40,55
160	14,2 (142)	35,80
150	16,1 (161)	31,34
140	18,6(186)	26,14
130	21,7 (217)	23,21
120	25,0 (250)	19,54

2.14. Проверочный расчет мощности буровой установки

Знание затрат мощности необходимо при выборе двигателя станка, определении состояния бурильной колонны, при оптимизации конструкции скважины и колонны бурильных труб, расчете допустимых режимных параметров.

Мощность на холостое вращение рассчитывается в зависимости большого числа факторов, таких как: режим бурения, интервала бурения, диаметра и конструкции скважины, вида бурового раствора и пород.

Определяем затрачиваемую мощность на холостое вращение бурильной колонны.

$$N_{\text{х.в.}} = 55,8 \times 10^{-4} \times k_1 k_2 k_3 \times (1 + 0,44 \cos \beta (0,9 + 20\delta)) k_4 q d n^{1,83} L^{0,75}, \quad (2.14.1)$$
$$N_{\text{х.в.}} = 55,8 \times 10^{-4} \times 1,3 \times 0,4 \times 1,5 \times (1 + 0,44 \cos 0 (0,9 + 20 \times 0,0465)) \times 1 \times 31,9 \times 1,2^{1,83} \times 3124^{0,75} = 61 \text{ кВт.}$$

При бурении с долотом рассчитываем мощность, затрачиваемую на забое по формуле, кВт.

$$N_{\text{заб}} = 10^{-3} \mu P_d n D \quad (2.14.2)$$
$$N_{\text{заб}} = 0,001 \times 0,4 \times 6477 \times 72 \times 0,215 = 40 \text{ кВт;}$$

где μ – коэффициент трения долота о породу;

P_d – осевая нагрузка на долото, кГс;

n – частота вращения долота, об/мин;

D – диаметр долота, мм.

Значение дополнительных затрат мощности на вращение буровой колонны определяем по формуле, кВт.

$$N_{\text{доп}} = 2,45 \times 10^{-3} \delta P n, \quad (2.14.3)$$
$$N_{\text{доп}} = 2,45 \times 10^{-3} \times 0,0465 \times 6477 \times 72 = 53 \text{ кВт}$$

Рассчитываем общую мощность на бурение, кВт.

$$N_{\text{б}} = N_{\text{х.в.}} + N_{\text{заб}} + N_{\text{доп}}, \quad (2.14.4)$$
$$N_{\text{б}} = 61 + 40 + 53 = 154 \text{ кВт.}$$

2.15. Выбор буровой установки

По данным расчетов и исходя из того, что глубина сооружаемой скважины составляет 3124 м, посредством роторного бурения и бурения винтовыми забойными двигателями, а сам процесс бурения будет производиться в условиях крайнего севера, выбираем буровую установку БУ-3000-ЭУК-1 (Рис. 2.15.1). Данная буровая установка способна обеспечить высокую скорость проходки при бурении, как роторным способом, так и при бурении винтовыми двигателями, а блочно-модульное исполнение обеспечивает достаточную мобильность, простоту и высокую скорость монтажно-демонтажных работ.

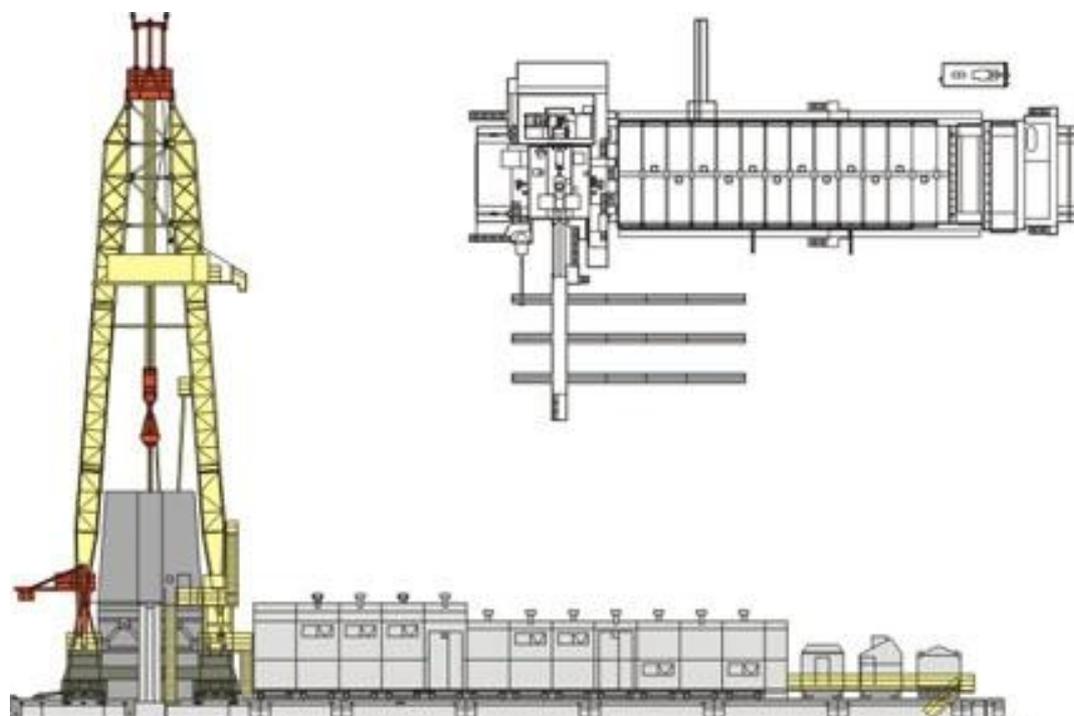


Рисунок 2.15.1 – Общий вид БУ-3000 УЭК-1

Буровые установки 3000-ЭУК-1 с тиристорным приводом основных механизмов, в блочно-модульном исполнении предназначены для бурения

нефтяных и газовых разведочно-эксплуатационных скважин турбинным и роторным способами в электрифицированных и не электрифицированных районах при температуре окружающего воздуха от минус 45°С до плюс 40°С.

Питание буровой установки 3000-ЭУК-1 осуществляется от промышленной электросети переменного тока напряжением 6000 В, частотой 50 Гц. Общая техническая характеристика указана в таблице 2.15.1.

Таблица 2.15.1 – Техническая характеристика БУ-3000-ЭУК-1

Допускаемая нагрузка на крюке, тс (кН)	225(2250)
Условная глубина бурения, м	3000
Максимальная глубина бурения, м	3300
Длина бурильной свечи, м	24
Наибольшая оснастка талевого системы	5х6
Диаметр талевого контакта с металлическим сердечником	28,32
Диаметр отверстия в стволе ротора Р-560, мм	560
Максимальная статическая нагрузка на ствол ротора, кН	320
Расчетная мощность привода ротора, кВт	160
Скорость подъема крюка без нагрузки, м/с	1,7
Тип привода:	электрический постоянного тока, индивидуальный, тиристорный от промышленных электросетей
Тип вышки	А – образная, секционная, трубчатая, с четырехгранным сечением ног, со встроенными маршевыми лестницами.
Циркуляционная система	
Общий полезный объем, м ³	150
Количество ступеней очистки	4

2.16. Выбор источника энергии

Буровая установка БУ–3000ЭУК–1 работает от промышленной сети с напряжением 6000В. Так же в комплекте бурового и вспомогательного оборудования имеется дизельная электростанция, на случай внештатных и

аварийных ситуаций. Наиболее часто на подобных объектах используют электростанцию АД200, как на (рис. 2.16.1).

Дизельные электростанции серии АД200 (АД-200) предназначены для получения трехфазного электрического тока напряжением 400 В. В качестве основных источников электроснабжения электростанции ДГУ-200 применяются для автономных объектов (удалённые населённые пункты, фермерские хозяйства, вахтовые посёлки, буровые установки и т.п.). На дизельэлектростанции установлена система управления электрогенератором предназначенная для запуска дизельного электрогенератора вручную. Дизельный агрегат с ручным запуском должен работать в постоянном присутствии оператора ДГУ.

В качестве резервных источников электроснабжения дизель-электростанции могут применяться на объектах, требующих повышенной надёжности энергообеспечения (школы, учреждения здравоохранения, банки, гостиницы, спортивные сооружения и т.п.). Автоматизированные установки ДГУ оборудованы автоматикой, запускающей генераторные установки при пропадании основного питания. Дизель-генераторные установки, оборудованные по 2-й степени автоматизации, могут работать без присутствия оператора.

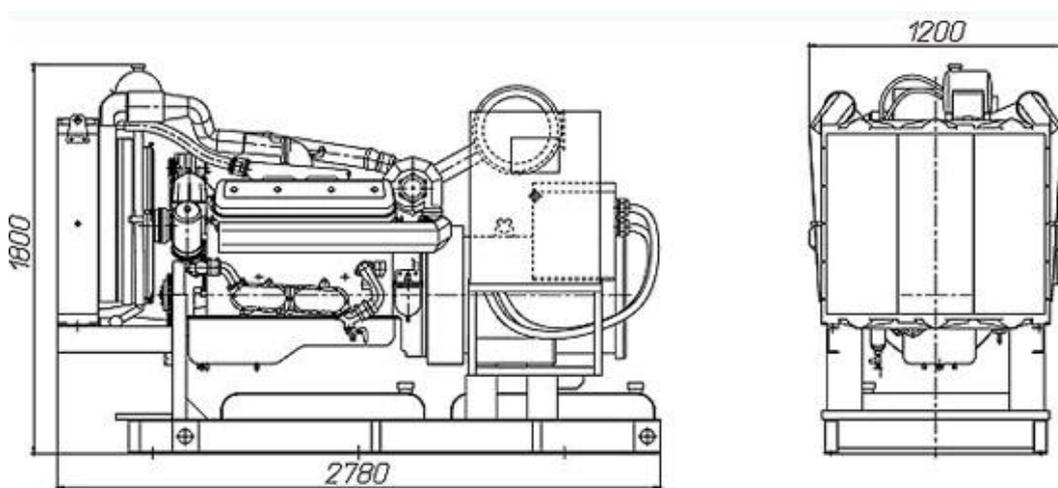


Рисунок 2.16.1 – общий вид ДЭС АД-200

Таблица 2.16.1 – Основные технические характеристики АД-200

Наименование параметра	Значение
Номинальная мощность (длительная), кВт/кВА	200/250
Максимальная часовая мощность, кВт/кВА	220/275
Род тока	переменный трехфазный
Номинальное напряжение, В	400
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный коэффициент мощности	0,8
Номинальный ток, А	360
Частота вращения вала двигателя, мин-1	1500
Заправочные емкости, л:	
Система топливопитания	400
Система охлаждения (радиатор и двигатель)	60
Система смазки	32
Расход топлива при 100 % нагрузки, л	55,7
Удельный расход масла, % от расхода топлива	0,2
Минимальная температура запуска без подогрева, °С	-10
Масса сухого электроагрегата, кг	2760
Ресурс до капитального ремонта, м.ч	10 000

2.17. Выбор и объем бурового раствора

При бурении нефтяных и газовых скважин буровой раствор имеет, важнейшую роль для безаварийной и оптимальной работы. Буровой раствор предназначен для:

- Выноса шлама с забоя через кольцевое пространство;
- Охлаждение породаразрушающего инструмента;
- Уменьшение трения и вибрации буровой колонны;
- Крепление стенок скважины;
- Препятствие поглощению бурового раствора;
- Создание гидростатического давления для предотвращения ГНВП.

Для расчета необходимого объема бурового раствора, рассчитаем объем скважины, м³.

$$V = \frac{\pi}{4} D^2 H, \quad (2.17.1)$$

где D – диаметр скважины, м;

H – длина скважины, м.

Рассчитаем объем скважины, определяя объем каждой ступени скважины, м^3 .

$$V_c = V_n + V_k + V_3, \quad (2.17.2)$$

где V_n – объем открытого ствола скважины под направления, м^3 ,

V_k – объем открытого ствола скважины под кондуктор, м^3 ,

V_3 – объем открытого ствола скважины под эксплуатационную колонну, м^3 .

Рассчитываем по формуле (2.17.1) объем открытого ствола скважины под направление, кондуктор и эксплуатационную колонну, м^3 .

$$V_n = 0,785 \times 0,394^2 \times 50 = 6 \text{ м}^3,$$

$$V_k = 0,785 \times 0,295^2 \times 1050 = 71,7 \text{ м}^3,$$

$$V_3 = 0,785 \times 0,216^2 \times 3124 = 114,4 \text{ м}^3.$$

$$V_c = 6 + 71,7 + 114,4 = 192,1 \text{ м}^3.$$

Таблица 2.17.1 – Объем скважины

Наименование интервала	Объем, м^3
Направление	6 м^3
Кондуктор	71,7 м^3
Эксплуатационная	114,4 м^3
Суммарный объем	192,1 м^3

Рассчитываем объем бурового раствора, м^3 .

$$V_{б.р.} = V_1 + V_2 + V_3 + K_3 V_c, \quad (2.17.3)$$

где V_1 – объем приемных емкостей бурового насоса, $V_1 = 40 \text{ м}^3$;

V_2 – объем циркуляционной желобной системы, $V_2 = 7 \text{ м}^3$;

V_3 – требуемый объем бурового раствора, необходимый для механического бурения, м^3 ;

K_3 – коэффициент запаса, бурового раствора;

V_c – объем скважины, м³.

Требуемый объем бурового раствора, необходимый для механического бурения, м³;

$$V_3 = n_1 L_1 + n_2 L_2 + n_3 L_3 \text{ м}^3, \quad (2.17.4)$$

где n_1, n_2, n_3 – нормы расхода бурового раствора на 1 м проходки, м в зависимости от вида обсадной колонны, под которую ведется бурение, приводится в таблице 2.17.2;

L_1, L_2, L_3 – длина интервала одного диаметра, м;

Таблица 2.17.2 – нормы расхода бурового раствора

Направление	2,76
Кондуктор	2,53
Эксплуатационная	0,32

Рассчитываем объем бурового раствора, необходимый для механического бурения, по формуле (2.17.4), м³.

$$V_3 = (2,76 \times 50) + (2,53 \times 1050) + (0,32 \times 3124) = 3794,2 \text{ м}^3,$$

$$V_{б.р.} = 40 + 7 + 3794 + (2 \times 192,1) = 4225,2 \text{ м}^3.$$

2.17.1. Тип и параметр бурового раствора

Таблица 2.17.3 – Параметры бурового раствора

Тип бурового раствора	Интервал, м		Плотность г/см ³	Условная вязкость, с	Водоотдача, см ³ /30мин	СНС, даПа через	
	от	до				1 мин	10 мин
1	2	3	4	5	6	7	8
Полимерглинистый	0	50	1,18-1,2	40-50	6-8	20-30	60-70
Полимерглинистый	50	1050	1,18-1,2	40-50	6-8	20-30	60-70
Биополимерный	1050	3124	1,05-1,1	23-35	5-6	20-30	45-55
Биополимерный	отбор керна		1,05	23-35	5-6	20-30	45-55

Продолжение таблицы 2.17.1

Корка, мм	Реологическая характеристика		рН	Содержание твердой фазы (песка), %
	Вязкость даПа*с	Дин-ое напряжение сдвига, даПА		
9	10	11	12	13
1	15-20	40-60	8-9	1,5
1	15-20	40-60	8-9	1,5
0,5-1	10-15	30-50	8-9	1
0,5-1	10-15	30-50	8-9	1

Таблица 2.17.4 – компонентный состав бурового раствора

Интервал бурения, м		Тип бурового раствора	Плотность раствора, кг/м ³	Наименование химреагентов и материалов	Плотность компонентов, кг/м ³	Содержание компонентов в растворе, кг/м ³
от	до					
1	2	3	4	5	6	7
0	50	полимерглинистый	1,18-1,2	Вода Бентонит Флопан НТФ	1,0 2,5	887,5 75,0 0,63 0,32
50	1050	Полимерглинистый	1,18-1,2	Вода Бентонит Флопан Поли-Кем-Ди НТФ Сода кальцинированная Либриол	1,0 2,5 2,5	887,5 75,0 4,38 2,5 0,63 1,25 11,57
1050	3124	Биополимерный	1,05-1,1	Вода Флопан Поли-Кем-Ди Кем-Пас НТФ Сода кальцинированная Сода каустическая Лубриол Флоксан 200 Биосайд 300	1,00	887,5 10,0 8,75 6,25 1,25 1,25 2,5 75,0 6,25 1,25
Отбор керна		Биополимерный	1,05	Вода Флопан Поли-Кем-Ди Кем-Пас НТФ Сода кальцинированная Сода каустическая	1,00	887,5 10,0 8,75 6,25 1,25 1,25 2,5 75,0

			Лубриол Флоксан 200 Биосайд 300		6,25 1,25
--	--	--	---------------------------------------	--	--------------

Очистку бурового раствора производим с помощью нескольких этапов очистки, в которые входит: вибросито, гидроциклоны (песко и илоотделители), центрифуга и дегазация.

Таблица 2.17.5 – Оборудование для приготовления и очистки бурового раствора

Наименование	Типоразмер или шифр
Циркуляционная система	ЦС3-3000 ЭУК
Смесительная воронка	175 SE
Вибросито	Мангуст РТ
Сито-гидроциклонная установка	Пескоотделитель 212 Илоотделитель 6Т4
Центрифуга с подающим насосом	Центрифуга 518
Дегазатор	Каскад-40

2.18. Разработка мероприятий по предупреждению аварий при бурении скважин

При сооружении нефтяной скважины возникает множество аварий, по геологическим или техническим причинам.

Самые распространенные аварии при бурении это: прихваты бурильной колонны, обрывы бурильной колонны, прижег инструмента на забое, а также оставление металла на забое. Каждый вид этой аварии может поставить брак на скважине.

Самый эффективный способ по ликвидации аварий при сооружении скважины, это соблюдение оптимальных технологических и технических норм при выполнении работ.

Для предупреждения обрывов бурильной колонны, соблюдаем расчетный предел крутящего момента, при прихватах бурильной колонны не превышаем натяжение лебедки свыше предела напряжения растяжения бурильных труб и их соединений. Перед спуском бурильных колонн, производим шаблонирование, дефектоскопию и отбраковку поврежденных резьбовых соединений.

Для предупреждения прихватов бурильной колонны производим наблюдение за поглощением промывочной жидкости, во избежание дифференциального прихвата бурильной колонны. Также производим замеры реологических свойств бурового раствора, для продуктивного выноса шлама из скважины и образование глинистой корки на стенках скважины. При вспомогательных операциях не оставляем снаряд на забое или не прекращаем циркуляцию бурового раствора в скважине.

Прижег инструмента может загубить скважину и данную аварию не всегда возможно ликвидировать. Чтобы предупредить данную аварию необходимо следить за количеством подачи бурового раствора, за герметизацией буровой колонны и циркуляцией бурового раствора в скважине (наблюдение за манометром и расходомером нагнетательной системы).

2.18.1. Ликвидация аварий

Для ликвидации аварий применяют технические и технологические мероприятия. К таким методам можно отнести:

1. При подъеме инструмента и фиксируя увеличение веса на крюке, можно сделать вывод, что в скважине произошел прихват. В данной ситуации не прекращая циркуляцию производим расхаживание буровой колонны.

2. При неэффективности расхаживания производим установку кислотных и нефтяных ванн. При нефтяной ванне в раствор добавляем 1.5% сульфанола, для эффективности.

3. Производим проворачивание буровой колонны с максимальным крутящим моментом, перед этим производим взрыв шнуровой торпеды для страгивания снаряда (встряхивания колонны).

4. Производим отворот труб левым вращением.

Перед ликвидацией обрыва бурильной колонны, сперва определяем вид обрыва бурильной колонны. Для этого необходимо произвести спуск печати, которая позволит определить вид обрыва. После определения вида и глубины обрыва выбираем ловильный инструмент.

Основной вид аварийного инструмента для предотвращения обрыва бурильной колонны:

1. Колокола;
2. Метчики;
3. Воронка;
4. Труболовки внутреннего захвата;
5. Овершоты.

Колокола (рис 2.18.1) представляют собой резьбонарезной инструмент трубчатой конструкции, предназначенный для нарезания новой или исправления имеющейся наружной резьбы на поверхности труб. Колокола выпускаются двух основных типов: «К» предназначен для соединения с верхним торцом аварийной трубы; «КС» (колокола сквозные) предназначен для нарезания наружной резьбы и соединения с ближайшим от торца утолщением (муфтой, замком и т.п.).

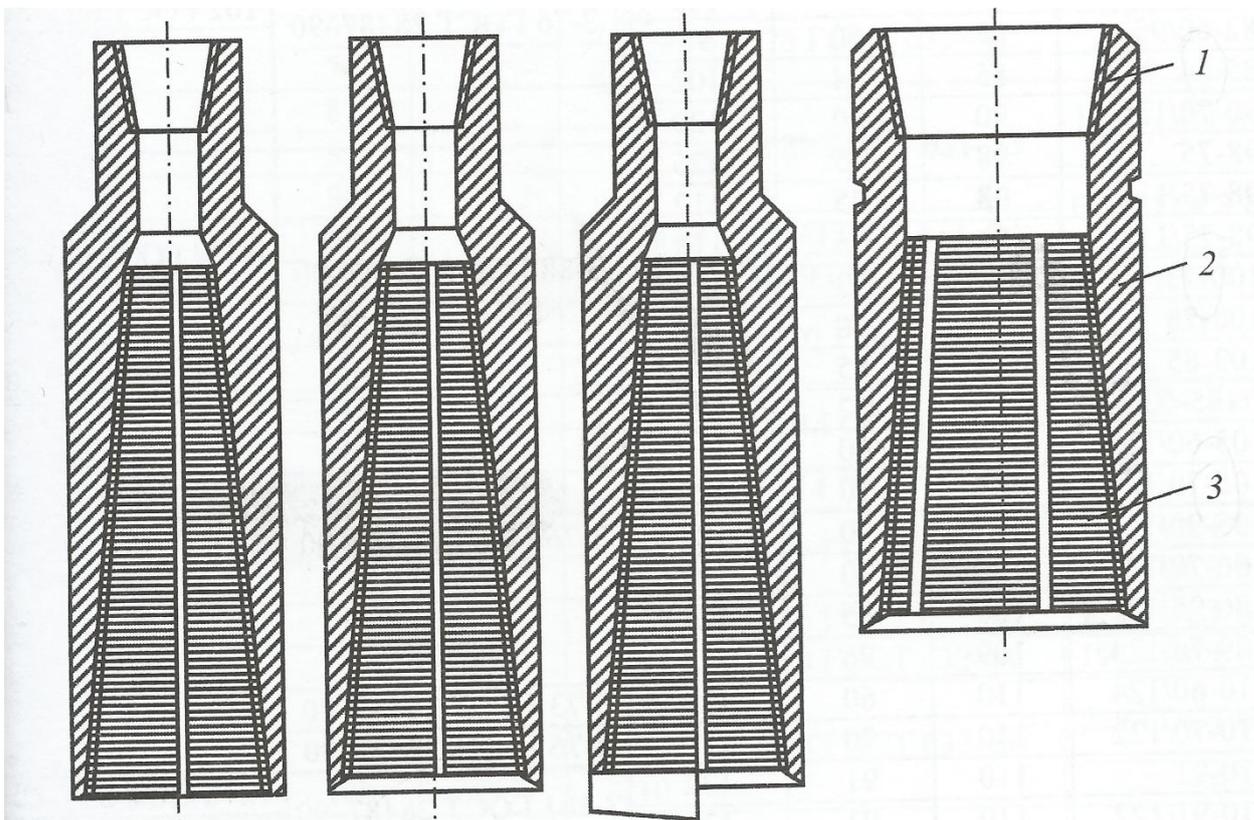


Рисунок 2.18.1 – Колокола типов К и КС: 1 – соединительная резьба; 2 – корпус; 3 – резьбонарезная поверхность.

Метчики (рис 2.18.2) представляют собой резьбонарезной инструмент для нарезания внутренней резьбы в утолщенной части труб и соединительных элементах, например в замках или исправления имеющейся, но нарушенной резьбы в муфтовых частях.

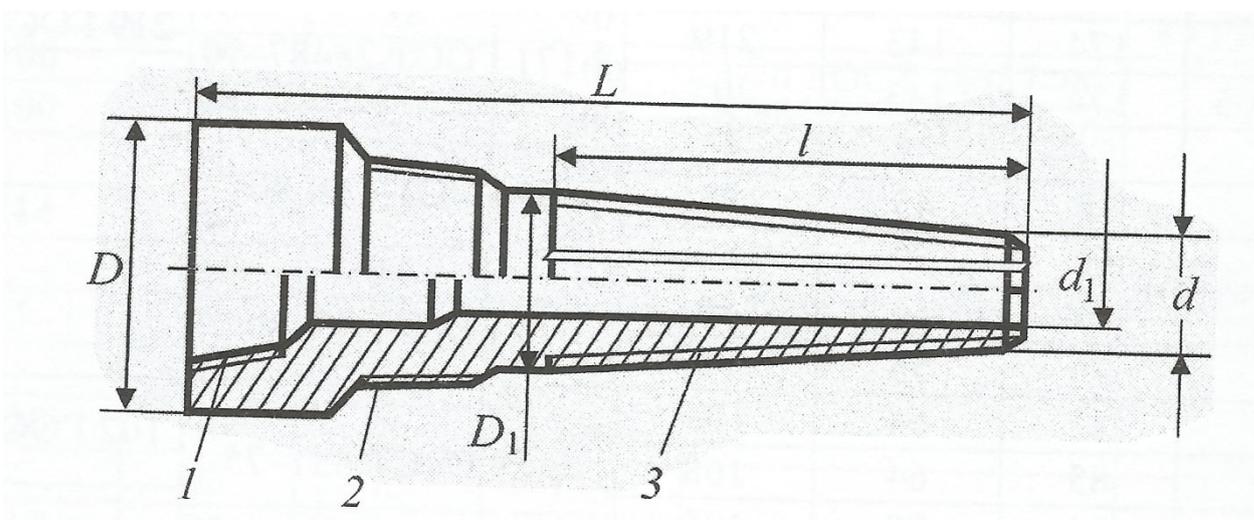


Рисунок 2.18.2 – Метчик универсальный типа МБУ, МЭУ: 1 – резьба А; 2 – резьба Б; 3 – резьба В (ловильная).

Труболовки внутреннего захвата предназначены для извлечения из скважины бурильных труб. Труболовки внутреннего захвата выпускаются трех типов: ТВ – неосвобождающиеся (рис. 2.18.3), ТВМ 1 – освобождающиеся (рис. 2.18.4), ТВР – распорного типа (рис. 2.18.4).

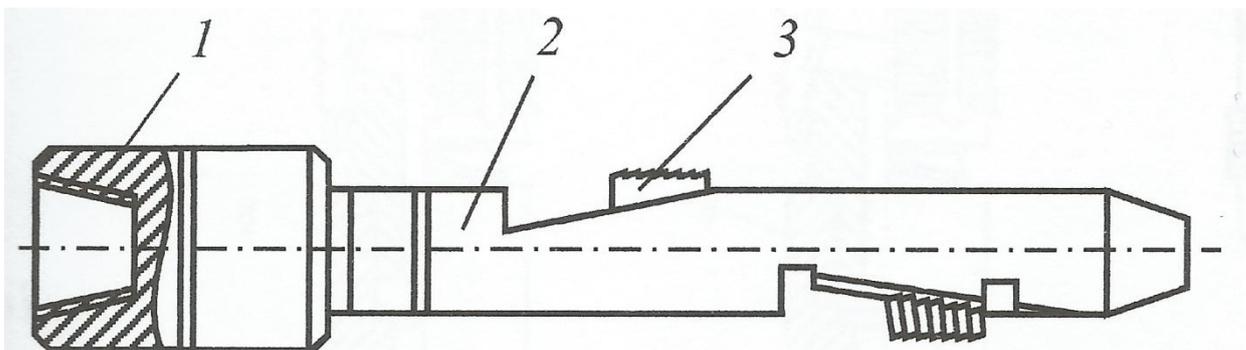


Рисунок 2.18.3 – Труболовка внутреннего захвата типа ТВ неосвобождающаяся: 1 – переводник; 2 – корпус-стержень; 3 – захватывающие плашки.

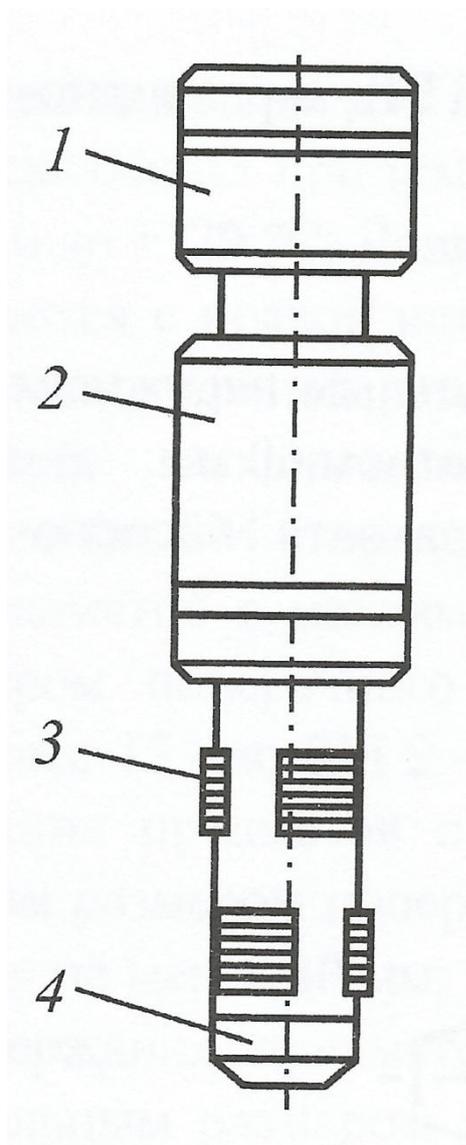


Рисунок 2.18.4 – Труболовка внутреннего захвата типа ТВМ 1 освобождающаяся: 1 – переводник; 2 – корпус-стержень; 3 – захватывающие плашки; 4 – направляющий башмак.

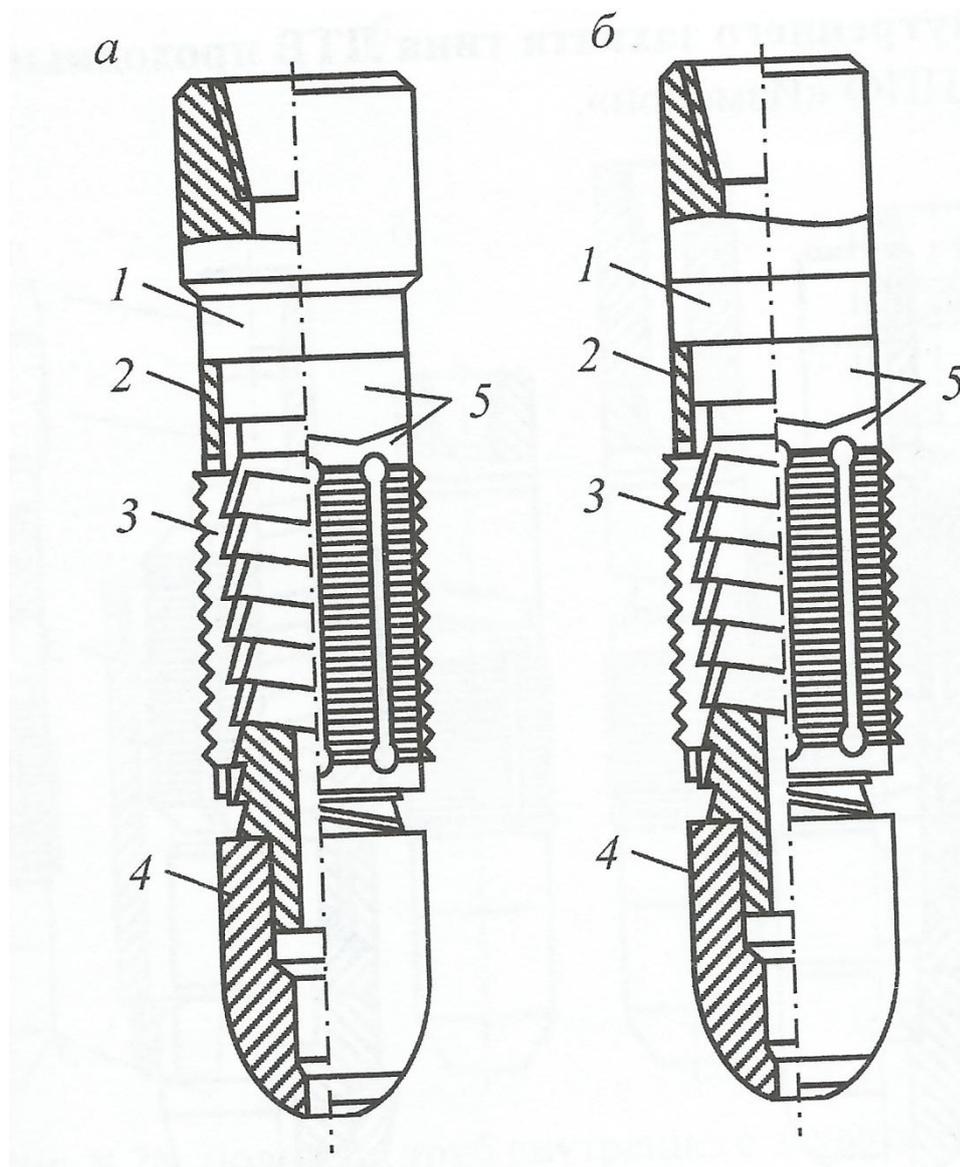


Рисунок 2.18.5 – Труболовка внутреннего захвата типа ТВР распорная: а) с муфтовой частью; б) гладкая; 1 – корпус; 2 – расцепное кольцо; 3 – ловильная втулка; 4 – направляющий наконечник; 5 кулачок.

2.19. Монтаж и демонтаж буровой установки

Демонтаж бурового оборудования осуществляется после полного проведения буровых работ. Монтаж производится после перевозки бурового оборудования на подготовленную площадку. Предусматривается расчистка площадок под буровые работы. Для перевозки буровой установки между проектными скважинами на профилях и между профилями, а также проезда технологического транспорта производится строительство грунтовых дорог.

Работы проводятся бульдозерами, экскаваторами, и самосвалами подразделения «Рус империал групп».

Перевозка буровой установки осуществляется транспортировкой отдельных блоков буровой установки, и отдельной транспортировкой основного бурового оборудования на специализированных большегрузных платформах, силами бригад. Подвод электроэнергии осуществляется путем протягивания промышленных электросетей к щитку буровой установки. Расстановка вспомогательного бурового оборудования осуществляется в непосредственной близости с буровой установкой (ДЭС, ВШН и т.д).

Основные мероприятия по оснащению отопления, освещения, устройства грозозащиты, заземления и расположения и состава противопожарного инвентаря производится вышкомонтажными и пусконаладочными бригадами, а также другими специализированными подразделениями.

2.20. Механизация спускоподъемных операций

Спуско-подъёмные операции (СПО) при бурении решающим образом влияют на производительность буровых работ. При ручной сборке и разборке бурильной колонны эти операции весьма длительны, трудоёмки и опасны.

СПО бурильных труб осуществляется с помощью главной лебедки. Скорость подъема бурильных труб плавнорегулируемая в диапазоне от 0 до 44 м/мин. Длина свечи 22 метра. Закручивание и откручивание труб осуществляется ключами типа АКБ, УМК и ГКШ и трубодержателем (клинья). В качестве замкового механизма выступает элеватор типа КМ.

2.21. Использование буровой контрольно-измерительной аппаратуры (БКИА)

Прогресс и высокие показатели при сооружении скважин во многом зависят от оперативного контроля за процессом бурения с помощью контрольно-измерительной аппаратуры.

Буровая установка оснащена панелью управления, на которой отображаются все параметры бурения, а также осуществляется управление всеми узлами буровой установки.

Панель управления включает в себя следующие элементы:

- уровень ПЖ в рабочих емкостях\промежуточных;
- индикатор веса БК;
- индикатор нагрузки на долото;
- индикатор давления насоса;
- индикатор расхода ПЖ на выходе с манифольда и на входе с желоба;
- индикатор количества свечей, спущенных в скважину;
- индикатор частоты вращения;
- индикатор вращающего момента ротора;
- индикатор скорости подъема элеватора.

Управление буровым оборудованием осуществляется:

- пультом управления буровой лебедки;
- пультом управления вспомогательной лебедки;
- пультом управления АКБ;
- пультом управления клиньев;
- пультом управления ВШН.

3. ПОВЫШЕНИЕ ВЫХОДА КЕРНА ПРИ БУРЕНИИ НЕУСТОЙЧИВЫХ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД

При отборе керна в неустойчивых осадочных породах возникают такие проблемы как, недостаточный выход керна, к которым приводят физико-механические свойства осадочных пород коллектора. Для достаточного изучения пород коллекторов пласта выход керна должен составлять минимум 60%. Но зачастую по несвязным осадочным породам, как мелкозернистые пески, слабосцементированный песчаник и т.д. выход керна не достаточен. К этому приводят нарушение технологии или технического режима сооружения скважины.

Для повышения выхода керна в неустойчивых осадочных породах следует подойти комплексно. Это значит, что все аспекты нужно разделить на разделы, такие как: рациональные и рекомендуемые режимы бурения, рациональный выбор керноотборников и буровых головок, рассмотрение специальной конструкции низа буровой колонны.

Так же необходимо рассмотреть виды нагрузок действующих на керноотборник, которые затрудняют кернообразование, рассмотреть причины их возникновения и способы их минимизации.

3.1. Рациональные режимы бурения для отбора керна

Рациональные режимы бурения для отбора керна важнейший параметр, с помощью которого мы можем контролировать и регулировать процесс отбора керна и функционально использовать оборудование.

В неустойчивых породах важную роль играет плотность бурового раствора и его реологические свойства (водоотдача и вязкость), а также объем подаваемого бурового раствора на забой для очистки забоя и охлаждения породоразрушающего инструмента. По рекомендациям компании Schlumberger, для обеспечения максимального выноса керна расход бурового раствора плотностью 1,1 – 1,3 г/см³ должен быть в пределах 15 – 20 л/с, плотностью 1,3 г/см³ – от 10 до 15 л/с.

Повышение вязкости и уменьшение водоотдачи способствует повышению выноса керна. Так из опытных данных видно что, повышение вязкости бурового раствора с 35 до 90 с по СВП-5 позволяет увеличить вынос керна неустойчивых пород на 15-20 %.

Кроме подачи бурового раствора на выход керна в малосвязных породах влияет рациональная осевая нагрузка на керноотборник. С увеличением нагрузки на долото процент выноса керна как при роторном, так и при турбинном способе бурения долотами различных диаметров вначале возрастает, а затем имеет тенденцию к снижению. Уменьшение процента выноса керна при превышении предельной нагрузки объясняется продольным изгибом колонкового снаряда и работой забойного двигателя в режиме, характеризующимся вибрациями.

Из рассмотрения действия осевой нагрузки на инструмент можно сделать вывод что, рациональная осевая нагрузка в начальных интервалах керноотбора должна превышать рассчитанную на 15%, к середине заполнения керноотборного снаряда осевая нагрузка должна достигнуть рассчитанных пределов нагрузки на долото. Далее необходимо уменьшать осевую нагрузку во избежание продольных и поперечных колебаний керноотборного снаряда на 15-20 % от рассчитанной.

Частота вращения в интервалах отбора керна должна быть приближена к расчетным. При увеличении осевой нагрузки на инструмент, частота вращения должна быть пропорционально уменьшена осевой нагрузке, во избежание вибраций, продольных и поперечных колебаний керноотборника.

3.2. Керноотборные устройства

Наиболее эффективными керноотборниками в малосвязных, неустойчивых осадочных породах, являются комплексы – «Силур» и «Риф», по рекомендации [Юртаев С.Л./ справочник бурового мастера].

Данные керноотборники обеспечивают наибольший отбор керна за счет своей конструкции, которая позволяет максимально уменьшить влияние бурового раствора на керн.

Общий вид керноприемного устройства представлен на (Рис 3.1.) который состоит из корпуса 3 и керноприемника 4. Керноприемник вверху подвешен на регулировочной головке 1 и оснащен узлом подшипников 2, предотвращающим его вращение, а внизу оснащен кернорвателем Р26 (Рис. 3.2.).

Кернорватель типа Р26 имеет вращающуюся быстроразъемную обойму с рычажками, почти полностью перекрывающими керноприемную полость после отрыва керна. Такое конструктивное исполнение позволяет сохранять при подъеме керн, получаемый при бурении даже весьма размываемых промывочной жидкостью и сыпучих пород.

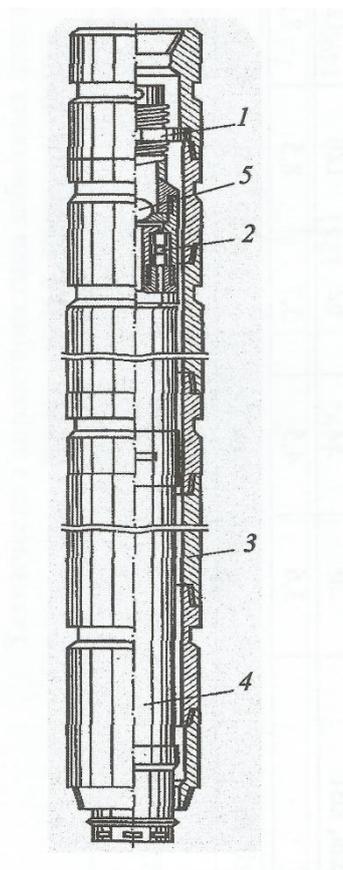


Рисунок 3.1. – Керноприемное устройство серии К

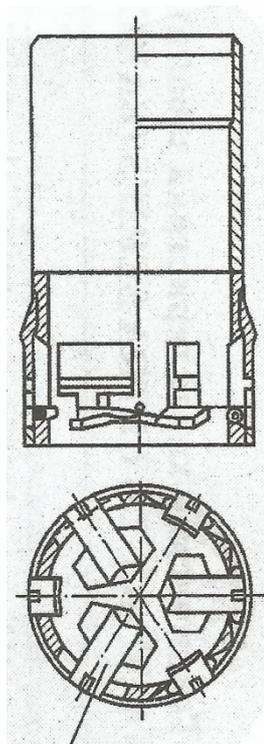


Рисунок 3.2. – kernорватель

Отечественной промышленностью разработан керноприемник для отбора керна в колеторах с репрессией, в рифовых отложениях и пlyingунах, диаметром 57 мм (рисунок 3.3.) «Структура». Данный комплекс позволяет отобрать керн, без воздействия на него бурового раствора, и динамических нагрузок через колонковую трубу, способом гидравлического вдавливания.

Устройство «Структура» УКС-178/60-80 состоит из корпуса и сменных съемных грунтоносок: гидравлического поршневого пробоотборника (ГПП) и керноприемника для роторного бурения. В состав ГПП входят полированный шток 4 и подвижная часть, включающая в себя пробоотборную трубу 2, к верхнему концу которой присоединен силовой поршень 5, а к нижнему – породоразрушающий наконечник и kernорватель. Для удобства извлечения и обработки керна, а также снижения коэффициента трения (сопротивления движению керна в трубе) внутри трубы 2 размещается пластиковый вкладыш. Подвижная часть ГПП крепится на штоке срезными штифтами 6.

Собранный ГПП сбрасывается в бурильные трубы. Дойдя до низа бурильной колонны, ГПП размещается в корпусе 3 – толстостенной трубе с

полированной внутренней поверхностью, верхний конец которой присоединен к бурильной колонне 7, а к нижнему концу крепится бурильная головка 1. При этом силовой поршень 5 перекрывает все кольцевое пространство между внутренней поверхностью корпуса и штоком. После посадки ГПП в корпусе включают буровые насосы и начинают закачивать воду в бурильную колонну. При достижении над поршнем давления, соответствующего усилию среза штифтов, они разрушаются и пробоотборная труба под действием давления над поршнем с высокой скоростью начинает перемещаться вниз и внедряется в породу. После извлечения ГПП на тресе интервал, из которого отобран керн, разбуривается вращением бурильной колонны или просто размывается. В случае необходимости можно продолжить отбор керна, начиная с той отметки, до которой отобран керн в предыдущем рейсе с использованием ГПП или съемного кернаприемника для роторного способа бурения.

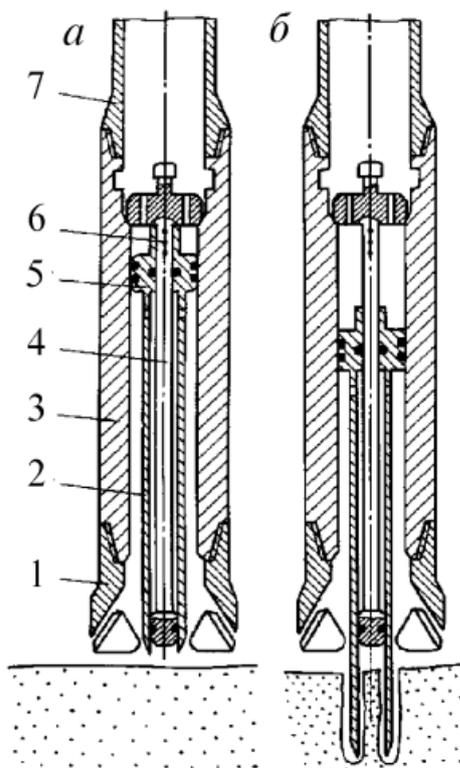


Рисунок 3.3. – схема гидравлического поршневого кернаотборника в сборе (а) и в работе (б).

Для извлечения высокоинформативной керновой пробы из малосвязных пород в «Тюменбургаз» создан изолирующий керноотборник КИТБГ. При создании керноотборного устройства использовался положительный опыт работы изолирующих керноотборных снарядов (КИ) и практический опыт скважинных испытаний аналогичных устройств со способностью формирования защитной пленки на поверхности керна, проведенных в филиале «Тюменбургаз».

Технические решения, реализованные в конструкции керноотборного снаряда, повышают эксплуатационные возможности, степень выноса керновой пробы и надежность работы. При этом обеспечивается необходимый объем полости для герметизирующего состава в зависимости от секционности (длины снаряда) без изменения конструкции, размеров и массы гидравлической камеры. Кроме этого, конструкция устройства позволяет без разборки перезаряжать запорно-распределительную систему и заправлять керноотборник изолирующими составами для проведения следующего рейса в скважину, что упрощает эксплуатационное обслуживание снаряда.

Разработанный керноотборный снаряд КИТБГ максимально унифицирован по узлам и деталям, применяемым в серийных изолирующих керноотборниках. Для реализации основных требований к изолирующим керноотборным снарядам и выполнения специальных задач по получению высокоинформативной керновой пробы снаряд оснащается разработанной запорно-распределительной системой.

Конструкция керноотборного снаряда приведена на (рисунок 3.4.). Снаряд состоит из корпуса 1, кожуха 2 и жестко соединенного с ними узла подвески 3, к которой посредством подшипников присоединен керноприемник 4.

В нижней части керноприемника 4 размещены узел кернорвателей 5, а во внутренней полости — поршень-разделитель 6 и втулка 7 с радиальными отверстиями, которые являются составной частью

запорнораспределитель-ной системы. При этом втулка 7 закреплена в керноприемнике 4 посредством замка 8. Во втулке 7 установлен шток 9 с уплотняющим элементом 10 в верхней части и фиксатором 11. Шток 9 имеет осевой канал, радиальные отверстия и радиальную канавку на внешней поверхности для размещения запорных элементов замка 8.

Изолирующий состав размещен в сообщающихся полостях кожуха и керноприемника над поршнем разделителем 6, а второй состав (консервирующий или герметизирующий) — в гидравлической камере, образованной разделителем 6, штоком 9 и корпусом керноприемника 4. Введение конструкции гидравлической камеры с двумя степенями свободы движения в керно-приемной трубе позволяет снизить динамические нагрузки на выбуриваемый керн при прохождении пропластков разной литологии и тем самым повысить степень выноса керна.

На штоке 9 установлена манжета 12, контактирующая с внутренней поверхностью кожуха 2, и выполнена кольцевая проточка 13 на наружной поверхности для размещения манжеты после ее перемещения относительно штока.

Уплотняющий элемент 10 верхней части штока контактирует с внутренней поверхностью керноприемника, что предотвращает смешивание составов между собой. Для ослабления вибрации между керноприемником 4 и кожухом 2 установлены антивибрационные радиальные опоры 14.

Работа керноотборного снаряда схематично показана на рис. 2. Перед спуском в скважину производится подготовка снаряда, заключающаяся в сборке, заполнении полостей А и Б кожуха 1 и керноприемника 2 изолирующим составом, а полости В керноприемника — герметизирующим составом.

В исходном положении (рис. 3.6. а) снаряд на колонне труб спускают в скважину. По мере спуска снаряда к забою давление в полостях А и Б кожуха 1 и керноприемника 2 выравнивается с за-трубным за счет

незначительного перемещения вверх штока 3. Бурильная колонна в процессе спуска заполняется

буровым раствором через отверстия в бурильной головке 4, кольцевую полость между кожухом 1 и корпусом 5 и циркуляционные отверстия 6 узла подвески 7.

Бурение с отбором керна производят, включив вращение снаряда, с промывкой скважины буровым раствором, нагнетаемым по колонне труб через циркуляционные отверстия 6, кольцевую полость корпуса 5 и отверстия бурильной головки 4, с последующей передачей осевой нагрузки на бурильную головку 4. Одновременно осевая нагрузка передается на шток 3, вследствие чего в замкнутом пространстве внутри кожуха 1 повышается давление, которое выдавливает манжету 8 при ее перемещении относительно штока 3 в кольцевую проточку 9. После этого шток 3 свободно перемещается вверх, вытесняя изолирующую жидкость из полости Б керноприемника 2 к забою через отверстия 10 и полость А кожуха 1. Изолирующая жидкость, проходя через зазор между центральным отверстием бурильной головки 4 и штоком 3 к забою, предотвращает контакт бурового раствора с обуриваемым керном.

По мере бурения керн поступает в полость керноприемника 2 (рис. 3.5. б), перемещая шток 3 до момента, когда керн входит в уплотнение 11. После этого шаровые запорные элементы 12 замка втулки 13 совместятся с радиальной канавкой 14 штока 3, а радиальные отверстия 15 втулки 13 совместятся с радиальными отверстиями 16 штока 3. И тогда шток 3 продолжает двигаться в керноприемнике 2, но уже совместно с втулкой 13. При этом герметизирующий состав из полости В по мере проходки перемещается через осевой канал 17 штока 3 и радиальные отверстия 15 и 16 в зазор между керном и керноприемником 2.

Керн, поступающий в полость керноприемника 2 выше уплотнения 11, по (рис. 3.5.). Схема работы керноотборного снаряда: а) керноотборный снаряд в исходном положении перед началом бурения; б) керноотборный

снаряд в процессе бурения с отбором керна в момент открытия замка; в) керноотборный снаряд в конце бурения с отбором керна

крывается герметизирующим составом, что позволяет сохранить горное давление на керн и исследовать его естественные свойства.

По окончании рейса проходки с отбором керна производят отделение керна от забоя узлом кернорвателей 18. После этого снаряд поднимается на поверхность.

После подъема керноприемник 2 с узлом подвески 7 отделяют от корпуса 5, извлекают из него керн или отправляют его на исследование в составе керноприемника 2 в случае применения отверждаемых герметизирующих составов.

Экспериментальный образец изолирующего керноотборника КИТБГ был изготовлен под авторским контролем в филиале «Тюменбургаз» буровой компании ОАО «Газпром».

Успешность первых испытаний керноотборника в скважинах П-150 Тоях-ской площади, П-187 Ямбургского НГКМ подтвердили правильность выбранного способа отбора изолированного керна и технических решений для его реализации.

При испытании был получен 100%-ный вынос керна с длиной керно-вых столбиков, соответственно 10 и 5 м, покрытых по всей длине защитным слоем консервирующего состава. Породы в интервале отбора керна представлены песчаником средней прочности с прослойками алевролитов и аргиллитов.

Таким образом, предлагаемый керноотборный снаряд при относительной простоте конструкции позволяет одновременно применять различные изолирующие герметизирующие составы, обеспечивающие сохранность естественных свойств керновой пробы, расширить эксплуатационные возможности снаряда и повысить эффективность бурения с отбором керна. Использование керноотборника не требует изменения технологии бурения и не влияет на скорость проходки.

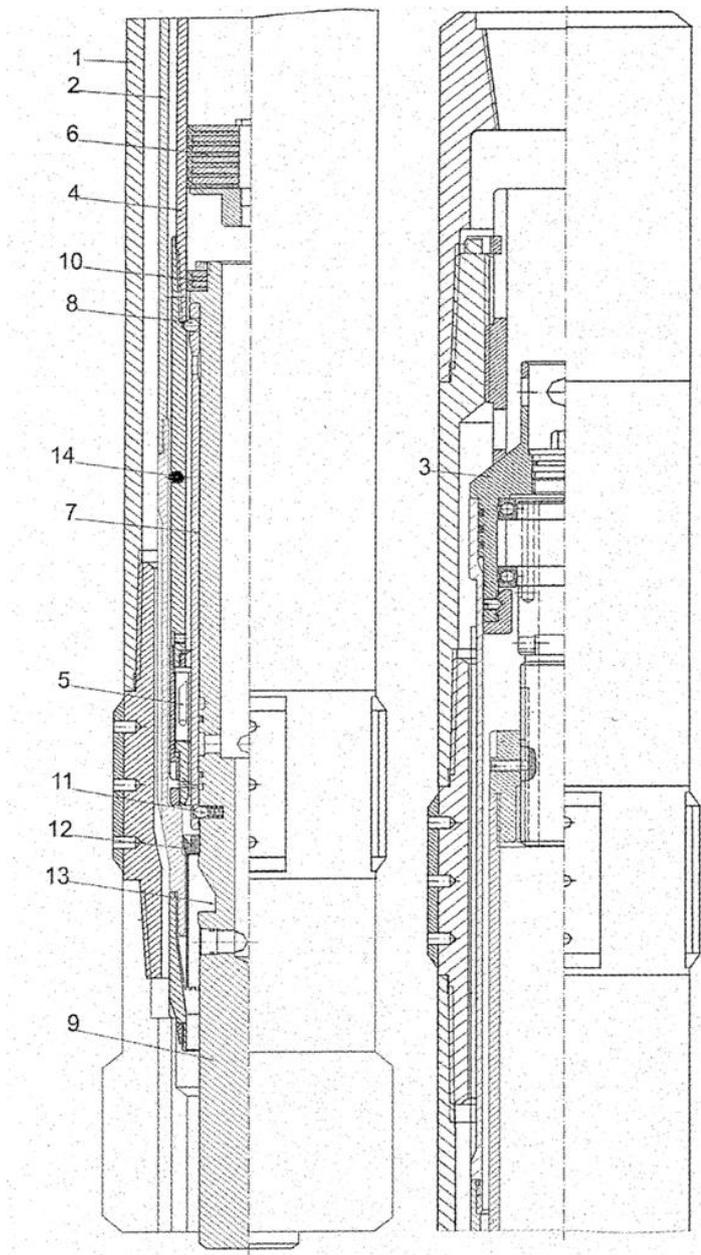


Рисунок 3.4. – конструкция керноотборного снаряда КИТБГ

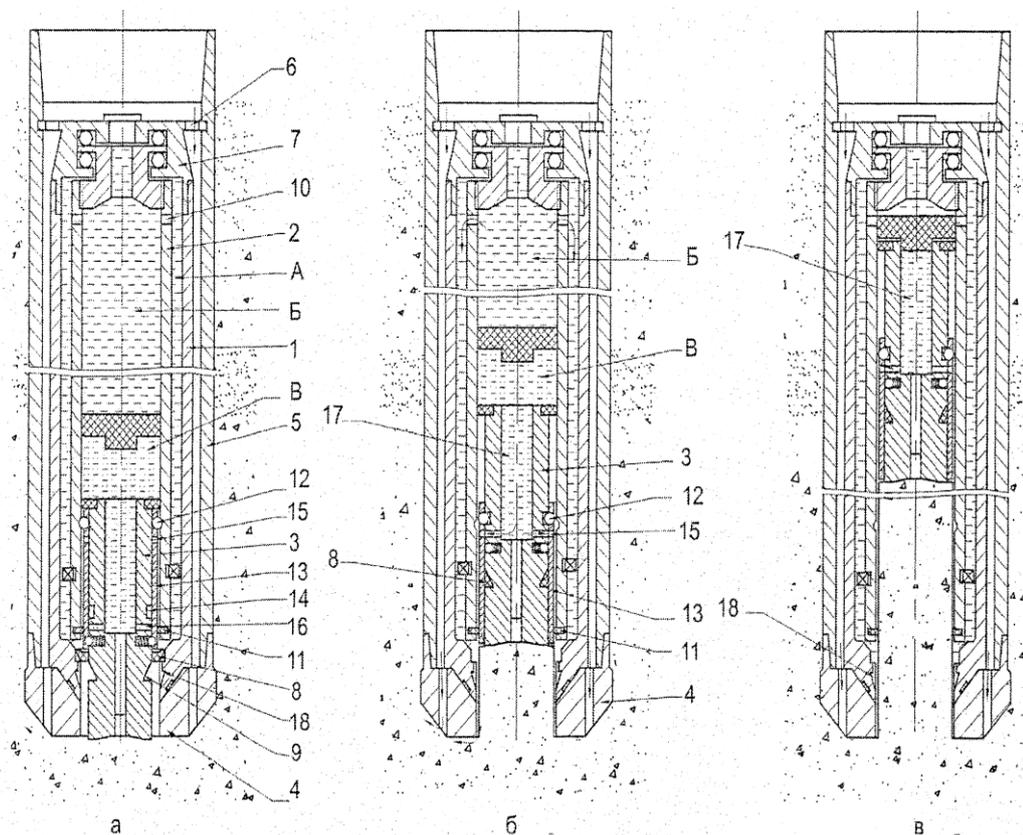


Рисунок 3.5. – Схема работы кернаотборного снаряда КИТБГ: а) кернаотборный снаряд в исходном положении перед началом бурения; б) кернаотборный снаряд в процессе бурения с отбором керна в момент открытия замка; в) кернаотборный снаряд в конце бурения с отбором керна.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕН, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОЭФЕКТИВНОСТЬ

4.1. Структура и организационные формы работы бурового предприятия ОАО «НОРД ИМПЕРИАЛ»

Организационная структура предприятия – структура обеспечивающая установление отношений подчинения (субординации) и согласования (достижения единого мнения, координации) в деятельности органов, задачей которых является организация выпуска продукции предприятия. Множественность элементов предприятия, представляющего собой комплекс, сложную систему, вызывает необходимость организованного руководства для обеспечения слаженности их действий. В состав органов управления входят лица, выполняющие распорядительные действия, и группы специалистов, обеспечивающие принятие решений и их реализацию путем сбора исходной информации, ее обработки, подготовки проектов решений и контроль за исполнением решений.

Во главе стоит директор, у которого есть заместители по:

- бурению,
- ремонту скважины-обеспечению производства,
- по персоналу экономике и финансам.

В основную структуру ОАО «НОРД ИМПЕРИАЛ» входят:

- производственно-технический отдел бурения,
- техническая служба бурения,
- геологическая служба.

Функции планово-экономического отдела:

1. Экономическое планирование, направленное на организацию рациональной хозяйственной деятельности в соответствии с потребностями рынка и возможностями получения необходимых ресурсов,

выявление и использование резервов производства с целью достижения наибольшей эффективности работы организации.

2. Руководство разработкой текущих планов подразделений организации по всем видам деятельности в соответствии с заказами потребителей продукции, работ (услуг) и заключенными договорами, подготовкой экономических обоснований и расчетов к ним.

3. Участие в разработке стратегии организации с целью адаптации его хозяйственной деятельности и системы управления к изменяющимся в условиях рынка внешним и внутренним экономическим условиям.

4. Руководство составлением, координация и согласование среднесрочных и долгосрочных комплексных планов производственной, финансовой и коммерческой деятельности организации.

5. Контроль за выполнением подразделениями организации плановых заданий, статический учет по всем производственным и технико-экономическим показателям работы организации, подготовка периодической отчетности в установленные сроки, анализ и систематизация статических материалов. Организационная структура предприятия представлена на рисунке 8.

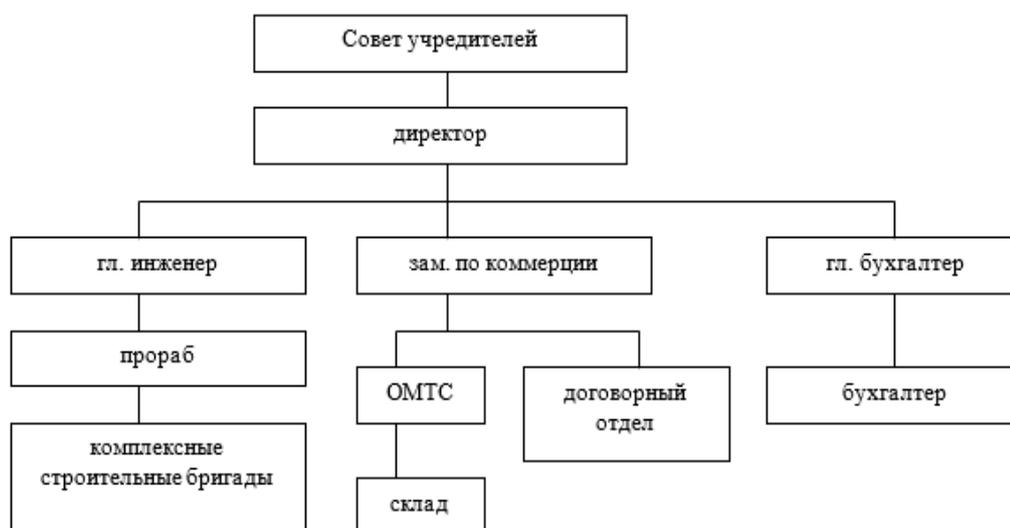


Рисунок 4.1 – Организационная структура ОАО «НОРД ИМПЕРИАЛ»

Как видно из рисунка 4.1, организационная структура состоит из трех уровней. Первый представлен высшим уровнем управления, второй

звеньями среднего уровня управления: прорабом, менеджером ОМТС, юристом договорного отдела и бухгалтером; третий - непосредственно линейными отделениями, т.е. комплексными строительными бригадами и складом. Организационная структура предприятия носит линейно-функциональный характер. Линейно-функциональная структура наиболее эффективна при рутинных, повторяющихся, неизменных задачах и операций, которые не требуют множества контактов, частого принятия решений или постоянного внесения изменений в выполняемую работу. Именно это и характеризует рассматриваемое предприятия, поэтому данную организационную структуру можно считать оптимальной.

4.2. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

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:

$$T_{Б1} = T_{Б1} \cdot h \text{ час,} \quad (4.2.1)$$

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:

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2L}, \quad (4.2.2)$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad (4.2.3)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60\text{час}}, \quad (4.2.4)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60\text{час}}, \quad (4.2.5)$$

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 3124 метра (по стволу) составляет 112 часов (механического бурения), время СПО составит 14,8 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 12,8 суток.

Продолжительность бурения и крепления скважины составляет 25,3 суток.

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} \text{ м/час,} \quad (4.2.6)$$

где H – глубина скважины, м; t_M – продолжительность механического бурения, час.

$$V_M = \frac{3124}{112} = 27,89 \text{ м/час.}$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_p = A / (t_M + t_{\text{СПО}}) \text{ м/час,} \quad (4.2.7)$$

где $t_{\text{СПО}}$ – время СПО, час.

$$V_p = 3124 / (112 + 14,8) = 24,52 \text{ м/ч.}$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_k = (H * 720) / T_k \text{ м/ст.мес,} \quad (4.2.8)$$

где T_k – календарное время бурения, час.

$$V_k = (3124 * 720) / 607 = 3705,57 \text{ м/ст.мес.}$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{cp} = \frac{H}{n} \text{ м,} \quad (4.2.9)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

$$h_{cp} = 3124 / 4 = 781 \text{ м.}$$

На основании вышеизложенного, составляется нормативная карта.

Таблица 4.1 - Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, ч					
Бурение под направление Промывка (ЕНВ) Нарращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Смена обтираторов (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	393,7 М-ГВУ- R227	0	50	350	0,03	80	0,14	1,26	0,1	1,36 0,02 0,24 0,27 0,43 0,33 0,96 0,24 3,85
Бурение под кондуктор Промывка (ЕНВ) Нарращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) ПГИ (ЕНВ) Смена обтираторов (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	БИТ2-295,3 МС	50	1050	2900	0,04	820	0,23	18,9	1,32	20,22 0,27 6,78 0,41 0,37 1,59 0,68 60,04 5,18 0,83 5,17 1,28 102,82

Продолжение таблицы 4.1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ- 215/100 В 913 Е	1050	3124	3200	0,12	1700	0,21	19,1	2,9	22,00	
Бурение (с отбором керна)		1100	1482		0,12	182	0,12	14,3	1,1	15,4	
Бурение (с отбором керна)		1482	2512		0,12	930	0,37	29,89	4,1	33,99	
Бурение (с отбором керна)		2512	2700		0,10	174	0,11	16,1	1,2	17,3	
Промывка (ЕНВ)											6,83
Нарращивание (ЕНВ)											15,36
Смена долот (ЕНВ)											0,81
ПЗР к СПО (ЕНВ)											0,37
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)											3,18
Установка и вывод УБТ за палец											
Крепление (ЕНВ)											7,48
ПГИ (ЕНВ)											
Смена обтираторов (ЕНВ)											72,3
Проверка ПВО											27,52
Ремонтные работы (ЕНВ)											2,00
Смена вахт (ЕНВ)											18,00
Итого:											16,3
Итого по колоннам:										4,0	
										262,84	
										580,86	
Проектная продолжительность бурения и крепления скважины, сутки										25,3	
Проектная коммерческая скорость, м/ст-м										3084,12	
Продолжительность пребывания турбобура на забое, %										19,6	

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.

Линейно-календарный график представлен в таблице 44

Таблица 4.2. - Линейно-календарный график

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

Условные обозначения к таблице 44

-  Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);
-  Буровая бригада (бурение);
-  Бригада испытания;

4.2 Расчет сметной стоимости сооружения скважины

Таблица 4.3. – Сметная стоимость скважины

№ п/п	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема	Итого стоимость на объем, тыс. руб.
		Ед. изм.	Количество		
ОСНОВНЫЕ РАСХОДЫ					
1	А. Собственно геологоразведочные				
	- проектно-сметные работы				3348,8
	- буровые работы	м	3124		170335,84
	Итого полевых работ: Σ_1				173684,64
	- организация полевых работ	%	1,2	от Σ_1	2084,22
	- ликвидация полевых работ	%	1,5	от Σ_1	2605,27
	Итого основных расходов: Σ_2				178374,13
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	- транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ_2	71349,65
	- строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ_2	35674,83
	Итого себестоимость проекта: Σ_3				285398,6
2	НАКЛАДНЫЕ РАСХОДЫ	%	14	от Σ_2	24972,38
3	ПЛАНОВЫЕ НАКОПЛЕНИЯ	%	15	от Σ_2	26756,19
4	КОМПЕНСИРУЕМЫЕ ЗАТРАТЫ				
	- производственные командировки	%	0,8	от Σ_1	1389,48
	- полевое довольствие	%	3	от Σ_2	5351,22
	- доплаты	%	8	от Σ_2	14269,93
	- охрана природы	%	5	от Σ_2	8918,71
5	РЕЗЕРВ	%	10	от Σ_3	28539,86
ИТОГО сметная стоимость					343867,8
Договорная цена с учетом НДС (+18 %)					405763,06

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ БУРОВЫХ РАБОТ

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

Темой данной выпускной квалификационной работе специалиста является разработка технологических решений для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3124 метров на нефтяном месторождении Южно-Майское. Объектом исследования является проект на строительство скважины по заданным параметрам. В перечень разрабатываемых вопросов входят: геологическая и географо-экономическая характеристика района проектируемых работ, расчет профиля (траектории) скважины, углубление скважины, проектирование процессов заканчивания, выбор буровой установки, специальная часть.

Проектируемые работы проводятся на открытой площадке, характер рельефа – равнинный, высокая заболоченность. Административно район строительства расположен в Томской области. Местность характеризуется высокой продолжительностью зимнего периода (около 244 суток), среднегодовая температура составляет минус 1,1°С.

Целью составления настоящего раздела является принятие проектных решений, исключающих несчастные случаи в производстве и снижение вредных воздействий на окружающую среду.

5.1. Производственная безопасность

Для целостного представления об источниках вредностей и опасностей и всех основных выявленных вредных и опасных факторах на рабочем месте, ниже представлена таблица 1 « Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы в процессе строительства наклонно-направленных скважин».

Для создания безопасных условий труда, а также для предотвращения несчастных случаев работающих вводятся правила по охране труда и техники безопасности. Данные правила являются обязательными для исполнения всеми рабочими.

Опасным производственным фактором (ОПФ), согласно трудовому кодексу [3], называется такой производственный фактор, воздействие которого в определенных условиях приводят к травме или другому внезапному, резкому ухудшению здоровья.

Вредным производственным фактором (ВПФ) называется фактор, который, действуя на работника, снижают его работоспособность или приводит к различным заболеваниям.

5.2. Анализ вредных факторов рабочей зоны и обоснование мероприятий по их устранению

Для анализа вредных факторов рабочей зоны рассмотрим основные элементы производственного процесса, приведенные в таблице 1.

Таблица 5.11 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы в процессе строительства скважин

Наименование видов работ	ФАКТОРЫ ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Разборка, ремонт и сборка отдельных узлов и механизмов простого нефтепромыслового оборудования и оборудования необходимого в процессе строительства скважин; 2. Бурение и крепление скважин 3. Обработка паром высокого давления оборудования скважин и выкидных линий; 4. Расшифровка показаний приборов контроля и автоматики.	1. Превышение уровней вибрации и шума; 2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу.	1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные) 2. Электрический ток;	ГОСТ 12.1.003-2015 [1]. ГОСТ 12.1.012-2004 [2]. ГОСТ 12.1.005-2000 [4]. ГОСТ 12.1.030-2001 [5]. ГОСТ 12.4.011-2001[6]. ГОСТ 12.2.062-2001[7]. ГОСТ 12.2.003-2001[8]. ГОСТ 12.1.038-2001[10]. ГОСТ 12.1.019-2009[11]. ГОСТ 12.1.011-88[16]. ГОСТ 12.1.010-81[17].

5.3. Превышение уровней вибрации и шума

При бурении скважин используются различные машины и механизмы, при работе которых, в ряде случаев увеличивается уровень шума и вибраций, к ним относятся: электромоторы, лебедки, вибросита, буровые насосы, ротор и др. Шум и вибрация оказывают вредное воздействие на организм человека.

Сильный шум нарушает нормальную деятельность нервной, сердечнососудистой и пищеварительной системы, вызывает переутомление. Вредное воздействие вибрации выражается в возникновении вибрационной болезни.

Таблица 5.2. – Нормируемый диапазон частот [ГОСТ 12.1.012-90]

Вид вибрации	Частота, Гц
Локальная	1; 2; 4; 8; 16; 31; 5; 63; 125; 250; 500; 1000
Общая	0,8; 1,0; 1,25; 1,6; 2,0; 2,5; 3,15; 4,0; 5,0; 6,3; 8,0; 10,0; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80

Норму вибрационной нагрузки на оператора устанавливают для длительности 8 ч, соответствующей длительности рабочей смены, в зависимости от временной структуры рабочей смены.

Таблица 5.3 – Допустимые уровни звукового давления [ГОСТ 12.1.003-83]

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 в производственных помещениях	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Для того, чтобы снизить вредное воздействие шумов и вибраций на буровой необходимо производить своевременный профилактический осмотр и ремонт, подтягивание ослабевших соединений, своевременно смазывать вращающиеся детали.

Если подавить шум в источнике возникновения невозможно, то следует применять звукопоглощающие и звукоизолирующие экраны ПП-80, ПА/О, ПА/С.

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования и защиты работающих от вибрации используют различные методы. Борьба с вибрацией в источнике возникновения связана с установлением причин появления механических колебаний и их устранением, например замена кривошипных механизмов равномерно вращающимися, тщательный подбор зубчатых передач, балансировка вращающихся масс и т.п. Для снижения вибрации широко используют эффект вибродемпфирования - превращение энергии механических колебаний в другие виды энергии, чаще всего в тепловую. С этой целью в конструкции деталей, через которые передается вибрация, применяют материалы с большим внутренним трением: специальные сплавы, пластмассы, резины, вибродемпфирующие покрытия. Для предотвращения общей вибрации используют установку вибрирующих машин и оборудования на самостоятельные виброгасящие фундаменты. Для ослабления передачи вибрации от источников ее возникновения полу, рабочему месту, сиденью, рукоятке и т.п. широко применяют методы виброизоляции. Для этого на пути распространения вибрации вводят дополнительную упругую связь в виде виброизоляторов из резины, пробки, войлока, асбеста, стальных пружин. В качестве средств индивидуальной защиты работающих используют специальную обувь на массивной резиновой подошве. Для защиты рук служат рукавицы, перчатки, вкладыши и прокладки, которые изготавливают из упругодемпфирующих материалов.

Уровни вибраций в соответствии с гигиеническими нормами, установленными ГОСТ 12.1.012.-04[2], уровень шума на рабочих местах по ГОСТ 12.1.003-14[1].

5.4. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Резкие изменения температуры окружающей среды, да и просто работа в условиях пониженных температур несет пагубное влияние на человека. Двигательная активность работника обеспечивается всеми

жизненными процессами в теле человека. Энергия на преобразование теплообмена используется даже в большей степени, чем на выполнение работы. Нарушение баланса тепла может привести к перегреву либо, наоборот, к переохлаждению человека. Это приводит к нарушению в работе, снижению активности и т.д.

Среднегодовая температура воздуха на Южно-Майском месторождении составляет минус 3,58 °С. Средняя максимальная температура воздуха наиболее жаркого месяца года составляет 24,0 °С, средняя температура наиболее холодного месяца минус 26,8 °С. Организации, работники которых трудятся на открытом воздухе, обязаны придерживаться ряда ограничений по температурным режимам.

При температуре от -35°С до -40°С с ветром более 3-х баллов и -40 °С без ветра, работникам работающим на открытом воздухе предоставляется перерыв для обогрева 10 минут через каждый час работы. При температуре от -40°С до -45°С с ветром более 3х баллов и от -45°С до -50°С работы прекращаются. [19]

Скорости ветра в долинах минимальные зимой и летом (4,44-5,14 м/с в среднем за месяц), весной и осенью они возрастают незначительно (до 5,93 м/с).[19]

Работники, которые трудятся на открытом воздухе зимой, при низких температурах, рискуют получить травмы:

- переохлаждение организма (гипотермия);
- обморожение (руки, пальцы, нос).

Для профилактики обморожений работники должны быть обеспечены специализированной одеждой для низких температур. Одежда должна соответствовать всем требованиям, подходить по размеру и не сковывать движения. Она должна состоять из нескольких слоев, где каждый несет свою функциональность: внутренний слой (термо белье); средний слой (свитер); внешний слой (куртка). Помимо одежды к работам должны допускаться работники с хорошей физической формой и годные по состоянию здоровья.

Работники, которые трудятся на открытом воздухе при высоких температурах, рискуют получить травмы:

- перегревание организма (гипертермия);
- солнечный удар.

Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в местах с нормальным климатом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы.

Для защиты от гнуса и клещей работникам выдается набор репеллентов, в состав которого входят аэрозоль и крем для защиты от гнуса и мошки, аэрозоль для защиты от клещей, средство после укусов (бальзам). Летняя спецодежда включает в себя противознцефалитные костюмы.

5.5. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

В процессе строительства скважин есть риск возникновения утечек нефти из скважинной арматуры. При этом непременно происходит контакт человека с парами этого вещества, которые опасны не только для его здоровья, но и жизни. Нефть относится к 4-му классу опасности, ее допустимая концентрация составляет 300 мг/м^3 [4]. Не стоит забывать и о продуктах нефтепереработки: масло, бензин, керосин, которые так же несут опасность для здоровья человека.

Путь попадания вредных веществ в организм человека может быть одним из двух:

- через кожу (при попадании вредных веществ на нее);
- через дыхательные пути (вдыхание вредных паров в организм).

В первом случае при частом попадании продуктов нефти на кожу человека, есть риск получить заболевания кожного покрова: аллергия, сыпь, мелкие язвы. Во втором же случае все более серьезно. При вдыхании человеком паров нефти и ее продуктов большой концентрации происходит наркотическое и раздражающее воздействие. Есть риск потери сознания, при

этом нарушается сердечная активность. Головокружение, сухость во рту и тошнота – далеко не весь перечень побочных эффектов. При длительном нахождении человека под действием паров нефти и нефтепродуктов, может произойти удушье, и как следствие смерть.

Нефть и нефтепродукты опасны для человека из-за их состава, в котором большое количество сернистых соединений: сероводород, оксид серы, азот. Воздействие на человека всего перечисленного более подробно представлено в таблице 2.

Таблица 5.4.– Физиологическое воздействие на организм человека некоторых газов, содержащихся в нефти [4]

Наименование вещества	ПДК, мг/м ³	Агрегатное состояние	Класс опасности	Особенности действия на организм
Азота диоксид	2	Пары или газы	3	0
Акролеин	0,2	Пары или газы	II	
Алюминий и его сплавы	2	Аэрозоль	III	Фиброгенное действие
Аммиак	20	Пары или газы	IV	
Ангидрид серный+	1	Пары или газы	3	
Ацетон	200	Пары или газы	IV	
Бензол+	15/5	Пары или газы	2	Канцерогены
Кислота	2	Аэрозоль	III	

азотная				
Кислота серная	1	Аэрозоль	II	
Ксилол	50	Пары или газы	III	
Углерода оксид	20	Пары или газы	4	0

Каждый работник, который контактирует с нефтью, должен иметь специальные средства защиты. На предприятиях нефтяной промышленности используются противогазы различных типов, и респираторы. Противогазы должны соответствовать индивидуальным размерам человека и соответствовать требованиям по защите.

Если отравление все же произошло, то необходимо непременно обратиться в медицинскую службу. Обеспечить пострадавшему свежий воздух, вынести его из зоны поражения. Проверить пульс, дыхание. Освободить пострадавшего от поясов и ворота. Контролировать состояние до приезда медиков.

5.6. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

5.6.1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные)

При несоблюдении техники безопасности травму можно получить и при движении машин и механизмов (ключ АКБ, подводные ключи, роторный стол, кран на базе ЗИЛ). Невнимательность и отсутствие защитных средств, приводит к ушибам, переломам и вывихам различных частей тела человека.

Необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм[6]:

- проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;

- плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств;

- проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне.

Расстояние между ограждением, изготовленным из перфорированного материала или сетки, и опасным элементом приведены в таблице.

Таблица 5.5. – Расстояние между ограждением и подвижными механизмами

Диаметр окружности, вписанной в отверстие решетки (сетки), мм	Расстояние от ограждения до опасного элемента, м
До 8	Не менее 15
Св. 8 до 10	Св. 15 до 35
" 10 " 25	" 35 " 120
" 25 " 40	" 120 " 200

При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

5.7. Электрический ток

Опасность поражения электрическим током существует при работе со станцией управления насосом.

Электрический ток оказывает следующие воздействия на человека[20]:

- **Термическое действие** - подразумевает появление на теле ожогов разных форм, перегревание кровеносных сосудов и нарушение функциональности внутренних органов, которые находятся на пути протекания тока.

- **Электролитическое действие** - проявляется в расщепление крови и иной органической жидкости в тканях организма вызывая существенные изменения ее физико-химического состава.

- **Биологическое действие** - вызывает нарушение нормальной работы мышечной системы. Возникают непроизвольные судорожные сокращения мышц, опасно такое влияние на органы дыхания и кровообращения, таких как легкие и сердце, это может привести к нарушению их нормальной работы, в том числе и к абсолютному прекращению их функциональности.

Значение напряжения в электрической цепи должно удовлетворять ГОСТ 12.1.038-82[16] представлены в таблице 4.

Таблица 5.6. – Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме электроустановки

Род тока	$U, В$	$I, мА$
	не более	
Постоянный	8,0	1,0

Примечания: 1 Напряжения прикосновения и токи приведены при продолжительности воздействий не более 10 мин в сутки и установлены, исходя из реакции ощущения.

2 Напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25°C) и влажности (относительная влажность более 75%), должны быть уменьшены в три раза.

Аварийный режим работы электроустановок на нефтегазодобывающих предприятиях не допускается.

Поражение человека электрическим током может произойти в следующих случаях:

- при прикосновении человеком, неизолированным от земли, к нетоковедущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением из-за замыкания на корпусе;
- при однофазном (однополюсном) прикосновении неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежат занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил или заземляющий провод диаметром 16 см².

Корпуса и все открытые проводящие части применяемого электрооборудования должны быть защищены от косвенного прикосновения и т.д. в соответствии с требованиями ПУЭ (пункт 1.7.51) путем заземления с помощью заземлителей [14].

Для защиты персонала от поражения электрическим током при косвенном прикосновении в соответствии с требованиями ПУЭ (пункт 1.7.59) электрооборудование должно быть оборудовано устройством защитного отключения (УЗО).

С целью предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током, широко используются плакаты и знаки безопасности.

Мероприятия по созданию безопасных условий:

- инструктаж персонала;
- аттестация оборудования;
- соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой.

5.8. Экологическая безопасность

Экологическая безопасность (ЭБ) — допустимый уровень негативного воздействия природных и антропогенных факторов экологической опасности на окружающую среду и человека.

Таблица 5.7. – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия в процессе строительства скважин

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, элементов ландшафта, растительности	Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель. Восстановление ландшафта
	Загрязнение почвы химреагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, загрязненной земли и т.д.
Лес и лесные ресурсы	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций.	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, минеральными водами и рассолами и др.)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов,

Вода и водные ресурсы	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков (канализационные устройства, септики, хлораторные и др.)
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж буровых скважин
	Нарушение циркуляции подземных вод и иссушение водоносных горизонтов при нарушении водоупоров буровыми скважинами и подземными выработками	Оборудование скважин оголовками
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, браконьерство	Проведение комплекса природоохранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных

5.9. 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 за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайные ситуации могут возникнуть в результате стихийных бедствий, воспламенения веществ и оборудования, серьезное нарушение герметичности или разрушение корпуса любого элемента, через который подаётся газ, а также при неконтролируемом газонефтеводопроявлении. На случай стихийных бедствий и аварий предусматривается план по ликвидации их последствий.

Наиболее часто встречающаяся ЧС происходит в следствии серьёзного нарушения герметичности или разрушения корпуса любого элемента, что приводит к утечке газа и возможного воспламенения.

При обнаружении утечек, необходимо принять меры по предотвращению ее самовоспламенения. Обнаружение утечек производят газоанализатором или мыльным раствором.

Мероприятия по устранению ЧС:

- создать бригаду быстрого реагирования со специализированной техникой, которая в случае ЧС может откачать лишнюю воду и вывезти за пределы куста;

незамедлительно сообщать начальнику участка о возникновении данной ЧС или о возможном ее возникновении;

- в случае возникновения отключить всю автоматику;
- принять возможные меры по предотвращению ЧС до приезда бригады в случае несвоевременного обнаружения ЧС;
- в случае полной потери связи и невозможности сообщить о ЧС запустить сигнальную ракету, которая расположена в щитке безопасности.

Газонефтеводопроявление (ГНВП) - вид осложнения, при котором поступление флюида из пласта в скважину или через ее устье можно регулировать или приостанавливать с помощью запорного оборудования.

Газонефтеводопроявления не только нарушают процесс бурения, но и являются причиной тяжелых аварий. При интенсивных проявлениях возможны случаи разрушения устьев скважин и бурового оборудования, возникновения взрывов и пожаров, сильного загрязнения окружающей среды и даже человеческих жертв.

Основной способ, позволяющий управлять состоянием скважины в случае начинающегося притока пластовой жидкости и предотвращать нерегулируемые выбросы промывочной жидкости, – герметизация устья специальным противовыбросовым оборудованием.

Для предотвращения выбросов и открытого фонтанирования в случае начавшегося газонефтеводопроявления необходимо (согласно «Инструкции по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности» [РД 08-254-98] [13] с учетом специфики работ, проводимых в условиях Западной Сибири):

1) герметизировать устье скважины превенторами, регулярно следить за их исправностью, проверять надежность системы управления ими и своевременно устранять выявленные дефекты;

2) систематически контролировать качество промывочной жидкости, выходящей из скважины, прежде всего плотность и газосодержание; с момента подхода к горизонту с повышенным коэффициентом аномальности, особенно к газонасыщенному, целесообразно контроль плотности и газосодержания вести непрерывно;

3) перед вскрытием горизонтов с повышенными коэффициентами аномальности заблаговременно увеличивать плотность промывочной жидкости в скважине до уровня, достаточного для поддержания небольшого избытка давления над пластовым, но меньше того, при котором возможно поглощение промывочной жидкости;

4) для вскрытия горизонтов со значительно повышенными коэффициентами аномальности применять промывочные жидкости с малой водоотдачей, возможно малым статическим напряжением сдвига (достаточным, однако, для удержания утяжелителя во взвешенном состоянии), малым динамическим напряжением сдвига и практически нулевым суточным отстоем;

5) тщательно дегазировать промывочную жидкость, выходящую из скважины; в случае значительного увеличения газосодержания целесообразно временно приостановить углубление скважины и, не прекращая промывки, заменить газированную жидкость на свежую с несколько повышенной плотностью;

6) тщательно следить за тем, чтобы в дегазаторах практически полностью удалялся из промывочной жидкости пластовый газ; если дегазация неполная, отрегулировать режим работы дегазаторов и при необходимости установить дополнительный дегазатор в очистной системе;

7) если при разбурировании газоносного объекта и нормальной дегазации промывочной жидкости газосодержание в выходящем из скважины потоке опасно велико, уменьшить механическую скорость проходки до уровня, при котором опасность выброса будет практически исключена;

8) иметь на буровой запас промывочной жидкости того качества, которое требуется для вскрытия горизонта с повышенным коэффициентом аномальности, в количестве не менее двух-трех объемов скважины;

9) при подъеме колонны труб доливать в скважину промывочную жидкость с таким расчетом, чтобы уровень ее всегда находился у устья;

10) в составе бурильной колонны иметь обратный клапан или над вертлюгом — шаровой кран высокого давления;

11) не допускать длительных простоев скважины без промывки.

12) при каждой промывке восстанавливать циркуляцию целесообразно при закрытом превенторе на устье.

Открывать превентор можно лишь после того, как вся газированная жидкость вышла из скважины и избыточное давление на выходе из последней снизилось до атмосферного [13].

5.10. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.10.1. Общие положения о работе вахтовым методом

Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания. Вахтовый метод применяется при значительном удалении места работы от места постоянного проживания работников или места нахождения

работодателя в целях сокращения сроков строительства, ремонта или реконструкции объектов производственного, социального и иного назначения в необжитых, отдаленных районах или районах с особыми природными условиями, а также в целях осуществления иной производственной деятельности.

Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности указанных работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха, либо в приспособленных для этих целей и оплачиваемых за счет работодателя общежитиях, иных жилых помещениях.

Порядок применения вахтового метода утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 трудового Кодекса для принятия локальных нормативных актов. (Статья 297)

5.10.2 Ограничения на работы вахтовым методом

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации. (Статья 298)

5.10.3 Продолжительность вахты

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха.

Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В исключительных случаях на отдельных объектах продолжительность вахты

может быть увеличена работодателем до трех месяцев с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 Трудового Кодекса для принятия локальных нормативных актов. (Статья 299)

5.10.4 Учет рабочего времени при работе вахтовым методом

При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год.

Учетный период охватывает все рабочее время, время в пути от места нахождения работодателя или от пункта сбора до места выполнения работы и обратно, а также время отдыха, приходящееся на данный календарный отрезок времени.

Работодатель обязан вести учет рабочего времени и времени отдыха каждого работника, работающего вахтовым методом, по месяцам и за весь учетный период.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результатом выполнения выпускной квалификационной работы является разработка технологического проекта на сооружения поисково-оценочной скважины Южно-Майского нефтяного месторождения; были проведены расчеты бурового и вспомогательного оборудования и режимных параметров бурения; выбор оптимальной технологии бурения для данного нефтяного месторождения; рассмотрен вопрос о повышении выхода керна в сложных геологических условиях.

В выпускной квалификационной работе рассматривается буровая установка БУ 3000 ЭУК и технические параметры; опираясь на технические параметры были произведены проверочные расчеты бурового оборудования; опираясь на результаты расчетов был произведен выбор породоразрушающего инструмента.

В специальной части выпускной квалификационной работы был рассмотрен вопрос о повышении выхода керна при бурении неустойчивых осадочных пород. Для данных геологических условий были рассмотрены отечественные керноотборные снаряды, приведены технические параметры и конструкции, а также выбор оптимального керноотборного снаряда для рассматриваемого месторождения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Проектная Документация НОРД ИМПЕРИАЛ на разработку Южно-Майского нефтяного месторождения;
- 2 Рязанов В.И., Борисов К. И. Практическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 93 с.;
- 3 Ганджумян Р.А. Практические расчёты в разведочном бурении. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1989. – 253 с.;
- 4 Яцковский Я. В. Отчет по производственной практике ОАО «СургутНефтеГаз» 2014г.;
- 5 Калинин А. Г., Ганджумян Р. А., Мессер А. Г. Справочник инженера–технолога по бурению глубоких скважин/Под ред. Проф. А. Г. Калинина. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2005. – 808 с.;
- 6 Булгаков Е. С, Арсентьев Ю. А., Ганджумян Р.А., Сердюк Н. И., Старцев О. И., Тунгусов А.А. Грузоподъемные устройства, механизмы вращения и подачи буровых установок.: – М.: Российский государственный геологоразведочный университет, 2007. – 424 с.: ил. – 168, табл. – 65, библиогр. назв. – 22.;
- 7 Сулакшин С. С., Брылин В. И., Редутинский Л. С., Филиппов В. Н. Пути совершенствования отбора кернa при бурении скважин на нефть и газ в палеозойских отложениях в условиях Новосибирской и Томской областей // – В сб.: Технология и техника геологоразведочных работ в Сибири. – Томск, 1981, с. 116 – 119.;
- 8 Брылин В. И., Редутинский Л. С., Сулакшин С. С., Филиппов В.Н. Керноотборные снаряды Томского политехнического университета. Материалы региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России, т.1. – Томск: Изд – во «Гала – Пресс», 2000. – С.457-460.
- 9 Сулакшин С. С., Брылин В. И., Редутинский Л. С., Филиппов В. Н., Лычев В. Н. Для отбора кернa в сложных геологических условиях. –

Экспресс-информация. Серия Бурение. Вып. 2. – М.: ВНИИ ОЭНГ, 1987. – С. 1 – 4

10 Сулакшин С. С., Брылин В. И., Редутинский Л. С. Патент РФ № 1106891 МКИ Е21 В 25/00. Колонковый снаряд // – Приоритет 12.1.83, зарегистрирован в Государственном реестре изобретений 14 мая 1993г.

11 А.с. № 1225896 СССР МКИ Е 21 В 25/00. Колонковый снаряд / Сулакшин С. С., Брылин В. И., Редутинский Л. С., Филиппов В. Н., Лычев В. Н. – Оpubл. БИ №15 от 23.04.86.

12 Свидетельство на полезную модель №11826 МКИ Е 21 В 25/00. Устройство для накопления и доставки шаров в колонковый снаряд / Брылин В.И., Будюгин С.Н. – Оpubл. БИ №11 от 16.11.99.

Нормативные документы:

13 ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. – Оборудование производственное. Ограждения защитные;

14 11 ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. – Оборудование производственное. Общие требования безопасности;

15 ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. – Защитное заземление, зануление;

16 ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. – Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов;

17 ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. – Пожарная безопасность. Общие требования;

18 НПБ 105-03 – Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности;

19 ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. – Взрывобезопасность. Общие требования;

20 12.0.003-74 ССБТ. – Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;

21 СанПиН 2.2.4.548-96 – Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. М.: Минздрав России, 1996;

22 Р 2.2.2006-05 – Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса;

- 23 РД 1.14-127-2005 – Естественное и искусственное освещение;
- 24 ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ. – Шум. Общие требования безопасности;
- 25 ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. – Вибрационная безопасность. Общие требования;
- 26 ГОСТ 17.1.313-86 ССБТ – Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения;
- 27 ГОСТ 17.2.1 03-84 ССБТ – Охрана природы. Атмосфера. Термины и определения контроля загрязнения;
- 28 ГОСТ 17.4.3.04-85 ССБТ – Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения;
- 29 ГОСТ 12.2.020-76 – Электрооборудование взрывозащищенное;