

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
Создание технического проекта на сооружение разведочно-эксплуатационной скважины на нефтегазоконденсатном месторождении (Иркутская область)
УДК 550.822.7:622.24:621.225:553.98(571.53)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
223В	Тишков Александр Игоревич		

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.

Код Результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<u>Профессиональные компетенции</u>	
P1	Разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, внедрять и эксплуатировать высокотехнологическое оборудование
P2	Ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте
P3	Применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации на проведение геологической разведки и осуществления этих проектов
P4	Определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике
P5	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов на основе современных методов моделирования и компьютерных технологий
P6	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, а также руководить командой для решения профессиональных инновационных задач в соответствии с требованиями корпоративной культуры предприятия и толерантности
	Проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых
<u>Универсальные компетенции</u>	
P7	Использовать <i>глубокие знания по проектному менеджменту</i> для ведения <i>инновационной</i> инженерной деятельности с учетом юридических аспектов защиты интеллектуальной собственности
P8	Идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве <i>члена и руководителя группы</i> , состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность <i>следовать корпоративной культуре</i> организации
P10	Демонстрировать <i>глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов</i> инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах <i>устойчивого развития</i>
P11	<i>Самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности

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	Тишкову Александру Игоревичу

Тема работы:

«Технология и техника сооружения разведочной скважины на нефть на участке Восточно-Майской площади (Томская область)

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<i>Архивные материалы ОАО «ИНК» буровых работ по результатам бурения поисковых и разведочных скважин на Ярактинском нефтегазоко-нденсатном месторождении. Перечень ин-струкций 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 Восточно-Ярактинском место-рождения предполагается пробурить разведочно-эксплуатационную скважину глуби-ной 2730 м. В дипломном проекте необходимо предусмот-реть современные передовые технологии кон-троля бурения, забойные двигатели, долота с</i>

	<i>высокой стойкостью, 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, геологическая карта, геолого-технический наряд, схема буровой установки, схемы ВЗД.</i>
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
По геологической части	Доцент Гимкин 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	Тишков Александр Игоревич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
223В	Тишкову Александру Игоревичу

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 Восточно-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	Тишков Александр Игоревич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
223В	Тишкову Александру Игоревичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	«Технология геологической разведки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Рабочим местом в процессе строительства скважин является Восточный Яроктинский участок, Иркутская область. При производстве работ по строительству скважины глубиной 2730 метров, могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека.</p>
---	---

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, профилактические мероприятия, первичные</p>	<p>Работа по строительству наклонно-направленных скважин на кусте нефтегазоконденсатных 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).
---	---

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	Тишков Александр Игоревич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 184 страницы, 31 рисунок, 41 таблицы, 27 источников, 6 приложение.

Ключевые слова: Восточный Ярактинский лицензионный участок; нефть; БУ–3000ЭУК–1М; ВЗД; каротаж. Объектом исследования является Восточный Ярактинский участок нефтегазоконденсатного месторождения (Иркутская область).

Цель работы: геологическое изучение объекта; разработка технологии проведения работ на объекте; разведка месторождения; разработка организации и управления работ на объекте.

В процессе проектирования проводились: подбор технологии и техники для сооружения скважин в пределах данного объекта; проверочные расчеты бурового оборудования; расчеты режимных параметров бурения; анализы вредных и опасных факторов при проведении геологоразведочных работ и меры по их предупреждению; подбор вспомогательного оборудования и организации работ; сметно-финансовые расчеты.

В результате проектирования: была дана полная геологическая характеристика объекта; на основании расчетов был произведен подбор бурового оборудования для разведки данного месторождения, удовлетворяющий всем требованиям; был произведен анализ всех вредных и опасных факторов при геологоразведочных работах в пределах данного объекта; произведен подбор вспомогательного оборудования и организации работ по его применению; произведены сметно-финансовые расчеты по данному объекту.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: в проекте предоставляется полное описание буровой установки БУ–3000ЭУ–1М и ее укомплектованности; приведены технические характеристики каждой составляющей единицы буровой установки и буровой установки в целом; на основании технических характеристик бурового оборудования, определенных методик и расчетных формул, произведены проверочные расчеты бурового оборудования и расчеты режимных параметров бу-

рения; на основании расчетов был произведен подбор породоразрушающего инструмента, бурового колонкового снаряда и его составляющих.

Значимость работы: проведение разведочных работ на Восточном Ярактинском участке нефтегазоконденсатного месторождения с последующими утверждениями категорий, позволит начать проектирование кустового бурения для добычи нефти. Добыча нефти обусловлена необходимостью создания минерально-сырьевой базы в районе работ, возможностью создания дочернего предприятия осуществляющего добычу нефти и её переработку. В будущем планируется: проведение кустового бурения на данном участке; проведение добычи и транспортировки нефти.

ABSTRACT

The final qualifying work contains 184 pages, 31 figures, 41 tables, 27 sources, 6 Appendix.

Key words: East Yarakinsky license area; oil; BU-3000EUK-1M; PDM; logging. The object of the study is the Eastern Yarakinsky section of the oil and gas condensate field (Irkutsk region).

The purpose of the work: geological study of the object; development of technology of work on the object; exploration of the field; development of organization and management of works on the object.

In the process of design were carried out: selection of technology and equipment for the construction of wells within the object; verification calculations of drilling equipment; calculations of drilling parameters; analysis of harmful and dangerous factors in the conduct of exploration and measures to prevent them; selection of auxiliary equipment and organization of work; estimates and financial calculations.

The result of the design was given the geological characteristics of the object; based on the calculated selection of drilling equipment for the exploration of this field that satisfies all the requirements; analysis was made of all harmful and hazardous factors during the exploration works within the given object; promoted the selection of accessories and organization of work for its use; produced estimate and financial calculations on this object.

The main design, technological and technical and operational characteristics: the project provides a complete description of the drilling rig BU-3000EU-1M and its staffing; the technical characteristics of each component of the unit of the drilling rig and the drilling rig as a whole; on the basis of the technical characteristics of the drilling equipment, certain techniques and calculation formulas, made verification calculations of drilling equipment and calculations of the operating parameters of drilling; on the basis of calculations, the selection of rock-cutting tools, drilling core projectile and its components was made.

The significance of the work: carrying out exploration work on the Eastern stretch of yaraktinskoe oil, gas and condensate field with the subsequent assertions of the categories, will allow you to start designing cluster drilling for mining and oil. Oil production is due to the need to create a mineral resource base in the area of work, the possibility of creating a subsidiary engaged in oil production and processing. In the future, it is planned to: conduct cluster drilling at this site; conduct oil production and transportation.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	15
1 ГЕОЛОГО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	18
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ	18
1.2 Геологические условия бурения.....	20
1.2.1 Краткая характеристика геологических условий бурения	30
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади).....	31
1.3.1 Нефтеносность	31
1.3.2 Водоносность	31
1.4 Зоны возможных осложнений по разрезу скважины	38
1.5 Исследовательские работы	40
1.5.1 Геофизические работы	40
1.5.2 Отбор кернa	42
2 ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ПРОВЕДЕНИЯ БУРОВЫХ РАБОТ.....	43
2.1 Обоснование профиля скважины	43
2.2 Обоснование конструкции скважины.....	44
2.2.1 построение графика совмещенных давлений	46
2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	48
2.2.3 Выбор интервалов цементирования скважины	48
2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	49
2.2.5 Разработка схем обвязки устья скважины.....	51
2.3 Углубление скважины	52
2.3.1 Выбор способа бурения.....	52
2.3.2 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	53
2.3.3 Расчет частоты вращения.....	55
2.3.4 Выбор и обоснования типа забойного двигателя	56
2.3.5 Расчет требуемого расхода буровой жидкости	57
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	60
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	66

2.3.10 Технические средства и режимы бурения и режимы бурения при отборе керна	74
2.3.10.1 Керноприемные устройства.....	74
2.3.10.2 Кернорватели	75
2.4 Проектирование заканчивания скважины	76
2.4.1 Расчет обсадных колонн	76
2.4.1.1 Расчет избыточных давлений	77
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины	86
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн	86
2.4.2.2 Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов	87
2.5 Выбор буровой установки и бурового оборудования	108
2.5.1 Буровой насос и параметры подачи.....	111
2.5.2 Выбор источника энергии.....	113
3 ВИНТОВЫЕ ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ.....	116
3.1 Классификация винтовых двигателей	116
3.2 Конструкции винтовых двигателей	123
3.3 Образование вращающего момента на валу ВЗД.....	124
3.4 Характеристики ВЗД	126
3.5 Двигатели общего назначения.....	128
3.7 Двигатели для наклонно – направленного и горизонтального бурения ..	130
3.8 Двигатели для ремонта скважин	132
3.9 Элементы конструкций двигателей и их компоновок	133
3.9.1 Шпиндель.....	136
3.9.2 Соединение ротора и вала шпинделя	141
3.9.3 Клапаны	144
3.9.4 Опорно-центрирующие элементы.....	145
3.9.5 Механизмы искривления двигателя.....	146
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ БУРОВЫХ РАБОТ	149
4.1 Производственная безопасность	150

4.2 Анализ вредных факторов рабочей зоны и обоснование мероприятий по их устранению	150
4.2.1 Превышение уровней вибрации и шума	151
4.2.2 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.....	153
4.3 Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу	155
4.4 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	156
4.4.1 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные).....	156
4.4.2 Электрический ток.....	157
4.5 Экологическая безопасность.....	159
4.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	161
4.7 Условия труда работы вахтовым методом.....	164
4.7.1 Общие положения о работе вахтовым методом	164
4.7.2 Ограничения на работы вахтовым методом.....	165
4.7.3 Продолжительность вахты.....	165
4.7.4 Учет рабочего времени при работе вахтовым методом.....	165
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	166
5.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	167
5.2 Расчет нормативного времени на спуско-подъемные операции.....	169
5.3 Расчет нормативного времени на работы, связанные с креплением скважин	171
5.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважин.....	176
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	180
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	181

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на сооружение разведочно-эксплуатационной скважины на западном Аянском нефтяном участке.

1. Основание выдачи задания:

Основанием для разработки проектной документации «Строительство наклонно-направленных разведочно-эксплуатационных скважин восточно-ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения» являются:

Лицензия на право пользования недрами ООО «ИНК-НефтеГазГеология» ИРК №12658 НР от 12.04.2007 г.;

Договор № 658/58-20/12 от 03.10.2012 года ООО «ИНК-НефтеГазГеология» с ООО «КрасноярскНИПИнефтегаз» на разработку группового рабочего проекта на строительство наклонно-направленных разведочно-эксплуатационных скважин Восточно-Ярактинского НГКМ».

Техническое задание на разработку группового рабочего проекта на строительство наклонно-направленных разведочно-эксплуатационных скважин Восточно-Ярактинского НГКМ.

Утвердил: Генеральный директор ООО «ИНК-НефтеГазГеология» А.В. Ивашкевич.

2. Целевое назначение работ: пространственные границы объекта, основные параметры:

2.1. Цель работ: разведка пласта V- C_{1m1} ярактинский горизонт с целью прироста запасов и восполнения минерально-сырьевой базы ООО «ИНК-НефтеГазГеология».

2.2. Пространственные границы объекта: Данный участок находится в 200 км от города Усть-Кут.

2.3. Продуктивный пласт является литологически неоднородным (имеет место переслаивание песчаников, аргиллитов и алевролитов).

3. Задачи по геологическому изучению, последовательность и основные методы их решения:

- 3.1. Отбор кернa из продуктивного горизонта.
- 3.2. Оконтуривание и опробование продуктивного пласта.
- 3.3. Оценка состава флюида (обводненность, газоносность) .
- 3.4. Перевод скважин в статус эксплуатационных в случае получения достаточного для добычи дебита.

4. Источники финансирования работ:

- 4.1. Работы выполняются за счет ООО «ИНК-НефтеГазГеология».

5. Ожидаемые результаты:

5.1. В результате разведки нефтегазоносного пласта V–Є₁mt₁ будут изучены состав пластового флюида, пригодность к добычи, наличие газа и проведен замер начального дебита, гидрогеологические и инженерно-геологические условия эксплуатации месторождения до глубины.

5.2. По результатам работ будет разработано ТЭО разведочных кондиций, составлен в соответствии с ГОСТ Р53579-2009 окончательный геологический отчет, который будет направлен на Государственную экспертизу и утверждение с последующей рассылкой в «Росгеолфонд», «Сахагеоинформ» и ГФ Амакинской ГРЭ в электронном и печатном вариантах.

6. Сроки проведения работ:

- начало – июль 2018г.
- окончание – июль 2019г.

ВВЕДЕНИЕ

При написании настоящего дипломного проекта были применены фондовые материалы ООО «ИНК» а также специальные литературные источники. Проектом предусматривается строительство разведочно-эксплуатационной скважины на восточном Ярактинском нефтегазоконденсатном участке. Буровые работы ведутся на территории Усть-Кутского района Иркутской области.

Целью строительства скважины является получение информации о геологическом строении продуктивного горизонта, его составе и начальном дебите.

Разведка нефтегазоносного пласта V – C_1 mt_1 будет выполнена буровой бригадой ООО «ИНК-СЕРВИС» при участии геофизической компании «Schlumberger», так же при участии «BAKER HUGHES».

Данный проект состоит из 5 частей:

- *Общая и геологическая часть*, рассматривается общая характеристика района работ, а так же приведена подробная характеристика литолого-стратиграфического, гидрогеологического разреза по данному участку, здесь же представлена нефтегазоносность;
- *техническая часть*, приведены расчеты, технология и технические средства, необходимые для проводки скважины;
- *специальная часть*, рассматривается ВЗД для бурения нефтяных и газовых скважин;
- *социальная ответственность*, рассмотрены вопросы техники безопасности, охраны труда и окружающей атмосферы;
- *организационно-экономическая часть*, даны необходимые экономические расчеты по строительству скважины.

1 ГЕОЛОГО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Географическая характеристика района строительства представлена в таблице 1.1, а экономическая характеристика и пути сообщения в таблице 1.2

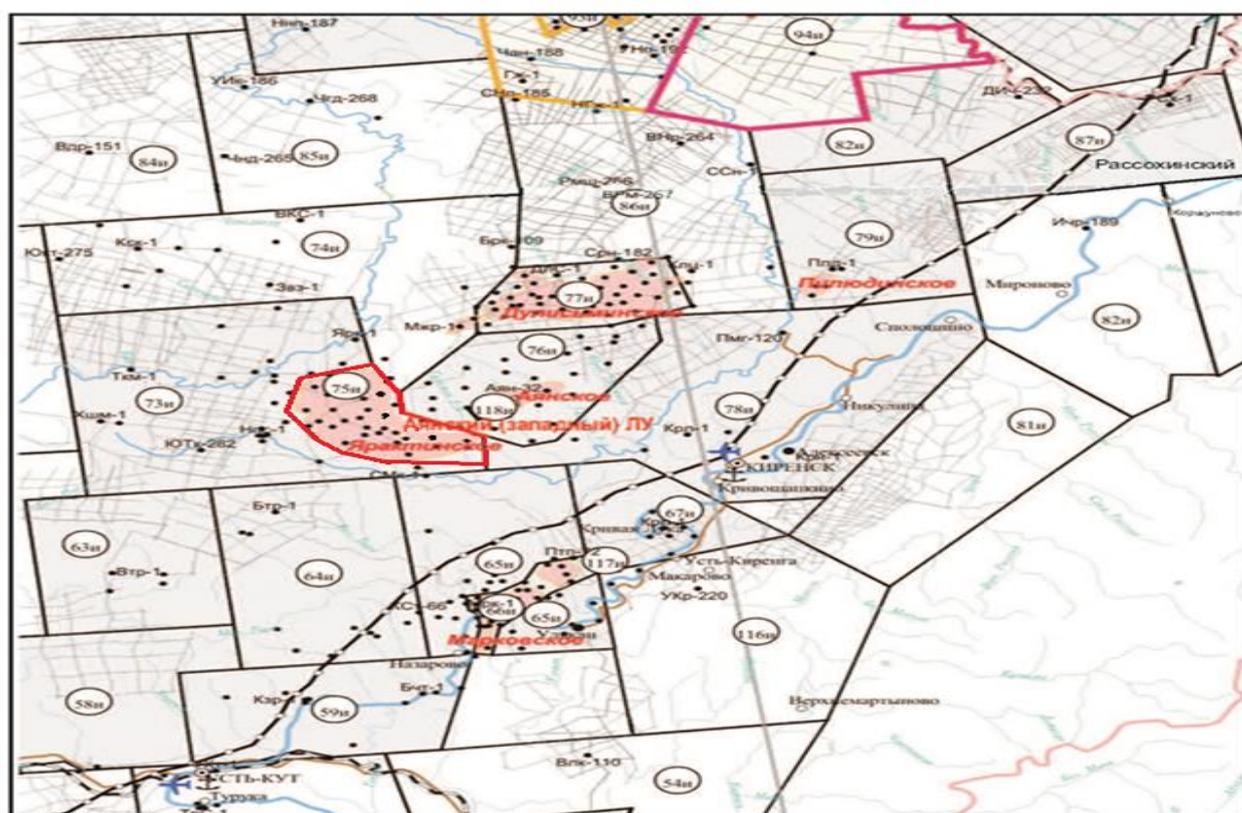
Таблица 1.1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
1	2
Месторождение (площадь)	Ярактинский (Восточный) участок
Характер рельефа	Слабо-холмистый
Покров местности	Тайга
Заболоченность	Высокая
Административное расположение: - республика - область (край) - район	РФ Иркутская Усть-Кутский
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	-3,58 +24 -26,8
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	3,57
Продолжительность отопительного периода в год, сутки	289 (VI температурная зона)
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	190
Азимут преобладающего направления ветра, град	Северо-западное, юго-восточное
Наибольшая скорость ветра, м/с:	до 25
Метеорологический пояс - в условиях Крайнего Севера	Резко-континентальный
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлых пород, м - кровля - подошва	Нет
Геодинамическая активность	Низкая

Таблица 2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
1	2
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-100
Теплоснабжение	Котельная ПКН-2М
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	по воздуху на вертолетах, автотранспортом по насыпным дорогам автотранспорт по зимникам
Блилежащие населенные пункты и расстояние до них	пос. Верхнемарково (100 км) г. Усть-Кут (195 км)

Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

- границы участков
- строящиеся нефтепроводы
- железные дороги
- реки
- пробуренные скважины
- ✈ аэропорты
- ⚓ речные порты

Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

1.2 Геологические условия бурения

Стратиграфический разрез скважины представлен в таблице 3.

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град.		Коэффициент кавернозности
от	до	название	индекс	угол	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	10	Четвертичные отложения	Q	1-2°	-	1,30
		Ордовик	O		-	
10	110	макаровская свита	O ₂ mk		-	1,15
110	140	чертовская свита	O ₂ čr		-	1,15
140	180	криволуцкая свита	O ₂ kr		-	1,15
180	200	устькутская свита	O ₁ uk		-	1,15
		Средний-верхний кембрий	Є ₂₋₃			
200	230	илгинская свита	Є ₂₋₃ il		-	1,18
230	650	верхоленская свита	Є ₂₋₃ vl		-	1,14
		Нижний-средний кембрий	Є ₁₋₂			
		Нижний кембрий	Є ₁			
740	1295	ангарская свита	Є ₁ an		-	1,17
1295	1405	булайская свита	Є ₁ bl		-	1,05
1405	1555	верхнебельская п/свита	Є ₁ bs ₂		-	1,11
1555	1885	нижнебельская п/свита	Є ₁ bs ₁		-	1,11
1885	2385	усольская свита	Є ₁ us		-	1,11
2030	2085	<i>долериты</i>	T		-	1,02
2270	2335	<i>осинский горизонт</i>	Є ₁ us (os)		-	1,02
		Венд-кембрий	V-Є ₁			
2385	2712	мотская свита	V-Є ₁ mt		-	1,03
2385	2620	верхнемотская п/свита	V-Є ₁ mt ₃	-	1,03	
2620	2675	среднемотская п/свита	V-Є ₁ mt ₂	-	1,03	
2675	2685	нижнемотская п/свита	V-Є ₁ mt ₁	-	1,03	
2685	2712	<i>ярактинский горизонт</i>	V-Є ₁ mt ₁	-	1,03	
2712	2730	Архей-Протерозой	Ar-Pr	-	1,03	

Примечание – Коэффициент кавернозности – отношение диаметра скважины к диаметру долота.

Литолого-стратиграфический разрез Ярактинского лицензионного участка представлен породами кристаллического фундамента - отложениями рифея, а также кембрия, ордовика и отложениями четвертичной системы.

Кристаллический фундамент- AR-PR

Породы, относимые к фундаменту, вскрыты в пределах Ярактинского участка скважинами 21, 52, 24, 50, 19, 15, 55, 10, 5. Породы фундамента представлены красновато-серыми, розовато-серыми, розовато-коричневыми, мелко- и среднекристаллическими гранитами и гранито-гнейсами; в меньшей мере сланцами хлоритово-серицитовыми и хлоритово-амфиболитовыми. Абсолютный возраст этих пород, определенный Rb-Sr методом в геохронологической лаборатории Института Геохимии СО РАН (г. Иркутск) по образцам, отобранным в скважинах 52, 21, Енг-154, составил 2,4 -2,7 млрд. лет, что позволяет датировать эти образования археем - нижним протерозоем.

Вблизи поверхности продуктивного пласта на толщину 2-8 м породы фундамента сильно выветренные и трещиноватые.

Вендская система-V

Непская свита – Vnp

Отложения свиты с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на породах коры выветривания фундамента. Наиболее полные разрезы непской свиты вскрыты и описаны на Марковском месторождении, где в основании свиты залегают терригенные отложения безымянного горизонта, представленные песчаниками серыми, светло-серыми, кварцевыми, разнозернистыми, участками гравелитистыми, перекрытые пачкой аргиллитов зеленовато-серых и темно-серых с редкими маломощными прослоями песчаников и алевролитов, выполняющей роль флюидоупора.

Выше по разрезу в районе Марковской площади залегают марковский продуктивный пласт, сложенный алевролитами и аргиллитами зеленовато-серыми, реже коричневатого-серыми, с прослоями песчаников грязновато-серых, кварцевых, разнозернистых, неотсортированных с включениями пирита.

Перекрывается пласт аргиллитами зеленовато-серыми и темно-серыми, нередко слюдистыми и пиритизированными, мелко-тонкоплитчатыми, иногда листоватыми, доломитистыми, плотными, с прослоями алевролитов и песчаников мощностью до 10-50 м. Мощность свиты 90 м.

На Ярактинской площади, расположенной к северу от Марковской основной объем песчаных отложений непской свиты, образующих продуктивную часть разреза, входит в состав ярактинского горизонта, залегающего непосредственно на породах фундамента. Пока достоверно не установлено, является ли ярактинский горизонт стратиграфическим аналогом марковского или представляет собой самостоятельное, более молодое подразделение. В пределах Ярактинской площади отложения горизонта представляют собой аргиллитово-песчаную толщу, отличающуюся крайней невыдержанностью состава отложений.

На Ярактинской и соседней Аянской площади в разрезе горизонта выделяются три песчаные пачки, которые довольно равномерно чередуются с аргиллитами. Толщина аргиллитовых пропластков не всегда выдержана и на некоторых участках песчаники часто сливаются друг с другом. В пределах площадей отдельные пачки песчаников оказываются настолько изменчивыми по мощности и литофациальному составу, что проследить их от скважины к скважине не всегда удается. Песчаники полевошпатовые, кварц-полевошпатовые, кварцевые, коричневатые, серые, разномерные от мелкозернистых до крупнозернистых и гравелитистых с прослоями и линзочками конгломератов, алевролитов и аргиллитов. Глинистые перемишки со значительной примесью разномерного песчано-алевритового материала. Для отложений пачки характерна резкая литофациальная изменчивость по площади за счет засоления, уплотнения и, в меньшей степени, глинизации. При описании керн отмечалась значительная пиритизация терригенного материала, а также трещиноватость пород. С песчаниками ярактинского горизонта связаны промышленные залежи нефти, газа и конденсата.

Толщина ярактинского горизонта в пределах площади колеблется от 7 до 52 м. Наибольшие толщины отмечаются в южной части площади (скв.52, 53, 70, 42), наименьшие - на севере – северо-западе. Более выдержаны толщины в центральной части площади.

Тирская свита – Vtr

Отложения непской свиты перекрыты пачкой неравномерно переслаивающихся доломито - ангидритовых пород с включениями терригенного материала, залегающей в подошве тирской свиты. Литологическая граница между карбонатными и терригенными породами выражена довольно четко и проводится по подошве пласта доломита, являющегося региональным геофизическим репером m1.

Участками в разрезе свиты возрастает примесь терригенного материала нередко образуя тонкие пласты песчаников, выделяемых в парфеновский горизонт, промышленная продуктивность которого доказана на Марковской площади.

Песчаники серые, светло-серые, разномерные, кварцевые, массивные, в середине слоя слабосцементированные, в подошве сливные, плотные. Местами в керне отмечаются «выпоты» нефти. Общая мощность тирской свиты меняется в пределах от 20 до 60 м, уменьшаясь в северо-восточном направлении.

Даниловская свита – Vdn

Верхняя часть свиты, представлена переслаиванием доломитов серых, темно-серых, скрытокристаллических до среднекристаллических, от слабой до средней крепости, мелкопористых реже микротрещиноватых. По трещинам развито углистое вещество, в интервале 2465-2475 м по плоскостям напластования неравномерно развито битуминозное вещество, ангидритов светло-серых с матовым оттенком, пелитоморфных до скрытокристаллических, средней крепости. С глубины 2490 м и до подошвы подсвиты, залегает более мощная пачка доломитов зеленовато-серых, среднекристаллических, средней крепости, мелкопористых.

Толщина даниловской свиты составляет 230-240 м.

Кембрийская система - €

Отложения кембрия составляют основную часть разреза Ярактинского месторождения и представлены всеми тремя отделами: нижним, средним и верхним.

В разрезе нижнего кембрия выделяются отложения усольской, бельской, булайской, ангарской свит.

Отложения среднего кембрия представлены литвинцевской свитой, верхний кембрий состоит из верхоленской и илгинской свит.

Нижний отдел – €₁

Усольская свита - €_{1us}

Кровля свиты отбита по появлению в разрезе каменных солей, полупрозрачных матовых, реже до серых разностей, крупнокристаллических. Далее по разрезу предкровельная часть свиты до глубины 1872 м представлена чередованием пластов доломитов и ангидритов. Доломиты серые, коричневато-серые, скрытокристаллические, средней крепости до крепких агрегатов. Ангидриты белые, светло-серые, голубовато-серые, зеленовато-серые, тонкокристаллические, средней крепости.

Интервал 1872–1967 м представлен переслаиванием доломитов и доломитов известковистых, с появлением в средней части разреза известняка.

Доломит светло-серый, серый, темно-серый, скрытокристаллический до среднекристаллического, средней крепости, в интервале 1890-1910 м некоторые разности обладают мелкой пористостью, неравномерно засолоненный, в нижней части интервала неравномерно ангидритизированный. Доломит известковистый, серый, темно-серый реже зеленовато-серого цвета, скрытокристаллический, мелкокристаллический, средней крепости. Известняк светло-серый, мелкокристаллический, средней крепости.

Интервал 1967-2082 м. Соль каменная полупрозрачная, матовая в нижней части интервала грязно-серая, среднекристаллическая, крупнокристаллическая, средней крепости. Доломит светло-серый, темно-серый, скрытокристаллический, мелкокристаллический, средней крепости, реже встречаются крепкие

разности, неравномерно ангидритизированный, в нижней части разреза засоленный, а в интервале 2081-2082 м слабо окремненный.

Толщина свиты на Ярактинской площади изменяется от 470 м до 600 м.

Осинский горизонт

Осинский горизонт представлен чередованием пластов известняка, доломита и доломита известковистого, с преобладанием известняка в общей массе горизонта.

Известняк серый, темно-серый реже белого цвета, скрытокристаллический, мелкокристаллический, средней крепости, в нижней части горизонта слабой крепости, в интервале 2360-2402 м мелкопористый, с остатками обуглившегося органического вещества, при реакции с соляной кислотой слабый запах битума. Доломит серый, темно-серый, мелкокристаллический, средней крепости. Доломит известковистый, серый, темно-серый, единичные коричневатосерые агрегаты, мелкокристаллический, коричневатосерые разности мелкопористые, средней крепости.

В интервале 2402-2447 м залегает доломит серый, темно-серый, мелкокристаллический, средней крепости, мелкопористый, засоленный, В верхней части интервала со следами обуглившегося органического вещества; известняк светло-серый, мелкокристаллический, слабой крепости, мелкопористый. Соль каменная, матовая, грязно-серая, среднекристаллическая, крупнокристаллическая, средней крепости. Толщина осинского горизонта составляет 73 м.

Трапповая формация

Основными породами, слагающими трапповую формацию на данном участке разреза являются диабазы.

Диабаз серый, темно-серый, реже черного цвета, мелкокристаллический, среднекристаллический, с вкраплениями пирита, и единичными зернами кварца, интервал 2100-2115 м характеризуется появлением в нем кальцита - в виде единичных среднекристаллических разностей.

Интервал 2135-2185 м в литологическом отношении представлен переслаиванием разноритмичных пластов известняка, каменной соли, доломита известковистого и диабаз.

Известняк окремненный, светло-серый, серый, мелкокристаллический, неравномерно доломитизированный, средней крепости. Соль каменная матовая, грязно-серая, среднекристаллическая, крупнокристаллическая, средней крепости. Диабаз серый, темно-серый, мелкокристаллический, среднекристаллический, с вкраплениями зерен кварца. Доломит известковистый серый, темно-серый, скрытокристаллический, мелкокристаллический, средней крепости, при реакции с соляной кислотой в осадок выпадает кремнезем.

Интервал 2185-2329 м представлен массивными пластами каменной соли с незначительными пропластками доломитов и доломитов известковистых.

Соль каменная матовая, грязно-серая с желтоватым оттенком, среднекристаллическая, крупнокристаллическая, средней крепости. Доломит серый, светло-серый, темно-серый, скрытокристаллический до среднекристаллического, засоленный, средней крепости. Доломит известковистый светло-серый, темно-серый реже бурого цвета, скрытокристаллический, мелкокристаллический, засоленный, средней крепости. Толщина трапповой формации составляет 53 м.

Бельская свита – ϵ_1bs

Кровля Бельской свиты отбита по существенному увеличению скорости проходки и появлению в разрезе каменных солей после перерыва предыдущей Булайской свиты.

Интервал: 1506 – 1865 м. Переслаивание доломитов светло-серых, темно-серых, изредка мелкопористых, скрыто-мелкокристаллических, средней крепости и ангидритов белых, пелитоморфных, слабой крепости. Редко в просях доломитов встречаются светло-коричневые мелкопористые разности, скрытокристаллические, средней крепости. С их появлением в разрезе связаны небольшие повышения суммарных газопоказаний.

В конце интервала в разрезе появляются известняки светло-серые, темно-серые, коричнево-серые, мелкокристаллические, средней крепости. Толщина бельской свиты колеблется от 350 м до 474 м.

Булайская свита – ϵ_{1bl}

Булайская свита представлена мощной пачкой доломитов светло-коричневато-серых, ангидритистых (доломито-ангидритов), местами (в кровле пачки), слабоизвестковистых, скрытокристаллических, плотных; в середине пачки доломиты темно-серые до черных, слабоглинистые, среднекрепкие, с прослоями различной мощности ангидритов белых, серовато-белых, мучнистых, скрыто-, тонкокристаллических, слабой крепости. Отложения свиты согласно залегают на карбонатно-галогенных породах бельской свиты.

Толщина свиты меняется в пределах от 77 м до 126 м.

Ангарская свита- ϵ_{1an}

По своим литологическим особенностям отложения ангарской свиты разделяются на две подсвиты: нижнюю - доломитовую и верхнюю - галогенно-карбонатную. Толщина колеблется от 470 м до 750 м.

Нижнеангарская подсвита- ϵ_{1an_1}

Граница кровли проведена по падению V_{mex} . и соответственно повышению ДМК, а также по появлению в разрезе доломитов светло-коричневых (кремового оттенка), реже серых, ангидритистых, участками слабоглинистых, массивных, плотных, скрытокристаллических, средней крепости, доломито-ангидритов серых, пропластков различной мощности, ангидритов белых, тонкокристаллических, слабой крепости

Толщина подсвиты 110 м.

Верхнеангарская подсвита- ϵ_{1an_2}

Кровля подсвиты проведена по падению V_{mex} . и появлению в разрезе известняков. Сложена галогенно-карбонатными породами. По всему интервалу исследования подсвиты газопроявления были минимальны и стремились к нулевым значениям.

Интервал: 860-1065м. Каменные соли белые прозрачные крупнокристаллические с маломощными прослоями: доломитов светло-коричневых, коричневых, мелкокристаллических, средней крепости; доломитов известковистых, светло-коричневых, мелкокристаллических, средней крепости; известняков светло-коричневых, коричневых, мелкокристаллических, средней крепости.

В интервал 1065 – 1290 м. встречаются известняки светло-коричневые, коричневые, мелкокристаллические, средней крепости. Доломиты светло-коричневые, коричневые, мелкокристаллические, средней крепости. Доломиты известковистые, светло-коричневые, мелкокристаллические, средней крепости. Ангидриты белые, пелитоморфные. Большинство разностей с включениями черного углистого вещества, развитого по поверхности напластования.

Интервал 1290-1320 м характерен неравномерным переслаиванием каменных матово-серых полупрозрачных крупнокристаллических солей с доломитами серо-коричневыми, серыми, слабглинистыми, участками известковистыми, скрытокристаллическими, средней крепости и ангидритами белыми, скрыто-, тонкокристаллическими, слабой крепости.

Толщина подсвиты – 457 м.

Нижний-средний отдел-Є₁₋₂

Литвинцевская свита –Є₁₋₂lt

В разрезе нижнего-среднего кембрия выделены отложения литвинцевской свиты, которая без видимого перерыва залегает на породах ангарской свиты.

Кровля свиты была проведена по появлению в разрезе доломитов и исчезновению красноцветных мергелей. Представлена доломитами, доломитами ангидритизированными, ближе к подошве свиты встречаются небольшие прослой доломита известковистого. По всему интервалу исследования свиты содержание углеводородов в пробах газа было равно, либо приближено к нулю.

Толщина свиты изменяется в пределах от 80 м до 127 м.

Средний-верхний отдел-Є₂₋₃

Верхоленская свита- Є₂₋₃vl

Илгинская свита- $\epsilon_{2,3}il$

Разрез среднего – верхнего кембрия представлен отложениями верхоленской и илгинской свит. Разрез верхоленской свиты начинается пестроцветными мергелями без видимого несогласия залегающими на доломитах литвинцевской свиты. Сложена свита преимущественно мергелями, чередующимися с прослоями доломитов, алевролитов, аргиллитов, реже гипсов в нижней части разреза и песчаников – в верхней.

Толщина отложений верхоленской свиты 427-495 м.

Разрез илгинской свиты сложен доломитами серыми, зеленовато- и светло-серыми, тонкими прослоями алевролитов, мергелей и песчаников.

Толщина свиты составляет 30-35 м.

Отложениями илгинской свиты заканчивается разрез кембрийской системы.

Перерыв

Ордовикская система-О

На Ярактинской площади отложения ордовика представлены нижним, средним и переходным средним – верхним отделами. Нижний ордовик представлен только **усть-кутской свитой** (сложена в основном песчаниками и доломитами с прослоями алевролитов). Толщина усть-кутской свиты на Ярактинской площади изменяется от 25 м до 45 м.

Средний ордовик включает отложения криволуцкой и чертовской свит. Отложения криволуцкой свиты со стратиграфическим несогласием залегают на породах усть-кутской свиты. Свита представлена песчаниками кварцевыми, серыми, беловато - и желтовато-серыми, разнотекстурными, массивными, доломитами, аргиллитами и алевролитами (в виде тонких прослоев и линз). Общая толщина криволуцкой свиты 30 – 70 м. Отложения чертовской свиты согласно залегают на породах криволуцкой свиты. Разрез чертовской свиты сложен глинистыми алевролитами, аргиллитами зеленого и грязно-зеленого цвета с редкими тонкими прослоями серых песчаников. Толщина чертовской свиты колеблется от 40м до 80м.

Средний - верхний ордовик - отложения **макаровской свиты**, представленные, в основном, красновато-коричневыми алевролитами, в меньшей мере песчаниками, с характерными голубоватыми и ярко-зелеными пятнами округлой формы. Вскрытая толщина отложений макаровской свиты достигает 110 – 115 м

Перерыв

Четвертичная система-Q

Четвертичные отложения имеют повсеместное распространение, и подразделяется по своему генезису на элювиальные (2 м), делювиальные (2-4 м) и аллювиальные (10-15 м).

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблице 1.5. Как следует из таблицы, наибольшую общую пористость имеют глины, пески, песчаники, но у глины поры в основном закрытые, то есть не сообщающиеся друг с другом. Наибольшую проницаемость имеют песчаники. Так же из анализа таблицы следует, что с углублением скважины возрастает абразивность пород, таких как доломиты, алевролиты и аргеллиты. Наименьшую абразивность имеет каменная соль.

Давление и температура по разрезу скважины представлены в таблице 1.6.

1.2.1 Краткая характеристика геологических условий бурения

В интервалах 740 ... 1295, 1405 ... 1555, 1885 ... 2030 и 2335 ... 2385 м встречаются пропластки каменной соли. Это может привести к кавернообразованию в стволе скважины и поглощению бурового раствора, а так же преждевременному выходу из строя породоразрушающего инструмента. Следовательно, для успешного прохождения данного интервала оценивается возможность применения соленасыщенного бурового раствора с начала бурения технической колонны.

В интервале 2712 ... 2730 м залегают граниты. Это может привести к снижению механической скорости бурения и преждевременному выходу из

строю породоразрушающего инструмента. Поэтому в данном интервале во избежание осложнений следует снизить подачу бурового раствора для бурения с ВЗД на пониженных скоростях.

Интервал 200 ... 650 м сложен неустойчивые, трещиноватыми породами. Поэтому в данном интервале во избежание осыпей и обвалов стенок скважины, прихватов инструмента проектируется использование раствора с добавлением полимера в совокупности с сочетанием параметров режима бурения, обеспечивающих понижение фильтрации и наивысшую механическую скорость бурения.

Интервал 180 ... 650 м характеризуется как интервал с несовместимыми условиями бурения, что определяется нарушением равновесия между пластовым и гидродинамическим давлением в процессе бурения. Следовательно, в этом интервале необходимо проектирование технической колонны.

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

1.3.1 Нефтеносность

В пределах Восточно Ярактинского участка промышленная нефтеносность выявлена в пласте V-Є₁ mt₁ Венд-кембрий ярактинский горизонт.

Кровлю пласта перекрывает нижнемотская свита, представленная аргиллитами и алевролитами. Мощность пласта колеблется от 2675 до 2685 м. По подошве идет пласт приуроченный к Архей-Протерозою, представленным гранитами и гранито-гнейсами. Мощность пласта составляет 18 метров.

Характеристика нефтеносности месторождения (площади) представлена в таблице 1.7.

1.3.2 Водоносность

Водоносность скважины проявляется в пластах приуроченных к Четвертичному и Ордовикскому периодам, а так же Кембрийским, которая проявляется во всех трех отделах периода.

В интервалах 0 ... 200, 200 ... 650 м вода относится к источнику питьевого водоснабжения.

Таблица 1.5 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического разделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, кгс/мм ²	Абразивность	Категория пород по промышленной классификации (М, С, Т и т.д.)
	от	до									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	10	Супеси Суглинки Глины	2400	11-20	1-10	50-100	0-2	10-15	III	М
O ₂ mk	10	110	Алевролиты	2400	2-3	5-10	50-70	1-5	100-150	X	С
			Песчаники		15-20	200-500	3-7	2-5			
O ₂ čr	110	140	Аргиллиты	2400	4-20	1-5	70-90	1-3	50-100	IV	С
			Алевролиты			5-10	50-70	1-5			
O ₂ kr	140	180	Песчаники	2500	5-25	200-500	3-7	2-5	100-150	IX, X	Т
			Доломиты			1-30	2-10	90-98			
O ₁ uk	180	200	Алевролиты	2400	2-3	5-10	50-70	1-5	50-100	III, IV	С
			Песчаники	2500	5-25	200-500	3-7	2-5	100-150	IX, X	Т
Є ₃ il	200	230	Доломиты	2600	7-12	1-30	2-10	90-98	200-300	III, IV	К
Є ₂₋₃ vl	230	650	Мергели	2600	15-25	1-20	40-70	30-60	100-150	XI, IV	Т
Є ₁₋₂ lt	650	740	Доломиты	2600	10-20	1-30	1-5	90-98	200-350	IV, VI	К
Є ₁ an	740	1295	Доломиты	2600	10-20	1-20	2-10	90-98	200-350	IV, VI	К
			Каменная соль	2200	-	-	-	-	10-20	II	М
Є ₁ bl	1295	1405	Доломиты	2600	4-10	5-20	2-10	90-98	200-350	IV	К
Є ₁ bs ₂	1405	1555	Доломиты	2600	10-20	1-20	1-10	90-98	200-350	IV, VI	К
			Каменная соль	2200	-	-	-	-	10-20	II	М
Є ₁ bs ₁	1555	1885	Известняки	2500	10-20	-	-	-	200-350	IV, VI	К
			Доломиты	2600	10-20	-	-	-	200-350	IV, VI	К

Продолжение таблицы 1.5

Индекс стратиграфического разделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, кгс/мм ²	Абразивность	Категория пород по промышленной классификации (М, С, Т и т.д.)
	от	до									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Є1us	1885	2030	Каменная соль	2200	-	-	-	-	10-20	II	М
			Доломиты	2600	10-20	1-20	2-10	90-98	200-350	IV, VI	К
	2030	2085	Диабазы	2600	10-20	-	-	-	330-400	IX, X	К
	2085	2270	Доломиты	2600	10-20	1-20	2-10	90-98	200-350	IV, VI	К
			Каменная соль	2200	-	-	-	-	10-20	II	М
	2270	2335	Известняки	2500	10-20	20-100	0-6	95-98	100-150	IV, VI	Т
Є1us(os)			Доломиты	2600	10-20	1-20	0-4	95-98	200-350	IV, VI	К
	2335	2385	Доломиты	2600	10-20	0,05-0,1	0-4	95-98	200-350	IV, VI	К
			Каменная соль	2200	-	-	-	-	10-20	II	М
V- Є1 mt3	2385	2620	Доломиты	2550	1-12	0,05-0,1	0-4	95-98	200-350	XI, IV	К
V- Є1 mt2	2620	2675	Доломиты	2550	1-12	0,05-0,1	0-4	95-98	200-350	XI, IV	К
V- Є1 mt1	2675	2685	Алевролиты	2500	2	0,1-0,5	40-50	3-5	200-300	XI, IV	К
яракт. гор.			Аргиллиты	2300	-	-	70-100	1-3	120-200	III, IV	С
	2685	2712	Песчаники	2550	2-52,8	0,1-45	2-10	1-8	120-200	XI, IV	Т
Ar-Pr	2712	2730	Гранито-гнейсы	2700	-	-	-	-	400-500	IX	ОК

Таблица 1.6 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления									Температура в конце интервала	
			пластового			гидроразрыва пород			горного				
	от (верх)	до (низ)	МПа/м		Источник получения	МПа/м		Источник получения	МПа/м		Источник получения	градус	Источник получения
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	10	11	12	13	14	15	16	17
Q-O ₂ mk	0	110	0,0073	0,0073	РФЗ	0,0163	0,0163	РАС	0,0240	0,0240	РАС	4	РФЗ
O ₂ ĉr	110	140	0,0085	0,0085	РФЗ	0,0168	0,0168	РАС	0,0240	0,0240	РАС	5	РФЗ
O ₂ kr	140	180	0,0090	0,0090	РФЗ	0,0171	0,0171	РАС	0,0240	0,0240	РАС	7	РФЗ
O ₁ uk	180	200	0,0093	0,0093	РФЗ	0,0172	0,0172	РАС	0,0240	0,0240	РАС	8	РФЗ
Є ₂₋₃ il	200	230	0,0094	0,0100	РФЗ	0,0173	0,0173	РАС	0,0260	0,0260	РАС	9	РФЗ
Є ₂₋₃ vl	230	650	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0183	0,0183	РАС	0,0260	0,0260	РАС	13	РФЗ
Є ₁₋₂ lt	650	740	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0186	0,0186	РАС	0,0260	0,0260	РАС	16	РФЗ
Є ₁ an	740	1295	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0175	0,0175	РАС	0,0240	0,0240	РАС	25	РФЗ
Є ₁ bl	1295	1405	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0186	0,0186	РАС	0,0260	0,0260	РАС	26	РФЗ
Є ₁ bs	1405	1885	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0181	0,0181	РАС	0,0250	0,0250	РАС	28	РФЗ
Є ₁ us	1885	2385	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0178	0,0178	РАС	0,0245	0,0245	РАС	33	РФЗ
V-Є ₁ mt ₃	2385	2620	0,0095	0,0095	РФЗ	0,0181	0,0181	РАС	0,0255	0,0255	РАС	38	РФЗ
V-Є ₁ mt ₂	2620	2675	0,0095	0,0095	РФЗ	0,0181	0,0181	РАС	0,0255	0,0255	РАС	39	РФЗ
V-Є ₁ mt ₁	2675	2685	0,0095	0,0095	РФЗ	0,0173	0,0173	РАС	0,0240	0,0240	РАС	39	РФЗ
V-Є ₁ mt ₁ (яракт. гор.)	2685	2712	0,0095	0,0095	РФЗ	0,0181	0,0181	РАС	0,0255	0,0255	РАС	40	РФЗ
Ar-Pr	2712	2730	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0192	0,0192	РАС	0,0270	0,0270	РАС	41	РФЗ

Таблица 1.7 – Нефтеносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³		Подвижность, Д/СП	Содержание серы, % по весу	Содержан. парафина, % по весу	Свободный дебит, м ³ /сут	Параметры растворенного газа					
	до (низ)	от (верх)		в пластовых условиях	после дегазации					газовый фактор, м ³ /м ³	содержание сероводорода, %	содержание углекислого газа, %	плотность газа по воздуху	коэффициент сжимаемости, 10 ⁻³ МПа ⁻¹	давление насыщения в пл. условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
V- Є ₁ mt ₁ яракт. гор.	2685	271 2	поровый	723	833	0,18	0,25	2,5	До 50	180	-	0,04	0,691	8,17	22,6

Таблица 1.8 – Водоносность по разрезу скважины

Стратиграфический индекс	Интервал залегания водоносных горизонтов, м.		Тип коллектора, поры, трещины, каверны	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая проницаемость, мД	Степень минерализации, мг/л	Тип воды по Сулину:
	от	до						
1	2	3	4	5	6	7	14	15
Q+O	0	200	Поровый	1000	295	-	0,46-2,5	СФН
Є ₂₋₃ vl+il	200	650	Поровый	1000-1060	70-170	-	15,4-30,8	ГКН
Є ₁₋₂ lt	650	740	Поровый	1060-1080	35-345	-	90-180	ХЛМ
Є _{1an} + Є _{1us}	740	2385	Поровый	1080-1170	1200	-	233,86	ХЛК
Є _{1mt}	2385	2712	Поровый	1210-1290	3-7	0,31	330	ХЛК

Разрез представлен 1 нефтеносными, и 5 водоносными пластами. Скважина проектируется для разведки интервалов 2685 ... 2712 (нефтеносный), поскольку он обладает наибольшим ожидаемым дебитом. Несмотря на это, конструкция скважины проектируется так, что перебуриваются все флюидонасыщенные пласты для обеспечения возможности их дальнейшей эксплуатации. Для обеспечения района бурения питьевой и технической водой проектируется вертикальная скважина глубиной 450 м для эксплуатации водоносного горизонта 380 ... 395 м.

1.4 Зоны возможных осложнений по разрезу скважины

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. Самыми распространенными являются поглощения, при таком осложнении нужно выдерживать скорости движения инструмента во время СПО, наращиваний и проработок. Чтобы избежать больших колебаний гидродинамического давления в скважине, скорость спуска буровой колонны за 200 м от кровли поглощающего горизонта и (или) вскрытого пласта должна быть снижена и не превышать 0,7 м/с, а ниже и в самом пласте не более 0,4 м/сек. В процессе проработки скважины скорость подачи инструмента не должна превышать 1 ... 3 м/мин.

В интервалах 740 ... 1295 и 1885 ... 2385 м возможны сальникообразования и заклинивание бурового инструмента. Следовательно, необходимо собирать компоновку буровой колонны при бурении в глинистых толщах, по возможности, содержащую меньше элементов, изменяющих ее сечение (УБТ разного диаметра, стабилизаторов, центраторов и т.д.). При возникновении замяток во время подъема буровой колонны свыше 10 т следует прекратить подъем, спустить долото как можно ниже места замятки в зону свободного хождения (но не менее 1-й трубы). Восстановить циркуляцию с минимально возможной производительностью насоса, доведя ее по мере нормализации давления до полной; промыть скважину с обработкой бурового раствора и попытаться разрушить сальник путем вращения и продольного перемещения инструмента (проработок) на длину ведущей трубы.

В интервале 2333 ... 2660 м прогнозируется высокая вероятность сужения ствола скважины, поэтому необходимо в проницаемых породах снижать водоотдачу бурового раствора. Держать минимально возможную плотность бурового раствора, но не меньше проектной.

В интервале 740 ... 1295 и 1885 ... 2385 м также ожидаются высокоинтенсивные осыпи и обвалы стенок скважины. Поэтому рекомендуется строго соблюдать долив скважины в процессе подъема и контролировать вытеснение раствора из скважины при спуске, не допуская снижения уровня раствора в скважине.

Краткая характеристика возможных осложнений представлена в таблице 1.9.

Таблица 1.9 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	от	до		
O ₁ uk	180	200	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – от 10 м ³ /час до полного поглощения, потери циркуляции – да. Возникает при нарушении равновесия между пластовым и гидродинамическим давлением в процессе бурения. Расстояние от устья скважины до статического уровня при его max снижении – от 40 до 80 м.
Є ₂₋₃ vl	230	650		
Є ₁ bl	1295	1405		
Є ₁ bs	1405	1885		

Продолжение таблицы 1.9

Є ₂₋₃ vl+il	200	650	Осыпи и обвалы стенок скважины, прихват инструмента.	Неустойчивые, трещиноватые породы. Сальникообразования, заклинки.
Є ₁ an	740	1295		Сальникообразования, заклинки, перепады давления.
Є ₁ us	1885	2385		
Є ₁ an	740	1295	Кавернообразование	Несоблюдения свойств бурового раствора (бурение на недонасыщенном NaCl буровом растворе)
Є ₁ bs	1405	1555		
Є ₁ us	1885	2385		

1.5 Исследовательские работы

1.5.1 Геофизические работы

Главной задачей стоит строительство качественных, долговечных и стабильных скважин. Все эти требования соблюдаются на всех стадиях строительства начиная от проектных работ и заканчивая спуском ЭЦН. В виду этого появляется необходимость контроля качества скважин во время их сооружения, этого помогает достичь широкий спектр геофизический исследований на каждом этапе сооружения. Применяемые методы и интервалы на которых они используются представлены в табл. 1.10.

Таблица 1.10 – Геофизические работы

Забой скважины	Виды исследований, их целевое назначение	Интервалы исследования		Примечание
		от	до	
1	2	3	4	5
400	Гамма-каротаж, нейтронный гамма-каротаж, акустический каротаж, инклинометрия	0	400	Общие исследования
	Кажущееся сопротивление, кавернометрия, профилометрия	40	400	
	Акустический контроль цементирования, гамма-гамма цементометрия, отбивка цементного кольца - Т	0	400	После спуска и цементирования колонны

Продолжение таблицы 1.10

1300	Кажущееся сопротивление, кавернометрия, профилометрия, инклинометрия.	400	1300	Общие исследования
	Гамма-каротаж, нейтронный гамма-каротаж, акустический каротаж	350	1300	
	Акустический контроль цементирования, гамма-гамма цементометрия, отбивка цементного кольца - Т	0	1300	После спуска и цементирования колонны
<u>2300</u> 2349	Гамма-каротаж, нейтронный гамма-каротаж, акустический каротаж	1250	<u>2300</u> 2349	Общие исследования
	Кажущееся сопротивление, кавернометрия, профилометрия, инклинометрия	1300	<u>2300</u> 2349	
<u>2712</u> 2785	Боковой каротаж, гамма-каротаж, нейтронный гамма-каротаж	<u>2618</u> 2685	<u>2712</u> 2785	Перед ИП
	Кавернометрия, инклинометрия	1300	<u>2712</u> 2785	
<u>2730</u> 2804	Боковой каротаж, боковой микрокаротаж, боковое каротажное зондирование, индукционный каротаж, высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ), гамма-гамма каротаж-плотностной, термометрия, гамма-каротаж спектрометрический, кавернометрия, профилометрия, инклинометрия	1300	<u>2730</u> 2804	Детальные исследования
	Кажущееся сопротивление, Гамма-каротаж, нейтронный гамма-каротаж, акустический каротаж	<u>2250</u> 2296	<u>2730</u> 2804	
	Акустический контроль цементирования, гамма-гамма цементометрия, отбивка цементного кольца - Т	0	<u>2730</u> 2804	После спуска и цементирования колонны

1.5.2 Отбор кернa

Запланированный отбор кернa представлен в таблице 1.11.

Таблица 1.11 – Отбор кернa

Индекс стратиграфического подразделения	Параметры отбора кернa		Интервал отбора кернa, м		Метраж отбора кернa	Плановый вынос кернa, %	Категория трудности отбора кернa	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал спуска инструмента, м		Частота отбора шлама через, м
	min диаметр, мм	max проходка за рейс	от	до					от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
V-Є ₁ mt ₁	100	14	2685	2712	27	80	2	O - Ar- Pr	40	27 30	5

2 ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ПРОВЕДЕНИЯ БУРОВЫХ РАБОТ

2.1 Обоснование профиля скважины

Основными критериями выбора рационального профиля скважины являются:

1. минимальное значение зенитного угла ствола скважины в интервале работ глубинного - насосного оборудования при заданных отклонениях забоя от вертикали и допустимой величины искривления ствола.

2. минимальная протяженность ствола в продуктивной части пласта с сохранением качества крепления и возможности проведения промыслово-геофизических исследований при бурении и эксплуатации скважины.

3. минимальные нагрузки на крюке буровой установки (снижение прижимающих усилий и сил трения) при подъеме буровой колонны для заданного отклонения забоя от вертикали.

4. минимальная глубина скважины с соблюдением проектного смещения забоя от вертикали в проектом направлении.

5. минимальное количество смены компоновок низа буровой колонны КНБК и обеспечение по возможности полной отработки долот [3].

Допустимая интенсивность пространственного искривления по интервалам профиля в соответствии с существующими требованиями не должна превышать: $1,5^\circ$ на 10 метров в интервале набора проектных параметров кривизны. А так же 3° по зенитному углу и 4° по азимутальному углу на 100 метров длины ствола в интервале стабилизации.

Набор угла наклона ствола будет производиться с открытого ствола скважины с глубины 1350 метров. Исходя из практики наклонно-направленных скважин и выше приведенных требований к их параметрам (угол наклона ствола в интервале установки насоса не должен превышать 20° , интенсивность искривления, наличие в разрезе соленых пластов) наиболее приемлемых для наклонно-направленных скважин считается пятиинтервальный профиль. Для

реализации такого профиля потребуется минимум КНБК и, как следствие, меньшее количество долблений.

Пятиинтервальный профиль включает:

1. Вертикальный участок
2. Интервал набора параметров кривизны
3. Участок падения угла наклона ствола по траектории рассчитанной с учётом обеспечения прохождения соленосной толщи ангарской свиты с минимально возможным углом наклона ствола
4. Интервал набора зенитного угла
5. Участок падения угла наклона ствола по расчётной траектории до проектной глубины, то есть S-образный с тангенциальным участком.

Таблица 2.1 – Профиль скважины

Интервал по вертикали, м			Зенитный угол, град		Горизонтальное отклонение, м		Удлинение, м		Глубина по стволу, м
от	до	длина	в начале	в конце	за интервал	общее	за интервал	общее	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	40	40	0	0	0	0	0	0	40
40	400	360	0	0	0	0	0	0	400
400	1300	900	0	0	0	0	0	0	1300
1300	1350	50	0	0	0	0	0	0	1350
1350	1497,3	147,3	0	19	24,64	24,64	2,7	2,7	1500
1497,3	2730	1232,7	19	19	424,54	449,18	71,3	74,0	2804

Вертикальная проекция профиля поисковой скважины №1 Восточного Ярактинского участка представлена в *Приложении 1*.

2.2 Обоснование конструкции скважины

Под конструкцией эксплуатационного забоя понимается конструкция низа эксплуатационной колонны в интервале продуктивного пласта [3].

1. Определение типа коллектора.

Согласно геологическим данным, тип коллектора – поровый.

2. Определение однородности коллектора.

2.1. Согласно геологическим данным, продуктивный пласт является литологически неоднородным (имеет место переслаивание песчаников, аргиллитов и алевролитов).

2.2. Продуктивный пласт является неоднородным по типу флюида, т. к. существуют близко расположенные к продуктивному пласту водонапорные горизонты.

2.4. Согласно геологическим данным, $\Delta P_{пл} = 0,1$ МПа/10 м (нормальное пластовое давление), следовательно, продуктивный пласт по величине градиента пластового давления однородный.

3. Расчет коллектора на устойчивость.

Оценка устойчивости пород в призабойной зоне производится сравнением прочности породы коллектора на одноосное сжатие с радиальной сжимающей нагрузкой на породу в призабойной зоне скважины. Породы устойчивы, если выполняется условие:

$$\sigma_{сж} \geq \sigma_{сж}^{расч}, \quad (2.1)$$

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

$$30 < 74,266 \text{ МПа.}$$

Условие (1) не выполняется, следовательно, коллектор не устойчив.

4. Определение конструкции забоя.

Коллектор порового типа, неоднородный, неустойчивый. Имеются близко расположенные к продуктивному пласту водонапорные горизонты.

Для данного типа коллектора принимается конструкция забоя закрытого типа, в которой продуктивный объект перекрывается сплошной

колонной с обязательным цементированием. Конструкция забоя представлена на рисунке 2.1.

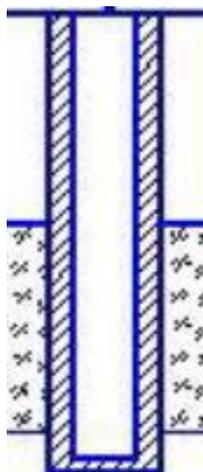


Рисунок 2.1 – Конструкция забоя закрытого типа

2.2.1 построение графика совмещенных давлений

Расчет коэффициента аномальности K_a и коэффициента гидроразрыва $K_{гр}$:

$$K_a = \frac{P_{пл}}{\rho_v \cdot g \cdot L}, \quad (2.2)$$

$$K_{гр} = \frac{P_{погл}}{\rho_v \cdot g \cdot L}, \quad (2.3)$$

где $P_{пл}$, $P_{погл}$ – соответственно пластовое(поровое) давление и давление поглощения, Па;

ρ_v -плотность воды, кг/м³;

g -ускорение свободного падения, м/с²;

L - глубина пласта, м.

Определим коэффициент аномальности K_a и коэффициент гидроразрыва $K_{гр}$ для различных глубин по формулам(2.1, 2.2): При $L=242$ м.

$$K_a = \frac{2,13 \cdot 10^6}{1000 \cdot 9,81 \cdot 242} = 0,89 \quad K_{гр} = \frac{4,22 \cdot 10^6}{1000 \cdot 9,81 \cdot 242} = 1,77$$

Таблица 2.2 - Коэффициенты аномальности и гидроразрыва

Свита	Коэффициент	
	Аномальности	Гидроразрыва
Чертовская	0,86	1,89
Верхоленская	1,02	1,79
Литвинцевская	1,01	1,94
Ангарская свита	0,95	1,82
Булайская	0,79	1,52
Усольская	0,87	1,71
Мотская верхняя подсвита	0,94	1,85
Мотская нижняя подсвита	1,01	1,78

На основании таблицы 2.2 строим график изменений пластового (порового) давления и давления гидроразрыва (рис. 2)

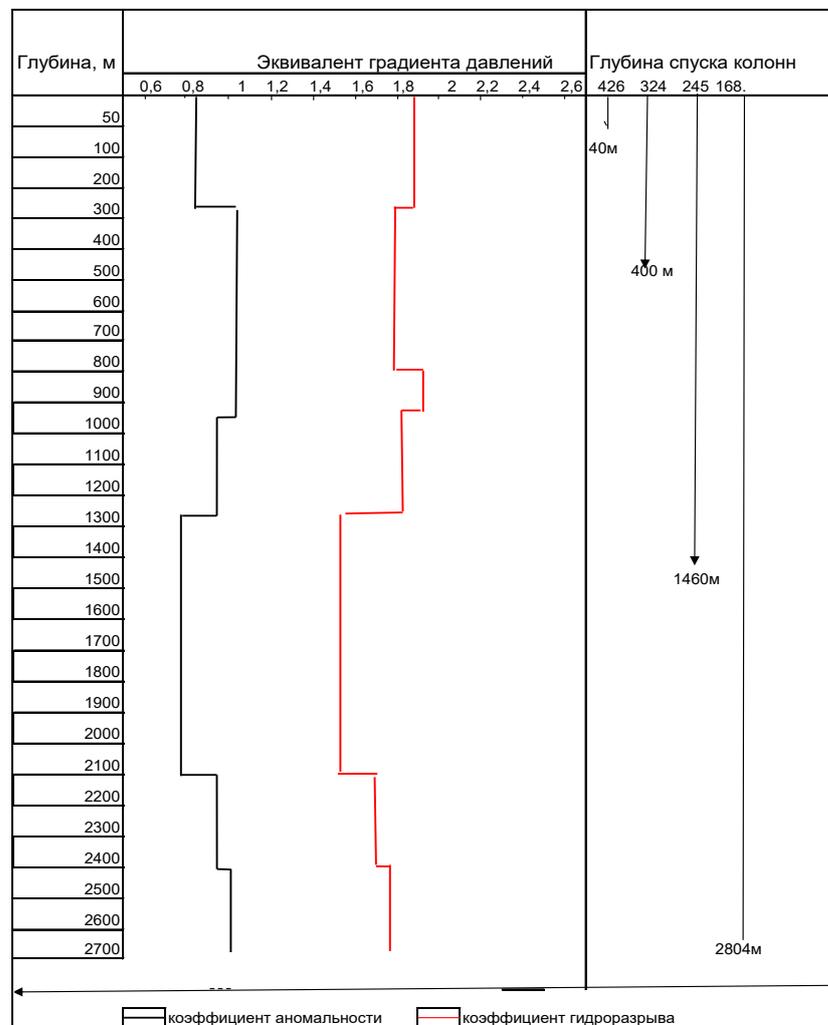


Рисунок 2.2 – Совмещенный график давлений

2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Мощность четвертичных отложений составляет 10 метров, поэтому предварительный расчет глубины спуска направления составляет 40 м с учетом посадки башмака в устойчивые горные породы.

Минимальное значение глубины спуска кондуктора составляет 400 м, для обеспечения посадки башмака кондуктора в устойчивые горные породы.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2804 метров с учетом перекрытия подошвы продуктивного пласта на 30 метров.

Количество обсадных колонн, необходимых для обеспечения перечисленных требований, проектируется, исходя из несовместимости условий бурения отдельных интервалов скважины.

Под несовместимостью условий бурения понимается такое их сочетание, при котором 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.

Число обсадных колонн и глубина спуска определяются на основании графика совмещенных давлений, т.е. на основании совместимости отдельных зон с учетом геолого-технических условий.

2.2.3 Выбор интервалов цементирования скважины

Интервал цементирования направления: 0 – 40 м;

Интервал цементирования кондуктора: 0 – 400 м;

Интервал цементирования технической колонны (в две ступени):

1) 0 – 600 м,

2) 600 – 1300 м;

Интервал цементирования эксплуатационной колонны (в две ступени):

- 1) 0 – 1300 м,
- 2) 1300 – 2804 м.

2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр эксплуатационной колонны выбирается исходя из ожидаемого суммарного дебита жидкости на разных стадиях эксплуатации. Для данной скважины при ориентировочном дебите, исходя из опыта соседних месторождений, больше $200\text{ м}^3/\text{сутки}$ диаметр колонны принимается равным 168 мм [7]. Этот диаметр будет являться исходным для расчета последующих обсадных колонн.

Диаметр долота для бурения под эту колонну должен превышать размер наиболее допущенной части этой колонны, т.е. муфты:

$$D_{\text{доп}} = D_{\text{муф}} + \delta \quad (2.4)$$

где D -диаметр муфты, δ -разность диаметров между стенками скважины и муфтами обсадных колонн

Наружные диаметры обсадных колонн и диаметр муфт для них принимаются из стандартного ряда по ГОСТ-632-80.

Для обсадной колонны диаметром 168 мм рассчитывается

$$D_{\text{д}} = 168 + 25 = 213 \text{ мм}$$

Подбирается долото диаметром 215.9 мм.

Внутренний диаметр вышерасположенной обсадной колонны подбирается исходя из условия прохождения в ней долота, выбранного для бурения под эксплуатационную колонну:

$$D_{\text{к}} = D_{\text{экс}} + 2\delta \quad (2.5)$$

где δ – необходимый радиальный зазор для свободного прохода через предыдущую колонну. Обычно 2-4 мм [4]

$$D_{\text{к}} = 215.9 + 2 \cdot 4 = 223.9$$

Наружный диаметр вышерасположенной обсадной колонны

$$D_k = 223.9 + 2\delta$$

где δ – толщина стенки обсадной колонны. Среднее значение рекомендуется принимать $\delta=10$ мм

$$D_k = 223.9 + 2 \cdot 10 = 243.9$$

Подбирается обсадная колонна диаметром 245 мм. Диаметры следующих обсадных колонн подбираются аналогично. При этом в формулу вместо D_m эксплуатационной колонны подставляются данные по D_m рассчитанной промежуточной колонны:

$$D_d = 270 + 30 = 300 \text{ мм}$$

Подбирается долото диаметром 295.3 мм

$$D_k = 295.3 + 2 \cdot 4 = 303.3 \text{ мм}$$

$$D_k = 303.3 + 2 \cdot 10 = 323.3 \text{ мм}$$

Подбирается колонна диаметром 324 мм.

Кондуктор рассчитывается

$$D_d = 351 + 45 = 396 \text{ мм}$$

Подбирается долото диаметром 393.7 мм

$$D_k = 393.7 + 2 \cdot 4 = 401.7 \text{ мм}$$

$$D_k = 401.7 + 2 \cdot 10 = 421.7 \text{ мм}$$

Подбирается колонна диаметром 426 мм

$$D_d = 451 + 50 = 501 \text{ мм}$$

Подбираем долото диаметром 490 мм

Направление: глубина спуска - 40 метров. Спускается с целью крепления неустойчивых четвертичных отложений и предупреждения грифообразования. Цементируется до устья.

Кондуктор: глубина спуска 400 метров. Спускается в устойчивые глины верхнеленских отложений для перекрытия зон сильных поглощений

и предупреждения загрязнения водных горизонтов, а также для герметизации устья противовыбросовым оборудованием. Цементируется до устья.

Техническая колонна: глубина спуска 1300 метров. Спускается с целью перекрытия солевых отложений ангарской и литвинцевских свит, склонных к поглощениям, кавернообразованиям и нефтегазопроявлениям в осинском горизонте. Колонна цементируется до устья. Устье герметизируется противовыбросовым оборудованием.

Эксплуатационная колонна: глубина спуска 2804 метров. Колонна цементируется до устья.

2.2.5 Разработка схем обвязки устья скважины

Для управления скважиной при нефтегазопроявлениях, герметизации затрубного пространства при цементировании обсадных колонн, и других операций при бурении скважины предусматривается применение следующего оборудования:

А) Колонной головки ОКК2-350-324*245*168

Б) Противовыбросовое оборудование ОП5-350*35 ГОСТ13862-90 (кондуктор), ОП5-280*35 (промежуточная колонна), ОП5-230*35 (эксплуатационная колонна)

В) Фонтанная арматура АФК-5-65*35К2 ,резьба НКТ(НК73); под диаметр эксплуатационной колонны 168мм.

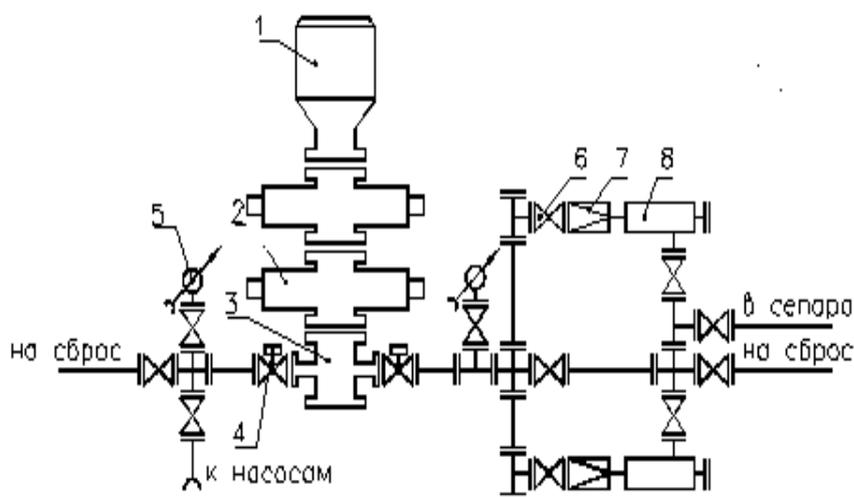


Рисунок 2.3 – Схема монтажа ПВО

1, 2 – универсальный и плашечный превенторы; 3 – устьевая крестовина; 4, 6 – задвижки с гидравлическим и ручным управлением; 5 – манометр с запорным и разрядным устройствами; 7, 9 – регулируемые дроссели с гидравлическим и ручным управлением; 8 – отбойная камера с разрядным устройством.

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

При принятии решения о способе бурения в качестве исходной информации используются такие данные, как профиль ствола скважины, геологическое строение разреза скважины, тип и диаметр бурового раствора и породоразрушающего инструмента.

В настоящее время глубокие нефтяные скважины бурят вращательным способом с передачей вращения долоту с устья скважины от ротора через колонну бурильных труб или с передачей вращения долоту непосредственно от гидравлического (турбобура, винтового забойного двигателя (ВЗД)) или электрического забойного двигателя – электробура.

Винтовой забойный двигатель (ВЗД) один из самых распространенных видов оборудования для привода буровых долот. Распространенность данного типа двигателей объясняется рядом преимуществ перед другими способами привода долот. Но при всех своих достоинствах он имеет существенный недостаток – быстрый износ двигательной секции. Отсутствие цеха по обслуживанию забойных двигателей приводит к тому, что следует искать альтернативу.

Оборудование – роторная управляемая система, в которой все внешние элементы вращаются, позволяет увеличить скорость проходки, поскольку в системе отсутствуют покоящиеся элементы, создающие силы трения, уменьшающие эффективность бурения и тормозящие КНБК на забое. Вынос шлама происходит эффективней, так как нет заужений затруб-

ного пространства. В таблице 2.3 представлены способы бурения по интервалам скважины.

Таблица 2.3 – Способы бурения скважины по интервалам

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Способ бурения
от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4
0	40	Бурение	Роторный
40	400	Бурение	Роторный
400	1300	Бурение	ВЗД
1280	1300	Разбуривание цементного стакана в промежуточной колонне	Роторный
1300	2756	Бурение	ВЗД
2756	2785	Отбор керна	Роторный
2785	2804	Бурение	ВЗД
2784	2804	Разбуривание цементного стакана в эксплуатационной колонне	Роторный

2.3.2 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Осевая нагрузка как режимный параметр бурения, обеспечивает внедрение элементов долота в горную породу. Естественно, что с увеличением осевой нагрузки на долото увеличивается и эффективность разрушения породы. Но необходимо отметить, что при увеличении нагрузки скорость проходки растет до определенного предела и дойдя до максимального своего значения снижается. Следовательно, существует критическое значение осевой нагрузки, превышение которого нерационально. Необходимо выбрать оптимальное значение осевой нагрузки. Расчет ведется по методике.

Расчет осевой нагрузки, обеспечивающей объемное разрушение горной породы производится по формуле:

$$G_{oc} = 0.75 \cdot D_d \cdot P_{ш} \text{ т,} \quad (2.6)$$

где D_d – диаметр долота, м; $P_{ш}$ – твердость породы по штампу, кгс/мм².

Для интервала:

$$0 - 40 \text{ м } G_{oc} = 0.75 \cdot 0.49 \cdot 15 = 5,5 \text{ т.}$$

$$40 - 650 \text{ м } G_{oc} = 0.75 \cdot 0.394 \cdot 25 = 14,7 \text{ т.}$$

$$650 - 2270 \text{ м } G_{oc} = 0.75 \cdot 0.295 \cdot 100 = 22,1 \text{ т.}$$

$$2270 - 2804 \text{ м } G_{oc} = 0.75 \cdot 0.2159 \cdot 100 = 16,1 \text{ т.}$$

Определяется осевая нагрузка по удельной нагрузке на 1 см диаметра долота:

$$G_{oc} = q \cdot D, \text{ т} \quad (2.7)$$

где q – удельная нагрузка на 1 см долота, кгс/см; D – диаметр долота, м;

Удельная нагрузка на 1 см диаметра долота кгс/см, для пород типа (М), $q =$ до 200 кгс/см; для пород МС $q = 200 \div 400$ кгс/см; для пород типа С $q = 400 \div 600$ кгс/см;

Учитывая проведенные расчеты, получаем в интервале:

$$0 - 40 \text{ м (М) } G_{oc} = 0,49 \cdot 10 = 4,9 \text{ т}$$

$$40 - 650 \text{ м (СТ) } G_{oc} = 0,394 \cdot 40 = 15 \text{ т}$$

$$650 - 2270 \text{ м (К) } G_{oc} = 0,295 \cdot 80 = 23,6 \text{ т}$$

$$1344 - 2514 \text{ м (КТ) } G_{oc} = 0.2159 \cdot 80 = 17,6 \text{ т}$$

Необходимо также учитывать, что расчетное значение осевой нагрузки не должно превышать допустимую нагрузку на долото (по паспорту).

Поэтому сравниваем расчетные значения с допустимыми, при этом принятое значение не должно превышать 80 % от допустимой нагрузки:

$$G_{oc} \leq 0.8 \cdot G_{oc, доп.}, \quad (2.8)$$

Для долота 490 С-ЦВ имеем $G_{oc, доп.} = 0.55 \text{ мН}$

$$0,074 \leq 0.8 \cdot 0,55$$

$$0.074 \leq 0,44, \text{ следовательно условие выполняется.}$$

Для долота 393,7 СЗ-ЦГВУ-R174 имеем $G_{oc, доп.} = 0,47 \text{ мН}$

$$0,15 \leq 0,8 \cdot 0,45$$

$$0,15 \leq 0,36, \text{ условие выполняется.}$$

Для долота БИТ 295,3 В 913 Н имеем $G_{\text{ос.доп.}} = 0,4 \text{ мН}$

$$0,221 \leq 0,8 \cdot 0,4$$

$$0,221 \leq 0,32, \text{ условие выполняется.}$$

Для долота БИТ 215,9 В 813 У имеем $G_{\text{ос.доп.}} = 0,4 \text{ мН}$

$$0,161 \leq 0,4 \cdot 0,8$$

$$0,161 \leq 0,32, \text{ условие выполняется.}$$

Принятые осевые нагрузки с учетом всех условий и расчетов приведены в табл. 2.4

Таблица 2.4 – Осевые нагрузки

Интервал, м	0 – 40	40 – 650	650 – 2270	2270 – 2804
Осевая нагрузка, т	7,4	15	22,1	16,1

2.3.3 Расчет частоты вращения

Каждому классу пород и типу долот соответствуют свои оптимальные частоты вращения инструмента, при которых разрушение горных пород максимально. Расчет частоты вращения ведется по формуле:

$$n = 19,1 \frac{V_n}{D_\delta} \text{ об/мин,} \quad (2.9)$$

где V_n – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с; $V_n = 1,5 \text{ м/с.}$, D_δ – диаметр долота, м.

Интервал (2270 – 2804 м):

$$n_1 = 19,1 * \frac{1,5}{0,2159} = 132,7 \text{ об/мин,}$$

Учитывая рекомендаций по бурению в продуктивном пласте с отбором керна[2] принимаем:

$$n_1 = 80 \text{ об/мин}$$

Интервал (650 – 2270 м) :

$$n_2 = 19,1 * \frac{1,5}{0,295} = 97 \text{ об/мин,}$$

Интервал(40 – 650 м):

$$n_3 = 19,1 * \frac{3}{0,394} = 145 \text{ об/мин,}$$

Интервал (0 – 40 м)

$$n_4 = 19,1 * \frac{3}{0,49} = 116,9 \text{ об/мин,}$$

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]

2.3.4 Выбор и обоснования типа забойного двигателя

1. Интервал (400 – 2804 м) :

Оптимальным для этого интервала будет Винтовой забойный двигатель **ДУ-195**, т.к 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).

Учитывая рекомендаций по бурению в продуктивном пласте с отбором керна, ранее было принято решение о бурении в интервале (2685 ... 2785) роторным способом.

Таблица 2.5 – Технические характеристики винтового забойного двигателя **ДУ-195**

Диаметр корпуса наружный, мм	195
Длина, мм:	
- двигателя без клапана	6600
- шпинделя до искривления	3245
- активной части статора	1800

Расход бурового раствора, м ³ /с	0,025-0,055
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

2. Интервал(0 – 400м):

Бурение в данном интервале производится роторным способом.

2.3.5 Расчет требуемого расхода буровой жидкости

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

- А) выносить шлам на поверхность;
- Б) должен не разрушать стенки скважины;
- В) соответствия технической характеристике забойного двигателя и насосной группы.

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

$$Q_1 = V_{кр} S_{max} + V_M S_{заб} \frac{\rho_n - \rho_p}{\rho_{см} - \rho_p} \quad \text{м}^3/\text{с}, \quad (2.10)$$

где $V_{кр}$ – критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с; V_M – механическая скорость бурения, м/с; ρ_n – плотность разбуhrиваемой породы, г/см³; ρ_p – плотность бурового раствора, г/см³; $\rho_{см}$ –

плотность раствора со шламом, г/см³; $S_{\text{заб}}$ – площадь забоя (по ПРИ), м².

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

$$S_{\text{max}} = 0,785(D_c^2 - d_{\text{от}}^2) \text{ м}^2, \quad (2.11)$$

где $d_{\text{от}}$ – минимальный диаметр бурильных труб, м.

$$D_c = K_K D_{\text{д}}, \quad (2.12)$$

где K_K – коэффициент каверзости.

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

$$\text{Разность } \rho_{\text{см}} - \rho_p = 0,02 \text{ г/см}^3. [4]$$

Механическая скорость бурения определяется:

$$V_M = h / t, \quad (2.13)$$

где h – проходка, м; t – время бурения, ч.

$$V_M = 2804/1076,5 = 2,6 \text{ м/ч}$$

Б) *Максимальный расход раствора Q_2 , при котором не происходит размыв стенок скважины, определяется по формуле*

$$Q_2 = S_{\text{min}} V_{\text{км max}} \text{ м}^3/\text{с}, \quad (2.14)$$

где $V_{\text{км max}}$ – максимально допустимая скорость течения жидкости в кольцевом пространстве, м/с, в интервале до 1000 м $V_{\text{км max}} = 1,3$ м/с, а в нижележащих интервалах $V_{\text{км max}} = 1,5$ 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.

Интервал (2270 – 2804 м):

$$D_c = 1,03 * 0,2159 = 0,222 \text{ м},$$

$$S_{\max} = 0,785(0,222^2 - 0,127^2) = 0,026 \text{ м}^2,$$

$$Q_1 = 0,1 * 0,026 + \frac{2,6 * 3,14 * (0,2159^2 - 0,08^2) * (2,7 - 1,072)}{60 * 4 * 0,02} = 0,093 \text{ м}^3/\text{с} = 93 \text{ л/с},$$

$$Q_2 = 0,9 * 0,0239 = 0,0215 \text{ м}^3/\text{с} = 21,5 \text{ л/с},$$

Принимая во внимание рекомендаций [3] по расходу промывочной жидкости при бурение с отбором керна и учитывая что бурение будет вестись роторным способом, принимаем:

$$Q_I = 25 \text{ л/с}$$

Интервал(650 – 2270 мм):

$$D_c = 1,11 * 0,2953 = 0,3277 \text{ м},$$

$$S_{\max} = 0,785(0,10738 - 0,0161) = 0,0716 \text{ м}^2$$

$$Q_1 = 0,1 * 0,0716 + \frac{2,6 * 0,295^2 * 3,14 * (2,6 - 1,072)}{60 * 4 * 0,02} = 0,0233 \text{ м}^3/\text{с} = 23,3 \text{ л/с},$$

$$Q_2 = 1 * 0,0558 = 0,0558 \text{ м}^3/\text{с} = 55 \text{ л/с},$$

$$23,3 < Q_{II} < 55$$

Конечная интенсивность будет выбрана в полученном интервале, по характеристикам насоса.

Интервал(40 – 650 м):

$$D_c = 1,15 * 0,394 = 0,4531 \text{ м}^2,$$

$$S_{\max} = 0,785(0,2053 - 0,0161) = 0,1485 \text{ м}^2$$

$$Q_1 = 0,15 * 0,14 + \frac{2,6 * 0,394^2 * 3,14 * (2,5 - 1,073)}{4 * 0,02 * 60} = 0,0386 \text{ м}^3/\text{с} = 38,6 \text{ л/с},$$

$$Q_2 = 1,3 * 0,109 = 0,141 \text{ м}^3/\text{с} = 141 \text{ л/с},$$

$$38,6 < Q_{III} < 141$$

Конечная интенсивность будет выбрана по характеристикам насоса.

Интервал(0 – 40 м):

$$D_c = 1,3 * 0,49 = 0,637 \text{ м}^2,$$

$$S_{\max} = 0,785(0,4057 - 0,0161) = 0,3058 \text{ м}^2$$

$$Q_1 = 0,15 * 0,3058 + \frac{2,6 * 0,49^2 * 3,14 * (2,4 - 1,073)}{4 * 0,02 * 60} = 0,0453 \text{ м}^3/\text{с} = 45,3 \text{ л/с},$$

$$Q_2 = 1,3 * 0,3058 = 0,228 \text{ м}^3/\text{с} = 228 \text{ л/с},$$

$$45,3 < Q_{IV} < 228$$

Конечная интенсивность будет выбрана по характеристикам насоса.

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Диаметр бурильных труб, для бурения скважины определяется с учётом конструкции скважины, способа бурения, ожидаемых нагрузок на бурильную колонну, с учётом требований к соотношению диаметра бурильных труб, диаметра УБТ и долота.

Для бурения предусматривается применение стальных бурильных труб (ТБПВ). Отношение диаметра УБТ к диаметру долота должно составлять 0,75-0,85(при роторном) для диаметров долот до 295,3мм, и 0,65-0,75 для долот большего диаметра. Отношение диаметра бурильных труб к диаметру УБТ 0,55-0,75. Расчет бурильной колонны производится на допустимые нагрузки при роторном бурении с определением опасного сечения секции бурильных колонн, напряжений от растягивающих нагрузок, изгиба и внутреннего давления.

Расчёт УБТ сводится к определению их диаметра и длины. Диаметр УБТ определяется исходя из условий обеспечения наибольшей жесткости сечения в данных условиях бурения, а длину - исходя из нагрузки на долото.

Расчёт бурильной колонны

Интервал от 0 до 40м

По табличным данным принимаем диаметр первой секции УБТ равным 254мм. Поскольку $d_{\sigma.m}/d_y = 0,55 < 0,7$, то 1_y должно быть многоразмерной. Примем трехразмерную конструкцию 254·219·178мм. Для верхней секции удовлетворяется условие $d_{\sigma.m}/d_y = 0,78 > 0,7$

$$\lambda_1=0,5; q_1=3,3; q_2=2,16; q_3=1,53\text{кН/м}; \quad (2.15)$$

$$\lambda_y = \frac{1,15(P_d - G_T)}{\left[\lambda_1 q + \frac{1}{n_c - 1} (1 - \lambda_1) (q_2 - q_3) k_1 \cos \theta \right]} = \frac{1,15 \cdot 100}{\left[0,5 \cdot 3,3 + \frac{1}{3-1} (1-0,5)(2,16+1,53) \right]} \cdot \left(1 - \frac{1100}{7850}\right) \cdot 1 = 38,33\text{м}$$

Длина каждой секции $l_1=0,5 \cdot 38,33=19,16\text{м}$ с учётом фактической длины (6м) труб принимаем $l_1=18\text{м}$; $l_2=l_3=(l-l_1)/2=(38,33-18)/2=10,165$. Учитывая длины труб принимаем УБТС-219 =8м, УБТС-178=12м.

Компоновка бурильной колонны:

Долото диаметром 490 мм;

Переводник

УБТС 2-254; l -18м;

УБТС 2-219; l -8м;

Переводник

ТБВК-139,7; l -остальное

Интервал от 40 – 400 метров

Обычно число секций многомерной конструкции УБТ $n_c \leq 3$.

Длина УБТ для одно, двух и трехразмерных конструкций рассчитывается по формуле:

При роторном бурении:

$$L_{\text{убт}} = \frac{1,15 * (P_d - G_m)}{\left[\lambda_1 * g_1 + \left(\frac{1}{n_c - 1}\right) * (1 - \lambda_1) * g_2 \right] * K_1}; \quad (2.16)$$

где P_d – максимальная нагрузка на долото – 250кН

$g_1 g_2 g_3$ – вес 1 метра УБТ

n_c – число секций

Соотношение диаметров бурильных труб расположенных над УБТ к диаметру УБТ

$$d_{\text{бт}} / d_{\text{убт}} = 127/229 = 0,55 < \text{следовательно колонна многомерная}$$

где K_1 – коэффициент учитывающий влияние бурового раствора на вес УБТ

$$K_1 = (1 - \gamma_{бр} / \gamma_{ст})$$

где $\gamma_{бр}, \gamma_{ст}$ – удельный вес бурового раствора и стали.

$$K_1 = (1 - 1050/7860) = 0,86$$

$$L_1 = \lambda_1 * L$$

где λ_1 – коэффициент при осложненных условиях бурения от 0,4 -0,6

L_1, L_2, L_3 - длина 1,2,3 секции УБТ

$$L_2 = L_3 = (L - L_1) / 2$$

$$g_1 = 2,68 \text{ кН*м} - \text{УБТС} - 229\text{мм}$$

$$g_2 = 2,1 \text{ кН*м} - \text{УБТС} - 203\text{мм}$$

$$g_3 = 1,53 \text{ кН*м} - \text{УБТС} - 178\text{мм}$$

$$L_{убт} = \frac{1.15 * 250}{0.6 * 2.68 + \left(\frac{1}{3-1}\right) * (1-0.6) * (2.1+1.53) * 0.86} = 130\text{метров}$$

$$n_c = 3, \text{ то } L_1 = \lambda_1 * L$$

$$L_1 = 0,6 * 130 = 78 \text{ УБТС} - 229\text{мм}$$

$$L_2 = L_3 = (130 - 78) / 2 = 26 \text{ м}$$

$$\text{УБТС} - 203\text{мм} - 26\text{м}, \text{ УБТС} - 178\text{мм} - 26\text{м}$$

$$\text{Вес колонны: } Q_{убт} = 78 * 2,68 * 10^{-3} + 26 * 2,1 * 10^{-3} + 26 * 1,53 * 10^{-3} = 303,42 * 10^{-3} = 0,303\text{МН}$$

Интервал от 400 – 1300м

С 400 м и во всех последующих интервалах проектом предусматривается турбинный способ бурения.

Состав компоновки:

Долото – 295,3мм

Переводник

Винтовой забойный двигатель – ДУ – 195 мм

Ориентировочный переводник

УБТ – 203 и 178мм

КЛС (калибратор линии скважины) – 2953 мм

Длину УБТ при бурении с ВЗД определяем по формуле:

$$L_{\text{убт}} = \frac{1.15 * (P_{\text{д}} - G_m)}{\left[\lambda_1 * g_1 + \left(\frac{1}{n_c - 1} \right) * (1 - \lambda_1) * g_2 \right] * K_1};$$

где G_m – вес забойного двигателя в кН;

K_1 – коэффициент учитывающий влияние бурового раствора на вес УБТ

$$K_1 = (1 - \gamma_{\text{бр}} / \gamma_{\text{ст}})$$

где $\gamma_{\text{бр}}, \gamma_{\text{ст}}$ – удельный вес бурового раствора и стали.

$$K_1 = 1 - (1050 / 7860) = 0,86$$

$$L_{\text{убт}} = \frac{1,15 * (280 - 17,46)}{[0,6 * 2,1 + (1/2 - 1) * (1 - 0,6) * 1,53] * 0,86} = 160\text{м}$$

$$L_1 = 0,6 * 160 = 90\text{м} = 14\text{шт} - \text{УБТ} - 203\text{мм}$$

$$160 - 90 = 60\text{м} = 9\text{шт} - \text{УБТ} - 178\text{мм}$$

Вес колонны

$$Q_{\text{убт}} = 90 * 2,1 * 10^{-3} + 60 * 1,53 * 10^{-3} = 0,28 \text{ МН}$$

Интервал от 1300 – 2804м

В этом интервале проектом предусматривается бурение под эксплуатационную колонну.

Состав компоновки:

Долото – 215,9мм

Переводник

Винтовой забойный двигатель – ДУ-195

Ориентировочный переводник

КЛС (калибратор линии скважины) – 215,9мм

УБТ – 178мм

Определяем длину УБТ

$$L_{убт} = \frac{1,15 * (P_{\partial} - G_T)}{g_1 * K_1}; \quad (2.17)$$

$$L_{убт} = \frac{1,15 * (200 - 15,7)}{1,53 * 0,84} = 164 м$$

Вес колонны:

$$Q_{убт} = 164 * 1,53 * 10^{-3} = 0,250 МН$$

Количество труб УБТ, где L=6.5м(одной скалки)=25шт

Интервал от 1300 – 2804 м

С глубины забоя 1350 м проектом предусматривается отклонение с зенитным углом 19°.

Состав компоновки:

Долото – 215,9мм

Переводник

Двигатель – ДУ 195

Ориентировочный переводник

Немагнитное УБТ – НУБТ-172мм

Переводник

УБТС – 178мм

Определяем длину УБТ.

$$L_{убт} = \frac{1,15 * (P_{\partial} - G_T)}{g_1 * K_1 * \cos Q}; \quad (2.18)$$

где $\cos(Q)$ – зенитный угол отклонения.

$$L_{убт} = \frac{1,15 * (200 - 15,70)}{1,53 * 0,84 * 0,933} = 170 м$$

Вес колонны:

$$Q_{убт} = 170 * 1,53 * 10^{-3} = 0,26 МН$$

Количество труб УБТ, где L=6.5м=26 шт

Допустимая глубина бурения

Расчёт бурильных труб при турбинном бурении сводится к определению допускаемой длины колонны бурильных труб, а так же выбора группы прочности материала с учетом веса забойного двигателя, УБТ и давления промывочной жидкости.

По формуле определяем допустимую глубину спуска бурильных труб с одинаковой толщиной стенки и одной группой прочности материала [5].

$$L_{\text{дол}} = \frac{Q_p - K(Q_{\text{убт}} + G_d)(1 - \frac{\lambda_{\text{бп}}}{\lambda_{\text{см}}}) - (P_d + P_m) * F_k}{Kg_{\text{бт}}(1 - \frac{\lambda_{\text{бп}}}{\lambda_{\text{см}}})} \quad (2.19)$$

где $Q_{\text{убт}}$ – вес УБТ в МН;

G_d – вес забойного двигателя в МН

P_d – перепад давления в долоте в МПа

P_m – перепад давления в забойном двигателе в МПа=6:9

K – коэффициент 1,15

$g_{\text{бт}}$ – вес 1п.м. бурильных труб 127мм в МН($32\text{кг}=31*10^{-5}$ МН)

F_k – площадь сечения канала бурильных труб

Q_p допускаемая растягивающая нагрузка для труб нижней секции

$$Q_p = \frac{G_T * F_{\text{тр}}}{n} \quad (2.20)$$

где n – коэффициент запаса прочности=1.35

G_T – предел текучести в МПа=1617МПа

$F_{\text{тр}}$ – площадь сечения бурильных труб в $\text{м}^2 = 33.4\text{см}^2$

$$Q_p = \frac{550 * 33,4 * 10^{-4}}{1,35} = 1,36$$

Принимаем секцию труб ТБПК диаметром 127мм с толщиной стенки 9,19 из материала прочности Е.

$$L_{\text{дол}} = \frac{1,36 - 1,15(0,26 + 0,007)(1 - \frac{1220}{7860}) - (2,1 + 7) * 93,3 * 10^{-4}}{1,15 * 31 * 10^{-5} (1 - \frac{1220}{7860})} = 3400 \text{ метров}$$

Из данного расчёта видно, что допускаемая глубина спуска буровых труб группы прочности Е немного больше проектной глубины скважины. Очевидно, что трубы с такой группой выбраны правильно.

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Основными требованиями к буровым растворам [3], используемым при бурении наклонно-направленных скважин являются:

1. Высокая выносящая способность с целью наиболее полной очистки ствола от выбуренной породы.
2. Хорошие смазывающие свойства с целью предупреждения прихвата.
3. Предотвращение растворения солей и образование каверн при разбухании соленосных отложений и сохранение устойчивости стенок скважины.
4. Создание достаточного противодавления на продуктивный пласт с целью компенсации парового (пластового) давления.
5. Минимальные отрицательные воздействия на коллекторные свойства продуктивного пласта.

При бурении под направление и кондуктор вскрываются отложения неустойчивых пород, рыхлых песков и песчаников. В связи с этим требуется решить основные проблемы

- а) Укрепление стенок скважины
- б) Увеличение выносящей способности бурового раствора

При бурении под техническую колонну необходимо выполнять следующие требования:

а) Предупреждение осыпей и обвалов в неустойчивых отложениях
б) Предупреждение поглощения и водопроявлений при прохождении отложений литвинцевской и ангарской свит

в) Предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты

г) Предупреждение кавернообразования в соленосных пластах

При бурении под эксплуатационную колонну требуется решить следующие основные задачи:

а) предупреждение осыпей и обвалов неустойчивых отложений

б) предупреждение поглощения раствора и водопроявлений при прохождении отложений бельской свиты

в) предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты бельской и усольской свит.

г) предупреждение кавернообразований в солевых отложениях

д) сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта Ярактинской пачки.

Характеристика промывочной жидкости промывочной жидкости проводится на основании представленных выше геологических условий проводки скважины исходя из условий вскрытия проектного разреза и согласно п 2.7.3.3 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

Расчет плотности бурового раствора

Бурение под кондуктор:

- пластовое давление:

$$P_{пл} = R_{пл} * L = 0,1 * 400 = 40 \text{ кгс/см}^2 \quad (2.21)$$

- превышение гидростатического давления над пластовым (суммарная репрессия):

$$P_p = \Delta P = 0,1 * 40 = 4 \text{ кгс/см}^2$$

- плотность бурового раствора:

$$\rho_{бр} = (P_{пл} + P_p) / 0,1 * L = (40 + 4) / (0,1 * 400) = 1,1 \text{ г/см}^3. \quad (2.22)$$

В соответствии с п.2.7.3.3 ПБ НГП [1], с целью предотвращения потери устойчивости ствола скважины, исходя из практического опыта бурения, плотность промывочной жидкости при бурении под кондуктор принята $\rho = 1,1 \text{ г/см}^3$.

Бурение под техническую колонну:

- пластовое давление:

$$P_{\text{пл}} = P_{\text{пл}} \times L = 0,10 \times 1300 = 130 \text{ кгс/см}^2$$

- превышение гидростатического давления над пластовым (суммарная репрессия):

$$P_p = \Delta P = 0,1 \times 130 = 13 \text{ кгс/см}^2$$

- плотность бурового раствора:

$$\rho = (P_{\text{пл}} + P_p) / 0,1 \times L = (130 + 13) / 0,1 \times 1300 = 1,11 \text{ г/см}^3.$$

В соответствии с п.2.7.3.3 ПБ НГП, с целью предотвращения потери устойчивости ствола скважины, исходя из практического опыта бурения, плотность промывочной жидкости при бурении под техническую колонну принята $\rho = 1,19 - 1,22 \text{ г/см}^3$. При этом наибольшая плотность раствора должна соответствовать интервалу бурения галогенно-карбонатных пород ангарской свиты.

Бурение под эксплуатационную колонну:

- пластовое давление:

$$P_{\text{пл}} = P_{\text{пл}} \times L = 0,100 \times 2804 = 280,4 \text{ кгс/см}^2$$

- превышение гидростатического давления над пластовым (суммарная репрессия):

$$P_p = \Delta P = 0,1 \times 280,4 = 28,04 \text{ кгс/см}^2$$

- плотность бурового раствора:

$$\rho = (P_{\text{пл}} + P_p) / 0,1 \times L = (280,4 + 28,04) / (0,1 \times 2804) = 1,11 \text{ г/см}^3.$$

В соответствии с п.2.7.3.3 ПБ НГП [1], с целью предотвращения потери устойчивости ствола скважины, исходя из опыта бурения соседних

месторождений, плотность промывочной жидкости принята $\rho = 1,20-1,22$ г/см³.

Бурение до проектной глубины после цементирования эксплуатационной колонны:

- пластовое давление:

$$P_{пл} = P_{пл} \times L = 0,095 \times 2804 = 262,8 \text{ кгс/см}^2$$

- превышение гидростатического давления над пластовым (суммарная репрессия)

$$P_p = \Delta P = 0,1 \times 262,8 = 26,8 \text{ кгс/см}^2$$

- плотность бурового раствора:

$$\rho = (P_{пл} + P_p) / 0,1 \times L = (262,8 + 26,8) / 0,1 \times 2804 = 1,046 \text{ г/см}^3.$$

Для расчета принимаем плотность бурового раствора – 1,04 – 1,06 г/см³.

Параметры и тип промывочной жидкости, предусмотренные проектом представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.5 - Оборудование для приготовления и очистки бурового раствора

Название	Типоразмер или шифр	Кол-во	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.п. на изготовление	Интервал в м	
				от	До
Вибросито	СВС-2	2	ТУ39-01-08 416-78	0	2767
Глиномешалка	МГ2-4	1	ТУ39-01-396-78	0	2767
Дегазатор	ДВС-2	1	ТУ41-01-065-79	0	2767
Циркуляционная система	ЦСЗ-3000ЭУК-1	1	ТУ26-02-914-81	0	2767
Пескоотделитель	ПГ-45	1	ТУ26-02-950-82	0	2767
Илоотделитель	ИГ-45	1	ТУ24-08-662-72	250	2767
Шламовый насос	ВШН-150	1		0	40

Таблица 2.6 – Параметры промывочной жидкости

Интервалы бурения под	Тип промывочной жидкости	Плотность г/см ³	Вязкость г/см ³	СНС мгс/см ²	Фильтроотдача см ³ /30мин	РН	Состав
Направление	Пресный глинистый раствор	1,1-1,12	30-40	10	7-8	7-8	Bentonite Caustic Soda Polypac R Вода
Кондуктор	Полимерн. глинистый раствор	1,1-1,2	25-30	0	5-6	6-7	Bentonite Caustic Soda Polypac R Ecopac LV Вода
Техническая колонна	Полимерн. глинистый раствор	1,22	25	0	7-8	6-7	Bentonite Caustic Soda Algypco Penta Realub Soda Ash CaCO ₃ Вода
Эксплуатационная колонна	Полимерн. глинистый раствор	1,04-1,05	25	15	15-18	8-9	Bentonite Caustic Soda Algypco Penta Realub Soda Ash CaCO ₃ Вода бакцерицид

2.3.9 Выбор гидравлической программы

Определяем по расчетным таблицам, приведенным в гидравлические сопротивления (потери напора) при промывке скважины в процессе бурения в интервале:

0 – 40м

Потери давления в кольцевом пространстве при течении раствора между стенками скважины и УБТ:

диаметром 254мм - $P=0,02 \text{ МПа}/100\text{м} = 0,006 \text{ МПа}/32 \text{ м.}$

$$P_1=0,006 \text{ МПа}/32\text{м.}$$

Потери давления при течении раствора в УБТ:

диаметром 254мм - $P=0,13 \text{ МПа}/100\text{м} = 0,039 \text{ МПа}/30 \text{ м.}$

$$P_2=0,039 \text{ МПа}/32\text{м.}$$

Потери давления при течении раствора в шарошечном долоте –

$$P_5=0,25 \text{ МПа}$$

Потери давления составляют $P = P_1 + P_2$

$$P = 0, 54\text{МПа}$$

Потери давлений в бурильных трубах (ТБПК-139,7), при подаче 41л/с $P_1=1,39 \text{ МПа}/1000\text{м}=0,62 \text{ МПа}/442\text{м.}$

Потери давления в кольцевом пространстве при течение раствора между стенками скважины бурильными трубами - $P_2=0,1 \text{ МПа}/1000\text{м}=0,0442 \text{ МПа}/442\text{м.}$

Потери давления в кольцевом пространстве при течении раствора между стенками скважины и УБТ:

диаметром 254мм - $P=0,01 \text{ МПа}/100\text{м}=0,003 \text{ МПа}/30\text{м.}$

диаметром 219 мм- $P=0,01 \text{ МПа}/100\text{м}=0,0016 \text{ МПа}/16\text{м.}$

диаметром 178 мм- $P=0,01 \text{ МПа}/100\text{м}=0,0012 \text{ МПа}/12\text{м.}$

$$P_3=0,0058 \text{ МПа}/58\text{м.}$$

Потери давления при течении раствора в УБТ:

диаметром 254мм - $P=0,10 \text{ МПа}/100\text{м}=0,03 \text{ МПа}/30\text{м.}$

диаметром 219 мм- $P=0,20 \text{ МПа}/100\text{м}=0,032 \text{ МПа}/16\text{м.}$

диаметром 178 мм- $P=0,47 \text{ МПа}/100\text{м}=0,0564 \text{ МПа}/12\text{м.}$

$$P_4= 0,1184 \text{ МПа}/58\text{м.}$$

Потери давления при течении раствора в шарошечном долоте –
 $P_5=0,23 \text{ МПа}$

Потери давления составляют $P = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5$ (2.23)

$$P = 0,62 + 0,0442 + 0,0058 + 0,1184 + 0,23 = 1,02 \text{ МПа}$$

400 – 1300 м

Потери давлений в бурильных трубах (ТБПВ-127), при подаче 23л/с
- $P_1 = 0,5 \text{ МПа} / 1000 \text{ м} = 0,918 \text{ МПа} / 1836 \text{ м}$.

Потери давления в кольцевом пространстве при течение раствора между стенками скважины бурильными трубами - $P_2 = 0,1 \text{ МПа} / 1000 \text{ м} = 0,18 \text{ МПа} / 1836 \text{ м}$.

Потери давления в кольцевом пространстве при течении раствора между стенками скважины и УБТ:

диаметром 203 мм - $P = 0,01 \text{ МПа} / 100 \text{ м} = 0,008 \text{ МПа} / 80 \text{ м}$.

диаметром 178 мм – $P = 0,01 \text{ МПа} / 100 \text{ м} = 0,0084 \text{ МПа} / 84 \text{ м}$

$$P_3 = 0,0164 \text{ МПа} / 164 \text{ м}$$

Потери давления при течении раствора в УБТ:

диаметром 203 мм – $P = 0,07 \text{ МПа} / 100 \text{ м} = 0,056 \text{ МПа} / 80 \text{ м}$

диаметром 178 мм – $P = 0,12 \text{ МПа} / 100 \text{ м} = 0,1 \text{ МПа} / 84 \text{ м}$

$$P_4 = 0,15 \text{ МПа} / 164 \text{ м}$$

Потери давления при течении раствора в гидромониторном долоте
- $P_5 = 2,3 \text{ МПа}$

Потери давления составляют $P = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5$

$$P = 0,918 + 0,18 + 0,0164 + 0,15 + 2,3 = 3,56 \text{ МПа}$$

1460-2747 м.

Потери давлений в бурильных трубах (ТБПВ-127), при подаче 17л/с
- $P_1 = 0,3 \text{ МПа} / 1000 \text{ м} = 0,9036 \text{ МПа} / 2747 \text{ м}$

Потери давления в кольцевом пространстве при течение раствора между стенками скважины бурильными трубами - $P_2 = 0,15 \text{ МПа} / 1000 \text{ м} = 0,4518 \text{ МПа} / 2747 \text{ м}$.

Потери давления в кольцевом пространстве при течении раствора между стенками скважины и УБТ диаметром 178 мм

$$P_3=0,08 \text{ МПа}/100\text{м}=0,1664 \text{ МПа}/208\text{м}$$

Потери давления при течении раствора в УБТ диаметром 178 мм

$$P_4=0,07 \text{ МПа}/100\text{м}= 0,14 \text{ МПа}/208\text{м}$$

Потери давления при течении раствора в шарошечном долоте –

$$P_5=2 \text{ МПа}$$

Потери давления составляют $P = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5$

$$P= 0,9036+0,4518+0,1664+0,14+2 = 2,306 \text{ МПа}$$

Результаты расчетов сведены в следующую таблицу 2.7.

Таблица 2.7 - Потери давления при промывке скважины

Потери давления, МПа	Направление (0-40)	Кондуктор (40-400)	Техниче- ская колон- на (400-1300)	Эксплуа- ционная колонна (1300- 2804)
СБТ	0,23	0,62	0,918	0,9036
УБТ	0,039	0,1184	0,15	0,14
Долото	0,25	0,23	2,3	2
К. п. УБТ	0,006	0,0058	0,0164	0,1664
К. п. СБТ необсаж.	0,0132	0,0442	0,18	0,4518
Итого	0,54	1,02	3,56	2,306

Производительность насоса или группы насосов должна быть равна или больше расчетной.

Полезная (гидравлическая) мощность насосов, необходимая для бурения каждого интервала скважины(в Вт), определяется из выражения:

$$N_H = Q_H \cdot p_{нi}, \quad (2.24)$$

где Q_H - подача насосов, м³/с; $p_{нi}$ -давление насосов, МПа.

Мощность приводного двигателя насоса (в кВт):

$$N_o = N_H / \eta_{НА}, \quad (2.25)$$

где $\eta_{НА}$ – общий КПД насосного агрегата от двигателя до нагнетательной

линии, $\eta_{НА} = \eta_0 \cdot \eta_G \cdot \eta_M$; где $\eta_0=0,98-0,96$ -коэффициент объёмной подачи для исправного насоса; $\eta_G= 0,97-0,98$ -гидравлический КПД, оценивающий потери мощности в каналах входного и выходного коллектора, гидравлической коробке и клапанах; $\eta_M = 0,80-0,87$ -механический КПД насоса при работе на полезной мощности.

Полезная (гидравлическая) мощность насосов, необходимая для прокачки бурового раствора при бурении, Вт:

под кондуктор

$$N_H = 0,041 \cdot 1,02 \cdot 10^6 = 42 \text{кВт}$$

под техническую колонну

$$N_H = 0,0228 \cdot 3,56 \cdot 10^6 = 81,2 \text{кВт}$$

под эксплуатационную колонну

$$N_H = 0,01756 \cdot 2,306 \cdot 10^6 = 40,5 \text{кВт}$$

Для заданных условий предусматриваем насос УНБ - 600 с полезной мощностью 500кВт и приводной 585кВт.

Бурение ведётся с запасом полезной мощности, для всех интервалов можно применять один насос. Мощность приводного двигателя насоса (в кВт):

$$N_o = 750 / 0,97 \cdot 0,97 \cdot 0,85 = 937,5 \text{кВт}$$

Проектом предусматривается применение двух насосов УНБ - 600.

2.3.10 Технические средства и режимы бурения и режимы бурения при отборе керна

2.3.10.1 Керноприемные устройства

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 проведения получения керна применяем керноотборник УКР 172/100 «Кембрий», применяемый для отбора керна роторным способом. Керноотбор роторным способом позволяет обеспечить более постоянные значения технологических параметров, главным образом интенсивности промывки и частоты вращения, это необходимо для получения представительных отборов керна. Данный комплекс имеет хорошие рекомендации и отзывы при применении в подобных геологических и географических условиях [8], а также, имеет невысокую стоимость (по сравнению с зарубежными аналогами), большую длину керноприема, что позволит сократить количество СПО.

Таблица 2.8 – Технические характеристики УКР 172/100 «Кембрий»

Наружный диаметр корпуса, мм	Длина устройства, мм	Диаметр керна, мм	Длина керноприема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
				Верх.	Ниж.	
172	15900	100	14315	3-121	3-150	1569

2.3.10.2 Кернорватели

Для отрыва и удерживания керна в процессе подъема инструмента из скважины используются кернорватели. Наиболее распространены цанговые и рычажковые (лепестковые) кернорватели. Первые наиболее эффективны в твердых монолитных породах, а вторые – в трещиноватых слабосвязных породах. На практике зачастую применяются компоновки цангового и рычажкового кернорвателей, обеспечивающих надежный отрыв и удержание керна практически в любых породах, исходя из этого применяем кернорватель типа Р26 (Рис. 2.3).

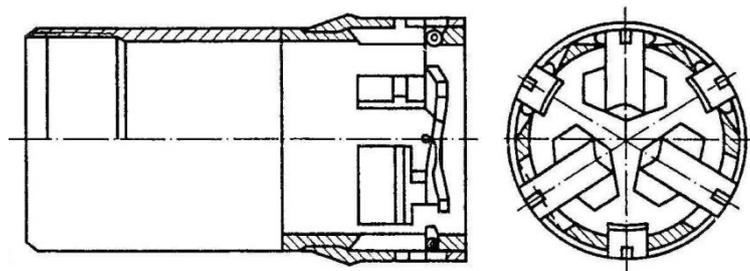


Рисунок 2.4 – Кернорватель типа P26

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 буровой головки. При бурении с отбором керна не рекомендуется производить расхождение и наращивание инструмента.

2.4 Проектирование заканчивания скважины

2.4.1 Расчет обсадных колонн

Обсадные колонны в процессе цементирования и эксплуатации скважины подвергаются воздействию различных нагрузок, основными из которых являются:

Осевые растягивающие нагрузки от веса колонны;

Осевые сжимающие нагрузки от веса части колонны при ее посадке на уступ или забой;

Динамические нагрузки, возникающие при неустановившемся движении колонны;

Осевые статические нагрузки от избыточного давления и температуры;

Избыточные наружные и внутренние давления в затрубном пространстве и внутри обсадной колонны;

Изгибающие нагрузки из-за искривления колонны в результате потери устойчивости или при нахождении ее в искривленных участках ствола скважины.

Наиболее опасными являются растягивающие, наружные и внутренние избыточные давления. Проектом предусматривается выбор типа обсадных труб,

марки стали и толщины стенок из расчета на смятие (от действия наружного избыточного давления), расчета на разрыв (от действия внутреннего избыточного давления), расчета на страгивание (от действия растягивающих нагрузок)

Расчет обсадных колонн производится согласно действующей инструкции 1997 года изложенной в «Инструкции...» [6]

2.4.1.1 Расчет избыточных давлений

Расчет технической колонны диаметром 245 мм

Таблица 2.9 Исходные данные

Расстояние от устья скважины по вертикали, м:	
- до башмака колонны	1300
- до уровня цементного раствора (в затрубном пространстве)	0
- до рассчитываемого сечения	Z
Интервал залегания пород, склонных к текучести, м	680 – 1270
Давление кгс/см ²	
Пластовое давление на глубине 1460м	140
Опрессовки	121
Овальность	0,015
Удельный вес, г/см ³	
Цементного раствора за колонной, $\gamma_{ц}$	1,85
Бурового раствора, $\gamma_{р}$	1,22
Испытательной жидкости, $\gamma_{ж}$	1,22
Гидростатического столба, $\gamma_{ст}$	1,25
Пород склонных к текучести, $\gamma_{п}$	2,65
Коэффициент запаса прочности	
Критическое давление, n_1	1.0
На внутреннее давление, n_2	1,45
На растяжение, n_3	1,8

Расчёт технической колонны ведётся исходя из избыточного максимального давления при различных условиях работ.

1) наружное избыточное давление $P_{низ}$

избыточное давление по составному столбу в конце цементирования технической колонны

$$P_{низ} = 0,1 * (\gamma_{ц} - \gamma_{р}) * Z \quad (2.26)$$

$$P_{\text{низ}}=0,1*(1,85 - 1,22)*1460=92 \text{ кгс/см}^2$$

2) наружное избыточное давление с учетом поглощения бурового раствора при бурении под эксплуатационную колонну

$$P_{\text{низ}}=0,1*\gamma_{\text{ст}}*Z \text{ при } Z \text{ от } 0 \text{ до } h \quad (2.27)$$

$$P_{\text{низ}}= 0,1*\gamma_{\text{ст}}*Z- 0,1*\gamma_{\text{р}}*(z-h) \quad (2.28)$$

$$P_{\text{низ}}= 0,1*1,25*1460 - 0,1*1,22*(1460-550)=71,48 \text{ кгс/см}^2$$

3) избыточное наружное давление в интервале пород, склонных к текучести

интервал от 680 м до 1270 м

при $Z=680$ м

$$P_{\text{низ}}=0,1*\gamma_{\text{вп}}*Z- 0,1*\gamma_{\text{р}}* 680 \quad (2.29)$$

$$P_{\text{низ}}=0,1*2,65*680 - 0,1*1,22*680=115 \text{ кгс/см}^2$$

при $Z=1270$ м

$$P_{\text{низ}}=0,1*2,65*1270-0,1*1,22*1270=198,7 \text{ кгс/см}^2$$

4) определяем избыточное внутреннее давление $P_{\text{вн.из}}$

при цементировании на устье скважины – 110 кгс/см^2

$$P_{\text{вн.из}}=P_{\text{оп}}+0,1*\gamma_{\text{ж}}*Z-0,1*\gamma_{\text{ст}}*Z \quad (2.30)$$

при $Z=$ от 0 до L

$$Z=0 \quad P_{\text{вн.из}}=P_{\text{у}}=110 \text{ кгс/см}^2$$

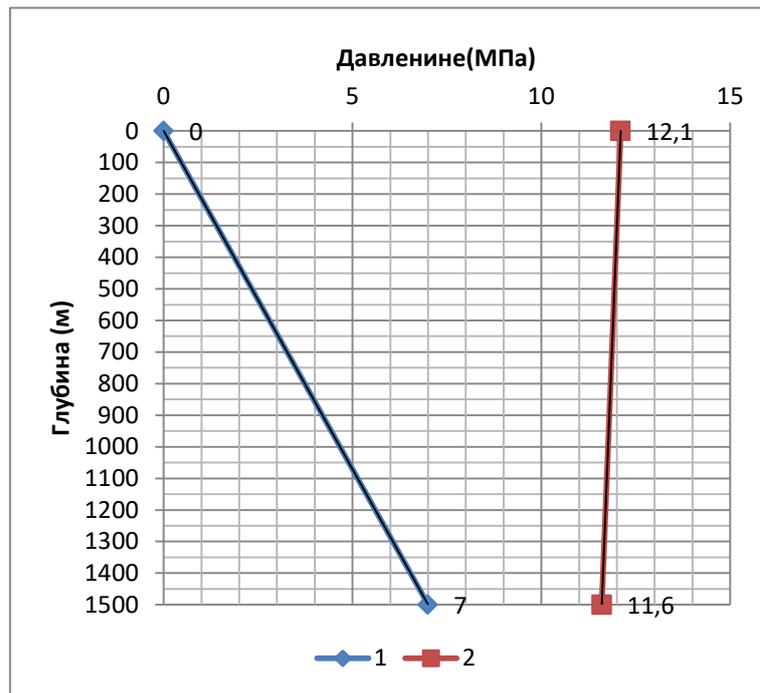
$$Z=1290 \quad P_{\text{у}}= 110+0,1*1,22*1300 - 0,1*1,25*1300=105,5 \text{ кгс/см}^2$$

5) избыточное внутреннее давление при опрессовке технической колонны $P_{\text{оп}}=90 \text{ кгс/см}^2$, так как максимальное устьевое давление при возможном фонтанировании и закрытом устье меньше давления опрессовки ($P_{\text{ву}}=130-0,1*0,74*1300$)=

$$P_{\text{ву}}=40 \text{ кгс/см}^2$$

$$P_{\text{вн.из}}=1,1*P_{\text{оп}}+0,1*\gamma_{\text{ж}}*Z-0,1*\gamma_{\text{ст}}*Z \text{ при } Z \text{ от } 0 \text{ до } L \quad (2.31)$$

$$Z=0 \quad P_{\text{вн.из}}=P_{\text{оп}}=1,1*110=121\text{кгс/см}^2$$



При $Z=1300$

$$P_{\text{вн.из}}=1,1*110+0,1*1,22*1300 - 0,1*1,25*1300=116,6\text{кгс/см}^2$$

Рисунок 2.5 – График избыточного давления

Расчет колонн ведем по наружному избыточному давлению, $P_{\text{н.из}}=198,7$ кгс/см², и по внутреннему избыточному давлению $P_{\text{вн.из}}=116,6$ кгс/см². На основании этих данных строим эпюру.

В интервале от 1460 – 1300м трубы ОТТМ группы прочности Д 245*12,0мм с $P_{\text{кр}}=234$ кгс/см² и $P_{\text{т}}=325$ кгс/см²

В интервале от 1300 – 1050м трубы ОТТМ группы прочности Д 245*11,0мм с $P_{\text{кр}}=202$ кгс/см² и $P_{\text{т}}=301$ кгс/см²

В интервале от 1050 – 800м трубы ОТТМ группы прочности Д 245*10,0мм с $P_{\text{кр}}=162$ кгс/см² и $P_{\text{т}}=272$ кгс/см²

С глубины 800м до устья ОТТМ группа прочности Д 245*8,9мм с $P_{\text{кр}}=124$ кгс/см² и $P_{\text{т}}=237$ кгс/см²

Запас прочности на критическое наружное избыточное давление:

$$n_1=[P_{\text{кр}}] / P_{\text{н.из}}- 234/200 = 1.17 > [n_1] = 1.0. \text{ что удовлетворяет условиям.}$$

Запас прочности на внутреннее избыточное давление:

$n_2 = [P_T] / P_{ви} = 237/121 = 1,95 > [n_2] = 1,45$, что удовлетворяет условиям.

Вес технической колонны, составленной из труб группы прочности Д с разными толщинами стенок будет равняться:

$$Q = \sum g_2 * L \quad (2.32)$$

$$Q = 69,3 * 160 + 64,3 * 250 + 58,8 * 250 + 52,8 * 800 = 84,100 \text{ тс}$$

Все оснастки технической колонны 0,41 тс.

Тогда вес оснастки технической колонны равен

$$Q_k = Q_{к1} + Q_{оснастки} \quad (2.32)$$

$$Q_k = 84,100 + 0,41 = 84,5 \text{ т}$$

$$Q_{стр} = 188,2 \text{ тс}$$

Тогда запаса прочности на растяжение

$$n_3 = [Q] / Q_k = 188,2 / 84,5 = 2,22 > 1,45$$

что удовлетворяет условие.

Расчет эксплуатационной колонны диаметром 168мм

Исходя их опыта строительства скважин на соседних месторождениях, предполагается цементирование проводить с муфтой ступенчатого цементирование МСЦЭ-168мм, которая устанавливается в устойчивых породах в интервале 1960м по вертикали. Цементирование планируется проводить цементным раствором плотностью 1,85 г/см³.

Таблица 2.10 Исходные данные

Расстояние от устья скважины по вертикали, м:	
- до башмака колонны, L	2804
- до уровня цементного раствора (в затрубном пространстве)	от h-0
- до рассчитываемого сечения	Z
- до уровня жидкости в колонне в конце эксплуатации, H	1500
Интервал залегания пород, склонных к текучести, м	680–1270
Давление кгс/см ²	
Давление нагнетания	150
Пластовое давление	254
Опрессовки колонны P _{оп}	170

Овальность	0,015
Удельный вес, г/см ³	
Тампонажного раствора за колонной, γ _ц	1,85
Бурового раствора, γ _р	1,22
Испытательной жидкости, γ _ж	1,0
Гидростатического столба, γ _{ст}	1,25
Жидкость в колонне, при цементировании	1,22
Жидкости в колонне при эксплуатации, γ _в	0,74
Коэффициент запаса прочности	
Критическое давление для зоны эксплуатационного объекта в наклонно направленной части, p ₁	1,3-1,1
На внутреннее давление, p ₂	1,15
На растяжение в изогнутом участке с учётом интенсивности искривления для наклонно-направленной скважины, p ₃	1,30

1) наружное избыточное давление $P_{\text{низ}}$

избыточное давление по составному столбу в конце цементирования эксплуатационной колонны (первая и вторая ступень)

$$P_{\text{низ}} = 0,1 * [(\gamma_{\text{ц}} - \gamma_{\text{в}}) * Z - (\gamma_{\text{ц}} - \gamma_{\text{р}}) * h] \quad (2.34)$$

при $Z = \text{от } h \text{ до } L$,

но так как $h=0$, то формула имеет вид

$$P_{\text{низ}} = 0,1 * [(\gamma_{\text{ц}} - \gamma_{\text{в}}) * Z] \quad (2.35)$$

при $Z = \text{от } 0 \text{ до } L$

Первая ступень

$$Z=0\text{м} \quad P_{\text{н.из}}=0 \text{ кгс/см}^2$$

$$Z=2747$$

$$P_{\text{низ}}=0,1*(1,85 - 1,22)*2747=173 \text{ кгс/см}^2$$

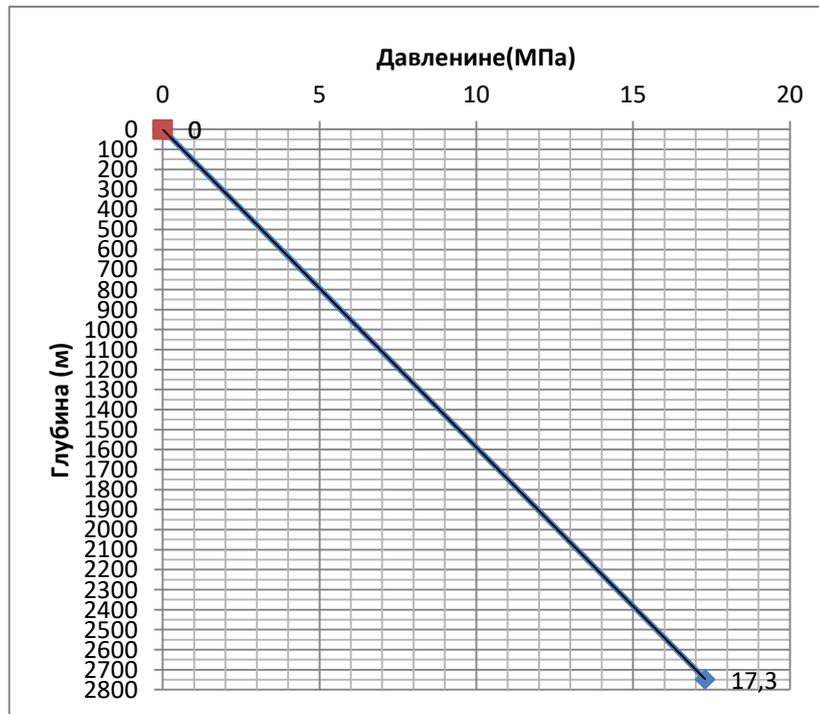


Рисунок 2.6 – Наружное избыточное давление

Вторая ступень

При условии, что принимаем наибольшее значение при расчёте наружного давления с условием, что наружное давление не может быть меньше гидростатического давления столба воды с удельным весом $\gamma_{ст}=1,25$.

при $Z=2804\text{м}$

$$P_{н.из} = (0,1 \cdot 1,85 \cdot 1940 + 0,1 \cdot 1,22 \cdot (2804 - 1940)) - 0,1 \cdot 1,22 \cdot 2804 = 122 \text{ кгс/см}^2$$

2) наружное избыточное давление в момент окончания эксплуатации скважины при уровне жидкости в колонне $H=1500\text{м}$

$Z = \text{от } 0 \text{ до } H$

Так как $\gamma_{ст} > \gamma_p$, то формула имеет вид

$$P_{низ} = 0,1 \cdot \gamma_{ст} \cdot Z \tag{2.36}$$

при $Z = 0$ $P_{низ} = 0$

при $Z = h = 1500$

$$P_{н.из} = 0,1 \cdot 1,25 \cdot 1500 = 187 \text{ кгс/см}^2$$

$Z = \text{от } H \text{ до } L$

$$P_{\text{н.из}} = 0,1 * \gamma_{\text{в}} * (Z - H), \text{ так как } \gamma_{\text{ст}} > \gamma_{\text{р}}, \text{ то формула имеет вид} \quad (2.37)$$

$$P_{\text{н.из}} = 0,1 * \gamma_{\text{ст}} * Z$$

при $Z = 1940 \text{ м}$

$$P_{\text{н.из}} = 0,1 * 1,25 * 1940 - 0,1 * 0,74 * (1940 - 1500) = 209 \text{ кгс/см}^2$$

при $Z = 2804 \text{ м}$

$$P_{\text{н.из}} = 0,1 * 1,25 * 2804 - 0,1 * 0,74 * (2804 - 1500) = 251 \text{ кгс/см}^2$$

Внутреннее избыточное давление $P_{\text{вн.из}}$ при возможном фонтанировании и закрытом устье в башмаке технической колонны.

при $Z = 0$

$$P_{\text{вн.}\gamma} = 254 - 0,1 * 0,74 * 2804 = 51 \text{ кгс/см}^2$$

при $Z = 1940 \text{ м}$

$$P_{\text{вн.}\gamma} = 254 - 0,1 * 0,74 * (2804 - 1940) = 194 \text{ кгс/см}^2$$

Давление гидроразрыва пород у башмака технической колонны будет

$$P_{\text{г-ва}} = 0,153 * 1940 = 296 \text{ кгс/см}^2$$

Находим максимальное значение $P_{\text{вн.из}}$ в конце цементирования

$$P_{\text{вн.из}} = 1,1 * P_{\text{вн.}\gamma} + 0,1 * \gamma_{\text{ж}} * Z - 0,1 * \gamma_{\text{ц}} * Z \quad (2.38)$$

$$P_{\text{из.}\gamma} = P_{\text{пл}} - P_{\text{вн.}\gamma} \quad P_{\text{из.}\gamma} = 254 - 51 = 203 \text{ кгс/см}^2$$

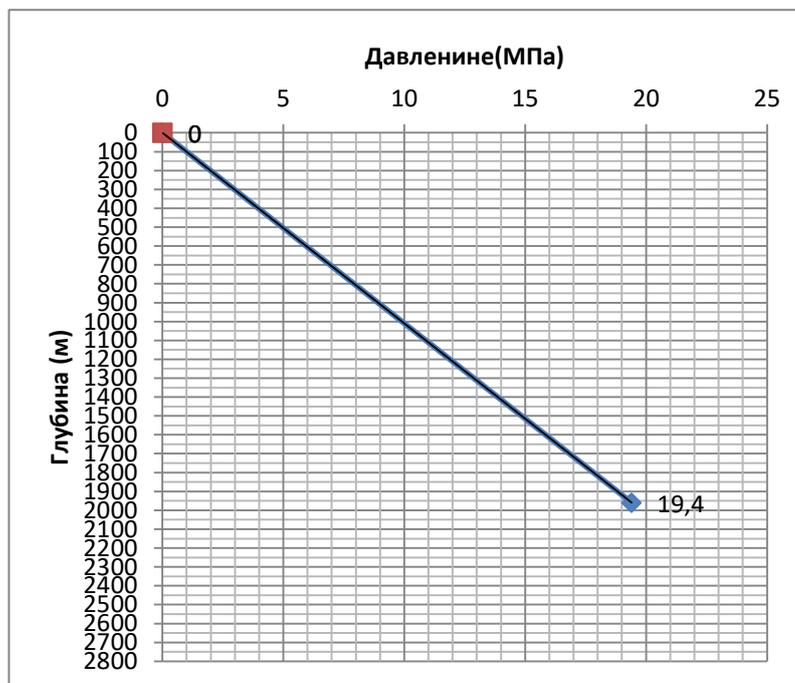


Рисунок 2.7 – избыточное давление по составному столбу в конце Цементирования эксплуатационной колонны

Первая ступень

при $Z=0$

$$P_{\text{вн.}\gamma} = 1,1 * 203 = 223 \text{ кгс/см}^2$$

при $Z=1940$

$$P_{\text{вн.}\gamma} = 1,1 * 203 + 0,1 * 1940 * 1,22 - (0,1 * 1,25 * 1940) = 216 \text{ кгс/см}^2$$

при $Z=2804$

$$P_{\text{вн.}\gamma} = 1,1 * 203 + 0,1 * 2747 * 1,22 - (0,1 * 1,85 * (2747 - 1940) + (0,1 * 1940 * 1,22)) = 173 \text{ кгс/см}^2$$

В случае нагнетательной скважины, когда $P_{\text{нагнет}} = 170 \text{ кгс/см}^2$ давление опрессовки без пакера будет $P_{\text{оп}} = 1,1 * 170 = 187 \text{ кгс/см}^2$.

Находим $P_{\text{вн.из}}$ по формуле:

$$P_{\text{вн.из}} = P_{\text{оп}} + 0,1 * \gamma_{\text{ж}} * Z - 0,1 * \gamma_{\text{ст}} * Z \quad (2.39)$$

при $Z=0$

$$P_{\text{вн.из}} = 187 + 0,1 * 1 * 0 - 0,1 * 1,25 * 0 = 187 \text{ кгс/см}^2$$

при $Z=1940$

$$P_y = 187 + 0,1 * 1,0 * 1940 - 0,1 * 1,25 * 1940 = 138 \text{ кгс/см}^2$$

при $Z=2804$

$$P_y = 187 + 0,1 * 1,0 * 2804 - 0,1 * 1,25 * 2804 = 118 \text{ кгс/см}^2$$

Таким образом, расчёт колонны ведётся по наружному избыточному давлению равному 251 кгс/см^2 и по внутреннему избыточному давлению в момент окончания цементирования 173 кгс/см^2 .

$$L_1 = 2804 - 1900 = 847 \text{ м}$$

Вес 1 секции с учётом веса элементов оснастки будет равняться:

$$Q_{1+2} = l \cdot q + Q_{\text{осн}}, \quad (2.40)$$

где q - вес 1м труб, кН/м; l – длина секции, м.

$$Q_{1+2} = 847 * 0,0415 + 2,5 = 37,6 \text{ тс}$$

Длину 2 секции определим с учетом растяжения:

$$L_2 = \frac{135,3 / 1,3 * 1,16 - (31,4 + 2,5)}{0,0355} = 1397 \text{ м}$$

$$Q_3 = 1397 * 0,0355 = 49,5 \text{ тс}$$

$$Q_{1+2+3} = 2,5 + 37,6 + 49,5 = 89,6 \text{ тс}$$

Длину 3 секции составленной из труб группы прочности Д с $\delta=10,6$ мм определим с учетом растяжения:

$$L_3 = \frac{158,8 / 1,3 * 1,16 - 89,6}{0,0415} = 378 \text{ м}$$

$$Q_4 = 378 * 0,0415 = 15,6 \text{ тс}$$

$$Q_{1+2+3+4} = 89,6 + 15,6 = 105,2 \text{ тс}$$

Определяем длину 4 секции из труб группы прочности Д с $\delta=12,1$

мм:

$$L_4 = \frac{180,4/1,3 * 1,16 - 105,2}{0,0466} = 309,4 \text{ м}$$

Принимаем длину 4 секции 125 м.

$$Q_5 = 125 * 0,0466 = 5,8 \text{ тс}$$

$$L_k = 847 + 1397 + 378 + 125 = 2804 \text{ м}$$

Определяем общий вес колонны:

$$Q_k = 2,5 + 37,6 + 49,5 + 15,6 + 5,8 = 111 \text{ тс}$$

Запас прочности на растяжение:

$n_3 = [Q] / Q_k = 180,4 / 111 = 1,6 > 1,3$, что удовлетворяет условию прочности.

Запас прочности на избыточное внутреннее давление:

$n_2 = [P_{вн}] / P_{вн.из}, n_2 = 469 / 223 = 2,1 > n_2 = 1,15$, что удовлетворяет условию.

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 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 [8].

С учетом указанных условий предусматриваются следующие способы цементирования обсадных колонн.

1. Направление 426 мм цементируется прямым способом. Подъем цемента до устья.
2. Кондуктор 324 мм цементируется прямым способом. Подъем цемента до устья.

3. Техническая колонна 245 мм цементируется прямым способом. Цементирование производится в две ступени. Муфты ступенчатого цементирования устанавливается на глубине 600 метров. Подъем цемента до устья.

4. Эксплуатационная колонна 168 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.

2.4.2.2 Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов

Расчет цементирования направления 426 мм

Проектные данные:

Диаметр долота, $D_d = 0,490\text{м}$

Наружный диаметр обсадной колонны $d_n = 0,426\text{м}$

Внутренний диаметр обсадной колонны, $d_n=0,406\text{м}$

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

Удельный вес промывочной жидкости г/см^3 , $\gamma_p=1,2$

Водоцементное отношение $m - 0,5$

Высота подъема цементного раствора $H_{\text{ц}}=40\text{м}$

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

Коэффициент кавернозности $K_k=1,3$

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

Коэффициент учитывающий потери воды $K_B=1,1$

1. Определяем по формуле количество тампонажного раствора для цементирования обсадной колонны:

$$V_{\text{ц}} = 0,785 * K_k * ((D_{\text{д}}^2 - d_n^2) * H_{\text{ц}} + d_{\text{в}}^2 * h_{\text{цс}}) \quad (2.41)$$

где k_k - коэффициент кавернозности

$D_{\text{д}}$ - диаметр скважины, м

d - наружный диаметр обсадных труб, м

h - высота цем.стакана оставляемого в скважине, м

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

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

Цементирование обсадной колонны.

$$V_{\text{ц}} = 0,785 * K_k * ((D_{\text{д}}^2 - d_n^2) * H_{\text{ц}} + d_{\text{в}}^2 * h_{\text{цс}})$$

$$V_{\text{ц}} = 0,785 * 1,3 * ((0,0490^2 - 0,426^2) * 40 + 0,406^2 * 10) = 4,08 \text{ м}^3$$

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

$$M_{\text{мс}} = \frac{K_k * 1 * \gamma_{\text{ц}} * V_{\text{ц}}}{1 + m} \quad (2.42)$$

где $k_{\text{ц}}=1,05$ – коэффициент учитывающий потери цемента при погружно-разгрузочных работах

$m=0,5$ – соотношение вода : смесь

$\gamma_{\text{ц}}=1,85$ – плотность тампонажного раствора, т/м^3

$$M_{mc} = 1,05 * 1 / (1 + 0,5) * 1,85 * 4,08 = 5,2 \text{ т}$$

3. Определяем количество жидкости для затворения тампонажного раствора:

$$V_{\text{в}} = \frac{K_{\text{в}} * M_{mc} * m}{\gamma_{\text{в}}} \quad (2.43)$$

где $k_{\text{в}}=1,1$ – коэффициент, учитывающий потери воды при выполнении операций цементирования

$$V_{\text{в}} = \frac{1,1 * 5,2 * 0,5}{1} = 2,86 \text{ м}^3$$

4. Определяем объем продажной жидкости:

$$V_{\text{прод}} = 0,785 * K_{\text{в}} * d_{\text{в}}^2 * (H_{\text{ц}} - h_{\text{цс}}) \quad (2.44)$$

$$V_{\text{прод}} = 0,785 * 1,1 * 0,406^2 * (40 - 10) = 4,24 \text{ м}^3$$

Гидравлический расчёт

Для успешного выполнения цементирования должны выполняться следующие условия :

$$P_1 \leq [P_1] \quad (1), \quad P_2 \leq [P_2] \quad (2), \quad P_3 \leq [P_3] \quad (3)$$

где $P_1, [P_1]$ - соответственно расчетное и допустимое давления на цементировочной головке ГУЦ 426*50 $[P_1] = 5 \text{ МПа}$

$P_2, [P_2]$ - 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 ($[P_3] = 12 \text{ МПа}$)

Давление на цементировочной головке в конечный момент цементирования:

$$P_1 = \frac{(H_{\text{ц}} - h_{\text{цс}})(\gamma_{\text{ц}} - \gamma_{\text{р}})}{10^5} + P_{\text{тр}} + P_{\text{зтр}}, \quad (2.45)$$

где: $\rho_{\text{ц}}$ – плотность тампонажного раствора, кг/м^3

ρ_p – плотность бурового раствора, кг/м³

$$P_{тр} = \frac{0,289 * 10^{-7} * \gamma_p * Q^2 * l}{d_{вс}^5}, \quad (2.46)$$

Это гидравлическое сопротивление в момент окончания прокачки продавочной жидкости в трубах, МПа

$$P_{зн} = \frac{0.289 \cdot 10^{-7} \gamma_u Q^2 H_u}{(D - d_n)^3 (D + d_n)^2} \quad (2.47)$$

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

Q-подача насосов (в конечный момент продавливания $Q=Q_{\min}=0,003$ м³/с)

$$P_{тр} = \frac{0,289 * 10^{-7} * 1200 * 0,003 * 40}{0,406^5} = 1,138 * 10^{-6} \text{ МПа}$$

$$P_{зн} = \frac{0,289 * 10^{-7} * 1850 * 0,003 * 40}{(0,490 - 0,426)^3 * (0,490 + 0,426)^2} = 1,15 * 10^{-4} \text{ МПа}$$

$$P_1 = \frac{(40 - 10)(1840 - 1200)}{10^5} + 1,138 * 10^{-6} + 1,15 * 10^{-4} = 0.192 \text{ МПа} \Rightarrow \text{усло-}$$

вие (1) соблюдается.

Давление на цементировочном агрегате: $P_2 \approx P_1$, следовательно условие (2) также соблюдается, $P_2 < [P_2]$

Определяем давление на забое в конечный момент цементирования:

$$P_3 = \frac{H_u \gamma_u}{10^5} = \frac{40 * 1850}{10^5} = 0.74 \text{ МПа}, \text{ условие (3) принимается} \quad (2.48)$$

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

$$Q = 0.785v(D_c^2 - d_n^2) = 0.785 \cdot 0.5 \cdot (0.490^2 - 0.426^2) = 0.023 \text{ м}^3 / \text{с} \quad (2.49)$$

Подача при закачивании определяется из условия, что при затворении смеси плотностью 1850 кг/м^3 производительность СМН $q_{\text{н}}=11.5 \text{ л/с}$. Тогда число СМН, одновременно затворяющих тампонажный раствор определится по формуле:

$$n_c = \frac{M_{mc}}{M_c}, \quad (2.49)$$

где $M_c=20 \text{ т}$ - вместимость СМН (цементно-смесительных машин)

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

Таким образом, число цементно-смесительных машин принимается равным одному. Тогда подача насосов при закачивании тампонажного раствора $Q_u = q_n n_c = 11.5 \cdot 1 = 11.5 \text{ л/с}$

Число цементировочных агрегатов определится из условия их подачи при продавливании:

$$n_{ца} = \frac{Q}{q_{IV}} + 1, \quad (2.50)$$

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

$$n_{ца} = 23/14,5 + 1 = 2,6$$

Принимаем 3 агрегата

Продолжительность закачивания тампонажного раствора:

$$t_z = \frac{V_u}{60Q_u} = \frac{4.08}{60 \cdot 0.0115} = 5.9 \text{ мин}, \quad (2.51)$$

Продолжительность процесса продавливания:

$$t_{np} = \frac{V_{np}}{60Q} = \frac{4.24}{60 \cdot 0.023} = 3.07 \text{ мин}$$

Общее время цементирования:

$$t_u = t_z + t_{np} + 15 = 5.9 + 3.07 + 15 = 23.97 \text{ мин}, \quad (2.52)$$

Условие $t_u \leq 0,75t$ начало схватывания цемента от 1ч20мин – 2 часов.

$23,9\text{мин} \leq 0,75*80=60$ мин, следовательно условие выполняется.

Расчет цементирования кондуктора D-324 мм

Проектные данные:

Диаметр долота, $D_d=0.3937$ м

Наружный диаметр обсадной колонны, $d_n=0.324$ м

Внутренний диаметр обсадной колонны, $d_{вн}=0.302$ м

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

Удельный вес промывочной жидкости, г/см^3 , $\gamma_{op}=1.2$

Водоцементное отношение, $m=0.5$

Высота подъема цементного раствора, м, $H=470$

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

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

Коэффициент кавернозности, $k=1,5$

Удельный вес воды, $\rho_v=1$ г/см^3

1. Определяем по формуле количество тампонажного раствора для цементирования обсадной колонн:

$$V_{ц} = 0,785 * K_k * ((D_d^2 - d_n^2) * H_{ц} + d_{в}^2 * h_{цс}), \quad (2.53)$$

$$V_{ц} = 0,785 * 1,5 * ((0,3937^2 - 0,324^2) * 470 + 0,302^2 * 10) = 28,5 \text{ м}^3$$

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

$$M_{мс} = \frac{K_k * 1 * \gamma_u * V_{ц}}{1+m}, \quad (2.54)$$

$$M_{мс} = 1,05 * 1 / (1+0,5) * 1,85 * 28,5 = 36,5 \text{ т}$$

3. Определяем количество жидкости для затворения тампонажного раствора:

$$V_{\text{в}} = \frac{K_{\text{в}} * M_{\text{тс}} * m}{\gamma_{\text{в}}}, \quad (2.55)$$

$$V_{\text{в}} = \frac{1,1 * 34,7 * 0,5}{1} = 19,08 \text{ м}^3$$

4. Определяем объем продажной жидкости

$$V_{\text{прод}} = 0,785 * K_{\text{в}} * d_{\text{в}}^2 * (H_{\text{ц}} - h_{\text{цс}}), \quad (2.56)$$

$$V_{\text{прод}} = 0,785 * 1,1 * 0,302^2 * (470 - 10) = 36,1 \text{ м}^3$$

Гидравлический расчёт

Для успешного выполнения цементирования должны выполняться следующие условия :

$$P_1 \leq [P_1] \quad (1), \quad P_2 \leq [P_2] \quad (2), \quad P_3 \leq [P_3] \quad (3)$$

где $P_1, [P_1]$ - соответственно расчетное и допустимое давления на цементировочной головке ГУЦ 324*100 $[P_1] = 10 \text{ МПа}$

$P_2, [P_2]$ - 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 ($[P_3] = 4 \text{ МПа}$)

Давление на цементировочной головке в конечный момент цементирования:

$$P_1 = \frac{(H_{\text{ц}} - h_{\text{цс}})(\gamma_{\text{ц}} - \gamma_{\text{р}})}{10^5} + P_{\text{тр}} + P_{\text{зпр}}, \quad (2.56)$$

где: $P_{\text{тр}} = \frac{0,289 * 10^{-7} * \gamma_{\text{р}} * Q^2 * l}{d_{\text{вс}}^5}$

Это гидравлическое сопротивление в момент окончания прокачки продажной жидкости в трубах, МПа

$$P_{zn} = \frac{0.289 \cdot 10^{-7} \gamma_u Q^2 H_u}{(D - d_n)^3 (D + d_n)^2} - \text{гидравлические сопротивления в момент}$$

окончания продавливания продавочной жидкости в затрубном пространстве, МПа

Q-подача насосов (в конечный момент продавливания $Q=Q_{\min}=0,003$ м³/с) –УНБ-600

$$P_{тр} = \frac{0,289 * 10^{-7} * 1200 * 0,003 * 470}{0,302^5} = 0,5 * 10^{-4} \text{ МПа}$$

$$P_{zn} = \frac{0,289 * 10^{-7} * 1850 * 0,003^2 * 470}{(0,3937 - 0,324)^3 * (0,3937 + 0,324)^2} = 0,48 * 10^{-4} \text{ МПа}$$

$$P_1 = \frac{(470 - 10)(1840 - 1200)}{10^5} + 0,58 * 10^{-4} + 0,48 * 10^{-4} = 4,05 \text{ МПа} \Rightarrow \text{усло-}$$

вие (1) соблюдается.

Давление на цементировочном агрегате: $P_2 > P_1$, следовательно условие (2) также соблюдается.

Определяем давление на забое в конечный момент цементирования:

$$P_3 = \frac{H_u \gamma_u}{10^5} + P_{зпр} = \frac{470 \cdot 1850}{10^5} + 0,48 * 10^{-4} = 8,6 \text{ МПа}, \text{ условие (3) принима-}$$

ется

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

$$Q = 0.785v(D_c^2 - d_n^2) = 0.785 \cdot 0.5 \cdot (0.3937^2 - 0.324^2) = 0.02 \text{ м}^3 / \text{с}$$

Подача при закачивании определяется из условия, что при затворении смеси плотностью 1840 кг/м³ производительность СМН $q_n=11.5$ л/с, тогда число СМН, одновременно затворяющих тампонажный раствор определится по формуле:

$$n_c = \frac{M_{mc}}{Mc}, \quad (2.57)$$

где $M_c=20$ т - вместимость СМН

$$n_c = \frac{23.4}{20} = 1,2$$

Таким образом, число цементно-смесительных машин принимается равным двум. Тогда подача насосов при закачивании тампонажного раствора $Q_u = q_n n_c = 11.5 \cdot 2 = 23 \text{ л/с}$

Число цементируемых агрегатов определится из условия их подачи при продавливании:

$$n_{ца} = \frac{Q}{q_{IV}} + 1, \quad (2.58)$$

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

$$n_{ца} = 10/14,5 + 1 = 1,6$$

Принимаем 2 агрегата

Продолжительность закачивания тампонажного раствора:

$$t_3 = \frac{V_u}{60Q_u} = \frac{18.3}{60 \cdot 0.015} = 20.3 \text{ мин}$$

Продолжительность процесса продавливания:

$$t_{np} = \frac{V_{np}}{60Q} = \frac{30.3}{60 \cdot 0.02} = 25.3 \text{ мин}$$

Общее время цементирования:

$$t_u = t_3 + t_{np} + 15 = 20.3 + 25.3 + 15 = 60.6 \text{ мин}$$

условие $t_{ц} \leq 0,75t$ начало схватывания цемента от 1ч20мин – 2 часов.

$60,6 \text{ мин} \leq 0,75 \cdot 120 = 1 \text{ час } 30 \text{ мин}$, следовательно условие выполняется.

Расчет цементирования технической колонны D-245 мм

Первая ступень 1300 – 600м

Проектные данные:

Диаметр долота, $D_d=0.2953$ м

Наружный диаметр обсадной колонны, $d_H=0.245$ м

Внутренний диаметр обсадной колонны, $d_{BH}=0.2267$ м

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

Удельный вес промывочной жидкости, г/см^3 , $\gamma_{op}=1.22$

Водоцементное отношение, $m=0.5$

Глубина спуска обсадной колонны, м, $H=1460$

Глубина установки МСЦ-245, м $H=700$

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

Высота подъема цементного раствора, м $H=760$

Коэффициент потерь цемента, $k_u=1.05$

Коэффициент кавернозности, $k=1,2$

Коэффициент потерь воды, $K_B=1,1$

Удельный вес воды, $\rho_B=1$ г/см^3

1. Определяем по формуле количество тампонажного раствора для цементирования обсадной колонны.

$$V_{\text{ц}} = 0,785 * K_k * ((D_d^2 - d_H^2) * H_{\text{ц}} + d_B^2 * h_{\text{цс}})$$

$$V_{\text{ц}} = 0,785 * 1,2 * ((0,2953^2 - 0,245^2) * 760 + 0,2267^2 * 10) = 19,8 \text{ м}^3$$

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

$$M_{\text{мс}} = \frac{K_k * 1 * \gamma_{\text{ц}} * V_{\text{ц}}}{1 + m}$$

$$M_{\text{мс}} = 1,05 * 1 / (1 + 0,5) * 1,85 * 19,8 = 25,4 \text{ т}$$

3. Определяем количество жидкости для затворения тампонажного раствора:

$$V_B = \frac{K_B * M_{\text{мс}} * m}{\gamma_e}$$

$$V_B = \frac{1,1 * 25,5 * 0,5}{1} = 14 \text{ м}^3$$

4. Определяем объем продажной жидкости

$$V_{\text{прод}} = 0,785 * K_{\text{в}} * d_{\text{в}}^2 * (H_{\text{ц}} - h_{\text{цс}})$$

$$V_{\text{прод}} = 0,785 * 1,1 * 0,2267^2 (760 - 10) = 33 \text{ м}^3$$

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

$$V_{\text{бж}} = 0,785 * (D_{\text{д}}^2 - D_{\text{н}}^2) * 150$$

$$V_{\text{бж}} = 0,785 * (0,2953^2 - 0,245^2) * 150 = 3,2 \text{ м}^3$$

Гидравлический расчёт

Для успешного выполнения цементирования должны выполняться следующие условия :

$$P_1 \leq [P_1] \quad (1), \quad P_2 \leq [P_2] \quad (2), \quad P_3 \leq [P_3] \quad (3)$$

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 ($[P_3] = 28 \text{ МПа}$)

Давление на цементировочной головке в конечный момент цементирования:

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

$$\text{где: } P_{\text{тр}} = \frac{0,289 * 10^{-7} * \gamma_{\text{р}} * Q^2 * l}{d_{\text{вс}}^5}$$

Это гидравлическое сопротивление в момент окончания прокачки продажной жидкости в трубах, МПа

$$P_{zn} = \frac{0.289 \cdot 10^{-7} \gamma_u Q^2 H_u}{(D - d_n)^3 (D + d_n)^2} - \text{гидравлические сопротивления в момент}$$

окончания продавливания продавочной жидкости в затрубном пространстве, МПа

Q-подача насосов (в конечный момент продавливания $Q=Q_{\min}=0,003$ м³/с)

$$P_{тр} = \frac{0,289 * 10^{-7} * 1220 * 0,003^2 * 760}{0,2267^5} = 0,4 * 10^{-3} \text{ МПа}$$

$$P_{зп} = \frac{0,289 * 10^{-7} * 1850 * 0,003^2 * 760}{(0,2953 - 0,245)^3 * (0,2953 + 0,245)^2} = 0,6 \text{ МПа}$$

$$P_1 = \frac{(760 - 10)(1850 - 1220)}{10^5} + 0,4 * 10^{-3} + 0,6 = 5,3 \text{ МПа} \Rightarrow \text{условие (1)}$$

соблюдается.

Давление на цементирующем агрегате: $P_2 > P_1$, следовательно условие (2) также соблюдается.

Определяем давление на забое в конечный момент цементирования:

$$P_3 = \frac{H_u \gamma_u}{10^5} + P_{зп} = \frac{760 \cdot 1850}{10^5} + 0,6 = 14,6 \text{ МПа}, \text{ условие (3) принимается}$$

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

$$Q = 0.785v(D_c^2 - d_n^2) = 0.785 \cdot 0.5 \cdot (0.2953^2 - 0.2267^2) = 0.014 \text{ м}^3 / \text{с}$$

Подача при закачивании определяется из условия, что при затворении смеси плотностью 1850 кг/м³ производительность СМН $q_{п}=11.5$ л/с. Тогда число СМН, одновременно затворяющих тампонажный раствор определится по формуле:

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

где $M_c=20$ т - вместимость СМН

$$n_c = \frac{36.5}{20} = 1.8$$

Таким образом, число цементно-смесительных машин принимается равным двум. Тогда подача насосов при закачивании тампонажного раствора $Q_u = q_n n_c = 11.5 \cdot 2 = 23 \text{ л/с}$

Число цементируемых агрегатов определится из условия их подачи при продавливании:

$$n_{ца} = \frac{Q}{q_{IV}} + 1$$

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

$$n_{ца} = 20/14,5 + 1 = 2,4$$

Принимаем 3 агрегата

Продолжительность закачивания тампонажного раствора:

$$t_3 = \frac{V_u}{60Q_u} = \frac{28.5}{60 \cdot 0.015} = 37.3 \text{ мин}$$

Продолжительность процесса продавливания:

$$t_{np} = \frac{V_{np}}{60Q} = \frac{36.1}{60 \cdot 0.014} = 38 \text{ мин}$$

Общее время цементирования:

$$t_u = t_3 + t_{np} + 15 = 37.3 + 38 + 15 = 90 \text{ мин}$$

условие $t_{ц} \leq 0,75t$ начало схватывания цемента от 1ч20мин – 2 часов.

90мин $\leq 0,75 \cdot 120 = 1 \text{ час } 30 \text{ мин}$, следовательно условие выполняется.

Вторая ступень 600 – 0м

Проектные данные:

Диаметр долота, $D_d=0.2953$ м

Наружный диаметр обсадной колонны, $d_n=0.245$ м

Внутренний диаметр обсадной колонны, $d_{вн}=0.2267$ м

Удельный вес тампонажного раствора, $\gamma_u=1.85$ г/см³

Удельный вес промывочной жидкости, $\gamma_{\text{пр}}=1.22$ г/см³

Водоцементное отношение, $m=0.5$

Глубина спуска обсадной колонны, м, $H=700$

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

Высота подъема цементного раствора, м $H=700$

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

Коэффициент кавернозности, $k=1,2$

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

Удельный вес воды, $\rho_{\text{в}}=1$ г/см³

1. Определяем по формуле количество тампонажного раствора для цементирования обсадной колонны.

$$V_{\text{ц}} = 0,785 * K_{\text{к}} * ((D_{\text{д}}^2 - d_{\text{н}}^2) * H_{\text{ц}} + d_{\text{в}}^2 * h_{\text{цс}})$$

$$V_{\text{ц}} = 0,785 * 1,2 * ((0,2953^2 - 0,2452^2) * 700 + 0,2267^2 * 10) = 18,3 \text{ м}^3$$

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

$$M_{\text{мс}} = \frac{K_{\text{к}} * 1 * \gamma_{\text{ц}} * V_{\text{ц}}}{1 + m}$$

$$M_{\text{мс}} = 1,05 * 1 / (1 + 0,5) * 1,85 * 18,3 = 23,4 \text{ т}$$

3. Определяем количество жидкости для затворения тампонажного раствора

$$V_{\text{в}} = \frac{K_{\text{в}} * M_{\text{мс}} * m}{\gamma_{\text{в}}}$$

$$V_{\text{в}} = \frac{1,1 * 23,4 * 0,5}{1} = 14 \text{ м}^3$$

4. Определяем объем продажной жидкости

$$V_{\text{прод}} = 0,785 * K_{\text{в}} * d_{\text{в}}^2 * (H_{\text{ц}} - h_{\text{цс}})$$

$$V_{\text{прод}} = 0,785 * 1,1 * 0,2267^2 (700 - 10) = 30,3 \text{ м}^2$$

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

$$V_{\text{бж}} = 0,785 * (D_{\text{д}}^2 - D_{\text{н}}^2) * 150$$

$$V_{\text{бж}} = 0,785 * (0,2953^2 - 0,245^2) * 150 = 3,2 \text{ м}^2$$

Гидравлический расчёт

Для успешного выполнения цементирования должны выполняться следующие условия :

$$P_1 \leq [P_1] \quad (1), \quad P_2 \leq [P_2] \quad (2), \quad P_3 \leq [P_3] \quad (3)$$

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:

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

где: $P_{\text{тр}} = \frac{0,289 * 10^{-7} * \gamma_{\text{р}} * Q^2 * l}{d_{\text{вс}}^5}$

Это гидравлическое сопротивление в момент окончания прокачки продажной жидкости в трубах, МПа

$$P_{\text{зп}} = \frac{0,289 \cdot 10^{-7} \gamma_{\text{ц}} Q^2 H_{\text{ц}}}{(D - d_{\text{н}})^3 (D + d_{\text{н}})^2} - \text{гидравлические сопротивления в момент}$$

окончания продавливания продажной жидкости в затрубном пространстве, МПа

Q-подача насосов (в конечный момент продавливания $Q=Q_{\min}=0,003$ м³/с)

$$P_{\text{тр}} = \frac{0,289 * 10^{-7} * 1220 * 0,003^2 * 700}{0,2267^5} = 0,3 * 10^{-4} \text{ МПа}$$

$$P_{\text{зп}} = \frac{0,289 * 10^{-7} * 1850 * 0,003^2 * 700}{(0,2953 - 0,245)^3 * (0,2953 + 0,245)^2} = 0,16 \text{ МПа}$$

$$P_1 = \frac{(700 - 10)(1850 - 1050)}{10^5} + 0,3 * 10^{-4} + 0,16 = 5,6 \text{ МПа} \Rightarrow \text{условие (1) со-}$$

блюдается.

Давление на цементировочном агрегате: $P_2 > P_1$, следовательно условие (2) также соблюдается.

Определяем давление на забое в конечный момент цементирования:

$$P_3 = \frac{H_u \gamma_u}{10^5} + P_{\text{зп}} = \frac{700 \cdot 1850}{10^5} + 0,16 = 13,1 \text{ МПа}, \text{ условие (3) принимается}$$

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

$$Q = 0,785v(D_c^2 - d_n^2) = 0,785 \cdot 0,5 \cdot (0,2953^2 - 0,2267^2) = 0,014 \text{ м}^3 / \text{с}$$

Подача при закачивании определяется из условия, что при затворении смеси плотностью 1850 кг/м³ производительность СМН $q_{\text{п}}=11,5$ л/с. Тогда число СМН, одновременно затворяющих тампонажный раствор определится по формуле:

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

где $M_c=20$ т - вместимость СМН

$$n_c = \frac{25,4}{20} = 1,3$$

Таким образом, число цементно-смесительных машин принимается равным двум. Тогда подача насосов при закачивании тампонажного раствора $Q_u = q_n n_c = 11.5 \cdot 2 = 23 \text{ л/с}$

Число цементируемых агрегатов определится из условия их подачи при продавливании:

$$n_{ца} = \frac{Q}{q_{IV}} + 1$$

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

$$n_{ца} = 14/14,5 + 1 = 1,6$$

Принимаем 2 агрегата

Продолжительность закачивания тампонажного раствора:

$$t_3 = \frac{V_u}{60Q_u} = \frac{18.3}{60 \cdot 0.015} = 20.3 \text{ мин}$$

Продолжительность процесса продавливания:

$$t_{np} = \frac{V_{np}}{60Q} = \frac{30.3}{60 \cdot 0.014} = 36.1 \text{ мин}$$

Общее время цементирования:

$$t_u = t_3 + t_{np} + 15 = 20.3 + 36.1 + 15 = 71.4 \text{ мин}$$

условие $t_{ц} \leq 0,75t$ начало схватывания цемента от 1ч20мин – 2 часов.
 $71,4 \text{ мин} \leq 0,75 \cdot 120 = 1 \text{ час } 30 \text{ мин}$, следовательно условие выполняется.

Расчет цементирования эксплуатационной колонны D-168 мм

Первая ступень 1300 – 2804м

Проектные данные:

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

Наружный диаметр обсадной колонны, $d_H = 0.168 \text{ м}$

Внутренний диаметр обсадной колонны, $d_{вн} = 0.148 \text{ м}$

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

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

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

Водоцементное отношение, $m=0.5$

Глубина спуска обсадной колонны, м, $H=2747$

Глубина спуска УСЦС-168, м, $H=1940$

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

Высота подъема цементного раствора, м $H=807$

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

Коэффициент кавернозности, $k=1,15$

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

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

1. Определяем по формуле количество тампонажного раствора для цементирования обсадной колонны.

$$V_{\text{ц}} = 0,785 * K_{\text{к}} * ((D_{\text{д}}^2 - d_{\text{н}}^2) * H_{\text{ц}} + d_{\text{в}}^2 * h_{\text{цс}})$$

$$V_{\text{ц}} = 0,785 * 1,15 * ((0,2159^2 - 0,168^2) * 807 + 0,148^2 * 10) = 13,1 \text{ м}^3$$

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

$$M_{\text{мс}} = \frac{K_{\text{к}} * 1 * \gamma_{\text{ц}} * V_{\text{ц}}}{1 + m}$$

$$M_{\text{мс}} = 1,05 * 1 / (1 + 0,5) * 1,85 * 13,1 = 16,8 \text{ т}$$

3. Определяем количество жидкости для затворения тампонажного раствора

$$V_{\text{з}} = \frac{K_{\text{в}} * M_{\text{мс}} * m}{\gamma_{\text{з}}}$$

$$V_{\text{з}} = \frac{1,1 * 16,8 * 0,5}{1} = 9,2 \text{ м}^3$$

1

4. Определяем объем продавочной жидкости

$$V_{\text{прод}} = 0,785 * K_{\text{в}} * d_{\text{в}}^2 * (H_{\text{ц}} - h_{\text{цс}})$$

$$V_{\text{прод}} = 0,785 * 1,1 * 0,148^2 (807 - 10) = 14,5 \text{ м}^2$$

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

$$V_{\text{бж}} = 0,785 * (D_{\text{д}}^2 - D_{\text{н}}^2) * 150$$

$$V_{\text{бж}} = 0,785 * (0,2159^2 - 0,168^2) * 150 = 2,2 \text{ м}^2$$

Гидравлический расчёт

Для успешного выполнения цементирования должны выполняться следующие условия :

$$P_1 \leq [P_1] \quad (1), \quad P_2 \leq [P_2] \quad (2), \quad P_3 \leq [P_3] \quad (3)$$

где $P_1, [P_1]$ - соответственно расчетное и допустимое давления на цементировочной головке ГУЦ 168*400 $[P_1] = 40 \text{ МПа}$

$P_2, [P_2]$ - 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 ($[P_3] = 44,5 \text{ МПа}$)

Давление на цементировочной головке в конечный момент цементирования:

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

$$\text{где: } P_{\text{тр}} = \frac{0,289 * 10^{-7} * \gamma_{\text{п}} * Q^2 * l}{d_{\text{вс}}^5}$$

Это гидравлическое сопротивление в момент окончания прокачки продавочной жидкости в трубах, МПа

$$P_{\text{зн}} = \frac{0,289 \cdot 10^{-7} \gamma_{\text{ц}} Q^2 H_{\text{ц}}}{(D - d_{\text{н}})^3 (D + d_{\text{н}})^2} - \text{гидравлические сопротивления в момент}$$

окончания продавливания продавочной жидкости в затрубном пространстве, МПа

Q-подача насосов (в конечный момент продавливания $Q=Q_{\min}=0,003$ м³/с)

$$P_{\text{тр}} = \frac{0,289 \cdot 10^{-7} \cdot 1050 \cdot 0,003^2 \cdot 807}{0,148^5} = 0,03 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{зп}} = \frac{0,289 \cdot 10^{-7} \cdot 1850 \cdot 0,003^2 \cdot 807}{(0,2159 - 0,168)^3 \cdot (0,2159 + 0,168)^2} = 1,9 \text{ МПа}$$

$$P_1 = \frac{(807 - 10)(1850 - 1050)}{10^5} + 0,03 + 1,9 = 8,3 \text{ МПа} \Rightarrow \text{условие (1) со-}$$

блюдается.

Давление на цементирующем агрегате: $P_2 > P_1$, следовательно условие (2) также соблюдается.

Определяем давление на забое в конечный момент цементирования:

$$P_3 = \frac{H_u \gamma_u}{10^5} + P_{\text{зп}} = \frac{807 \cdot 1850}{10^5} + 1,9 = 16,8 \text{ МПа}, \text{ условие (3) принимается}$$

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

$$Q = 0,785v(D_c^2 - d_n^2) = 0,785 \cdot 1 \cdot (0,2159^2 - 0,168^2) = 0,014 \text{ м}^3 / \text{с}$$

Подача при закачивании определяется из условия, что при затворении смеси плотностью 1850 кг/м³ производительность СМН $q_{\text{п}}=11,5$ л/с. Тогда число СМН, одновременно затворяющих тампонажный раствор определится по формуле:

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

где $M_c=20$ т - вместимость СМН

$$n_c = \frac{16,8}{20} = 0,8$$

Таким образом, число цементно-смесительных машин принимается равным двум. Тогда подача насосов при закачивании тампонажного раствора $Q_u = q_n n_c = 11.5 \cdot 1 = 11.5 \text{ л/с}$

Число цементировочных агрегатов определится из условия их подачи при продавливании:

$$n_{ца} = \frac{Q}{q_{IV}} + 1$$

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

$$n_{ца} = 0,07/14,5 + 1 = 1,5$$

Принимаем 2 агрегата

Продолжительность закачивания тампонажного раствора:

$$t_3 = \frac{V_u}{60Q_u} = \frac{13.1}{60 \cdot 0.015} = 14.5 \text{ мин}$$

Продолжительность процесса продавливания:

$$t_{np} = \frac{V_{np}}{60Q} = \frac{14.5}{60 \cdot 0.014} = 17.3 \text{ мин}$$

Общее время цементирования:

$$t_u = t_3 + t_{np} + 15 = 14.5 + 17.3 + 15 = 46.8 \text{ мин}$$

условие $t_{ц} \leq 0,75t$ начало схватывания цемента от 1ч20мин – 2 часов.
 $46,8 \text{ мин} \leq 0,75 \cdot 120 = 1 \text{ час } 30 \text{ мин}$, следовательно условие выполняется.

Материалы для цементирования

Из опыта ранее пробуренных скважин проектом предлагается применить, следующие виды тампонажных материалов. Виды материалов приведены в таблице ниже.

Таблица 2.11 – Тип тампонажного материала

Колонна	Интервал цементирования В, метрах.	Вид тампонажного материала
Направление	0-40	ПТЦ 1-50
Кондуктор	0-400	ПТЦ 1-50
Техническая колонна	1300-600	ПТЦ Ш-об-5-50 2 ступень
	600-0	ПТЦ 1-50 1 ступень
Эксплуатационная колонна	1950-2804	ПТЦ-1 G-CCI 2 ступень
	1950-0	ПТЦ Ш об-5-50 1 ступень

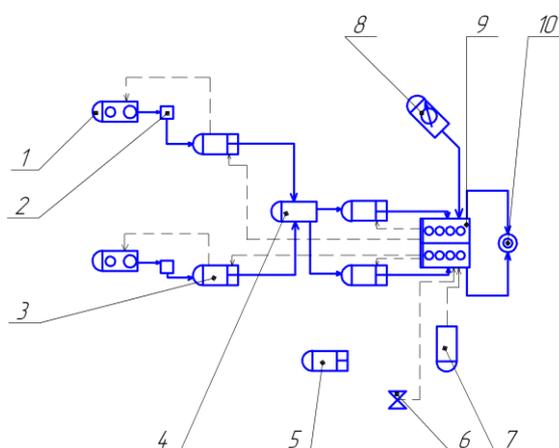


Рисунок 2.7 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

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

2.5 Выбор буровой установки и бурового оборудования

Исходя из того, что глубина сооружаемых скважин составляет 2804 м, посредством роторного бурения и бурения винтовыми забойными двигателями, а сам процесс бурение будет производиться в условиях крайнего севера, выбираем буровую установку БУ-3000-ЭУК-1 (Рис. 2.8). Данная буровая установка

способна обеспечить высокую скорость проходки при бурение как роторным способом, так и при бурение винтовыми двигателями, а блочно-модульное исполнение обеспечивает достаточную мобильность, простоту и высокую скорость монтажно-демонтажных работ.

БУ- буровая установка

Э- привод электрический

У-универсальная монтажеспособность

К- кустовое бурение

1- модификация (эшелонное расположение блоков)

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-1М осуществляется от промышленной электросети переменного тока напряжением 6000 В, частотой 50 Гц.

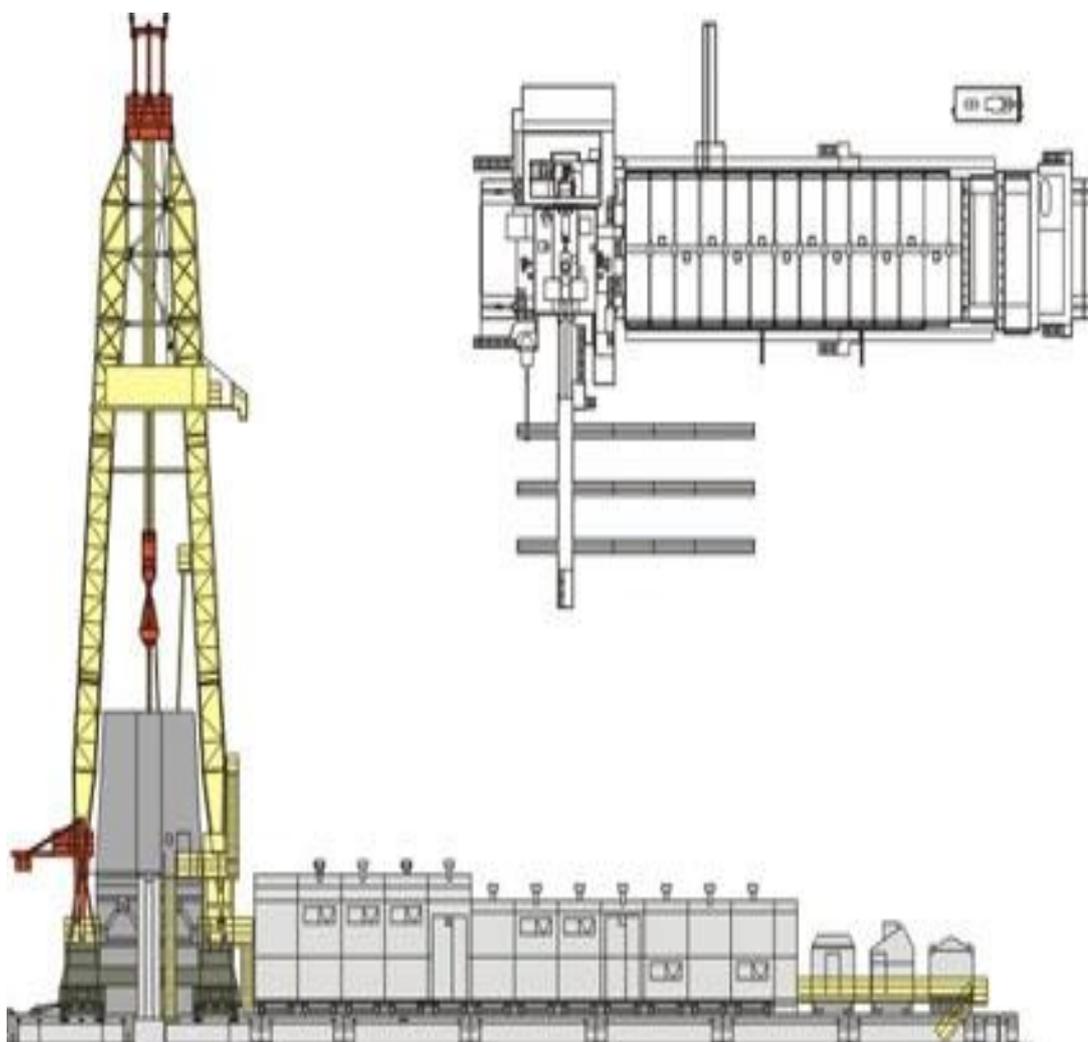


Рисунок 2.8 – Общий вид буровой установки 3000-ЭУК-1

Таблица 2.12 – Технические характеристики 3000-ЭУК-1

Наименования	Значения
Допускаемая нагрузка на крюке, тс (кН)	225(2250)
Условная глубина бурения, м	3000
Длина бурильной свечи, м	24
Тип привода	электрический постоянного тока, индивидуальный, тиристорный от промышленных электросетей
Вышка	
Тип	А - образная, секционная, трубчатая, с четырехгранным сечением ног, со встроенными маршевыми лестницами.
Полезная высота вышки, м	43
Механизм подъема вышки	встроенный

Основание	
Тип	блочное, разборное
Высота основания (отметка стола ротора), м	7,5
Талевая система	
Диаметр талевого каната, мм	38
Наибольшая оснастка талевой системы	5х6
Циркуляционная система	
Общий полезный объем, м ³	150
Количество ступеней очистки	4

2.5.1 Буровой насос и параметры подачи

Руководствуясь проведенными выше расчетами, рекомендациями [8] и имеющимся на вооружение компаний оборудования [1], выбираем насос типа УНБ-600-1.

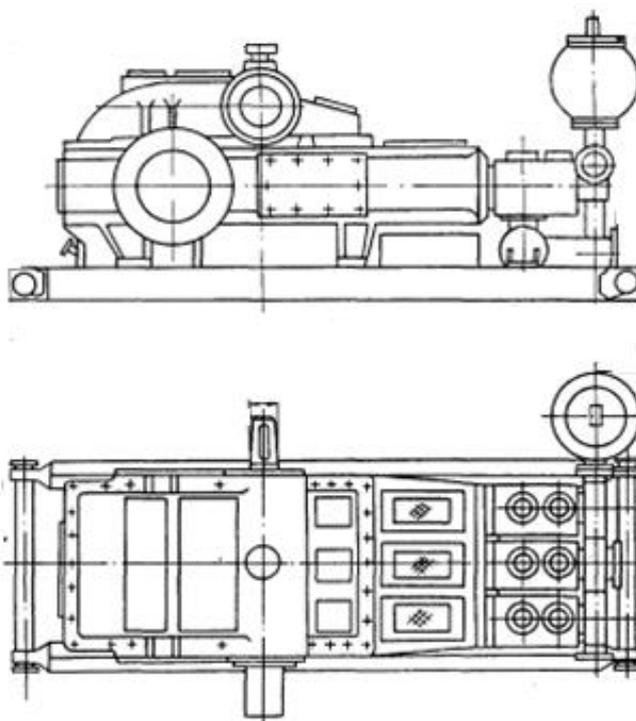


Рис.2.3 – Буровой насос УНБ-600-1

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 – Технические характеристики УНБ-600

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:	
1. длина	4560
2. ширина	1768
3. высота	2180
Масса, кг.	14500

Таблица 2.14 – Характеристики 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

По проделанным расчетам и учитывая тот факт что на буровой у нас имеется два насоса, в насосы будут установлены поршни диаметром 140 мм для того что бы получить подачу равную 25 л/с. Бурение первого интервала (0-670 м) будет вестись двумя насосами что обеспечит подачу в 50 л/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 19,54 л/с \approx 20 л/с.

2.5.2 Выбор источника энергии

Буровая установка БУ–3000ЭУК–1м 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.

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.

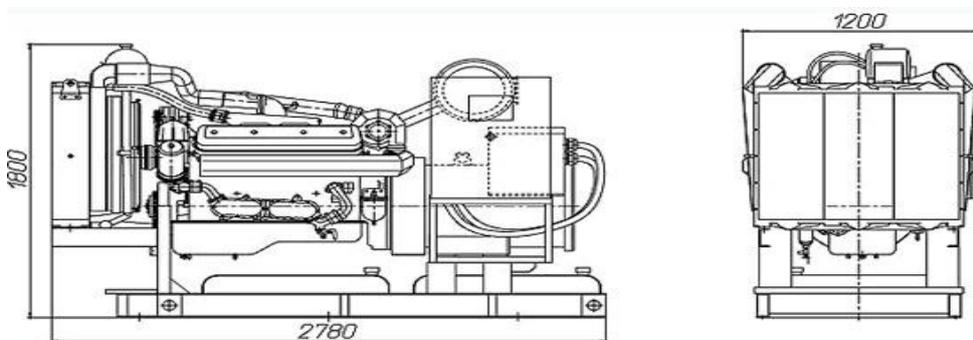


Рисунок 2.9 – Общий вид ДЭС АД200

Таблица 2.15 – Основные технические характеристики АД200

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, 0С	-10

Продолжение таблицы 2.15

Масса сухого электроагрегата, кг	2760
Ресурс до капитального ремонта, м.ч.	10 000

3 ВИНТОВЫЕ ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ

3.1 Классификация винтовых двигателей

Винтовые забойные двигатели могут быть классифицированы по следующим признакам:

1. По кратности действия рабочих органов различают двигатели с однозаходным ротором ($Z2 = 1$) и многозаходные двигатели ($Z1 > 1$), в которых ротор и статор имеют многозаходные винтовые поверхности. Кратность действия определяет число циклов в рабочих камерах гидромашины за один оборот вала. Цикл одновинтовой гидромашины соответствует процессу вытеснения объема замкнутой камеры (шлюза) и совершается на периоде между контактом смежных зубьев ротора с фиксированной впадиной статора.

Кратность действия, зависящая от кинематического отношения рабочих органов, равна числу заходов внутреннего элемента $Z2$ и определяет рабочий объем винтового героторного механизма.

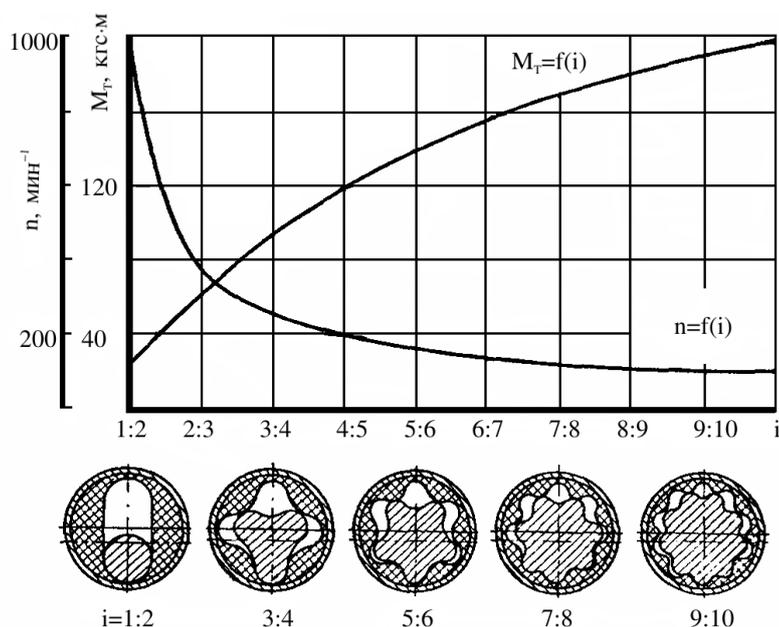


Рисунок 3.1 – Зависимости выходных параметров винтовых забойных двигателей диаметром 172 мм от кинематического соотношения героторного механизма ($Q=\text{const}, \Delta p=\text{const}$).

Кратность действия является основным параметром винтового забойного двигателя, что иллюстрируется теоретическими кривыми (рис. 10), повсеместно используемыми при обосновании выбора рабочих органов винтового забойного двигателя. Отечественные винтовые забойные двигатели имеют многозаходные рабочие органы. Зарубежные компании производят двигатели как с однозаходным ротором, так и с многозаходными рабочими органами.

2. По кинематике рабочих органов. Согласно классификации винтовых героторных механизмов, для осуществления рабочего процесса необходимо и достаточно, чтобы кинематика ротора и статора соответствовала одному из четырех вариантов взаимодействия, приведенных на рис. 3.2.

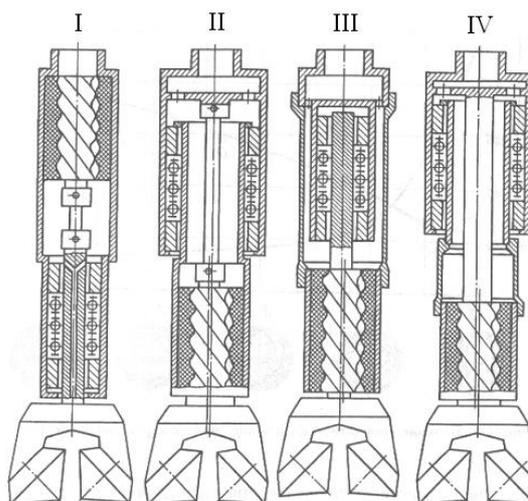


Рисунок 3.2 – Варианты взаимодействия ротора и статора винтового героторного механизма.

Компоновка двигателя во многом определяется конструктивными средствами, обеспечивающими возможность выполнения планетарного движения одного из элементов рабочих органов. Наиболее распространен вариант I компоновки, характеризующийся неподвижным наружным элементом и планетарно-вращающимся внутренним. Этот вариант имеет следующие преимущества:

- разделение полостей высокого и низкого давления осуществляется внутри рабочих органов, т.е. не требуется каких-либо дополнительных сальниковых устройств;

- имеется возможность непосредственно соединять статор с колонной бурильных труб (реактивный момент на статоре закручивает резьбовые соединения бурильных труб). Двигатели с рабочими органами по варианту II, целесообразно применять в компоновках низа бурильной колонны (КНБК), предназначенных для поддержания вертикальности скважины или при необходимости расширения ствола, поскольку на наружной поверхности вращающегося статора весьма просто разместить опорно-центрирующие или режущие элементы. Однако этот вариант имеет существенный недостаток - необходимость уплотнения между неподвижным корпусом и вращающимся статором.

На практике вариант II компоновки был использован французской фирмой "Schlumberger" в двигателе "Gerotor", а также в экспериментальном отечественном двигателе для стабилизации КНБК без вращения колонны бурильных труб.

В начале 70-х годов ВНИИБТ предложил конструкцию винтового забойного двигателя с подвижным статором, кинематически аналогичную варианту III. От известных двигателей он отличается тем, что соединение подвижного статора и колонны бурильных труб выполнено в виде гибкой трубы. Компоновка забойного двигателя позволяет использовать в качестве гибкой трубы элемент бурильной колонны.

Практическое применение варианта IV компоновки пока неизвестно, хотя теоретически использование его может способствовать повышению эффективности разрушения горных пород и увеличению скорости бурения.

3. По конструктивной компоновке различают шпиндельные и бесшпиндельные двигатели. Большая часть двигателей выпускается в шпиндельном исполнении, с вынесением осевой и радиальных опор в отдельный

автономный узел, расположенный под рабочими органами. Таким образом, конструктивная схема винтового двигателя аналогична турбобурной схеме.

Принципиально возможны конструкции двигателей в бесшпиндельном исполнении. Наиболее актуальна такая компоновка для двигателей с ограниченным осевым габаритом т.е. двигатели малого диаметра. Собственно, как дальше будет показано, в винтовых двигателях используются радиальные и осевые опоры, используемые в турбобурах и это естественно.

4. По конструкции силовой секции (секции где располагаются рабочие органы) различают монолитные и секционные двигатели. В большинстве случаев рабочие органы двигателей выполняются в монолитном исполнении длиной в 2-3 шага статора. Секционные двигатели характеризуются последовательным расположением стандартных рабочих органов. Роторы секционных двигателей обычно соединяются между собой посредством гибких валов или шарниров, статоры - резьбовыми переводниками. Основная цель секционирования - повышение крутящего момента двигателя или снижение контактных напряжений в рабочих органах.

В ряде случаев при создании многошаговых конструкций рабочих органов используются модульные варианты. Так, двигатель типа ДММ имеет составной статор, выполненный из нескольких втулок, собранных в корпусе, и составной ротор, набранный из модулей, закрепленных на общем вале.

5. По конструкции секционных двигателей различают безориентированные и ориентированные модификации. При ориентированной сборке секции соединяются таким образом, что они образуют единую винтовую нарезку и в идеале подобны монолитным рабочим органам. Преимущество ориентированного соединения секций - снижение межвиткового перепада давления и перекашивающего момента.

По характеру распределения потока жидкости различают двигатели обычные и с разделенным потоком. Разделенный поток используется в схемах винтовых забойных двигателей, когда по технологическим соображениям необходимо часть жидкости пропустить через полый ротор, минуя

камеры рабочих органов, и в схемах с параллельным соединением секций рабочих органов.

6. По конструкции ротора рабочих органов различают двигатели с цельным и полым ротором. Двигатели с наружным диаметром 88 мм и более, как правило, выполняются с полым ротором. Такое исполнение позволяет разместить в расточке ротора гибкий вал, а также снизить инерционные силы в машине.

Двигатели с наружным диаметром менее 88 мм выполняются с цельным ротором. Однако с развитием прогрессивных технологий (гидроштамповка, горячая прокатка) в будущем не исключено использование полых роторов во всех типоразмерах двигателей.

7. По конструкции узла соединения ротора и вала шпинделя винтового забойного двигателя выполняются в двух вариантах: шарнирном или торсионном (с гибким валом).

Первые отечественные двигатели (Д2-172М, ДЗ-172) оснащались двухшарнирными соединениями. В настоящее время почти во всех двигателях используются гибкие валы. В некоторых случаях в двигателях с большим перекосом осей (более $1,5^\circ$) силовой и шпиндельной секций для повышения надежности используется комбинированная шарнирно-торсионная компоновка.

8. По конструкции шпинделя различают винтовые забойные двигатели с открытым и маслозаполненным шпинделем. В открытых шпинделях (они используются во всех серийных отечественных двигателях) узлы трения смазываются и охлаждаются буровым раствором. В маслonaполненных шпинделях узлы трения находятся в масляной ванне с избыточным давлением на 0,1-0,2 МПа, превышающим давление окружающей среды.

9. По типу осевой опоры в шпинделе различают забойные двигатели с опорами качения и скольжения. Опоры качения выполняются в виде многоступенчатых радиально-упорных или упорных шарикоподшипников. Опоры

скольжения представлены многорядными упорными подшипниками. В отечественных конструкциях используется пара "обрезиненный подпятник - металлический диск", т.е. осевую опору, которая в турбобуре называется пятой-сальником. Однако наибольшее распространение получил винтовой забойный двигатель с осевыми опорами качения.

10. По конструкции уплотнения вала шпинделя различают шпиндели с торцевыми и многорядными лабиринтными уплотнениями. Уплотнения вала устанавливаются для обеспечения эффективной работы гидромониторных работ.

11. По назначению различают двигатели:

- универсального применения (общего назначения);
- для наклонно направленного бурения;
- для горизонтального бурения;
- для ремонта скважин (буровых работ внутри обсадных колонн и насосно-компрессорных труб);
- специального применения (например, двигатели для горизонтального бурения с вращением КНБК).

12. По наружному диаметру выделяют винтовые забойные двигатели:

- обычного исполнения (диаметром 127 мм и более);
- малогабаритные (диаметром от 54 до 127 мм);
- миниатюрные (диаметром менее 54 мм).

13. По термостойкости различают двигатели:

- в обычном исполнении для температуры до 100 °С;
- термостойкие, предназначенные для бурения при забойной температуре 120-150 °С.

Термостойкость винтового забойного двигателя определяется физико-химическими свойствами эластичной обкладки статора клея, обеспечивающего крепление обкладки с металлом. Для повышения термостойкости винтового забойного двигателя используются специальные эластомеры, а также особые конструкции статоров, например со шлицевым креплением обкладки. В

отечественной практике термостойкие двигатели серийно не выпускаются. За рубежом ряд компаний предлагают винтовые забойные двигатели, предназначенные для работы в условиях забойной температуры до 150 °С.

14. По частоте вращения выходного вала различают двигатели:

- обычные ($n = 80-150$ об/мин);
- быстроходные ($n > 150$ об/мин);
- тихоходные ($n < 80$ об/мин).

К обычным двигателям относятся двигатели типа Д в габарите 127-240 мм, к быстроходным - двигатели в габарите 54-88 мм. Тихоходные двигатели встречаются редко, к ним относится одна из модификаций двигателя ДК-108.

15. По типу механизма искривления различают винтовой забойный двигатель с:

- кривым переводником с одним перекосом осей;
- кривым переводником с двумя перекосами осей (двигатель DTU фирмы "Baker Hughes") ;
- регулируемым на поверхности кривым переводником (на устье скважины или в цеху);
- регулируемым на забое кривым переводником (система "Telepilot" Французского института нефти);
- шарнирным переводником.

Наибольшее распространение получили двигатели с переводником, расположенным между силовой и шпиндельными секциями.

16. По роду рабочего агента известны двигатели, использующие жидкость (вода, глинистый раствор), воздух или газ, газожидкостную смесь.

17. По типу зацепления профилей рабочих органов различают двигатели с гипо- и эпициклоидальным зацеплением. Наибольшее распространение получили двигатели с гипоциклоидальным зацеплением рабочих органов.

3.2 Конструкции винтовых двигателей

Выпускаемые в нашей стране винтовые двигатели выполнены по единой компоновочной схеме и имеют неподвижный статор и планетарно – вращающийся ротор.

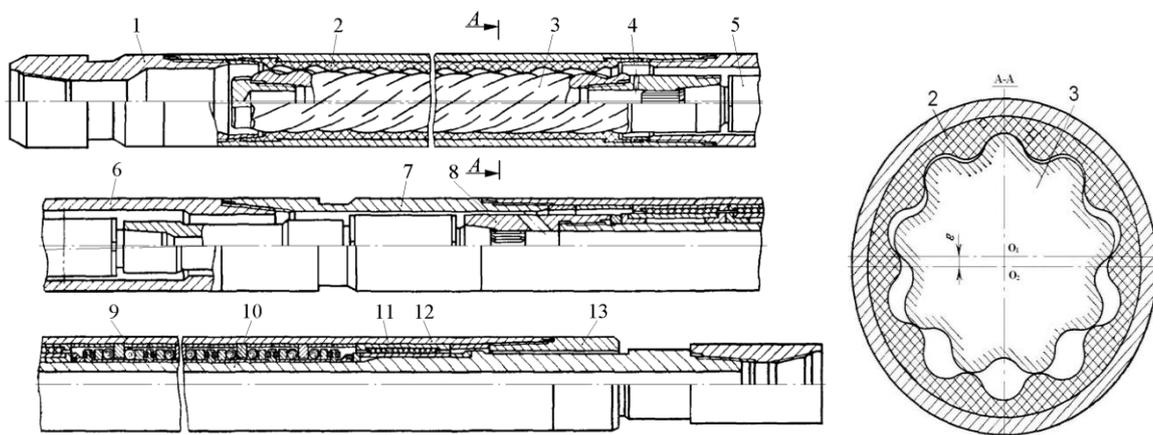


Рисунок 3.3 – Винтовой забойный двигатель Д2 – 172М.

1, 6, 7 – верхний, средний и нижний переводники; 2 – статор; 3 – ротор;
4 – распорное кольцо; 5 – двухшарнирное соединение; 8 – соединительная муфта; 9 – многорядная упорная шаровая опора; 10 – вал шпинделя;
11 – радиальный подшипник; 12 – корпус шпинделя; 13 – ниппель.

На рис. 3.3 показано устройство винтового забойного двигателя Д2 – 172М в продольном и поперечном разрезах.

Двигатель состоит из трех основных узлов: секции двигательной, секции шпинделя и клапана (на рис. 3.3 не показан), которые соединяются между собой с помощью замковых резьб.

Секция двигательная включает статор 2 и ротор 3, двухшарнирное соединение 5 и корпусные переводники 6 и 7. Рабочие органы, ротор и статор представляют собой зубчатую пару с внутренним косозубым зацеплением (винтовой героторный механизм) с разницей в числах зубьев, равной единице.

Статор 2 имеет десять внутренних винтовых зубьев левого направления, выполненных из эластомера, привулканизированной к расточке корпуса.

Ротор 3, на наружной поверхности которого нарезаны девять винтовых зубьев левого направления, выполняется из коррозионностойкой стали или из конструкционной стали с хромированием зубьев. Ось ротора смещена относительно оси статора на величину эксцентриситета, равную половине высоты зуба.

Рабочие органы являются самыми ответственными деталями двигателя и должны отвечать определенным, высоким требованиям. В частности, для обеспечения нормальной работы двигателя отклонения образующих зубьев статора и ротора от прямолинейности не должны превышать 0,3 мм. Обкладка статора должна быть надежно прикреплена к его корпусу, а рабочая поверхность резины не должна иметь дефектов (трещин, расслоений и др.). Для повышения прочности крепления концевых участков.

3.3 Образование вращающего момента на валу ВЗД.

В следствии разницы чисел заходов в винтовых линиях статора и ротора их контактирующие поверхности образуют ряд замкнутых полостей – шлюзов между камерами высокого давления у верхнего конца ротора и пониженного давления у нижнего. Свободный ток жидкости через двигатель как бы перекрыт шлюзами, в которых действие давления жидкости приводит к появлению результирующего момента.

Вращающий момент на роторе может быть определен по формуле:

$$M = M_0 * P * D * e * t, \quad (3.1)$$

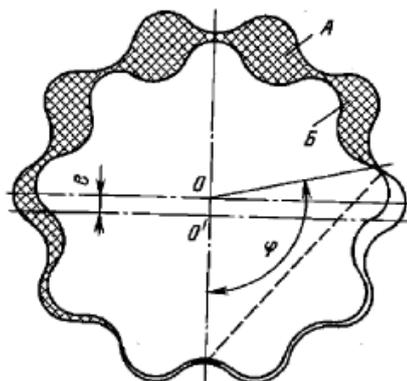


Рисунок 3.4 – Контуры сечения рабочих поверхностей статора (А) и ротора (Б) винтового двигателя. Заштрихованы шлюзовые камеры высокого давления.

где M_0 – удельный момент двигателя (безразмерная величина), который тем выше, чем больше заходов у винтовой линия и больше отношение эксцентриситета к радиусу зуба зацепления; p – перепад давления в двигателе; D – расчетный диаметр винтового механизма, $D = 2ex$; z - число заходов у статора; e - эксцентриситет винтового механизма; t - шаг ротора.

Для нормальной работы двигателя необходимо соблюдать определенное соотношение между шагом ротора t и шагом статора T :

$$\frac{t}{T} = \frac{z_2}{z_1}, \quad (3.2)$$

где z_2 и z_1 – соответственно число зубьев ротора и статора.

Частота вращения ротора и вала двигателя может определяться по формуле:

$$n = n_0 = \frac{Q}{c^2 t}, \quad (3.3)$$

где n_0 - удельная частота вращения выходного вала (безразмерная величина).

Величина n_0 обратно пропорциональна количеству заходов винтовой линии ротора z_2 . Это позволяет, увеличивая число заходов z_2 , получать частоту вращения порядка 100-200 об/мин.

Поскольку ротор в двигателе перемещается с эксцентриситетом, вращающий момент с ротора на вал шпинделя передается двухшарнирным карданным соединением. Шпиндель имеет осевую многорядную опору, радиальную цеталлорезиновую опору и сальниковое уплотнение для снижения утечек через опоры шпинделя. При расходе промывочной жидкости 23-36 л/с и перепаде давления 4-6 МПа двигатель Д2-172М развивает мощность 33-9,19 кВт при частоте вращения вала 115-220 об/мин. На рис. 3.5 представлена характеристика двигателя Д2-132. Таким образом, объемный двигатель имеет вполне приемлемую для работы породоразрушающего инструмента характеристику, и в первую очередь для шарошечных долот. Он имеет невысокие разгонные частоты и обладает большой нагрузочной способностью.

Наиболее быстро изнашивается рабочая пара двигателя: при работе на воре средняя продолжительность работы пары составляет около 100 ч, на глинистом растворе, по данным отработки в Пермской области, – 50-90 ч. По мере износа контактирующих поверхностей статора и ротора характеристика двигателя ухудшается. Поэтому одна из главных проблем – повышение износостойкости статора и ротора. Одним из возможных путей повышения энергетических параметров объемного двигателя является создание многосекционного варианта.

3.4 Характеристики ВЗД

Характеристик ВЗД необходимы для выбора оптимальных параметров режима бурения и поддержки их в процессе долбления, а так же для определения путей дальнейшего совершенствования конструкции ВЗД и технологии бурения с их использованием.

В последнее время внимание к характеристикам ВЗД все более повышается. Это связано с внедрением регулируемых приводов буровых насосов, для эффективного использования которых знание характеристик гидромашин становится непременным условием; распространением новых технологий (наклонно направленное и горизонтальное бурение, бурение с использованием

непрерывных труб), особенно чувствительных к изменению режимов работы ВЗД.

Современные программы бурения ведущих зарубежных фирм предусматривают стендовые испытания каждого гидродвигателя с целью получения их фактических характеристик. Несмотря на дополнительные затраты, это позволяет наиболее эффективно использовать ВЗД, в частности, косвенно по давлению на стояке контролировать нагрузку на долото, что в конечном итоге приводит к улучшению технико-экономических показателей процесса бурения.

В России стендовые испытания также стали проводить заводы изготовителя двигателей.

В общем случае различают статические и динамические характеристики ВЗД. Статические характеристики отражают зависимость между переменным гидродвигателя в установившихся режимах. Динамические характеристики определяют соответствующие зависимости в неустановившихся режимах и обуславливаются инерционностью происходящих процессов. К динамическим относятся и пусковые характеристики гидродвигателя.

Статические характеристики ВЗД. Статические характеристики ВЗД можно условно классифицировать как стендовые и нагрузочные. Стендовые

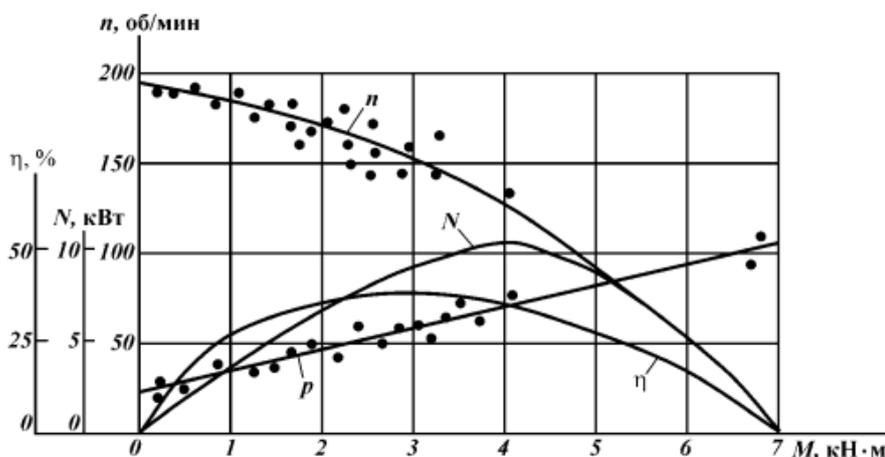


Рисунок 3.5 – Типичная стендовая характеристика ВЗД (ДГ-155)

характеристики (как функции от крутящего момента) определяют в результате испытаний гидродвигателя. Нагрузочные характеристики (как функции от осевой нагрузки) чаще всего рассчитывают по стендовым для конкретных условий бурения.

Типичные стендовые характеристики винтового двигателя представлены на рис. 3.5. По мере роста момента M перепад давления p увеличивается практически линейно, а частота вращения n снижается вначале незначительно, а при приближении к тормозному режиму - резко. Кривые мощности N и общего КПД η имеют экстремальный характер.

Различают четыре основных режима: холостой ($M = 0$); оптимальный (максимального КПД); экстремальный (максимальной мощности) и тормозной ($\eta = 0$).

Рабочий режим ВЗД принимается соответствующим экстремальному (паспортные данные двигателя приводятся для данного режима) или режиму максимально допустимого перепада давлений (ограниченного объемным КПД или контактными напряжениями в лаге). Некоторые фирмы в своих каталогах приводят конкретные значения допускаемого p .

Оптимальный режим смещен влево по отношению к экстремальному, т.е. наступает при меньших значениях крутящего момента. Как правило, экстремальный режим, соответствующий условиям наиболее эффективного разрушения горных пород, расположен рядом с границей зоны устойчивой работы ВЗА, при достижении которой дальнейшее увеличение нагрузки приводит к торможению двигателя.

3.5 Двигатели общего назначения

Отечественные двигатели этой модификации охватывают диапазон наружных диаметров от 127 до 240 мм и предназначены для привода долот диаметром 139,7-295,3 мм. Зарубежные двигатели представлены более широкой номенклатурой наружных диаметров от 120,6 до 286 мм.

Отечественные двигатели создавались на основе многолетнего опыта конструирования турбобуров, и в них использовались апробированные конструкции опорных узлов шпиндельной секции, резьбовых соединений, элементов соединения валов и др.

В то же время специфические узлы и детали двигателей (рабочие органы, соединение ротора и выходного вала, переливной клапан) не имеют аналогов и разрабатывались по результатам проведенных теоретических и экспериментальных исследований. Выпускаемые в России и за рубежом винтовые забойные двигатели выполняются по единой схеме и имеют неподвижный статор и планетарно вращающийся ротор.

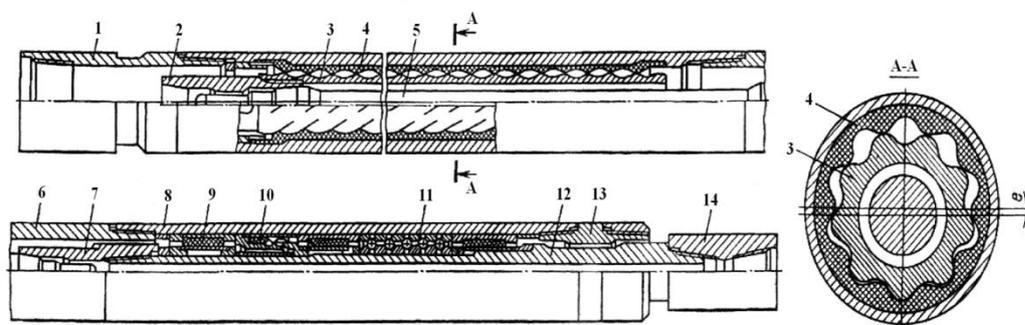


Рисунок 3.6 – Двигатель общего назначения Д2-195.

1 – верхний переводник; 2 – муфта ротора; 3 – ротор; 4 – статор; 5 – гибкий вал; 6 – переводник пинделя; 7 – муфта шпинделя; 8 – корпус шпинделя; 9 – радиальная опора; 10 – торцовый сальник; 11 – многорядный упорно-радиальный подшипник; 12 – вал шпинделя; 13 – ниппель; 14 – наддолотный переводник.

Конструкция винтового двигателя в продольном и поперечном разрезах приведена на рис.3.6 Двигатель состоит из двух секций: силовой и шпиндельной.

Корпусные детали секций соединяются между собой замковыми резьбами, а валы - с помощью конусных, конусно-шлицевых или резьбовых соединений. Третий узел двигателя - переливной клапан, как правило, разме-

щается в автономном переводнике непосредственно над двигателем или между трубами бурильной колонны.

Силовая секция (см. рис. 3.6) включает в себя статор 4, ротор 3, соединение 5 ротора и выходного вала 12 и корпусные переводники 1 и 6. Шпиндельная секция состоит из корпуса 8, вала 12 с осевыми 11 и радиальными 9 опорами, наддолотного переводника 14.

3.7 Двигатели для наклонно – направленного и горизонтального бурения

Эта серия предназначена для бурения наклонно направленных (с большой интенсивностью искривления) и горизонтальных скважин. Обладая рядом конструктивных особенностей и рациональным критерием эффективности M/n , двигатели этой серии, в отличие от турбобуров, эффективно используются в различных технологиях наклонно направленного и горизонтального бурения, в том числе при зарезке и бурении вторых (дополнительных) стволов через окно в эксплуатационной колонне.

При использовании винтового забойного двигателя в горизонтальном бурении реализуются их преимущества по сравнению с турбобурами, в частности меньшей зависимости от диаметра, а также повышенного удельного момента двигателя. Это позволяет сконструировать силовую секцию длиной 1-2 м с наружным диаметром, существенно меньшим, чем у турбобура для аналогичных целей.

Новая серия забойных двигателей типа ДГ диаметром 60-172 мм создана для проводки новых горизонтальных скважин и ремонта существующих. При проектировании двигателей использовался двадцатипятилетний опыт конструирования винтовых забойных двигателей общего назначения и в то же время учитывались требования технологии горизонтального бурения.

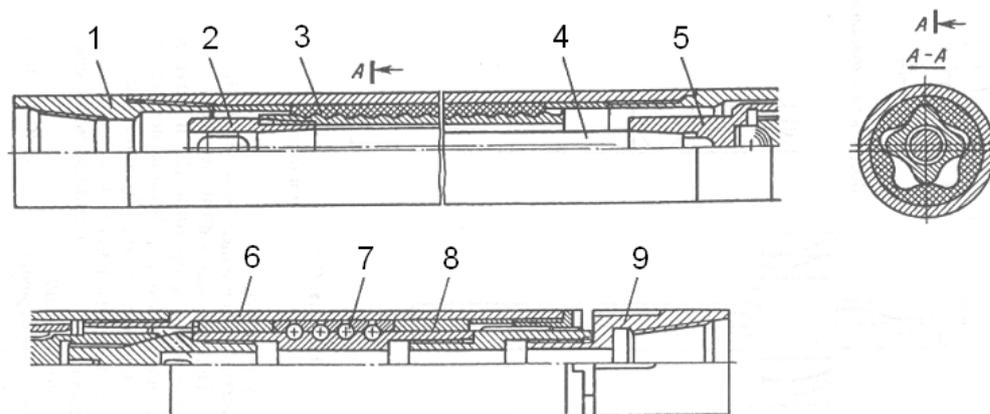


Рисунок 3.7 – Двигатель для горизонтального бурения ДГ-108.

1– верхний переводник; 2 – ротор в сборе; 3 – статор; 4 – гибкий вал; 5 – шарнир; 6 – корпус шпинделя; 7 – осевая опора; 8 – радиальная опора; 9 – наддолотный переводник.

Основные особенности двигателей серии ДГ (рис.3.7):

- уменьшенная длина, достигаемая сокращением как силовой, так и шпиндельной секции, при этом силовая секция, как правило, выполняется двухшаговой, что обеспечивает необходимую мощность и ресурс рабочих органов;

- уменьшенный наружный диаметр (108 против 120 мм; 155 против 172 мм), что при сохранении оптимальных характеристик винтового забойного двигателя обеспечивает надежную проходимость двигателя с опорно-центрирующими элементами в стволе скважины и улучшенную гидродинамическую ситуацию в затрубном пространстве;

- многообразие механизмов искривления корпуса (жесткий искривленный переводник, регулируемый переводник, корпусные шарниры с одной или двумя степенями свободы) что позволяет использовать различные технологии проводки скважин;

- возможность размещения на корпусе двигателя опорно-центрирующих элементов;

- усовершенствованное соединение ротора и вала шпинделя, гарантирующее надежную работу с большими углами перекоса.

Варьируя геометрическими параметрами компоновок, а также диаметром и месторасположением опорно-центрирующих элементов на корпусе двигателя, можно проводить бурение горизонтальных и наклонно-направленных скважин по заданному радиусу (от 10 до 100 м и более).

3.8 Двигатели для ремонта скважин

Двигатели, применяемые при ремонте нефтяных и газовых скважин, выпускаются с наружным диаметром 108 мм и менее. Диапазон наружных диаметров, конструкция двигателей, а также их характеристики позволяют использовать эти машины для всевозможных буровых работ, встречающихся при ремонте скважин.

Винтовые забойные двигатели используются при разбурировании цементных мостов, песчаных и гидратных пробок, фрезеровании труб, кабелей электропогружных насосов и прочих предметов. Эти двигатели могут производить бурение как внутри насосно-компрессорных труб, так и внутри эксплуатационных колонн. При проведении капитального ремонта внутри колонн может использоваться также двигатель Д1-127. По своей конструкции винтовые забойные двигатели для ремонта скважин принципиально не отличаются от двигателей общего назначения.

Наибольшими возможностями обладает многофункциональный двигатель ДК-108, разработанный ВНИИБТ. Особенностью данного двигателя является широкий диапазон его характеристик, обеспечивающийся наличием в комплекте трех модификаций рабочих органов с различными рабочими объемами, что позволяет использовать эти винтовые забойные двигатели для разнообразных видов ремонтно-восстановительных работ при капитальном ремонте скважин.

3.9 Элементы конструкций двигателей и их компоновок

Рабочие органы

Несмотря на многообразие типоразмеров винтовых двигателей, их рабочие органы имеют общие особенности:

1. Рабочие органы выполняются по одной кинематической схеме: неподвижный статор и находящийся внутри него планетарно движущийся ротор.

2. Направление винтовой поверхности рабочих органов - левое, что обеспечивает заворачивание реактивным моментом корпусных резьб винтового забойного двигателя и резьб бурильных труб.

В зависимости от заданных характеристик двигателя рабочие органы выполняются как с однозаходным, так и с многозаходным ротором. Роторы изготавливаются из коррозионно-стойкой или легированной стали с износостойким покрытием, а обкладка статора - из эластомера (преимущественно резины), обладающего сопротивляемостью абразивному изнашиванию и работоспособностью в среде бурового раствора.

В отечественных двигателях первого поколения (Д1-172, Д2-172, Д2-172М), выпускавшихся в 70-х годах, рабочие органы имели незначительную длину, не превышавшую 1-1,5 шага винтовой поверхности статора. В двигателях второго поколения, выпускаемых с начала 80-х годов, длина рабочих органов составляет 2-3 шага статора.

Наиболее перспективна монолитная конструкция рабочих органов, обеспечивающая простоту и малодетальность машин. Увеличение активной длины монолитной рабочей пары ограничивается технологическими возможностями литейно-прессового оборудования при изготовлении статора.

За рубежом в двигателях применяются рабочие органы протяженностью 5 и более шагов.

Рабочие органы винтового забойного двигателя комплектуются с натягом. Значение натяга зависит от диаметральных и осевых размеров рабо-

чих органов, свойств бурового раствора и материала обкладки статора и оказывает существенное влияние на характеристики и долговечность двигателя.

Секционирование рабочих органов.

В России с начала 80-х годов проводятся опытно-конструкторские работы по созданию секционных винтовых двигателей. Переход на схему секционного винтового забойного двигателя осуществляется:

- для повышения нагрузочной способности, когда необходимая для создания высокомоментного двигателя длина монолитных рабочих органов превышает длину, ограниченную возможностями изготовления;
- для повышения стойкости (снижения контактных напряжений) рабочих органов при определенных режимах отработки долот, если осевой габарит винтового забойного двигателя не является ограничивающим конструктивным фактором;
- для повторного использования изношенных рабочих органов.

Секционные двигатели включают несколько последовательно расположенных рабочих пар или ряд модулей рабочих органов. В отличие от турбобуров при секционировании винтовых двигателей возникает ряд технических проблем, связанных с необходимостью обеспечения синхронной работы винтовых пар.

Методика секционирования и применяемые технические средства в 80-х годах были разработаны во ВНИИБТ. На практике широко используется секционирование серийных рабочих органов. Секционные двигатели на базе серийных рабочих органов могут выполняться в двух вариантах:

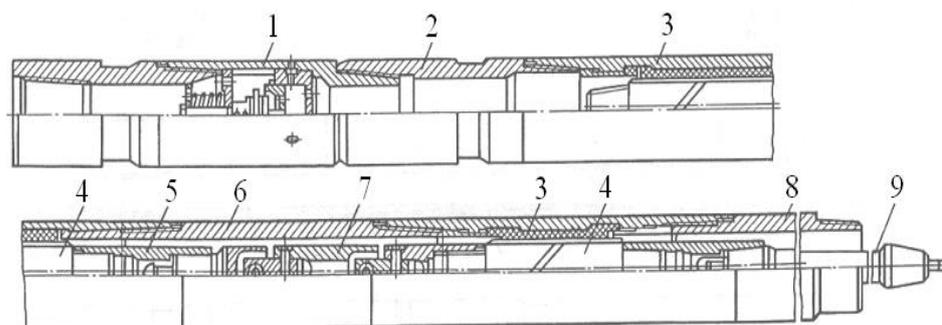


Рисунок 3.9 – Силовая секция двухсекционного двигателя Д1-195 (неориентированная сборка)

1 – переливной клапан; 2 – верхний переводник; 3 – статоры; 4 – роторы; 5 – втулки ротора; 6,8 – переводники; 7 – карданный вал; 9 – гибкий вал.

- без ориентирования рабочих органов при жестком соединении роторов с помощью различных соединений, не нарушающих кинематику роторов (рис. 3.9);

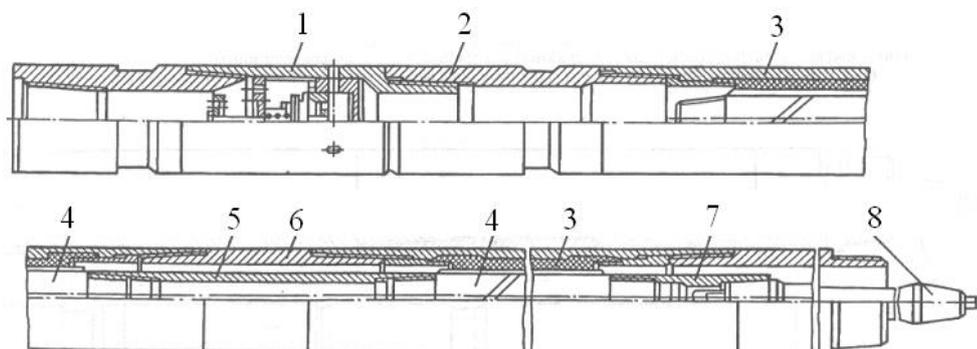


Рисунок 3.9 – Силовая секция двухсекционного двигателя Д1-195 (ориентированная сборка)

1 – переливной клапан; 2 – верхний переводник; 3 – статоры; 4 – роторы; 5 – переводник роторный; 6 – переводник корпусной; 7 – втулка ротора; 8 – гибкий вал.

- с ориентированием рабочих органов по винтовой линии при жестком соединении статоров и роторов посредством резьбовых переводников (рис. 3.9).

Стендовые испытания секционных двигателей, а также опыт их промышленной эксплуатации не показали существенных технико-экономических преимуществ той или иной конструктивной компоновки. Поэтому схему секционирования рекомендуется выбирать с учетом местных возможностей изготовления дополнительных приспособлений для сборки.

Неориентированная сборка - наиболее простой и распространенный способ секционирования. Однако долговечность и надежность данной компоновки во многом зависят от узла соединения секционируемых роторов.

При ориентированной сборке модули ротора и статора соединяются между собой резьбовыми переводниками таким образом, что винтовые поверхности каждого последующего модуля являются продолжением винтовых поверхностей предыдущего.

3.9.1 Шпиндель

Все отечественные винтовые двигатели, начиная с первых образцов, выпускаются в шпиндельном исполнении. Под термином "шпиндель" подразумевается автономный узел двигателя с выходным валом с осевыми и радиальными подшипниками. В большинстве случаев шпиндель может быть отсоединен без демонтажа силовой секции, при необходимости и на буровой.

Шпиндели отечественных винтовых забойных двигателей выполняются немаслонаполненными. Все узлы трения смазываются и охлаждаются буровым раствором. Отказ от использования маслонаполненных и герметизированных шпинделей объясняется как традиционным подходом к конструированию забойных двигателей - турбобуров, так и практической целесообразностью иметь гидромашину, обладающую примерно равным ресурсом отдельных узлов.

Шпиндель является одним из главных узлов двигателя. Он передает крутящий момент и осевую нагрузку на породоразрушающий инструмент, воспринимает реакцию забоя и гидравлическую осевую нагрузку, действующую в рабочих органах, а также радиальные нагрузки от долот и шар-

нирного соединения (гибкого вала). В ряде случаев при использовании гидромониторных долот шпindelь должен выполнять функции уплотнения выходного вала, позволяя создавать необходимый перепад давления в насадках долота.

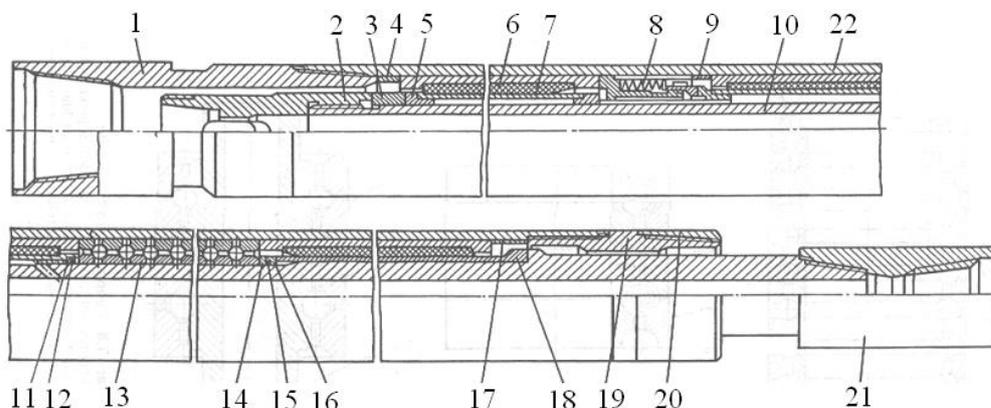


Рисунок 3.10 – Шпindelная секция винтового забойного двигателя.

1 – переводник нижний; 2 – муфта; 3 – втулка регулировочная; 4 – кольцо регулировочное; 5,11 – втулка подкладная; 6 – опора нижняя; 7 – втулка нижней опоры; 8 – сальник торцовый; 9,12 – кольцо; 10 – вал шпindelя;

13 – пакет упорных подшипников; 14, 18 – втулка упорная; 15 – кольцо; 16 – втулка уплотнительного кольца; 17- втулка регулировочная; 19,21 – переводник; 20 – гайка; 22 – корпус.

Наиболее распространенная конструкция шпindelя (рис. 18) включает монолитный полый вал, соединенный посредством наддолотного переводника в нижней части с долотом, а с помощью муфты в верхней части - с шарниром (или гибким валом). Для восприятия осевых нагрузок используются как упорно-радиальные, так и упорные подшипники.

Подшипники выполняются многорядными и сохраняют работоспособность при выработке зазора (люфта) до 5-7 мм. В отечественных двигателях применяются упорно-радиальные подшипники качения:

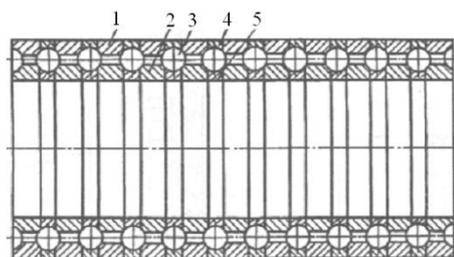


Рисунок 3.11 – Упорно-радиальный подшипник с коническими дорожками качения.

1 – наружное кольцо; 2 – внутреннее кольцо; 3 – шар; 4, 5 – распорные втулки.

- с коническими дорожками качения (серия 128700), используемые в двигателях с наружными диаметрами 105, 108, 195 и 240 мм (рис. 19);

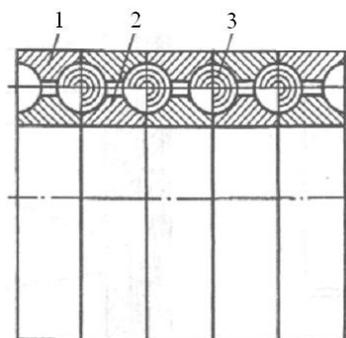


Рисунок 3.12 – Упорно-радиальный подшипник с тороидными дорожками качения.

1 – наружное кольцо; 2 – внутреннее кольцо; 3 – шар.

- с тороидными дорожками качения (серия 296000), используемые в двигателях с наружными диаметрами 85, 88 и 127 мм (рис. 3.13);

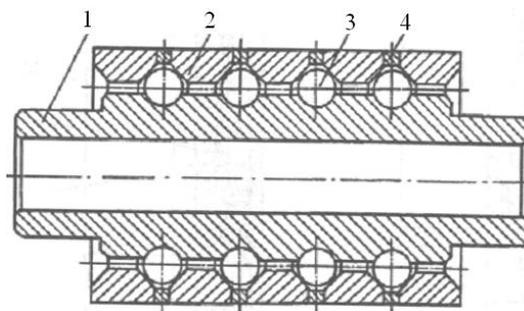


Рисунок 3.13 – Упорно-радиальный подшипник с комбинированными дорожками качения.

1 – наружное кольцо; 2 – вал; 3 – шар; 4 – проставочное кольцо.

- с комбинированными дорожками качения (рис. 3.13), используемые в двигателях Д-48, Д1-54, ДГ-95, ДГ-108. Для увеличения нагрузочной способности при одновременном упрощении конструкции тороидные дорожки для шаров этих опор расположены непосредственно на валу.

В некоторых модификациях двигателей диаметром 172 мм использовались упорные подшипники качения с тороидными дорожками и резиновым компенсатором типа ШШО (серия 538900).

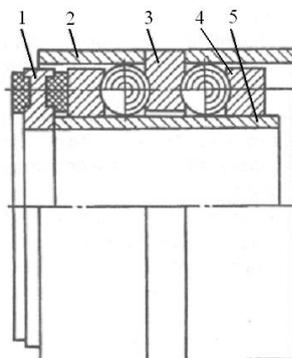


Рисунок 3.14 – Ступень многорядного упорного подшипника качения с резиновым компенсатором типа ШШО.

1 – резинометаллический компенсатор; 2 – наружная обойма; 3 – среднее кольцо; 4 – крайнее кольцо; 5 – внутренняя втулка.

Механизм действия многорядной опоры можно рассмотреть на примере подшипника типа ШШО, одна ступень которого показана на рис. 22.

Среднее кольцо 3 двойного подшипника закреплено в корпусе с помощью наружных обойм 2, а крайние кольца 4 расположены на наружной поверхности внутренней втулки 5, которая зажимается на валу шпинделя вместе с резинометаллическим компенсатором 1. Осевая нагрузка передается с корпуса на вал шпинделя через резиновые подушки компенсаторов 1 и шары, в результате обеспечивается равномерное распределение нагрузки по рядам опоры и демпфирование динамических нагрузок.

Детали подшипников качения выполняются из специальной подшипниковой стали марки 55СМА или 55СМА5ФА (ТУ 14-1-3189-81) с пределом текучести $\sigma \geq T 1100$ МПа и ударной вязкостью $\alpha \geq 800$ кДж/м².

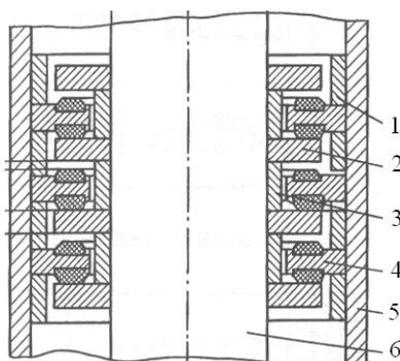


Рисунок 3.15 – Многорядного осевая опора скольжения.

1–наружное кольцо; 2–диск; 3–внутреннее кольцо; 4–подпятник;
5–корпус шпинделя; 6–вал.

В некоторых конструкциях шпинделей винтовых забойных двигателей используются многорядные упорные подшипники скольжения непроточного типа (рис. 3.15).

Выбор типа осевых подшипников зависит от условий эксплуатации винтового забойного двигателя. Многолетние стендовые и промышленные испытания подтвердили преимущества резинометаллических упорных подшипников скольжения при эксплуатации двигателей в абразивной среде и

при высоких нагрузках. Недостаток подшипников скольжения - повышенные механические потери, особенно при невысоких частотах вращения.

Радиальные подшипники шпинделя в большинстве случаев представлены парой трения скольжения.

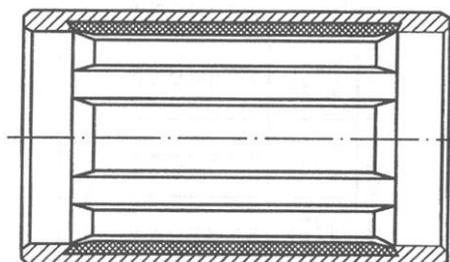


Рисунок 3.16 – Радиальная опора шпинделя.

Неподвижный элемент выполняется в виде резинометаллической детали (рис. 3.16), рабочая эластичная поверхность которой имеет профильные канавки. Ответная деталь - металлическая, ее рабочая поверхность подвержена упрочнению. В двигателях для наклонно направленного и горизонтального бурения радиальные подшипники выполняются в виде пары трения "металл - металл". Ввиду повышенных радиальных нагрузок, присущих винтовым забойным двигателям этого класса (вследствие действия отклоняющей силы на долото), данный узел является одним из самых недолговечных, определяющих межремонтный период двигателя в целом.

3.9.2 Соединение ротора и вала шпинделя

Соединение ротора винтового забойного двигателя и вала шпинделя является одним из основных узлов двигателя, определяющим долговечность и надежность гидромашины в целом. Механизм, соединяющий планетарно движущийся ротор с концентрично вращающимся валом, работает в тяжелых условиях. Помимо передачи крутящего момента и осевой силы, этот узел должен воспринимать сложную систему сил в рабочих органах, характеризующуюся непостоянной ориентацией ротора. В отличие от известных в технике

соединений, передающих вращение между двумя несоосными концентрическими вращающимися валами, рассматриваемое соединение в винтовом забойном двигателе является связующим звеном с ротором, совершающим планетарное движение. Эти обстоятельства определяют повышенные требования к циклической прочности соединения, особенно при использовании многозаходных винтовых забойных двигателей. Своеобразные условия работы соединения и невозможность переноса напрямую из других отраслей техники готового технического решения определили многообразие компоновок этого узла.

Принципиально могут быть использованы четыре типа соединений на базе:

- деформации одного или нескольких элементов конструкции;
- обеспечения свободы перемещения ротора за счет введения элементов с относительно большим люфтом;
- шарнирных соединений;
- гибкого вала (торсиона).

Первый и второй типы соединения ввиду существенных удельных нагрузок в винтовых забойных двигателях не нашли применения.

Шарнирные соединения винтового забойного двигателя работают, как правило, в среде абразивных жидкостей. Поэтому надежная герметизация шарниров является одним из основных направлений повышения их работоспособности. Проблема герметизации осложняется тем, что полости, которые требуется изолировать, вращаются вокруг смещенных осей в условиях вибрации и значительного гидростатического давления. Поэтому герметизирующие элементы должны быть гибкими и прочными при циклической нагрузке, а устройство для герметизации в целом простым и надежным.

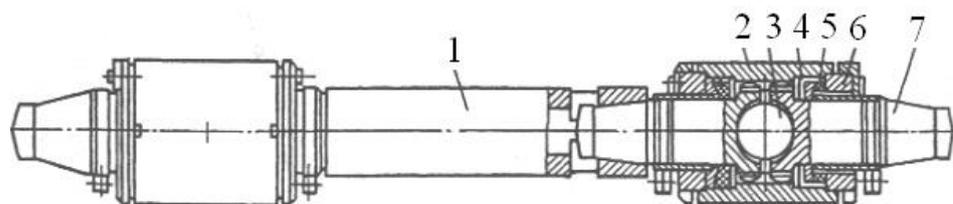


Рисунок 3.17 – Двухшарнирное соединение.

1 – соединительная труба; 2 – корпус; 3 – шар; 4 – втулка; 5 – манжета;
6 – гайка; 7 – полумуфта.

Сначала в шарнирах использовались простейшие резиновые уплотнения, в дальнейшем стали применять уплотнения сифонного и манжетного типов (рис. 3.17).

Существенный шаг, оказавший влияние на подходы к конструированию винтового забойного двигателя в целом, был сделан в середине 70-х годов, когда во ВНИИБТ была разработана конструкция гибкого вала. В отличие от шарниров в гибких валах внешнее трение деталей заменяется на внутреннее трение материала вала.

В двигателях с наружным диаметром 88 мм и более гибкий вал размещается в расточке ротора, а в малогабаритных двигателях - ниже ротора.

В большинстве случаев гибкий вал винтового забойного двигателя представляет собой металлический стержень круглого сечения с утолщенными концами. На концах выполняются присоединительные элементы: гладкий конус или коническая резьба. Иногда гибкий вал выполняется полым со сквозным цилиндрическим каналом для подвода рабочей жидкости высокого давления непосредственно к долоту.

Преимущества использования гибких валов заключаются в простоте конструкции и высокой технологичности, большом сроке службы, соизмеримым с ресурсом корпусных деталей двигателя, а также возможности реализации различных компоновок двигателей.

Опыт эксплуатации двигателей в наклонно направленном и горизонтальном бурении выявил недостаточную стойкость гибких валов при углах пе-

рекоса секций более $1^{\circ}30'$. В связи с этим двигатели типа ДГ стали оснащать шарнирно-торсионными соединениями.

3.9.3 Клапаны

Объемный принцип действия винтовых двигателей predetermined необходимость оснащения их специальными клапанами. В большинстве двигателей они представляют собой автономный узел, а иногда встроены в ротор.

Переливной клапан предназначен для сообщения внутренней полости бурильной колонны с затрубным пространством при спуско-подъемных операциях. Применение клапана уменьшает гидродинамическое воздействие на забой при спуске и подъеме колонны, а также устраняет холостое вращение двигателя при этих операциях.

Разработаны и используются несколько конструкций переливных клапанов. В одной из них, не имеющей линейно перемещающихся деталей, в качестве запорного элемента применена резиновая манжета, деформирующаяся за счет падения давления при движении жидкости в щели клапана. Клапан устанавливается в верхней части полого ротора. Серьезный недостаток этой схемы - невозможность определения утечки при опробовании клапана на устье скважины.

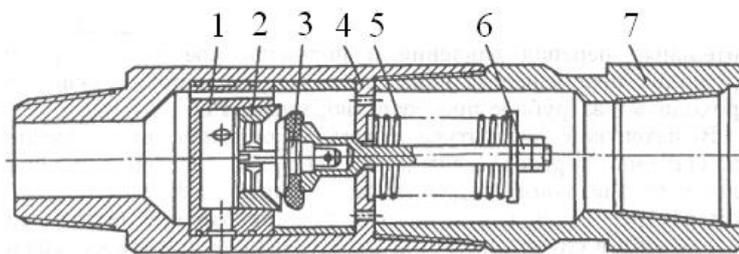


Рисунок 3.18 – Переливной клапан двигателя Д-240.

1–гидравлическая коробка; 2–седло; 3–клапан; 4–корпус; 5–пружина;
6–шток; 7–переводник.

В конструкции переливного клапана в первых моделях двигателей диаметром 240 и 172 мм и уплотнительный элемент клапана заимствован от бурового насоса. Выполнение основных функций клапана обеспечивает специальная гидравлическая коробка (рис. 3.18).

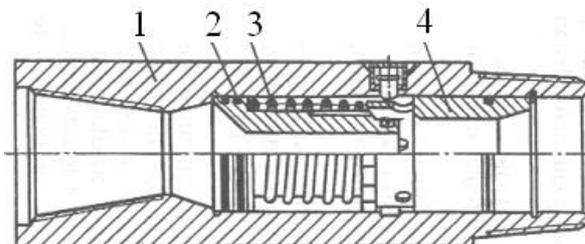


Рисунок 3.19 – Золотниковый переливной клапан.

1– корпус; 2– поршень; 3– пружина; 4– седло.

В зарубежных двигателях повсеместно используются золотниковые клапаны (рис. 3.19).

3.9.4 Опорно-центрирующие элементы

К опорно-центрирующим элементам относятся калибраторы, центраторы и децентраторы. Они используются в компоновках низа буровой колонны при проводке вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин в целях повышения качества ствола скважины и управления параметрами его искривления, а также предупреждения осложнений в процессе бурения.

Калибратор предназначен для калибрования ствола скважин, центрирования и снижения поперечных колебаний долота и вала двигателя и устанавливается на выходном валу непосредственно над долотом.

Центратор предназначен для центрирования нижней части буровой колонны и забойного двигателя с целью стабилизации параметров искривления ствола или изменения зенитного угла скважины.

Децентратор предназначен для смещения оси забойного двигателя или буровой колонны за ось скважины в месте его установки.

Геометрические параметры опорно-центрирующих элементов и расположение их относительно долота определяют из назначения КНБК. Центраторы и децентраторы устанавливаются между секциями или непосредственно на корпусе забойного двигателя.

Конструктивное исполнение (с прямыми или спиральными планками, с шарошками), тип и вид вооружения, а также размеры калибраторов и центраторов забойных двигателей регламентированы ОСТ 39-078-79.

Корпусные центраторы в двигателях диаметром 95 и 108 мм устанавливаются между двигательной и шпиндельной секциями, а для двигателей 155 мм - на корпусе шпинделя.

Децентраторы двигателей ДГ-108 имеют одну лопасть длиной 150 мм и шириной 70 мм. Радиус опорной поверхности децентраторов равен 74, 76 и 78 мм. В двигателях ДГ-155 децентраторы выполнены также с одной лопастью длиной 146 мм и шириной 100 мм. Радиусы опорной поверхности децентраторов составляют 118 и 122 мм.

3.9.5 Механизмы искривления двигателя

Механизм искривления является неотъемлемым узлом винтовых забойных двигателей, предназначенных для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Механизм искривления предназначен для перекоса осей секций забойного двигателя или самого забойного двигателя относительно нижней части бурильной колонны.

Механизм искривления может устанавливаться над двигателем или между силовой и шпиндельной секциями. В качестве механизма искривления используются искривленные (кривые) переводники и корпусные шарниры.

Искривленные переводники. Жесткий искривленный переводник (с фиксированным перекосом осей) - наиболее простое и распространенное исполнение механизма искривления. Он представляет собой корпусной переводник с ниппельными резьбами по концам, оси которых смещены на определенный угол (до 6°). Двигатели оснащаются комплектом таких переводников,

отличающихся углами перекоса. Механизм искривления в этом исполнении применяется при наборе кривизны по большому и среднему радиусам.

Регулируемые на поверхности искривленные переводники начали использоваться с середины 90-х годов в зарубежных винтовых забойных двигателях. Они сконструированы по принципу поворота двух сопряженных цилиндрических элементов, имеющих косой срез.

В отечественных двигателях также постепенно внедряются регулируемые переводники. Известно несколько оригинальных конструкций, в частности переводник искривленный регулируемый (ПИР), разработанный ВНИИБТ (рис. 3.20).

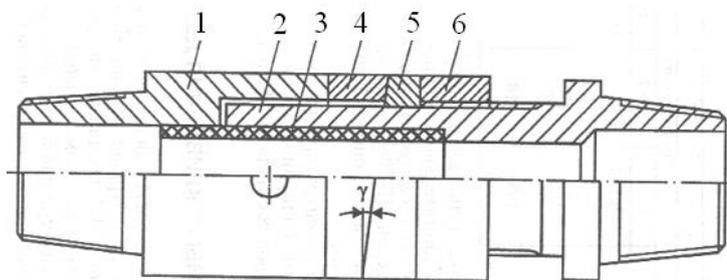


Рисунок 3.20 – Регулируемый искривленный переводник.

- 1 – верхний переводник; 2 – нижний переводник; 3 – эластичная труба;
4,5 – кольца; 6 – гайка.

Корпусные шарнирные соединения используются в компоновках винтовых забойных двигателей, как правило, при бурении горизонтальных скважин по малому и среднему радиусам. Различают шарниры с двумя и одной степенью свободы.

Шарниры первого типа устанавливаются над забойным двигателем преимущественно с целью снижения сил сопротивления при перемещении КНБК по стволу скважины.

Шарниры с одной степенью свободы обеспечивают поворот корпуса вокруг оси шарнира на заданный угол только в одной плоскости. Угол перекоса такого шарнира рассчитывается как для искривленного переводника. Поэтому корпусной шарнир должен включать конструктивные элементы, огра-

ничивающие угол перекося. Для совмещения центра шарниров с осью скважины на их наружной поверхности устанавливают центрирующие элементы или расположенные в нижней части подпоры. Это мероприятие позволяет уменьшить радиус искривления скважины при использовании отклоняющей компоновки.

Одна из конструкций корпусного шарнира приведена на рис. 3.21.

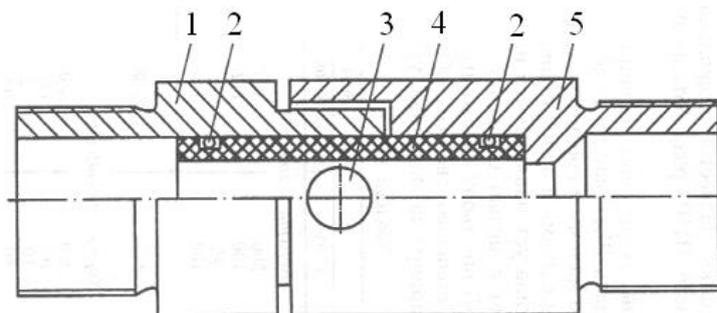


Рисунок 3.21 – Корпусный шарнир двигателя ДГ-108.

1–верхний переводник; 2–уплотнение; 3–палец; 4–эластичная труба;
5–нижний переводник.

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ БУРОВЫХ РАБОТ

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – это выполнение организациями социальных обязательств, предписываемых законом, и готовность неукоснительно нести соответствующие обязательные расходы на социальные нужды сверх пределов, установленных налоговым, трудовым, экологическим и иным законодательством, исходя не из требований закона, а по моральным, этическим соображениям[8].

Рабочей зоной инженера по бурению является куст, скважина. Основной деятельностью инженера по бурению это подготовка для заказчиков планов бурения, предварительных и детализированных проектов и программ бурения нефтяных и газовых скважин, а также инженерно-техническое обеспечение работ по наклонно-направленному бурению. Кроме того, инженеры предоставляют технические консультации для других подразделений компании, например, отделов продаж и маркетинга. В зависимости от своего опыта и квалификации инженер по бурению может привлекаться к проектированию и планированию скважин как обычной, так и сложной конструкции.

Ярактинское месторождение находится в Усть – Кутском районе Иркутской области, поэтому следует дать краткую географо-экономическую характеристику этому району.

Усть-Кутский район расположен в центральной части Иркутской области. Большую часть территории занимает тайга. Имеет выгодное транспортно-географическое положение, находясь в месте пересечения железнодорожных, водных, автомобильных и воздушных путей.

Граничит:

на севере — с Катангским и Усть-Илимским районами;

на востоке — с Киренским и Казачинско-Ленским районами;

на юге — с Жигаловским и Усть-Удинским районами;

на западе — с Нижнеилимским районом.

Центр района — город Усть-Кут, находящийся у места впадения реки Куты в Лену. Район граничит с Александровским район Томской области и Тюменской областью на севере, Верхнекетским, Парабельским районами Томской области и Красноярским краем на востоке, Новосибирской областью на юге, Омской и Тюменской областями на западе. Площадь района 86,9 тыс.

4.1 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.

4.2 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 4.1.

Таблица 4.1 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].

4.2.1 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 4.2 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.[2]

Таблица 4.3 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	
						0	0	0	0	50
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.[1] Звукоизолирующие экраны буду располагаться!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!

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, че-

рез 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.-90[2], уровень шума на рабочих местах по ГОСТ 12.1.003-83[1].

4.2.2 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 Восточном Яроктинском участке 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°C до -40°C с ветром более 3-х баллов и -40°C без ветра, работникам работающим на открытом воздухе предоставляется перерыв для обогрева 10 минут через каждый час работы. При температуре от -40°C до -45°C с ветром более 3х баллов и от -45°C до -50°C 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, аэро-

золь для защиты от клещей, средство после укусов (бальзам). Летняя спецодежда включает в себя противознцевалитные костюмы.

4.3 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/л [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 4.4.

Таблица 4.4 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 азотная	2	Аэрозоль	III	
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 ворот. Контролировать состояние до приезда медиков.

4.4 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

4.4.1 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 4.5 – Расстояние между ограждением

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.

4.4.2 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 4.6.

Таблица 4.6 – 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[6]:

- 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.

4.5 Экологическая безопасность

Экологическая безопасность (ЭБ) — допустимый уровень негативного воздействия природных и антропогенных факторов экологической опасности на окружающую среду и человека.

Таблица 4.7 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия в процессе строительства наклонно-направленных 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 водупоров 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
--------------	---	---

4.6 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 подается 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 серьезного 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].

4.7 Условия труда работы вахтовым методом

4.7.1 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 междуменного 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)

4.7.2 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)

4.7.3 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)

4.7.4 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.

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В экономической части дипломного проекта обосновывается проектная продолжительность строительства скважины, определяется ее сметная стоимость.

Составление нормативной карты

Исходные данные для расчета приведены в таблице 1.

Таблица 5.1 – Исходные данные для расчета

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Проектная глубина, м:	
- по вертикали	2730
- по стволу	2804
Способ бурения:	
- 0 – 400	Роторный
- 400 – 2804	ВЗД (отбор керна ротор)
Цель бурения	Разведочно-эксплуатационная
Конструкция скважины:	
- направление;	<input type="checkbox"/> 426,0 мм на глубину 40 м
- кондуктор;	<input type="checkbox"/> 323,9 мм на глубину 400 м
- промежуточная	<input type="checkbox"/> 244,5 мм на глубину 1300м
- эксплуатационная.	<input type="checkbox"/> 168,3 мм на глубину 2730м
Буровая установка	Уралмаш-3000-ЭУК-1М
Оснастка талевой системы в интервале 0-2937 м	5х6
Насосы:	
- тип;	УНБ-600
- количество, шт.	2

Продолжение таблицы 5.1

1	2
производительность, л/с:	
- в интервале 0-40 м (л);	49,43
- в интервале 40-400 м (л).	45,31
- в интервале 400-1300 м (л)	33,52
- в интервале 1300-2804 м (л)	24,72
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	
- в интервале 0-40 м	∅ 229 мм – 27 м
- в интервале 40-400 м	∅ 203 мм – 36 м
- в интервале 400-1300 м	∅ 178 мм – 72 м
- в интервале 1300-2804 м	∅ 178 мм – 72 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 400-1300 м	ДУ–195 с КЛС 212,7 мм
- в интервале 1300-2804 м	ДУ–195 с КЛС 212,7 мм
Бурильные трубы: длина свечей, м	25
- ТБПК	127 – 2196,1 м
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-40 м	490 С-ЦВ
- в интервале 40-400 м	393,7 СЗ-ЦГВУ-R174
- в интервале 400-1300 м	БИТ 295,3 В 913 Н
- в интервале 1300-2804 м	БИТ 215,9 В 813 У

На основании приведённых данных производится расчет нормативного времени на выполнение работ в процессе бурения скважины.

5.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Для выполнения расчета необходимы сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также действующие на предприятии нормы времени на механическое бурение 1 м породы и нормы проходки на долото по данной площади.

Расчет нормативного времени на механическое бурение N , ч, проводится путем перемножения количества метров в каждом интервале на норму времени бурения 1 м

$$N = T * H, \quad (5.1)$$

где T - норма времени на бурение 1 метра, ч/м, (таблица 75); H - количество метров в интервале, м.

При бурении под направление

$$N = 10 * 0,22 = 2,2 \text{ ч.}$$

Расчеты для кондуктора и эксплуатационной колонны выполняются аналогично и заносятся в таблицу 5.3

Нормативное количество долот n , шт, рассчитывается по формуле:

$$n = H/P, \quad (5/2)$$

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

При бурении под направление

$$n = 40 / 80 = 0,5.$$

Таблица 5.2 – Нормативное количество долот

Интервалы	n
Направление	0,5
Кондуктор	1,8
Промежуточная	1
Эксплуатационная	1,62

Таблица 5.3 – Нормы механического бурения

Наименование работ	№ пачки	Интервал по стволу		Объем работы	Типоразмер долота	Норма проход., м	Время мех.бур.	
		от	до				1 м	Всего
Бурение ротором	1	0	10	10	490 V-C21G	80	0,22	2,20
Бурение ротором	2	10	40	30	490 V-C21G	80	0,22	6,60
Итого по колонне 426 мм				40				8,80
Сборка УБТС и бур.труб	2, 3, 4,5, 6,				393,7 VU-K21TG-R174			
Бурение ротором	7	40	200	160		200	0,37	59,20
Бурение ротором		200	400	200		200	0,37	74,00
Геофизические работы			400					
Итого по колонне 324 мм				360				133,20

Продолжение таблицы 5.3

Бурение ВЗД	7	400	650	250	БИТ 295,3	900	0,33	82,50
Бурение ВЗД	8	650	740	90	БИТ 295,3	900	0,33	29,70
Бурение ВЗД	9	740	1295	555	БИТ 295,3	900	0,33	183,15
Бурение ВЗД	10	1295	1300	5	БИТ 295,3	900	0,33	1,65
Геофизические работы			1300					
Итого по колонне 245 мм				900				297,00
Бурение ВЗД	10	1300	1350	50	БИТ 215,9	900	0,27	13,50
Бурение ВЗД	10	1350	1405	55	БИТ 215,9	900	0,59	32,45
Бурение ВЗД	11	1405	1500	95	БИТ 215,9	900	0,59	56,05
Бурение ВЗД	11	1500	1561	61	БИТ 215,9	900	0,42	25,62
Бурение ВЗД	12	1561	1910	349	БИТ 215,9	900	0,42	146,58
Бурение ВЗД	13	1910	2349	439	БИТ 215,9	900	0,42	184,38
Геофизические работы			2349			900		
Бурение ВЗД	13	2349	2439	90	БИТ 215,9	900	0,42	37,80
Бурение ВЗД	14	2439	2687	248	БИТ 215,9	900	0,42	104,16
Бурение ВЗД	14	2687	2745	58	БИТ 215,9	900	0,42	24,36
Бурение ВЗД	14	2745	2756	11	БИТ 215,9	900	0,42	4,62
Бурение ВЗД	14	2785	2804	19	БИТ 215,9	900	0,42	7,98
Геофизические работы			2804					
Итого по колонне 168 мм				1504				637,5
Всего по скважине				2804,0				1076,5

5.2 Расчет нормативного времени на спуско-подъемные операции

Нормы времени на СПО включают время на следующие работы:

- спуск бурильных свечей;
- подъем бурильных свечей;
- подъем и установка УБТ за палец;
- вывод УБТ из-за пальца и спуск их в скважину;
- подготовительно-заключительные работы при СПО;

- наращивание инструмента;
- промывка скважины перед подъемом инструмента;
- смена долота;
- проверка люфта турбобура;
- смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой при спуске;
- крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны машинными ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО, $H_{СПО}$, ч, составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле:

$$H_{СПО} = П * n_{сно}, \quad (5.3)$$

где $n_{сно}$ - нормативное время СПО в расчете на 1 метр.

Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Нормативное время на СПО

Наименование работ	№№ пачки	Интервал по стволу		Объем раб.	Норма прох., м	СПО		Итого, час
		от	до			Рейс	Всего	
Бурение ротором	1	0	10	10	80	1,39	0,17	34,83
Бурение ротором	2	10	40	30	80	1,53	0,57	
Крепление		0	40					
Итого по колонне 426 мм				40			0,74	34,83
Бурение ротором	2, 3,	40	200	160	200	1,53	1,22	45,69
Бурение ротором	4, 5							
Крепление	6, 7							
Бурение ротором		200	400	200	200	2,16	2,16	
Крепление		0	400					
Итого по колонне 324 мм				360			3,38	45,69
Бурение ВЗД	7	400	650	250	900	2,16	0,60	73,10
Бурение ВЗД	8	650	740	90	900	2,43	0,24	
Бурение ВЗД	9	740	1295	555	900	2,70	1,66	
Бурение ВЗД	10	1295	1300	5	900	3,25	0,02	
Крепление								
Итого по колонне 245 мм				900			2,52	73,10

Продолжение таблицы 5.4

Бурение ВЗД	10	1300	1350	50	900	3,93	0,22	
Бурение ВЗД	10	1350	1405	55	900	4,17	0,25	
Бурение ВЗД	11	1405	1500	95	900	4,62	0,49	
Бурение ВЗД	11	1500	1561	61	900	4,93	0,33	
Бурение ВЗД	12	1561	1910	349	900	5,33	2,07	
Бурение ВЗД	13	1910	2349	439	900	5,73	2,79	
Бурение ВЗД	13	2349	2439	90	900	5,88	0,59	
Бурение ВЗД	14	2439	2687	248	900	5,82	1,60	
Бурение ВЗД	14	2687	2745	58	900	5,88	0,38	
Бурение ВЗД	14	2745	2756	11	900	6,00	0,07	
Бурение ВЗД	14	2785	2804	19	900	6,44	0,14	
Крепление		0	2804					96,86
Итого по колонне 168 мм				1504			9,38	96,86
Всего по скважине				2804,0			16,02	250,48

5.3 Расчет нормативного времени на работы, связанные с креплением скважин

Расчет нормативного времени на крепление скважины

Расчет нормативного времени на крепление скважины

При определении нормативного времени на крепление скважины используется сборник местных норм. В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

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

– герметизация устья скважины.

В проекте предусмотрен спуск направления \varnothing 426 мм до 40 м, кондуктора \varnothing 324 мм до 400 м, промежуточной колонны \varnothing 245 мм до 1300 м эксплуатационной колонны \varnothing 168 мм до 2804 м.

Таблица 5.5 – Продолжительность крепления скважины

Номер обсадной колонны	Наименование колонны	Интервал бурения по стволу, м		Продолжительность крепления, сут.	Итого:
		От (верх)	До (низ)		
1	2	3	4	5	6
1	Направление	0	40	1,8	2,5
2	Кондуктор	40	400	2,4	7,6
3	Промежуточная	400	1300	3,8	26
4	Эксплуатационная	1300	2804	5	55,6
	Итого:			13	91,7
	Скорость коммерческая, м/ст.мес	917			

Таблица 5.6 – Время ожидания затвердевания цемента

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны	Номер ступени (снизу-вверх)	Характеристики жидкости (раствора)			
			Тип или название	Объем порц., м ³	Время начала схватывания, ч	Время ОЗЦ, ч
1	2	3	4	5	6	7
1	Направление	1	Буферная	5		
			Тампонажный нормальный	3,89	6 – 8	24
			Продавочная	3,88		
2	Кондуктор	1	Буферная	6		
			Тампонажный нормальный	10,12	7 – 9	24
			Тампонажный нормальный	11,76	6 – 8	24
			Продавочная	27,73		

Продолжение таблицы 5.6

1	2	3	4	5	6	7
3	Промежуточная	1	Буферная	4		
			Тампонажный нормальный	17,16	7 – 9	24
			Тампонажный нормальный	23,07	6 – 8	24
			Продавочная	51,63		
4	Эксплуатационная	1	Буферная	4		
			Тампонажный нормальный	27,52	6 – 8	16

Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора, технической колонны. Нормативное время, необходимое для разбуривания ее, складывается из времени выполнения следующих видов работ:

1) Наворот долота.

Норма времени на данную работу определяется по сборнику ЕНВ и составляет 7 мин. ;

2) Спуск бурильных свечей.

Расчет нормативного времени на выполнение данной работы выполняется в следующей последовательности :

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

$$L_c = L_k - L_n, \quad (5.4)$$

где – L_k - глубина спуска кондуктора, м; L_n - длина цементной пробки, м;

$$L_c = 400 - 10 = 390 \text{ м.}$$

б) рассчитывается длина неизменной части бурильного инструмента (L_n). Она складывается из длин следующих инструментов: спаренного квадрата – 27 м, переводника с долотом – 1 м; ВЗД – 9,41 м.

$$L_n = 27 + 1 + 9,41 = 37,41 \text{ м.}$$

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

$$L_T = L_c - L_H, \quad (5.5)$$

$$L_T = 390 - 37,41 = 352,59 \text{ м.}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N , шт, по формуле:

$$N = L_T / l_c, \quad (5.6)$$

где $l_c = 25$ м - длина свечи.

$$N = 352,59 / 25 = 14,1 \approx 15 \text{ (свечей)}$$

Из общего числа свечей по данным ГТН одна свеча УБТ.

д) по сборнику ЕНВ находится норма времени на спуск 1 свечи (для оснастки талевой системы 5 х 6) – 1,6 мин., на вывод из-за пальца и спуск в скважину одной свечи УБТ – 5 мин.

е) определяется нормативное время на спуск бурильных свечей для кондуктора:

$$1,6 * 14,1 = 22,56 \text{ мин} = 0,376 \text{ ч}; 5 * 4 = 20 \text{ мин} = 0,3 \text{ ч};$$

$$\text{Итого} - 42,56 \text{ мин} = 0,676 \text{ ч.}$$

3) Подготовительно-заключительные работы перед и после спуска в скважину инструмента.

Затраты нормируем по сборнику ЕНВ, составляют 36,5 мин = 0,61 ч.

4) Непосредственное разбуривание цементной пробки (длиной 10 м) и упорного кольца.

Норму времени на разбуривание определяем по сборнику ЕНВ, составляет 42 мин. Общее время на разбуривание цементной пробки для кондуктора составляет

$$7 + 42,56 + 36,5 + 42 = 128,06 \text{ мин} = 2,14 \text{ ч.}$$

Для направления – 60 мин = 1 ч.

Расчет нормативного времени на промывку скважины после разбуривания цементной пробки

Установлено 2 цикла промывки скважины после разбуривания цементной пробки. Норма времени на 1 цикл прохождения раствора на каждые 100 м глубины скважины определяется по сборнику ЕНВ и составляет для направления – 4,1 мин, для кондуктора – 2,3 мин, промежуточной колонны – 2 мин, эксплуатационной колонны – 1,8 мин. Время промывки составляет

для направления – $4,1 * 0,4 * 2 = 3,28$ мин = 0,055 ч; для кондуктора – $2,3 * 4 * 2 = 18,4$ мин = 0,31 ч;

для промежуточной – $2 * 13 * 2 = 52$ мин = 0,87 ч;

для эксплуатационной – $1,8 * 28,04 * 2 = 100,95 = 1,68$ ч.

Расчет нормативного времени на спуск и подъем бурильного инструмента перед проведением геофизических исследований и после их окончания

После окончания бурения скважин последним долблением перед спуском эксплуатационной колонны проводится комплекс геофизических исследований. На основе сборника ЕНВ рассчитаны нормы времени на спуск и подъем бурильного инструмента и составляют 13,19 ч .

Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормы затрат времени на проведение геофизических исследований принимаются равными – 116,4 часов (при глубине скважины 2804 м) .

Расчет затрат времени на прочие вспомогательные работы, не учтённые укрупнёнными нормами

Перечень вспомогательных работ, не учтенных укрупненными нормами а также нормативное время их проведения приведены в .

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 19,75 ч.

Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время на проведение ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважин (за исключением проведения ГИС).

Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени. Из полученного итога вычитается нормативное время проведения ГИС.

На проработку ствола скважины ушло 1738,41 ч.

На ремонтные работы ушло – $1738,41 * 0,084 = 145,18$ ч.

Таблица 5.7 – Время проведения ремонтных работ

Наименование работ	Интервал по стволу		Ремонтных работ (8,4%)
	от	до	
Итого по колонне 426 мм	0	40	3,89 ч
Итого по колонне 324 мм	40	400	18,45 ч
Итого по колонне 245 мм	400	1300	38,98 ч
Итого по колонне 168 мм	1300	2804	83,86 ч
Всего по скважине			145,18 ч

5.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважин

Новые технико-технологические и организационные решения реализуются в процессе проводки скважины, поэтому корректировка сметной стоимости ее строительства по главам: “Подготовительные работы к строительству” и “Строительство и разборка вышки, монтаж и демонтаж бурового оборудования” вносится в сводный сметный расчет без изменений .

Затраты по “Промыслово-геофизические работы“ определяются в установленном проценте к сумме затрат по: “Подготовительные работы к строительству” и “Строительство и разборка вышки, монтаж и демонтаж бурового оборудования”.

Затраты по “Дополнительные затраты при строительстве скважины в зимнее время заносятся в уточненный сметный расчет без изменений.

В главе накладные расходы определяются в установленном проценте на итог прямых затрат по первым главам уточненного сметного расчета.

главе на сумму затрат по всем главам начисляем в размере 8 % плановые накопления.

Уточненные затраты Z'_{np} , руб, находим по формуле

$$Z'_{np} = Z_{np} - (Z_3 - П/100 Z_3 + Z'_4) + P_{mv} - (Z^{3.1}_{mv} - Z^{3.2}_{mv}), \quad (5.7)$$

где Z_{np} - затраты по главе 9 исходного сметного расчета, руб; Z_3, Z_{mv} - затраты по статьям “Лабораторные работы”, “Транспортировка вахт” в исходном сметном расчете, руб;

П – установленный в исходном сводном сметном расчете процент затрат на лабораторные работы, %;

Z'_3, Z'_4 – соответственно затраты по уточненному сводному сметному расчету, руб;

$Z^{3.1}_{mv}, Z^{3.2}_{mv}$ – затраты по статье “Транспортировка вахт” соответственно по сметным расчетам № 4.1 и № 4.2, руб.

В главе 10 затраты на авторский надзор применяется установленный в исходном сметном расчете процент на сумму затрат по 1-9 главам.

Затраты на проектно-изыскательские работы в главе 11 переносятся из исходного сводного сметного расчета без изменений.

В главе 12 резерв затрат на непредвиденные работы и затраты определяется на итог 1-11 глав в установленном исходном сметном расчете в проценте.

С учетом вышесказанного уточненный сводный сметный расчет представлен в виде таблиц 83-84.

Таблица 5.8 – Уточненный сводный сметный расчет

Наименование работ или затрат	Базовая стоимость всего, руб.
1	2
Подготовительные работы к строительству скважины	14229,29
Строительство вышки и привышечных сооружений	207618
Бурение и крепление скважины	
Бурение скважины	184351
Крепление скважины	129478
Промыслово-гефизические работы (8,76%)	34676
Дополнительные затраты при строительстве скважины в зимнее время	
Дополнительные затраты при производстве строительных работ в зимнее время (7,12%)	
Эксплуатация газовой котельной установки	14782,4
Охрана окружающей среды	8432
	9412
Накладные расходы (15 %)	100615
Плановые накопления (8 %)	62849
Прочие работы и затраты:	33089
Выплаты премий (3,9 %)	36993
Выплаты за работу в районах крайнего севера (4,36 %)	
Авиация (0,03 %)	254
Лабораторные работы (0,15 %)	1273
Транспортировка вахт	9072
Транспортировка вахт и грузов авиатранспортом	15300
Топографо-геофизические работы	201
Авторский надзор (0,2 %)	1889
Проектно-изыскательские работы	11214
Резерв на непредвиденные работы и затраты (5 %)	47887
Всего по сводному сметному расчету	1005632
Итого с учетом коэффициента удорожания (70)	16343556
Итого с учетом коэффициента удорожания (70) и НДС (18 %)	17385397

Расчет технико-экономических показателей

После представления уточненного сводного сметного расчета необходимо рассчитать нормативные технико-экономические показатели проводки скважин:

1) механическая скорость V_m , м/ч, определяется по формуле:

$$V_m = H/T_m, \quad (5.8)$$

где H – длина ствола скважины, м;

T_m - время механического бурения, ч.

2) рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H / (T_m + T_{\text{спо}}), \quad (5.9)$$

где $T_{\text{спо}}$ - время на спуско-подъемные операции, ч;

3) коммерческая скорость V_k , м/ст.-мес.

$$V_k = 720 H / T_n, \quad (5.10)$$

где T_n - нормативная продолжительность бурения, ч;

4) проходка на долото h_g , м

$$h_g = H / n, \quad (5.11)$$

где n - количество долот, шт.

1. $V_m = 2804 / 1076,5 = 2,6$ м/ч;

2. $V_p = 2804 / (1076,5 + 250,48) = 2,11$ м/ч;

3. $V_k = (2804 * 720) / 2200 = 917$ м/ст.-мес;

4. $h_d = 2804 / 4,92 = 569,91$ м;

Анализ технико-экономических показателей строительства проектируемой скважины на месторождении показывает, что наблюдается снижение продолжительности бурения и крепления скважины. Увеличение коммерческой, механической и рейсовой скоростей, а также проходки на одно долото, позволило снизить себестоимость одного метра проходки на 5 %. Добавочную экономию получили за счет изменения гаммы долот и уменьшения их количества. Итоговая сметная стоимость снижена на 5,1 %.

Снижение металлоемкости достигнуто за счет применения более прочных обсадных труб, с меньшей толщиной стенки скважины.

Технико-экономические показатели проектируемой скважины улучшены по сравнению с типовыми, что связано с изменением рецептур буровых и тампонажных растворов, использованием прогрессивных компоновок низа буровых колонн, новой гаммы долот. За счет этого удалось снизить стоимость скважины относительно проектной.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Данная работа является рабочим проектом на строительство разведочно-эксплуатационной скважины на восточном Ярактинском нефтегазоконденсатном участке. В проекте приведены все необходимые расчеты и предоставлена вся нужная информация о строительстве скважины. В технической части выбрана конструкция скважины, рассчитаны диаметры долот, диаметры обсадных колонн, глубины их спуска. Также рассчитаны бурильная и обсадная колонны, приведен расчет цементажа обсадных колонн. В работе предоставляется полное описание буровой установки БУ 3000 ЭУК 1М и ее укомплектованности; приведены технические характеристики каждой составляющей единицы буровой установки и буровой установки в целом.

В специальной части подробно рассмотрен вопрос о применении винтовых забойных двигателей для бурения нефтяных и газовых скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Проектная документация «Строительство наклонно-направленных разведочно-эксплуатационных скважин на западном Аянском нефтяном участке»
2. Тишков А.И. Отчет по производственной практике ООО «ИНК-СЕРВИС» 2017 г
3. В.И. Рязанов К.И. Борисов Практическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин». — Томск: Изд-во ТПУ, 2008. — 93 с.
4. Епихин А.В. Ковалев А.В. «Методические указания к выполнению ВКР бакалавра 2016»
5. Ганджумян Р.А. Практические расчёты в разведочном бурении. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1989.– 253 с.
6. Булнаев И.Б. Техника и технология отбора проб пород при разведочном бурении. М.Недра, 1974, с. 5–46.
7. Проектная документация «Строительство наклонно-направленных эксплуатационных скважин на Ярактинском НГКМ» 2015 г
8. 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.
9. Специализированный журнал «Бурение и нефть» 2015 г
Нормативные документы:
10. ГОСТ 12.1.003-2015 Шум. Общие требования безопасности. – М.: Изд-во стандартов, 1976. – 6 с.
11. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
12. Крепша Н.В. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы бакалавров и

магистров Института природных ресурсов всех направлений высшего образования. – Томск: Изд. ТПУ, 2016. – 23 с.

13. ГОСТ 12.1.005-2000 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: Изд-во стандартов, 1988. – 50 с.

14. ГОСТ 12.1.030-2001. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

15. ГОСТ 12.4.011-2001 Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – М.: Изд-во стандартов, 1990. – 7 с.

16. ГОСТ 12.2.062-2001. Оборудование производственное. Ограждения защитные.

17. ГОСТ 12.2.003-2001 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

18. Манайлов В.Е. Основы электробезопасности. – 5-е изд., перераб. И доп. – Л.: Энергоатомиздат, 1991.

19. ГОСТ 12.1.038-2001. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

20. ГОСТ 12.1.019-2009 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – М.: Изд-во стандартов, 1979. – 5 с.

21. План-проект по разработке Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения.

22. РД 08-254-98 «Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности».

23. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Главы 2.4, 2.5. (утв. приказом Минэнерго РФ от 20 мая 2003 г. N 187) (7-ое издание)

24. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01.07.92).

25. ГОСТ 12.1.011-88 Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний. – М.: Изд-во стандартов, 1978. – 20 с.

26. ГОСТ 12.1.010-81 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

27. Трудовой кодекс РФ «Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом»