



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

Институт- Институт природных ресурсов
Направление- Нефтегазовое дело
Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3000 МЕТРОВ НА СЕВЕРО-УРЕНГОЙСКОМ ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО)

УДК 622.324:622.24(24:181 m3000)(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Ефремов В.С.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Бузанов К.В.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и
ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.	к.т.н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о. зав.кафедрой БС	Ковалев А.В	к. т. н.		

Томск – 2017 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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

Институт- Институт природных ресурсов
Направление - Нефтегазовое дело
Кафедра - бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:
И.о. зав. кафедрой БС
_____ Ковалев А.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3- 2Б22	Ефремов Вячеслав Сергеевич

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3000 МЕТРОВ НА СЕВЕРО-УРЕНГОЙСКОМ ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО)
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.17
--	----------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Материалы с производства, специальная литература и периодическая литература, электронные источники
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов,</i>	

подлежащих разработке; заключение по работе).	
---	--

Перечень графического материала

(с точным указанием обязательных чертежей)

1. Геолого-технический наряд
2. Компонировка бурильной колонны

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение	Глызина Татьяна Святославовна
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

1.04.2017

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Бузанов Кирилл Владимирович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Ефремов Вячеслав Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б22	Ефремов Вячеслав Сергеевич

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

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Данные по строительству скважин на Северо-Уренгойском месторождении	Расчет технико-экономических показателей
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Построение плана мероприятий по повышению эффективности буровых работ
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка экономической эффективности проекта внедрения новых долот	Расчет экономической эффективности проекта. Расчет технико-экономические показатели применения долот
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Ефремов Вячеслав Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б22	Ефремов Вячеслав Сергеевич

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<i>Характеристика объекта исследования</i>	<i>Эксплуатационная наклонно-направленная скважина на Северо-Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1 .Производственная ответственность 1.1 Анализ вредных производственных факторов (мероприятия по устранению) при бурении скважины на Северо-Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении 1.2 Анализ опасных производственных факторов (мероприятий по устранению) при бурении скважины на Северо-Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении	- Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе - Недостаточная освещенность рабочей зоны - Повышенные уровни шума - Повышенные уровни вибрации - Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны - Поражения электрическим током - Пожаровзрывоопасность
2 . Экологическая безопасность	Экологическая безопасность (анализ воздействие и мероприятие) - Фон загрязнения объектов природной среды - Водопотребление и водоотведение - Методы и системы очистки, обезвреживания и утилизации отходов бурения - Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды - Охрана почв и водных объектов при подготовительных, строительно-монтажных работах и в процессе бурения скважин - Материалы и технические средства, используемые при вывозе, утилизации и обезвреживании отработанного бурового раствора и бурового шлама - Охрана атмосферного воздуха от загрязнения - Контроль за состоянием и охраной окружающей природной среды - Охрана животного мира - Охрана недр при строительстве скважин

3 . Безопасность в чрезвычайных ситуациях Правила поведения при нефтяных или газовых фонтанах	При эксплуатации наклонно-направленной скважины рекомендуемое поведение при нефтяных или газовых фонтанах. - остановить все работы в зоне загазованности и немедленно вывести из зоны людей. - остановить все силовые приводы. - отключить силовые линии и линии освещения. - остановить все огневые работы. - предпринять меры по отключению соседних производственных объектов. - запретить передвижение в зоне, прилегающей к скважине открытым фонтаном. - предотвратить растекание нефти на территории. - сообщить о чрезвычайной ситуации руководству и вызвать на место происшествия подразделение военизированной службы по ликвидации открытых фонтанов.
4 . Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	<i>Нормы:</i> ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности» ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны» ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности» ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты ГОСТ 13862-90
Перечень графического материала:	
<i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i>	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	Доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Ефремов Вячеслав Сергеевич		

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

Институт природных ресурсов

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

Уровень образования: бакалавриат

Кафедра бурения скважин

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

Форма представления работы: бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

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

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Бузанов К.В.			

СОГЛАСОВАНО:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о. зав. кафедрой	Ковалев БС	К.Т.Х.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 100 с., 18 рисунков, 38 таблиц, 25 источников, 2 приложения.

Ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, заканчивание скважин, охрана окружающей среды, скважина, газ.

Объектом исследования являются эксплуатационные скважины для освоения Северо-Уренгойского месторождения.

Цель работы – проектирование технологии бурения эксплуатационной скважины на Северо-Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении.

В процессе работы был составлен проект на строительство эксплуатационной скважины глубиной 3000м на Северо-Уренгойском месторождении.

Работа выполнена по геологическим материалам Северо-Уренгойского месторождения.

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

В специальной части рассмотрены особенности, технологические решения роторных управляемых систем (РУС). Преимущества гибридных РУС.

Дипломная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе MicrosoftWord и представлена на диске (в конверте на обороте обложки).

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	12
1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	
1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района работ	14
1.2. Геологические условия бурения.....	16
1.3. Характерные газонефтеводоносности месторождения (площади)	18
1.4. Зоны возможных осложнений.....	21
1.5. Исследовательские работы	22
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	
2.1. ОБОСНОВАНИЕ И РАСЧЕТ ПРОФИЛЯ (ТРАЕКТОРИИ) СКВАЖИНЫ	24
2.2. ОБОСНОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ	25
2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	25
2.2.2. Построение совмещенного графика давления	26
2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	28
2.2.4. Выбор интервалов цементирования.....	29
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	29
2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины	30
2.3. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ	31
2.3.1. Выбор способа бурения	31
2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента	32
2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	33
2.3.4. Расчет частоты вращения долота	34
2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	35
2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	36
2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	38
2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины	41
2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе кернa	42
2.4. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН.	43
2.4.1. Расчет обсадных колонн.....	43
2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений	43
2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений	47

2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине	51
2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины	51
2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	51
2.4.2.2. Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	52
2.4.2.3. Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора.....	52
2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины	53
2.4.2.4.1.Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования.....	53
2.4.2.4.2.Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси	53
2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн	55
2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин	56
2.5. Выбор буровой установки	57
 3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	
3.1. Роторные управляемые системы (РУС). Преимущества гибридной роторной управляемой системой.....	58
3.2. Основные проблемы, связанные с бурением наклонно-направленных скважин.....	65
3.3. Гибридная роторная управляемая система (Hybrid Rotary Steerable System).....	66
 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	
4.1 Структура и организационные работы бурового предприятия.....	72
4.2 Расчёт нормативной продолжительности сооружения скважины.....	74
4.3 Нормативная карта.....	76
4.4 Составление линейно-календарного графика.....	79
4.5 Расчет сметной стоимости сооружения скважины.....	80
 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	
5.1 Производственная ответственность.....	83
5.2 Экологическая безопасность.....	90
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	96
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	97
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	98
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	99

Введение

Российская Федерация причислена к странам мира, которые имеют возможность долгосрочное время развивать масштабную нефтяную промышленность, ориентируясь на единые природные ресурсы. Однако из ее недр добыто свыше 14 млрд. тонн нефти, Российская Федерация и в настоящее время находится в группе крупнейших экспортеров и производителей жидких углеводородов, в мире.

Нефтяные ресурсы Российской Федерации реализованы меньше чем наполовину и остаются большие фонды для предоставления долговременных потребностей нефтегазовой промышленности. Значительна ее часть на мировом рынке топливно-энергетических ресурсов, если взять разведанные данные по запасам нефти – в районе 10%. Для Российской Федерации, как и для множества стран-экспортеров, углеводороды – это один из наиболее важных источников валютного притока. Удельный объем экспорта нефти и нефтепродуктов в общих валютных поступлениях равен приблизительно 27%. Значимость нефтяного комплекса РФ - как ресурса бюджетных поступлений непрерывно возрастает.

На экспорт поставляется 40% добываемой в государстве нефти и 35% от производимых нефтепродуктов. Долей самых больших нефтяных компаний страны, является около 80% всей добычи нефти. Внутренний рынок нефти Российской Федерации ограничен незначительным ростом потребления нефтепродуктов (0,5-1% в год). Свободная торговля нефтепродуктами составляет примерно 3 млн. тонн в месяц. Ключевые поставки осуществляются внутри корпоративной структуры российских вертикально-интегрированных компаний. Исходя из этого, в данный момент времени экспортирование нефтепродуктов из РФ обусловлено в основном добычей и внутренним потреблением.

Исходя из этого, можно сделать заключение, что для экономики РФ нефтяная промышленность является одной из основных отраслей промышленности, в основном за счет увеличения добычи нефти и ее

переработки. Множество бюджетных поступлений включает в себя экспортирование нефти и нефтепродуктов в страны СНГ и прочие зарубежные страны.

Лучшим способом получения доступа к нефтяным залежам и выяснения геологического строения недр является бурение. В последние годы бурение сопутствует все виды работ связанных с нефтью и газом. Бурение ведется для исследования геологического разреза недр, для установления формы изгиба слоев, слагающихся на глубине, для изучения сложения различных поверхностей разрывов, зачастую пересекающих складки, разведки запасов нефтяных и газовых месторождений, а так же вскрытия нефтяных и газовых пластов.

Целью данного дипломного проекта является проектирование строительства эксплуатационной скважины глубиной 3000 метров на Северо-Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении. Исходными данными для проектирования являются материалы рабочего проекта, специальная литература.

1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района работ

Географическая характеристика района строительства представлена в таблице 1.1

Таблица 1.1 – Географическая характеристика района строительства

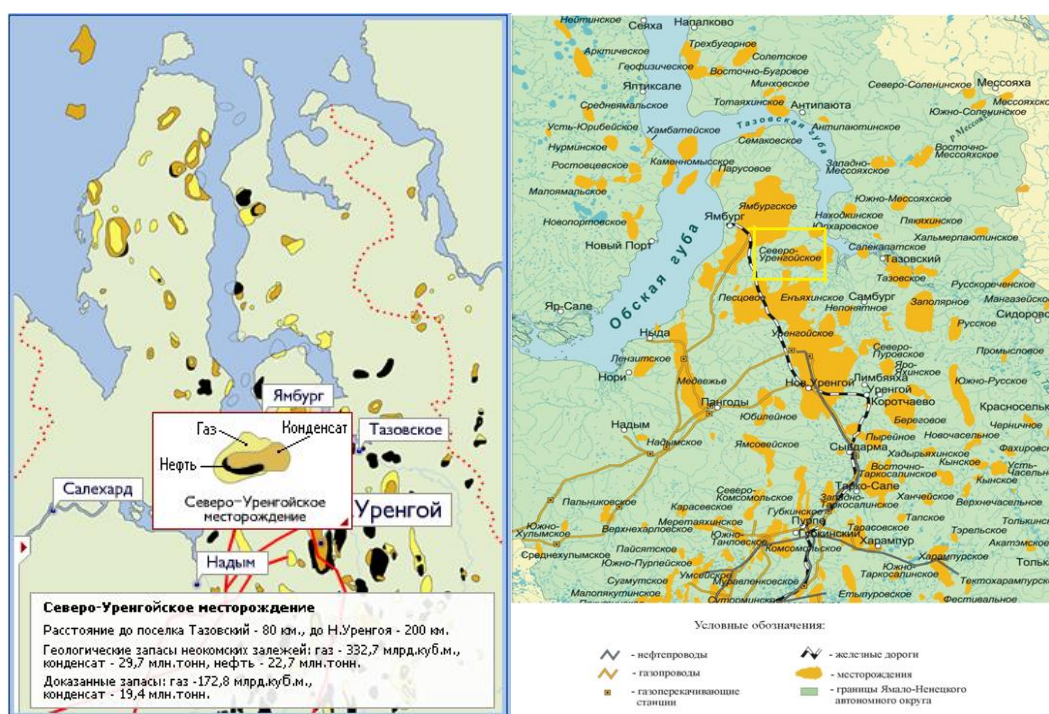
Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Северо-Уренгойская
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Тундра
Заболоченность	Высокая
Административное расположение: - республика - область (край) - район	РФ Тюменская Пуровский и Надымский
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	-8,0 +30 -54
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	284
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	190
Азимут преобладающего направления ветра, град	Южное
Наибольшая скорость ветра, м/с:	28-30 м/с
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	0 380
Геодинамическая активность	Низкая

Таблица 1.2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200
Теплоснабжение	Котельная
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	Водным путем автотранспорт по зимникам
Близлежащие населенные пункты и расстояние до них	Тазовский на востоке (67 км) Самбург на юго-востоке (75 км) г. Новый Уренгой на юге (160 км)

Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1.1

Рис. 1.1 – Обзорная карта района работ



1.2. Геологические условия бурения

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс страт. подразд	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав)
	от(вех)	до(низ)	краткое название	% интервал	
1	2	3	4	5	6
Q	0	85	Пески, супеси, глины	-	Пески, глины, супеси, суглинки сероцветные, иногда зеленоватые или буроватые, с включением гальки, гравия и других грубообломочных, растительных остатков.
P _{3at}	85	130	Пески, глины	-	Пески кварцполевошпатовые, кварцевые, прослой алевритов и глин.
P _{3ta}	130	160	Пески, глины	-	Глины алевритистые с прослоями глауконитового песка.
jL ₂₁₁	160	350	Глины опоков	-	Нижняя подсвита сложена опоками и опоковидными глинами, иногда алевритистыми. Средняя подсвита представлена диатомитами светло-серыми до белых, слабглинистыми. Верхняя подсвита сложена глинами диатомовыми, серыми, голубовато-серыми, плитчатыми.
Pitbs	350	550	Глины алевритистые	-	Нижняя преимущественно глинистая — глины серые и темно-серые, слюдистые, алевритистые, с прослоями алевролитов темно-серых, разнотернистых; верхняя — песчаная с прослоями глин. Пески и песчаники серые, тонкозернистые, преимущественно кварцполевошпатовые, сильно слюдистые, с многочисленными растительными остатками, с прослоями серых глин и иногда, бурых углей.
K _{2gn}	550	850	ГЛИНЫ опоков		Представлена морскими глинами, темно-серыми, зеленоватыми, алевритистыми, слюдистыми, иногда известковистыми, с прослоями глинистых алевролитов. В разрезе свиты встречается тонко-рассеянный пирит и прослой сидерита.
K _{2br}	850	1100	Глины аргилитоподобные		Нижнеберезовская подсвита представлена глинами, серыми и темно-серыми, опоковидными, слабослюдистыми, монтмориллонитового состава. Наибольшая опоковидность приурочена к кровле нижней подсвиты, где повсеместно выделяется пласт опоковидных глин и опок. Верхнеберезовская подсвита представлена переслаиванием светло-серых алевролитов и глин серых, слабоалевритистых, опоковидных, часто плитчатых, с редкими зернами глауконита.

K2kz	1100	1190	Песчаники и алевролиты с прослоями глин	-	Представлена глинами темно-серыми и черными, с зеленоватым или голубоватым оттенком, плотными, слюдистыми, с многочисленными включениями растительных остатков. В глинах отмечаются тонкие прослои алевролита темно-серого, почти черного.
K2pk	1190	2080	Песчаники и алевролиты с прослоями глин		Представлена неравномерным переслаиванием алевролита-песчаных пластов с глинистыми прослоями. Для всех разностей пород характерно наличие обильного растительного детрита, линзочек и тонких прослоев угля; желваков, линзочек сидерита. Нижняя часть свиты, в основном, глинисто-алевритистая. Отложения верхней части (сеноманский ярус) представлены большей частью песчаниками от темно-серых до светло-серых. Пески и песчаники сеномана имеют окраску от светлосерой до темно-серой, с желтоватым или зеленовато-голубоватым оттенком, мелко и среднезернистые слабо сцементированные или рыхлые, в различной степени глинистые, слюдистые, прослоями известковистые. Алевролиты серые и темно-серые, разномзернистые, средней плотности, иногда крепко сцементированные, глинистые, слюдистые. Глины темно серые, иногда
K1tn	2080	3120	Песчаники и алевролиты, глины		Чередование песчано-алевритовых и глинистых пород. Песчаники светло-серые, часто алевритистые, мелко-среднезернистые, крепкие, однородные, глинисто-карбонатные, с намывами углестолуидистого материала. Алевролиты серые, глинистые, крепкие, плотные, слоистые. Аргиллиты темно-серые до черных, участками тонкослоистые, хорошо отмученные, хрупкие, с угловатым изломом, с обильными включениями обугленного
K1sr	3120	3310	Переслаивание глинистых и песчано-алевритистых пород		Переслаивание песчано-алевритовых и глинистых пород. Песчаники светло-серые и серые, мелкозернистые, слюдистые, средне- и крепкосцементированные, однородные, с горизонтальной слоистостью за счет глинистого материала и углистого детрита. Аргиллиты темно-серые, слюдистые, крепкие, массивные, тонко-горизонтальные, за счет прослоек алевритового материала. Завершают разрез свиты глины темно-серые, плитчатые, с остатками макрофауны и углефицированных остатков водорослей.

1.3. Характерные газонефтеводности месторождения (площади)

Таблица 1.4 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс страт. подразд.	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Абразивность	Категория породы по промысловой классификации (М. С. Т и т.д.)
	от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	14	15
Q	0	85	Пески, супеси, глины	2000	35	-	15-20	7-8	Мерзлая
P3at	85	130	Пески, глины	2000	35	-	15-20	7-8	Мерзлая
P3ta	130	160	Пески, глины	2000	35	-	15-20	7-8	Мерзлая
L ₂ 11	160	350	Глины опоков	1800	30	-	95-100	3,0	Мягкая, средняя
Pjtbs	350	550	Глины алевритистые	2000	32		25-30	6,0	Средняя
K ₂ gn	550	850	Глины опоков	2200	28		90-100	4,0	Мягкая, средняя
K ₂ br	850	1100	Глины аргилитоподобные	1900	25		95-100	6,0	Мягкая, средняя
K ₂ kz	1100	1190	Песчаники алевритистые с прослоями глины	2200	20		95-100	4,0	Мягкая
K ₂ pk	1190	1280	Песчаники, алевритистые с прослоями глины	2400	25	100-693	10	3,5	Мягкая, средняя
K ₂ pk	1280	2080	Песчаники, алевритистые с прослоями глины	2400	25-30	2,4-15,4	10	3,5	Мягкая, Средняя
Kite	2080	3120	Песчаники и алевритистые, глины	2500	15-22	15,6-174,5	40-60	6,0	Средняя
Kjsr	3120	3310	Переслаивание глинистых и песчано-алевритистых пород	2500	12-18	2,4-51	60-90	4,0	Средняя

Таблица 1.5 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс страт. подр.	Интервал, м		ГРАДИЕНТ					
	от (верх)	ЛО (низ)	пластового		гидроразрыва пород		геотермический	
			Величина МПа/м	Источник получени	Величина, МПа/м	Источник получени	Величина °С на 100 м	Источник получени
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q	0	85	0,01	РФЗ	0,0194	РФЗ	Зона ММП	РФЗ
P _{3at}	85	130	0,01	РФЗ	0,0200	РФЗ	Зона ММП	РФЗ
P _{3ta}	130	160	0,01	РФЗ	0,0200	РФЗ	Зона ММП	РФЗ
L ₂₁₁	160	350	0,01	РФЗ	0,0200	РФЗ	Зона ММП	РФЗ
Pitbs	350	550	0,01	РФЗ	0,0203	РФЗ	Зона ММП до 450 м	РФЗ
K _{2gn}	550	850	0,01	РФЗ	0,0182	РФЗ	3,1	РФЗ
K _{2br}	850	1100	0,01	РФЗ	0,0158	РФЗ	3,1	РФЗ
K _{2kz}	1100	1190	0,01	РФЗ	0,0158	РФЗ	3,1	РФЗ
K _{2pk}	1190	1280	0,008	РФЗ	0,0201	РФЗ	3,1	РФЗ
K _{2pk}	1280	2100	0,01	РФЗ	0,0213	РФЗ	3,1	РФЗ
K _{tn}	2100	3195	0,01012	РФЗ	0,0166	РФЗ	3,1	РФЗ
K _{sr}	3195	3310	0,01012	РФЗ	0,0156	РФЗ	3,1	РФЗ

Таблица 1.6 - Нефтеносность

Индекс страт. подр.	Интервал,		Тип коллек- тора	Плотность, г/см		Подвиж- ность, дарси на СПЗ	Содер- жание серы, %	Содер- жание пара фина,	Свобод- ный дебит, м /сут.	Па		замеры газа			
	от (верх)	до (низ)		в пла- стовых условиях	после дегаза- ции					Г азовый фактор , м ³ /т	Содержа- ние серо- водорода , %	Содержа- ние угле- кислого газа, %	Относитель- ная по воз- духу плот- ность газа	Козф- , фициден т	Давление насыщения в пластовых
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Нефтеносные пласты в скважине отсутствуют															

Таблица 1.7 – Газоносность

Индекс страти- графиче- ского подразд.	Интервал, м		Тип кол- лектора	Состоян- ие (газ, кон- денсат)	Содержани- е, % по объему		Относи- тельная по воздуху плот- ность газа	Коэффици- ент сжимае- мости газа в пластовых условиях	Свободн- ый дебит, тыс. м ³ /сут	Плотность газо- конденсата, г/см ³		Прони- цаемост- ь, мД
	от (верх)	до (низ)			серо- водо- рода	углек- и- слового газа				в пла- стовых услови- ях	на устье сква- жины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПК ₁	1190	1280	Поровы- й	Газ	-	-	0,565	-	700	-	-	-
АУ ₄ ²	2089	2101	Поровы- й	Г/к	-	-	0,721	0,796	-	-	0,727	39,4
АУ ₅ ¹	2108	2130	Поровы- й	Г/к	-	-	0,714	0,806	-	-	0,731	43,7
АУ ₇ ²	2187	2210	Поровы- й	Г/к	-	-	0,694	0,824	45,7	-	0,728	7,6
АУ ₁₁ ²	2437	2472	Поровы- й	Г/к	-	-	-	-	107	-		17,4
БУ ₅	2767	2785	Поровы- й	Г/к	-	-	-	—	-	-	0,772	144,2
БУ ₆ ⁰⁻¹	2786	2810	Поровы- й	Г/к	-	-	-	—	-	-	0,765	240,0
БУ ₆ ⁰⁻²	2804	2820	Поровы- й	Г/к	-	-	-	—	-	-	0,766	53,0
БУ ₆ [']	2807	2824	Поровы- й	Г/к	-	0,330	-	—	-		0,755	164,9
БУ ₆ ²	2831	2850	Поровы- й	Г/к	-	-	-	-	-	-	0,778	89,9
БУ ₇ ¹	2859	2863	Поровы- й	Г/к	-	0,440	0,768	0,930	-	-	0,750	179,4
БУ ₇ ²	2882	2907	Поровы- й	Г/к	-	-	-	-	-	-	0,758	40,0
БУ ₈	2934	2957	Поровы- й	Г/к	-	-	-	-	-	-	0,768	33,9
бу ₈ ¹⁻²	2980	3010	Поровы- й	Г/к	-	0,270	0,728	0,921	618,1	-	0,732	106,9

1.4. Зоны возможных осложнений

Таблица 1.8 - Возможные осложнения по разрезу скважины

Свита	Интервал, м	Характер осложнения	Мероприятия по предупреждению
Четвертичные отложения, тавдинская, люлинворская	0- 400	Оползни, обвалы стенок скважины, ка- вернообразование в зоне ММП, разрушение устья.	Сокращение времени бурения, спуск кондуктора.
Палеогеновые: тибейсалинская Верхнемеловые: ганьсинская, березовская, кузнецовская, покурская.	400-1350	Сужение ствола, обвалы стенок скважины, прихваты, посадки инструмента, возможны сальникообразование, газопроявление.	Соответствие параметров бурового раствора проектным.
<u>Верхнемеловые:</u> покурская Нижний мел: тангаловская, сортымская.	1350-3255	Водопроявления, нефтегазопроявления, поглощение промывочной жидкости при бурении, тампонажного раствора при цементировании. В интервале «шоколадных глин» (глинистая пачка в кровле пл. БУ ₈ ¹) возможны осыпи, обвалы при бурении и спуске эксплуатационной колонны и цементировании.	Соответствие параметров бурового раствора проектным, промывка и СПО согласно технологическим регламентам. Применение буровых растворов с высокой ингибирующей способностью. Сокращение времени бурения.

1.5. Исследовательские работы

Запланированные испытания и исследования в процессе бурения представлены в таблице 1.9.

Таблица 1.9 – Геофизические исследования

Наименование работ	Масштаб записи	Интервал,(по вертикали)	
		ОТ	ДО
1	2	3	4
К он д у к т о р			
1.Обязательный комплекс (открытый ствол)			
Стандартный каротаж А2М0.5N; (Т6М0.5А); N0.5М2А; ПС	1:500	0	500
Кавернометрия (профилеметрия)	1:500	0	500
Инклинометрия	Ч/з 25 м.	0	500
Радиоактивный каротаж (ГК, НТК)	1:500	0	500
2. Методы технического контроля цементирования и состояния скважины (в колонне)			
АКЦ(ГТКц)	1:500 0		500
Промежуточная колонна			
Обязательный комплекс (открытый ствол)			
Стандартный каротаж А2М0.5N; (Т6М0.5А); N0.5М2А; ПС	1:500 1:200	0 1100	1350 1350
БКЗ (АО-О.45 м; 1.05 м; 2.25 м; 4.25 м; 8.5 м)	1:200	1100	1350
Резистивиметрия	1:200	1100	1350
Кавернометрия (профилеметрия)	1:200	1100	1350
Индукционный каротаж	1:200	1100	1350
МКЗ	1:200	1100	1350
Инклинометрия	Ч/з 25 м.	500	1350
Боковой каротаж	1:200	1100	1350

1 1	2	3	4
МБК, МКВ	1:200	1100	1350
ГК, НТК (НКТ)	1:200	1100	1350
1 Акустический каротаж	1:200	1100	1350
2. Методы технического контроля цементирования и состояния скважины (в колонне)			
ГГК-П	1:200	1100 1350	
3. Дополнительный комплекс			
АКЦ (ГГКц)	1:500 0		1350

Эксплуатационная колонна				
1.Обязательный комплекс (открытый ствол)				
Стандартный каротаж	1:500 1:200	1350 1350	2980 2980	
1 1 Кавернометрия (профилеметрия)	1:200	1350	2980	
Инклинометрия	ч/з 25 м.	1350	2980	
Резистивиметрия	1:200	1350	2980	
БКЗ (5 зондов), +ПС, +ИК	1:200	1350	2980	
МКЗ	1:200	1350	2980	
БК, МБК, МКВ	1:200	1350	2980	
АК	1:200	1350	2980	
ГК,ннк-т	1:200	1350 2980		
2. Методы технического контроля цементирования и состояния скважины (в колонне)				
АКЦ (ГГКц)6		1:500 0 2980		
3. Дополнительный комплекс				
ГГК-П		1:200 1350 2980		
1	2	3	4	
Потайная колонна- фильтр				
Обязательный комплекс (горизонтальный открытый ствол)				
ГТИ		200	2980	3ОЮ
ГК		200	2980	3ОЮ
ИК (ЭМК)		200	2980	3ОЮ
НК		200	2980	3ОЮ
ПС (градиент ПС)		200	2980	3ОЮ
Инклинометрия		200		
Резистиви метрия	Через 25 м	2980	3ОЮ	
2. Дополнительные исследования				
АК		200	2980	3ОЮ
ГТК		200	2980	3ОЮ
ГК-С		200	2980	3ОЮ
3. Специальные исследования				
Азимутальные БК				
БМК	1:200	2980	3ОЮ	
АК и ГК	1:200	2980	3ОЮ	
ЯМК	1:200	2980	3ОЮ	

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории)

Таблица 2.1 – Данные по запроектированному профилю скважины

Скважина	2054
Куст	205
Месторождение	Северо-Уренгойское, Ямало-Ненецкий АО, Россия
Буровой подрядчик	ОАО «СУСС»
Буровая установка	БУ 3000 «ЭУК-1М»
Тип скважины	Эксплуатационная, горизонтальная
Коллектор	БУ8 1-2
Система координат	WGS84, UTM Zone 43N
Координаты устья скважины в системе	N 67° 31' 01.000'' E 77° 24' 04.000''
Смещение (отход) на кровлю пласта БУ8 1-2	1242.60м
Смещение (отход) окончательного забоя	2042.60м
Протяженность горизонтального участка ствола скважины в продуктивном пласте	800м
Магнитный азимут точки входа в пласт	102.983 град
Магнитный азимут точки окончательного забоя скважины	102.983 град
Система вертикального отсчета	Средний уровень моря
Альтитуда стола ротора	16.75 м
Альтитуда уровня земли	
Магнитное склонение	22.017 град
Азимутальная привязка	Географический (истинный) север
Радиус круга допуска	50 м
А.о. кровли «шоколадных» глин	-2907.60м
А.о. подошвы «шоколадных» глин	-2922.00м
А.о. кровли пласта БУ8 1-2 (кровля «коридора»)	-2948.00м
А.о. подошвы коридора БУ8 1-2	-2959.00м
Мощность «коридора»	12.21м

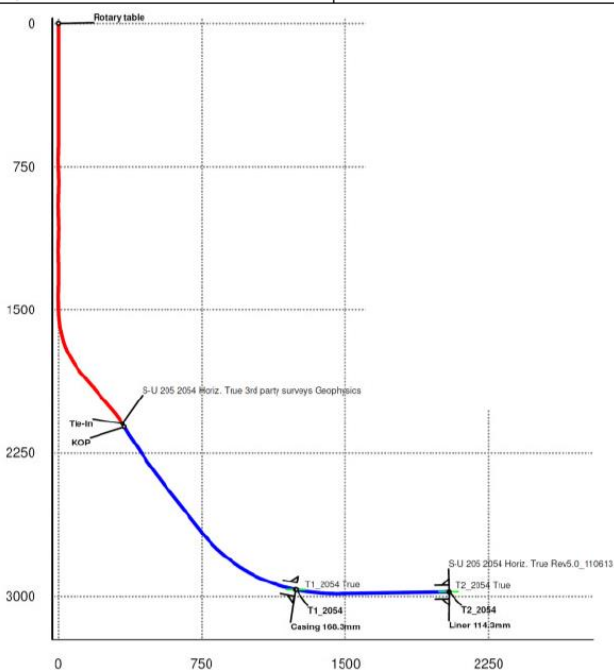


Рисунок 2.1 – Четырехинтервальный профиль

2.2. ОБОСНОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ

2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Важным фактором, определяющим выбор конструкции забоя, наряду с типом коллектора и условиями его залегания, является способ эксплуатации объекта.

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:

$$\sigma_{сж} \geq 2[K(10^{-6} \rho g H - P_{пл}) + (P_{пл} - P_3)]$$

где $\sigma_{сж}$ - граница прочности пород продуктивного пласта при одноосевом сжатии, МПа;

H - глубина залегания продуктивного пласта, м; (3010)

K - коэффициент бокового распора,

$$K = \mu / (1 - \mu) = 0,30 / (1 - 0,30) = 0,43$$

μ - коэффициент Пуассона; 0,30 (песчаник и глины)

$P_{пл}$ - пластовое давление, МПа;

$$P_{пл} = 0,01 * (1190 - 0) + 0,008 * (1280 - 1190) + 0,01 * (2100 - 1280) + 0,01012 * (3010 - 2100) \quad P_{пл} = 30,0292 \text{ МПа}$$

P_3 - минимальное давление столба, жидкости на забое скважины, МПа;

g - ускорение свободного падения, м/с^2 ; $9,81 \text{ м/с}^2$

ρ - средняя плотность вышележающих горных пород, кг/м^3

$$\rho = \sum \Delta P_{гор i} h_i / g H = 2300 \text{ кг/м}^3$$

$$P_{гор} = 10^{-6} * 2300 * 9,8 * 3010 = 67,845 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{сж} \geq 2 * (0,43 * (67,845 - 30,03) + (30,03))$$

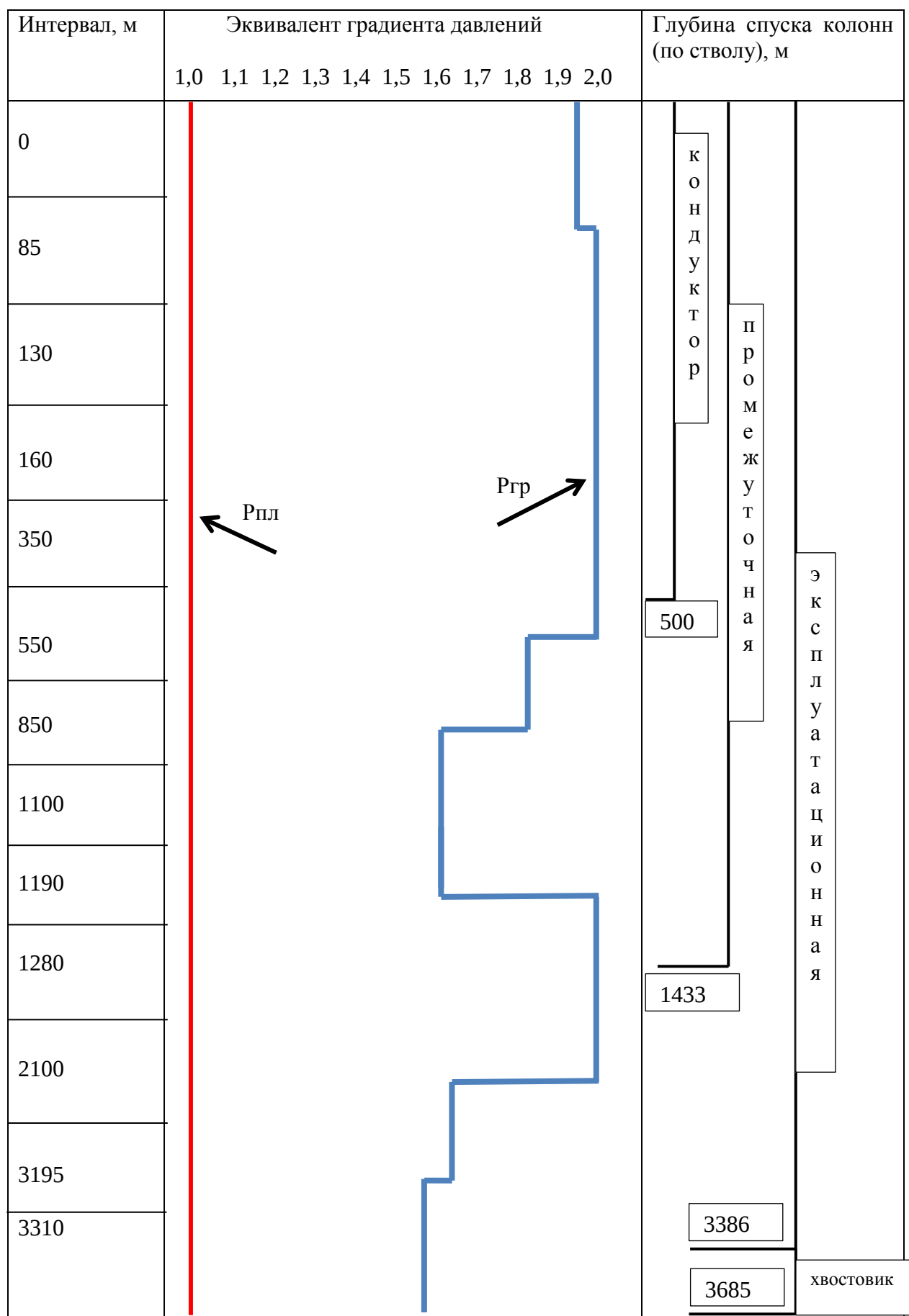
$$\sigma_{сж} \geq 92,52 \text{ Мпа}$$

Коллектор – поровый, не прочный, отдельный, предотвращающий вынос песка, литологически не однородный. Коллектор залегает на глубине, превышающей 1000 м. Для предотвращения выноса песка, учитывая прочие условия, желательно в конструкции эксплуатационного забоя использовать механический фильтр (хвостовик-фильтр).

2.2.1. Построение совмещенного графика давления

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 2.2

Рисунок 2.2 – Совмещенный график давлений



2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Т.к. самые верхние породы слагающие разрез от 0 – 160 метров по-вертикали, в которых всегда подразумевается проектирование направления имеют достаточно высокую абразивность (7-8), достаточно высокую плотность (2000 кг/м³), малую глинистость (15-20), и мерзлую категорию прочности по промысловой классификации, было решено не проектировать направление в виду достаточной устойчивости горных пород слагающих верхний интервал скважины.

Проектная глубина скважины 3010 метров по вертикали (3685 метров по стволу) скважины.

Мощность четвертичных отложений составляет 400м, поэтому предварительный расчет глубины спуска кондуктора составляет 500 м с учетом посадки башмака в устойчивые горные породы. Так же для крепления стенок скважин, предупреждения растепления ММП, оползней, обвалов.

На интервале 400-1350 метров идет сильное газопроявление, обвалы стенок скважин, прихваты, возможные сальникообразования. Промежуточная колонна спускается на глубину 1350м по вертикали, (1433 метров по стволу).

Эксплуатационная колонна глубиной 3386 метров по стволу (2980 метров по-вертикали), для перекрытия зон осложнений, в т.ч. «шоколадных» глин, вскрытие и эксплуатация продуктивного пласта.

Т.к. скважина имеет довольно продолжительный участок (300 метров по стволу) непосредственно в самом продуктивном горизонте, мной было принято решение спустить фильтр-хвостовик в открытый ствол скважины, чтобы не воздействовать негативно на продуктивный пласт, при цементировании ОК.

Потайная колонна спускается на глубину от 2980м до 3010м по вертикали, (3386 метров до 3685 метров по стволу).

2.2.4. Выбор интервалов цементирования

Интервал цементирования кондуктора 0-500 м.

Интервал цементирования промежуточной 0-1433 м (по глубине)

Интервал цементирования эксплуатационной 980-3386 м (по глубине)

Фильтр-хвостовик не цементируется.

2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр эксплуатационной колонны выбирается в соответствии с ожидаемым дебитом залежи ($618 \text{ м}^3/\text{сут}$ газа) – 178,8 мм.

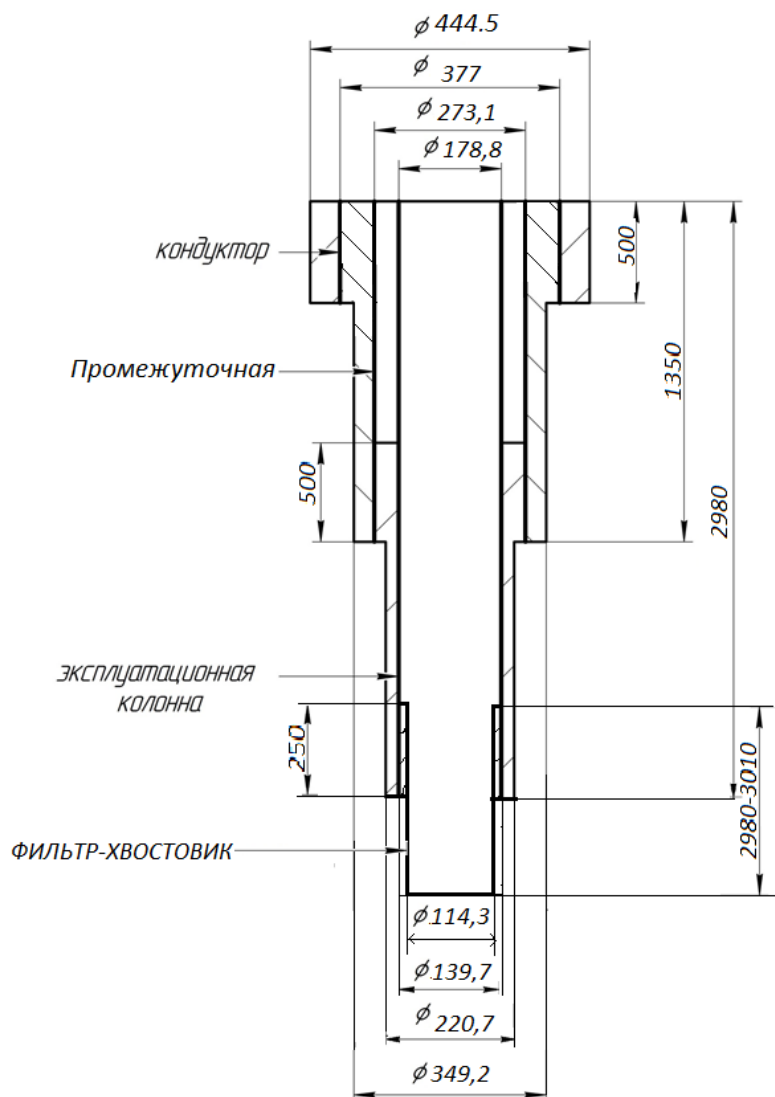
Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую представлены в таблице 2.2

Таблица 2.2 – Диаметры обсадных колонн и долот под каждую

Интервал скважины по стволу, м		Название колонны	Диаметр долота, мм	Диаметр колонны, мм
От (верх)	До (низ)			
0	500	Кондуктор	444,5	377
0	1433	Промежуточная	349,2	273,1
0	3386	Эксплуатационная	220,7	178,8
2980	3685	Фильтр-хвостовик	139,7	114,3

Схема конструкции скважины представлена на рисунке 2.3

Рисунок 2.3 – Проектная конструкция скважины



2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

Выбор колонной головки и ПВО является максимальное давление, возникающее на устье скважины при полном замещении промывочной жидкости пластовым флюидом при закрытом превенторе и диаметры проходных отверстий превенторов, позволяющих нормально вести углубление скважины или проводить в ней любые работы.

Для газовой скважины величина максимального устьевого давления считается по формуле:

$$P_{\text{му}} = \frac{P_{\text{пл}}}{e^s},$$

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

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

где H – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

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

$$P_{\text{му}} = 32,5 \text{ МПа}$$

Следовательно, проектируется ПВО ОП5 – 425/80х35 (425 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 35 – рабочее давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОКК2–35–178х245х324 (обвязываются кондуктор и эксплуатационная колонна).

2.3. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

2.3.1. Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения.

Таблица 2.3 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м (по-стволу)	Обсадная колонна	Способ бурения
0-500	Кондуктор	Роторный
500-1433	Промежуточная	С применением ГЗД (турбобур)
1433-3386	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (турбобур)
3386-3685	Фильтр-хвостовик	С применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

Выбор долот производились на основе деления всего интервала бурения, на пачки по буримости.

Все стратиграфические подразделения разреза горных пород по данным из «Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины» делятся на 4 пачки по буримости:

- Пачка №1 – породы нижней подсвиты, в основном это почвенно-растительный слой, сложенный в основном песками, супесями и глинами мощностью 500м. По буримости относится к группе мягких неабразивных пород. На интервале этой пачки находится кондуктор скважины. Для бурения выбрано шарошечное долото Ш444,5 Т-ЦВ.
- Пачка №2 – это интервал, состоит преимущественно из аргилитоподобных глин, некрепких песчаников и алевролитов, залегающих до глубины 1350 м. По твёрдости относится к группе мягких и средних пород. По буримости относится к группе мягких малоабразивных пород. На интервале этой пачки находится промежуточная колонна скважины. Для бурения выбрано PDC долото типа БИТ 349,2 М4.
- Пачка №3 – это интервал, состоящий в основном из песчаников и алевролитов, залегающих до глубины 2980 м. По буримости относится к группе мягких и средних малоабразивных пород. На интервале этой пачки находится эксплуатационная колонна. Для бурения выбрано PDC долото типа БИТ 220,7 М5.
- Пачка №4 – это интервал, состоящий в основном из песчаников, и алевролитов, залегающих до глубины 3000 м. В этой пачке слегка повышенная абразивность равная 6,0 следовательно по буримости порода относится к группе средних и твёрдых среднеабразивных пород. На интервале этой пачки находится колонна фильтр-хвостовик. Для бурения выбрано PDC долото типа БИТ 139,7 С2.

2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Осевая нагрузка на шарошечное долото для бурения под кондуктор:

Аналитический расчет:

$$G_1 = \alpha P_{\text{ш}} \cdot \frac{D_{\text{д}}}{2} \eta \delta,$$

$$G_1 = 1 \cdot 500 \cdot \frac{444,5}{2} \cdot 1 \cdot 1,5 = 16,65 \text{ кН.}$$

Статистический расчёт:

$$G_2 = q D_{\text{д}},$$

где q – удельная нагрузка на один миллиметр диаметра долота, кН/мм;

$$G_2 = 0,15 \cdot 444,5 = 66,6 \text{ кН.}$$

Из полученных значений осевой нагрузки выбирается большее $G_2=66,6$ кН.

Допустимая в процессе бурения осевая нагрузка на долото G_3 не должна превышать 80% от предельной $G_{\text{пред}}$:

$$G_3 = 0,8 \cdot G_{\text{пред}},$$

$$G_3 = 0,8 \cdot 500 = 400 \text{ кН.}$$

Принимаем расчетную нагрузку на долото $G_2 = 66,6$ кН. Выбранное долото отвечает требованию по осевой нагрузке, так как $G_2 < G_3$.

Осевая нагрузка на PDC долота для бурения под промежуточную колонну. Используется только

Статистический расчёт:

$$G_2 = q D_{\text{д}},$$

$$G_2 = 0,15 \cdot 349,2 = 52,4 \text{ кН.}$$

Допустимая в процессе бурения осевая нагрузка на PDC долота G_3 :

$$G_3 = 0,8 \cdot G_{\text{пред}},$$

$$G_3 = 0,8 \cdot 300 = 240 \text{ кН.}$$

Принимаем расчетную нагрузку на долото $G_2 = 52,4$ кН. Выбранное долото отвечает требованиям по осевой нагрузке, так как $G_2 < G_3$.

Осевая нагрузка на PDC долота для бурения под эксплуатационную колонну. Используется только

Статистический расчёт:

$$G_2 = qD_\delta,$$

$$G_2 = 0,25 \cdot 220,7 = 50,17 \text{ кН.}$$

Допустимая в процессе бурения осевая нагрузка на PDC долота G_3 :

$$G_3 = 0,8 \cdot G_{пред},$$

$$G_3 = 0,8 \cdot 300 = 240 \text{ кН.}$$

Принимаем расчетную нагрузку на долото $G_2 = 50,17$ кН. Выбранное долото отвечает требованиям по осевой нагрузке, так как $G_2 < G_3$.

Осевая нагрузка на PDC долота для бурения под колонну фильтр хвостовик. Используется только

Статистический расчёт:

$$G_2 = qD_\delta,$$

$$G_2 = 0,25 \cdot 139,7 = 35 \text{ кН.}$$

Допустимая в процессе бурения осевая нагрузка на PDC долота G_3 :

$$G_3 = 0,8 \cdot G_{пред},$$

$$G_3 = 0,8 \cdot 300 = 240 \text{ кН.}$$

Принимаем расчетную нагрузку на долото $G_2 = 35$ кН. Выбранное долото отвечает требованиям по осевой нагрузке, так как $G_2 < G_3$.

2.3.4. Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород.

Таблица 2.4 – Результаты проектирования частоты вращения по интервалам

Интервал	0-500	500-1433	1433-3386	3386-3685
Исходные данные				
$V_{л}, \text{ м/с}$	3	2	2	1,5
D_d	м	0,4445	0,3492	0,1788
	мм	444,5	349,2	178,8
$\tau, \text{ мс}$	4	4	4	4
z	26	20	20	20
α	0,5	0,6	0,6	0,6
Результаты проектирования				
$n_1, \text{ об/мин}$	129	109	173	205
$n_2, \text{ об/мин}$	375			
$n_3, \text{ об/мин}$	732			
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$	129	110	173	205

2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

В таблице 2.5 приведены результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 2.5 – Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-500	500-1433	1433-3386	3386-3685
Исходные данные					
D _д	м	Не требуется	0,3492	0,2207	0,1397
	мм		349,2	220,7	139,7
G _{ос} , кН			52,4	50,17	35
Q, Н*м/кН			1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
D _{зд} , мм		Не требуется	240	195	127
M _р , Н*М			2448,76	1515,11	707
M _о , Н*М			174,6	110,35	70
M _{вл} , Н*М/кН			43,4	28	18,2

В таблице 2.6 приведены технические характеристики запроектированных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 2.6 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Мощность двигателя, кВт
ЗТРХ-240	500-1433	240	23,2	5915	32,4	340	2,2
ЗТРХ-195	1433-3386	195	25,7	4791	28	350	3,1
ВЗД-Д1-127	3386-3685	127	5,8	420	15	200	1,8

2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

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

Бурильная колонна во взаимосвязи с долотом и забойным двигателем, являясь буровым инструментом, выполняет следующие функции:

- передаёт вращение от ротора к долоту;
- воспринимает от забойных двигателей реактивные моменты;
- подаёт к забою очистной агент;

- подводит гидравлическую мощность к забойному двигателю;
- создает осевую нагрузку на долото;

В соответствии с данными для всей бурильной колонны могут быть использованы трубы с наружным диаметром 127мм. Для компоновки бурильной колонны могут быть использованы трубы типа ПК диаметром 127мм, толщиной стенки 12 и 9,2мм, групп прочности Д, К.

Таблица 2.7 - Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТС2-178	203	138	23510
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПК	127	103	5930
2	ЛБТ	129	1679	29250

Таблица 2.8 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	500	Ш 444,5 Т-ЦВ	174,0	0,5	Бурение вертикального участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском промежуточной
			КС (КЛС) – 444,5	486,0	1,3	
			УБТС2 - 254	2028,7	6,0	
			УБТС2-254	4057,3	12,0	
			КС (КЛС) -444,5	486,0	1,3	
			УБТС2 -254	6086,0	18,0	
			УБТС2	1289,3	6,0	
			УБТС2-178	936	6,0	
2	500	1433	БИТ 349,2 М4	94	0,43	ПРОМЕЖУТОЧНАЯ КОЛОННА, бурение наклонно-направленного участка
			КЛС 349,2	263	0,85	
			ЗТРХ1-240	5915	23,20	
			ЦЕНТРАТОР СТК	2800	18,61	
			ТЕЛЕСИСТЕМА ЗАБОЙНАЯ(ЗТС)	9828	36	
			УБТС2-203	1289	6	
			УБТС2-178	936	6	

Продолжение таблицы

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
3	1433	3386	БИТ 220,7 М5	37	025	Эксплуатационная колонна, бурение наклонно-направленного участка
			ЗТРХ-195	4791	9,86	
			Немаг. УБТ – 171,4	7144	3,72	
			Предохр. переводник 173	2000	0,91	
			Телесистема забойная(зтс)171,4	3400	9,42	
			Предох. переводник 165	3600	0,94	
			Немаг. УБТ 175,9	5100	9,47	
		ЯГБ-170 (Ясс гидравлический)	5800	6,53		
4	3386	3685	БИТ 139,7 С2	11,7	0,23	Хвостовик
			КАЛИБРАТОР	40	0,41	
			Винт.двиг. Д1-127	420	5,8	
			Обрат.клапан. КОБТ-120х3-101	25	0,29	
			Телесистема забойная (ЗТС)	120	2,8	
			УБТН (немагнитные)	625,5	9	
			Калибратор 139,7 СТ	40	0,41	
			УБТС2-120	4572	72	
			ЯГБ -124 (Ясс гидравлический)		2,3	
Σ						

2.3.7. Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов

Интервалы бурения рассматриваемые при выборе бурового раствора представлены в (по стволу скважины).

При бурении интервала 0– 500 м, сложенного глинами, песками, песчаниками, алевролитами, наблюдается интенсивность осыпей и обвалов стенок скважины, кавернообразование в зоне ММП.

При бурении интервала 500 –1433 м наблюдаем *сужение ствола, обвалы стенок скважины, прихваты, посадки инструмента, возможны сальникообразование, газопроявление.*

При бурении интервала 1433-3386м, Водопроявления, нефтегазопроявления, поглощение бурового раствора при бурении, тампонажного раствора при цементировании. В интервале «шоколадных глин» возможны осыпи, обвалы при бурении и спуске эксплуатационной колонны и цементировании.

При вскрытии продуктивного горизонта в интервале 3386–3685 м следует перейти на буровой раствор более низкой плотности и другим компонентным составом (ПАЦ-Н, КОН, ПОЛИТАЛ)

Бурение в интервалах, указанных выше, требует решения следующих осложнений: водопроявлений, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, осыпи и обвалы стенок скважины, поглощение бурового раствора, газопроявления.

Для расчета плотности бурового раствора необходимо разбить разрез скважины на интервалы, учитывая конструкцию скважины и возможные осложнения по разрезу скважины:

- Интервал 0 – 500 м: На данном интервале буровой раствор должен иметь необходимые структурно-механические свойства для предотвращения оползней и обвалов стенок скважины склонных к интенсивным осыпям.
- Интервал 500- 1433 м: На данном интервале буровой раствор должен иметь необходимые структурно-механические свойства для предотвращения обвалов стенок скважины, прихватов бурового инструмента.
- Интервал 1433 – 3386 м: На данном интервале буровой раствор должен иметь необходимые структурно-механические свойства для предотвращения водопроявлений, поглощения промывочной жидкости, газопроявлений, осыпи и обвалы.
- Интервал 3386 – 3685 м: Вскрытие продуктивного горизонта.

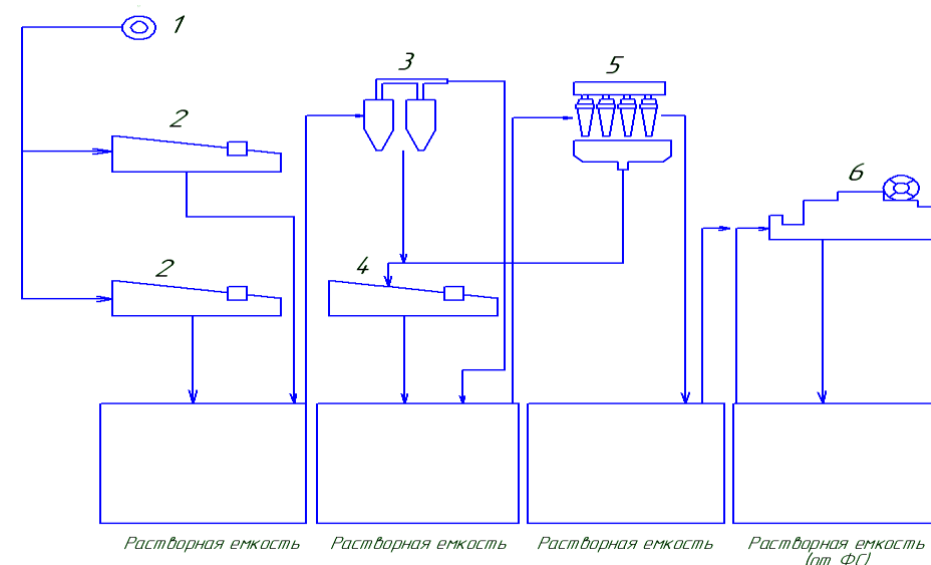
Таблица 2.9 – Результаты проектирования промывочной жидкости по интервалам бурения

Интервал по стволу, м		Параметры промывочной жидкости						
		$\rho, \text{кг/м}^3$	УВ, с	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	ПФ, см ³ /30 мин	Содержание песка, %	рН
от	до							
0	500	1180	24,78	24,6	6,15	8	1	8
500	1433	1120	23,52	26,35	8,1	8,35	1	9
1433	3386	1100	23,1	30,35	10,5	8,45	1	9
3386	3685	1080	22,68	30,35	10,3	8,55	1	9

Таблица 2.10 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения

Интервал, м		Тип раствора (ρ , кг/м ³)	Название комп.	Обр. 1 м ³ раствора реактивами, кг
от	до			
0	500	Полимерглинистый (1180)	Бентонит КМЦ Глитал Na ₂ Co ₃	80 2 2 0,4
500	1433	Полимерглинистый (1120)	Бентонит КМЦ Сайпан Глитал Na ₂ Co ₃ Бакцид НТФ	40 2 2 4 0,5 0,2 0,1
1433	3386	Биополимерный (1100)	Биополимер ПАЦ-Н КМК-БУР ПОЛИТАЛ	4 4 5 15
3386	3685	Биополимерный полигликолевый (1080)	Биополимер ПАЦ-Н КМК-БУР ПОЛИТАЛ КОН K ₂ CO ₃ ПЭС-1 СК-П	4 4 5 15 1 1 0,4 5

Рисунок 2.4 – Схема очистки бурового раствора



1 – скважина; 2 – вибросито Swaco ALS-II Каскад; 3 – пескоотделитель ПЦК-360М; 4 – вибросито ВС-1; 5 – илоотделитель ИГ-45М; 6 – центрифуга Swaco 518

2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины

Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные. Определяются потери давления на гидравлические сопротивления при прокачке бурового раствора по циркуляционной системе.

Исходные данные для расчета приводятся в таблице 2.3.8.1, а в таблице 2.3.8.2. приводятся результаты расчета гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Таблица 2.3.8.1 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

Н (по стволу), м	d_d , м	К	$P_{пл}$, МПа	$P_{гд}$, МПа	ρ_p , кг/м ³
3386	0,2207	1,27	30	61	2650
Q, м ³ /с	Тип бурового насоса	V_m , м/с	η_p , Па·с	τ_t , Па	$\rho_{пж}$, кг/м ³
0,026	УНБ-600	0,006	0,008	15	1110
КНБК					
Элемент	d_n , м	L, м	d_b , м		
УБТС2-178	0,203	138	0,141		
ПК	0,127	103	0,117		
ЛБТ	0,129	1679	0,118		

Таблица 2.3.8.2 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}, \text{кг/м}^3$	ϕ	$d_c, \text{м}$	$V_{кп}, \text{м/с}$	$\Delta P_{зд}, \text{МПа}$	$\Delta P_o, \text{МПа}$
1513,7	0,98	0,280	0,9	5,6	0,22
$\Delta P_r, \text{МПа}$	$\Delta P_p, \text{МПа}$	$V_d, \text{м/с}$	$\Phi, \text{м}^2$	$d, \text{мм}$	
0,59	7,15	80	0,000318	12	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	Sкп	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
УБТС2-178	28781	54736	77,5	0,016	-
ПК	61271	27368	539,35	0,057	0,025
ЛБТ	60375	27440	541,5	0,959	0,025
Внутри труб					
Элемент	Рекр	Re кп	λ	ΔP_T	
УБТС2-178	58341	33952	0,031	0,014	
ПК	69754	28850	0,031	0,016	
ЛБТ	69327	28967	0,031	0,0218	

Рассчитанная гидравлическая программа промывки скважины свидетельствует о том, что принятое значение расхода и развиваемого насосом давления достаточны для преодоления гидравлических сопротивлений в элементах циркуляционной системы, нормальной работы забойного двигателя и для реализации гидромониторного эффекта. При этом соблюдается условие недопущения гидроразрыва пород, слагающих стенки скважины.

2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Так как скважина эксплуатационная, а не разведочная, отбор керна не производится. Так же это объясняется достаточным комплексом проведения геофизических работ, и имеющегося в составе КНБК комплекса телеметрии, который так же своевременно передает данные о состоянии горных пород.

2.4. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

2.4.1. Расчет обсадных колонн

Таблица 2.11 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1100
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1500	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1850
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	700	глубина скважины, м	3010
высота столба буферной жидкости h_1 , м	500	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	180
высота цементного стакана $h_{ст}$, м	10	динамический уровень скважины h_0 , м	газовая

2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений

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

На рисунке 2.5 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

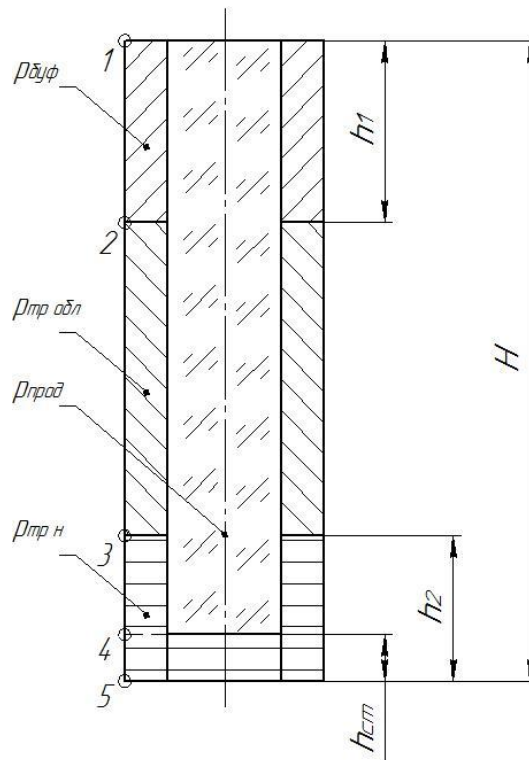


Рисунок 2.5 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

Дано:

$$\rho_{\text{прод}} = 1000 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{\text{буф}} = 1100 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{\text{тр н}} = 1850 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{\text{тр обл}} = 1500 \text{ кг/м}^3$$

$$h_1 = 500 \text{ м}$$

$$h_2 = 180 \text{ м}$$

$$h_3 = 10 \text{ м}$$

$$H = 3010 \text{ м}$$

Решение:

$$(.)1: P_{\text{н}}=0; P_{\text{в}}=0; P_{\text{ни}}=0$$

$$(.)2: P_{\text{н}} = 1100 * 10 * 500 = 5,5 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{в}} = 1000 * 10 * 500 = 5 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{ни}} (1100 - 1000) * 10 * 500 = 0,5 \text{ МПа}$$

$$(.)3: P_{\text{н}} = 1100 * 10 * 500 + 1500 * 10 * (3010 - 500 - 180) = 40,45 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{в}} = 1000 * 10 * (3010 - 180) = 28,3 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{ни}} = 40,45 - 28,3 = 12,15 \text{ МПа}$$

$$(.)4: P_{\text{н}} = 40,45 + 1850 * 10 * (180 - 10) = 43,6 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{в}} = 1000 * 10 * (3010 - 10) = 30 \text{ МПа}$$

$$P_{ни} = 43,6 - 30 = 13,6 \text{ МПа}$$

$$(.): P_H = 43,6 + 1850 \cdot 10 \cdot 10 = 43,78 \text{ МПа}$$

$$P_B = 1000 \cdot 10 \cdot (3010 - 10) + 1850 \cdot 10 \cdot 10 = 30,18 \text{ МПа}$$

$$P_{ни} = 43,78 - 30,18 = 13,6 \text{ МПа}$$

2 случай: конец эксплуатации скважины

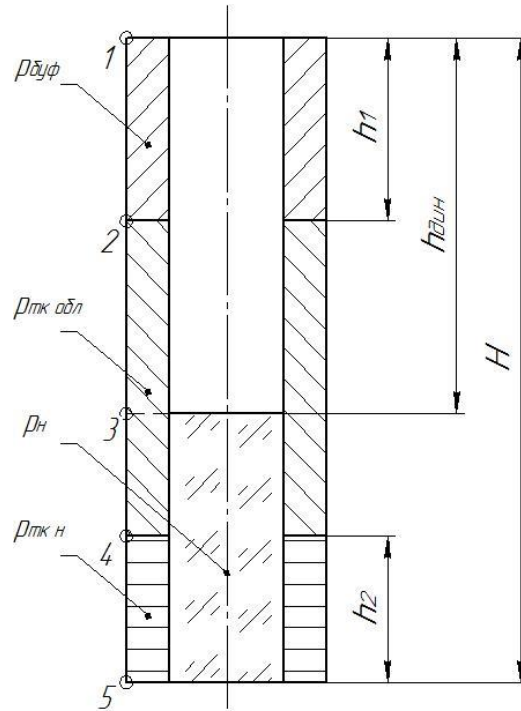


Рисунок 2.6 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

Так как скважина газовая, то за P_B принимается давление газа в скважине в конце эксплуатации. $P_B = 0,5 - 1 \text{ МПа}$ (минимально)

Точка 1 устье скважины: $P_{ни} = P_H - P_B$; $P_H = 0$; $P_B = 1$; $P_{ни} = -1$;

Точка 2 уровень тампонажной смеси за колонной ($h_1 = 850 \text{ м}$)

$$P_{ни} = P_H - P_B;$$

$$P_H = \rho_{бр} \cdot g \cdot h_1;$$

$$P_{ни} = 1,1 \cdot 10 \cdot 850 \cdot 10^{-3} - 1 = 8,35 \text{ МПа};$$

где $\rho_{бр}$ - плотность бурового раствора ($\rho_{бр} = 1,1 \text{ г/см}^3$);

$P_B = 1$; $P_{ни} = 7,35 \text{ МПа}$;

Точка 3 башмак технической колонны ($h_2 = 1350 \text{ м}$)

$$P_{ни} = P_H - P_B;$$

$$P_H = 10^{-6} \cdot g \cdot (h_1 \cdot \rho_{БР} + (h_2 - h_1) \cdot \rho_{пл.в});$$

$$P_B = 1;$$

$$P_H = 10^{-6} \cdot 9,81 \cdot (850 \cdot 1100 + (1350 - 850) \cdot 1010) = 14,4 \text{ МПа};$$

$$P_{НИ} = 14,4 - 1 = 13,4 \text{ МПа}.$$

Точка 4 забой скважины ($h_3 = 3010 \text{ м}$):

$$P_{НИ} = P_H - P_B;$$

$$P_H = 10^{-6} \cdot g \cdot (h_1 \cdot \rho_{БР} + (h_2 - h_1) \cdot \rho_{пл.В} + (h_3 - h_2) \cdot \rho_{тс} \cdot (1 - K));$$

$$P_H = 10^{-6} \cdot 9,81 \cdot (850 \cdot 1100 + (1350 - 850) \cdot 1010 + (3010 - 1350) \cdot 1820 \cdot 0,75) = 37 \text{ МПа};$$

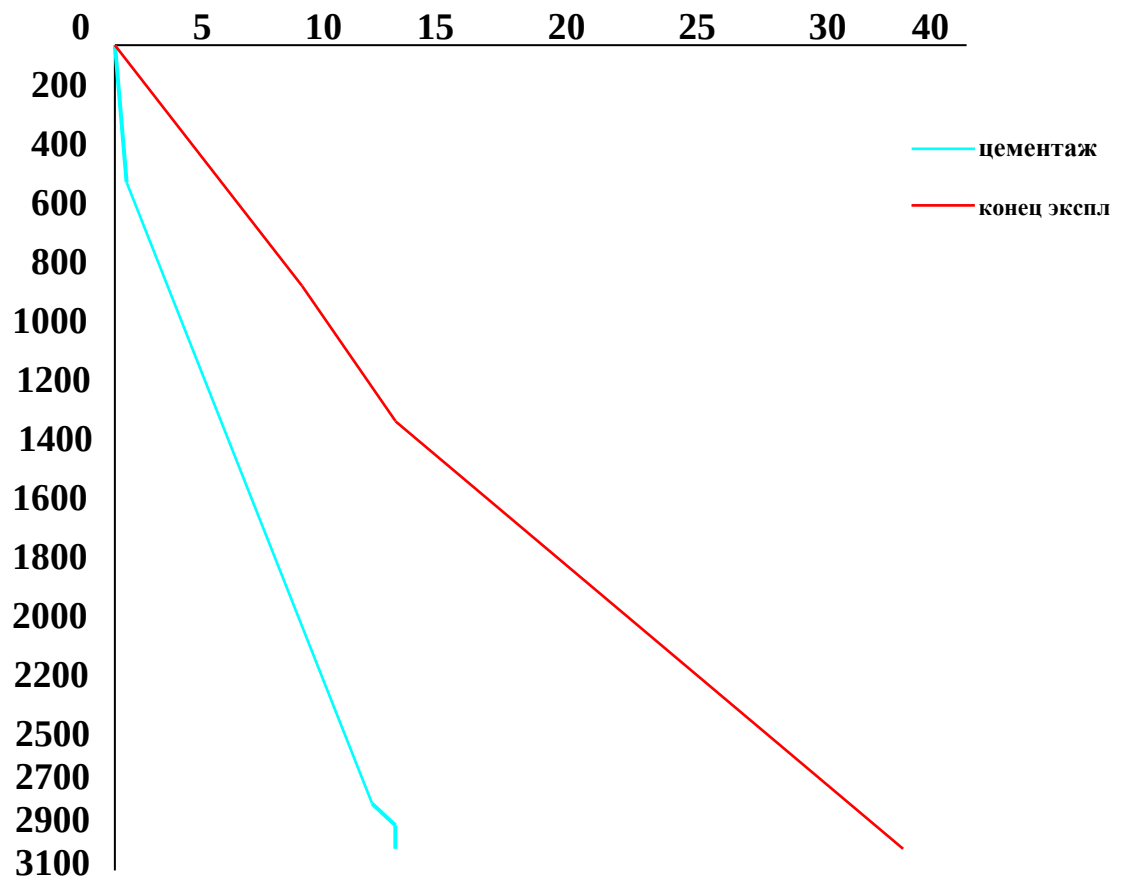
где $\rho_{тс}$ = тампонажный раствор нормальной плотности (1820 кг/м³)

$$P_H = 37 \text{ МПа}.$$

$$P_B = 1 \text{ МПа}.$$

$$P_{НИ} = P_H - P_B = 37 - 1 = 36 \text{ МПа}.$$

Рисунок 2.7 - Эпюра наружных избыточных давлений



2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 4 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементирующей головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

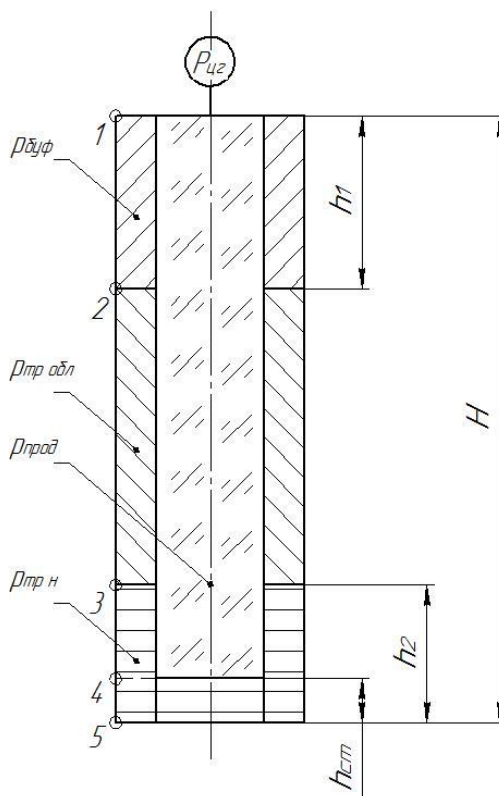


Рисунок 2.7 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементирующей головке достигает максимального значения

Дано:

$$\rho_{\text{прод}} = 1000 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{\text{буф}} = 1100 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{\text{тр н}} = 1850 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{\text{тр обл}} = 1500 \text{ кг/м}^3$$

$$h_1 = 500 \text{ м}$$

$$\begin{aligned}
h_2 &= 180 \text{ м} \\
h_3 &= 10 \text{ м} \\
H &= 3010 \text{ м} \\
\rho_{\text{тк}}^{\text{н}} &= 1387,5 \text{ кг/м}^3 \\
\rho_{\text{тк}}^{\text{обл}} &= 1125 \text{ кг/м}^3 \\
H_g &= 2330 \text{ м}
\end{aligned}$$

Решение:

$$P_{\text{цг}} = \Delta P_{\text{гс}} + P_{\text{гд}} + P_{\text{ст}}$$

$$P_{\text{сд}} = 0,002 \cdot L + \Omega,$$

где L – длина скважины по стволу, м;

Ω – величина, равная 1,6 при длине ствола менее 1500 м и 0,8 – более 1500 м

$$P_{\text{цг}} = 13,6 + 8 + 3 = 24,6 \text{ МПа}$$

$$(.)1: P_{\text{н}} = 0; P_{\text{в}} = P_{\text{цг}}; P_{\text{ви}} = P_{\text{цг}}$$

$$(.)2: P_{\text{н}} = 1100 \cdot 10 \cdot 500 = 5,5 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{в}} = 1000 \cdot 10 \cdot 500 + 24,6 = 29,6 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{ви}} = 30,1 - 5,5 = 24,1 \text{ МПа}$$

$$(.)3: P_{\text{н}} = 1100 \cdot 10 \cdot 500 + 1500 \cdot 10 \cdot (3010 - 500 - 180) = 40,45 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{в}} = 29,6 + 1000 \cdot 10 \cdot (3010 - 180) = 52,9 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{ви}} = 52,9 - 40,45 = 12,45 \text{ МПа}$$

$$(.)4: P_{\text{н}} = 40,45 + 2330 \cdot 10 \cdot (180 - 10) = 44,4 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{в}} = 24,6 + 1000 \cdot 10 \cdot (3010 - 10) = 54,6 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{ви}} = 54,6 - 44,4 = 10,2 \text{ МПа}$$

$$(.)5: P_{\text{н}} = 44,4 + 2330 \cdot 10 \cdot 10 = 44,6 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{в}} = 24,6 + 1000 \cdot 10 \cdot (3010 - 10) + 2330 \cdot 10 \cdot 10 = 54,8 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{ви}} = 54,8 - 44,6 = 10,2 \text{ МПа}$$

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 2.8 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

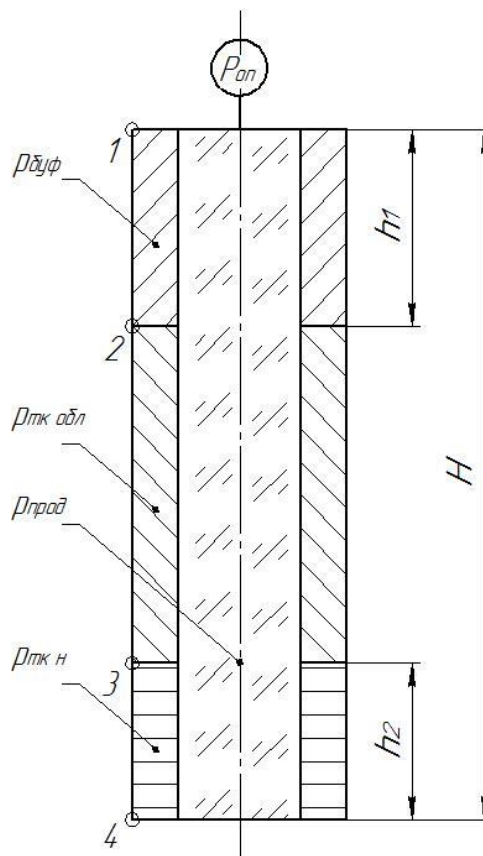


Рисунок 2.8 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

$$P_{\text{оп}} = 9 \text{ МПа}$$

Дано:

$$\rho_{\text{прод}} = 1000 \text{ кг/м}^3$$

$$h_1 = 500 \text{ м}$$

$$h_2 = 180 \text{ м}$$

$$h_3 = 10 \text{ м}$$

$$H = 3010 \text{ м}$$

$$\rho_{\text{буф}} = 1100 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{\text{тк}}^{\text{н}} = 1387,5 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{\text{тк}}^{\text{обл}} = 1125 \text{ кг/м}^3$$

$$H_g = 2330 \text{ м}$$

Решение:

$$(.)1: P_{\text{оп}} = 9; P_{\text{в}} = 0; P_{\text{ви}} = P_{\text{оп}} - P_{\text{в}}$$

$$(.)2: P_{\text{оп}} = 9 + 1000 \cdot 10 \cdot 500 = 14 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{в}} = 1100 \cdot 10 \cdot 500 = 5,5 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{ви}} = 14 - 5,5 = 8,5 \text{ МПа}$$

$$(.)3: P_{\text{оп}} = 9 + 1000 \cdot 10 \cdot (3010 - 180) = 37,3 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{в}} = 5,5 + 1125 \cdot 10 \cdot (3010 - 500 - 180) = 31,7 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{ви}} = 37,3 - 31,7 = 5,6 \text{ МПа}$$

(.)4: $P_{оп} = 9 + 1000 \cdot 10 \cdot 3010 = 39,1 \text{ МПа}$
 $P_{в} = 31,7 + (1387,5 \cdot 10 \cdot 180) = 34,2 \text{ МПа}$
 $P_{ви} = 39,1 - 34,2 = 4,9 \text{ МПа}$

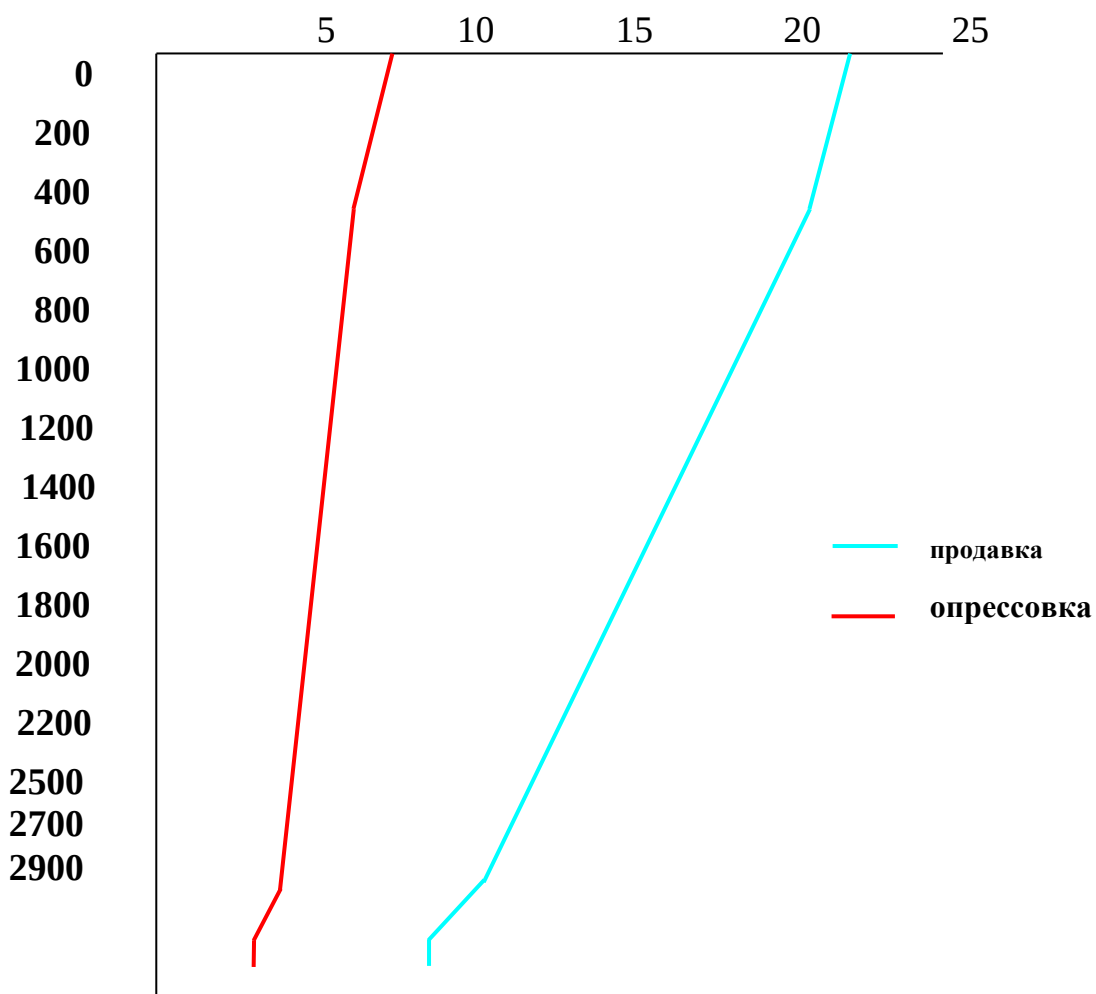


Рисунок 2.9 – Эпюры максимальных внутренних избыточных давлений

2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 2.12

Таблица 2.12 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки мм	Длина м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секции	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Е	14,2	436	71,78	31300		3386-2950
2	Е	11,4	850	59	50230		2950-2100
3	Е	10,2	600	53	31800	183930	2100-1500
4	Е	8,9	1500	47	70600		1500-0

2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

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

$$49,42 + 1,6 \leq 0,95 * 61$$

$$51 \leq 57,95$$

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

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

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 2.13

Таблица 2.13 - Объем тампонажной смеси и количества составных компонентов

Плотность тампонажного раствора	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объема тампонажного раствора, кг	Объем воды для затворения тампонажного раствора, м ³	Объем тампонажного раствора, м ³
$\rho_{тр\ норм} = 1850$ кг/м ³	42551,8	35,3	32
$\rho_{обтл} = 1500$ кг/м ³	3208,6	1,9	3,6
Сумма	45760,4	37,2	35,6

2.4.2.3. Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 2.14

Таблица 2.14 – Объем буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Объем, м ³
Буферная жидкость	12,54
Облегченный тампонажный раствор	3,6
Цементный раствор нормальной плотности	32
Продавочная жидкость	119

2.4.2.4. Гидравлический расчет цементировании скважины

2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 2.10 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением

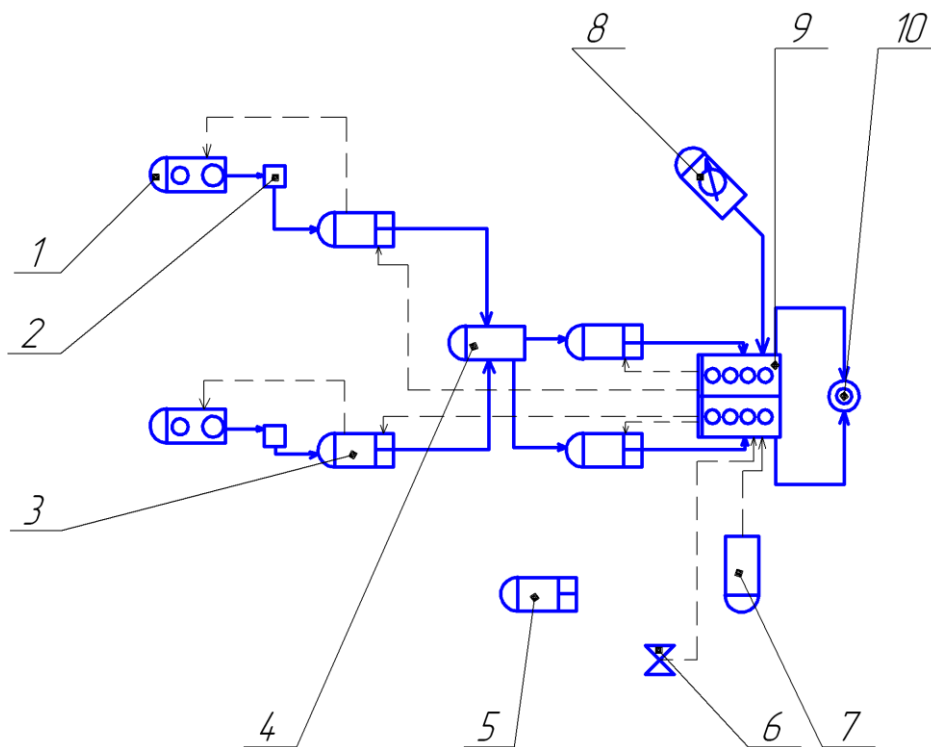


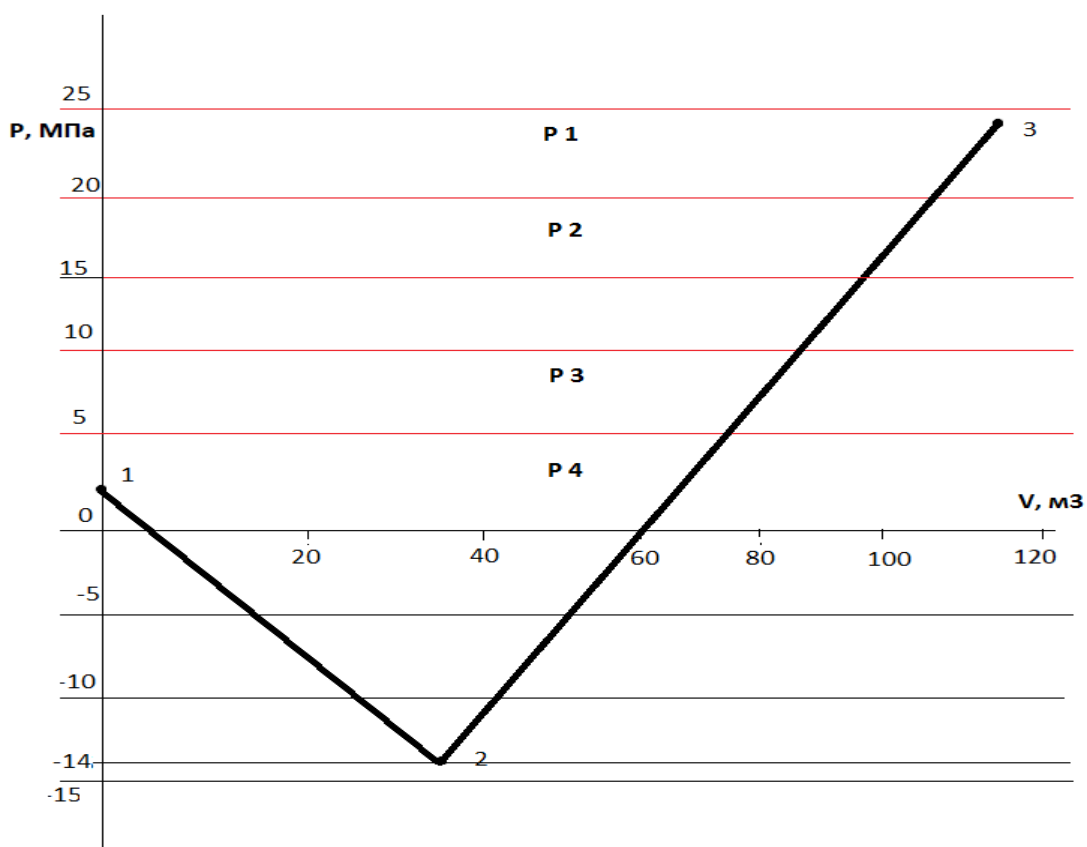
Рисунок 2.10 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

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 – подводная водная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43; 10 – устье скважины

2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементировочной головке представлен на рисунке 2.4.2.4.1.

Рисунок 8 – График изменения давления на цементирующей головке



В таблице 2.4.2.4.2.1. приведены сводные данные о режимах работы цементирующих агрегатов

Таблица 2.4.2.4.2.1. – Режим работы цементирующих агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м³
IV	83
III	23
II	5
I	3,7

2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Таблица 2.15 – Технологическая оснастка бурильной колонны

№ п/п	Наименование	Шифр, типоразмер	Количество,шт.
1	2	3	4
1	Башмак	БКМ-178-ОТТМ	1
2	Обратный клапан	ЦКОД -178-ОТТМ	1
3	Центратор пружинный	центраторы ЦЦ-2- 178/245	113
4	Пробка продавочная	ПП-178	1
5	Цементирующая головка	ГЦУ-178/320	1
6	Подвесное устройство	ПМПЦ-127/178	1

Центраторы типа ЦЦ-2-178/245 устанавливаются:

- над башмаком обсадной колонны – 1 шт
- в интервале 3386 – 3236 м (продуктивный горизонт +150 м выше),
через 10м – 16 шт.
- у башмака кондуктора и выше его на 50м, через 10 м – 13 шт.
- в приустьевой части – 3 шт. - в остальных интервалах – 80 шт.

2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

В комплекс работ по освоению входят: вторичное вскрытие пласта, выбор способа вызова притока из пласта и, при необходимости, методов активного воздействия на призабойную зону с целью устранения вредного воздействия на продуктивный пласт процессов бурения при вскрытии и интенсификации притока.

Таблица 2.16 – Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины)

Индекс страти- графи- ческого подраз- деления	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта		Интервал установки цементного моста		Тип конструкци и продуктив ного забоя: открытый забой, фильтр, цемент. колонна	Тип установки для испытания (освоения) передвижна я, стационарн ая	Пласт фонта нинру ющий	Количес тво режимов (штуцero в) испытани я, шт.	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения нагнетатель- ной скважины: смена раствора на воду (раствор- вода), смена раствора на нефть (раствор-нефть), аэрация (аэрация), понижение уровня компрессором (компрессор)	Опорожнение колонны при испытании (освое- нии)	
		от (верх)	до (низ)	от (вер х)	ДО (ни з)						максималь- ное сниже- ние уровня, м	плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	13	14
БУ ₈ ^{и2}	1	2980	3010			фильтр	Передвижная	ДА	6	Раствор-Газоконденсат		-

Тип установки для испытания – УПА 60А (60/80)

2.5. Выбор буровой установки

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, вес наиболее тяжелой обсадной колонны составляет 70,6т, а вес бурильной колонны – 58,69 т. Исходя из этого с учетом глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 3000 ЭУК-1

Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов СПО приведены в таблице 2.17

Таблица 2.17 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	29,5	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	5,7>0,6
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	70,6	$[G_{кр}] / Q_{об}$	2,4>0,6
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	91,78	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,8>1
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	170		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебёдочного блока, т ($Q_{влб}$) Вес бурильной колонны, т ($Q_{бк}$)	29,5	$k_{по} = P_o / P_{бо}$ ($k_{по} > 1,25$)	1,25
Вес обсадной колонны, т ($Q_{ок}$)	70,6		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ($K_{п}$)	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т ($Q_{бр}$)	30		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м ² ($F_{бо}$)	90		

СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Роторные управляемые системы (РУС). Преимущества гибридной роторной управляемой системой.

В настоящее время создание систем разработки нефтяных месторождений с использованием горизонтальных скважин является одним из приоритетных направлений в нефтегазодобывающей отрасли по вовлечению в промышленную разработку трудно извлекаемых запасов нефти и газа. Это связано с увеличением доли месторождений, относящихся к категории трудноизвлекаемых и нерентабельных запасов, содержащих низкопроницаемые и неоднородные пласты и коллекторы, приуроченные к водонефтяным и газонефтяным зонам, нефтяным оторочкам нефтегазовых залежей, залежей с высоковязкой нефтью.

Бурение наклонно направленных скважин, в том числе с горизонтальным окончанием, является одним из направлений повышения нефтеотдачи пласта за счет увеличения зоны дренирования.

На сегодняшний день верхом развития наклонно-направленного бурения являются сложные горизонтальные скважины и скважины с большим отходом от вертикали. Достичь успеха в этой области можно лишь применяя самые передовые технологии.

На настоящий момент, верхом технологии бурения наклонно-направленных скважин, являются роторные управляемые системы (РУС).

Принцип действия роторных управляемых систем.

В настоящее время для проходки вертикальных, наклонных и горизонтальных стволов активно применяются Rotary Steerable System (RSS) – роторные управляемые системы (РУС), в которых разрушение горной породы осуществляется вращением долота с бурильной колонной верхним приводом буровой установки или ротором, а также отклоняющие системы, сочетающие применение винтовых забойных гидродвигателей и РУС.

Данные системы являются наиболее совершенными, а в сочетании с системами телеметрии и геонавигации превратились в совершенные беспилотные средства дистанционного управления направлением буримых скважин.

Возможности этих систем впечатляют: при высочайших точности ($\pm 0,1^\circ$) и оперативности, данные системы способны осуществлять бурение скважин любой ориентации в пространстве протяженностью до 13 км непрерывными рейсами, протяженность которых может составлять более 1000 м.

Современная отклоняющая система представляет собой беспилотный электронно-механический агрегат, управляемый дистанционно.

Эффективность РУС определяется следующими обстоятельствами:

- улучшается вынос шлама, так как РУС не создает зауженных интервалов ствола скважины;
- повышается скорость проходки, поскольку эффективный вынос шлама препятствует его осаждению, что положительно влияет на процесс разрушения породы;
- повышается скорость бурения и длина горизонтального ствола за счет снижения силы трения между колонной и стенкой скважины вследствие вращения всей колонны;
- сокращается риск механического и дифференциального прихватов, поскольку нет неподвижных элементов РУС, контактирующих с обсадной колонной, отклонителем или стенкой ствола скважины.

Системы РУС позволяют бурить пологие и горизонтальные скважины с плавным профилем из-за отсутствия перегибов ствола (обычных при использовании забойных двигателей) с большей протяженностью за счет снижения сил трения и лучшей очисткой ствола от шлама. Более высокая проходка с постоянным вращением бурильной колонны предотвращает вероятность прихватов бурильного инструмента, сокращает время на очистку ствола от выбуренной породы и дает ряд дополнительных преимуществ по качеству вскрытия продуктивного горизонта. Применение РУС позволяет

бурить протяженные – более 10 км горизонтальные стволы, так как бурение с вращением буровой колонны снижает вероятность зашламования колонны и обеспечивает более высокую способность к проталкиванию колонны по горизонтальному стволу.

Различают три типа РУС: реализующие механизм фрезерования стенки (push-the-bit), реализующие механизм асимметричного разрушения забоя вследствие перекоса долота (point-the-bit), а так же РУС совмещающие эти два механизма (HYBRID RSS).

Принцип работы «Push the bit».

«Push the bit» – отталкивание от стенки скважины всей компоновки или большей её части относительно оси, что вызывает давление на боковую поверхность долота в определённом направлении. Система предполагает набор кривизны фрезерованием стенки скважины под действием отклоняющего усилия.

В системе с отклонением долота отклоняющая сила на долоте появляется в результате выдвижения лопаток, осуществляющих давление на стенку скважины с усилием.

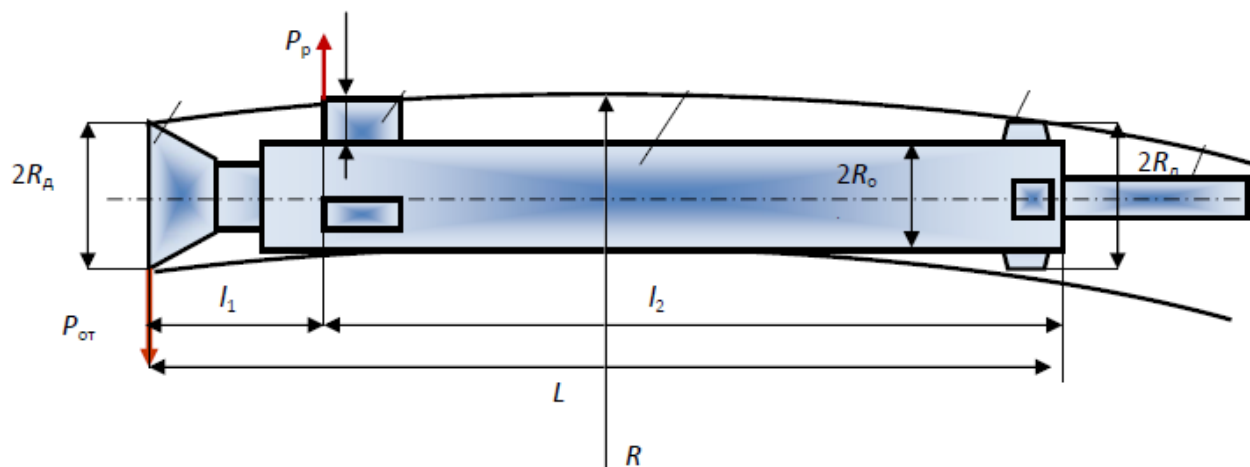


Рисунок 1 – Принцип работы «Push the Bit»

Привод лопаток гидравлический, осуществляемый за счет последовательной подачи бурового раствора в соответствующие гидрокамеры. Для увеличения угла отклонения каждая лопатка, проворачиваясь и находясь в нижней части ствола, нажимает на нижнюю сторону ствола, а для уменьшения угла каждая лопатка нажимает на верхнюю часть ствола. Команды, направляемые при помощи телеметрии по гидроимпульсному и электромагнитному каналам связи, определяют время и силу срабатывания башмака.

Блок управления, расположенный над блоком отклонения, приводит в действие поворотную заслонку, которая закрывает или открывает канал для подачи бурового раствора в камеры с лопатками в соответствии с поворотом бурильной колонны. Система синхронно изменяет интервал воздействия и усилие, с которым лопатка воздействует на стенку скважины, тем самым направляя долото в требуемом направлении.

Долото обеспечивает отклонение ствола фрезерованием стенки скважины боковым вооружением. Таким образом, значительная роль в процессе искривления данным типом РУС отводится долоту, которое должно отвечать определенным требованиям.

Преимуществом искривления скважины вследствие фрезерования стенки ствола скважины состоит в значительном увеличении интенсивности искривления скважин, что позволяет сократить интервал бурения и объем работ с отклоняющими КНБК. В то же время, процесс набора кривизны фрезерованием существенно ограничивается величиной скорости бурения. Так, например, высокая скорость бурения приведет к ограничению или даже полному устранению процесса искривления ствола скважины. Оптимальной скоростью бурения, при которой в полной мере реализуется эффективное искривление за счет фрезерования стенки скважины, является скорость 0,8–1,0 м/ч.

Соотношения скоростей фрезерования и бурения в процессе набора кривизны фрезерованием с интенсивностью 0,5; 1,0; 1,5 и 2° на 10 м проходки могут составить соответственно 0,0044; 0,0087; 0,0131 и 0,0174.

Эти соотношения скоростей фрезерования и углубления забоя независимо от величин отклоняющей силы и осевой нагрузки на долото и др. факторов являются предельными.

Принцип работы «Point the bit».

В РУС реализующих механизм перекоса долота – (point-the-bit) используют внутренний изгиб вала отклонителя для изменения направления скважины. В такой системе точка изгиба вала находится внутри корпуса над долотом. Ориентация изгиба вала контролируется с помощью серводвигателя, который вращается с той же скоростью, что бурильная колонна, но в обратном направлении. Это позволяет сохранить геостационарную ориентацию торца бурового инструмента при вращении колонны.

В системе РУС с изменением направления перекоса или позиционирования долота (point-the-bit) используются механизм управления с эксцентриковой втулкой.

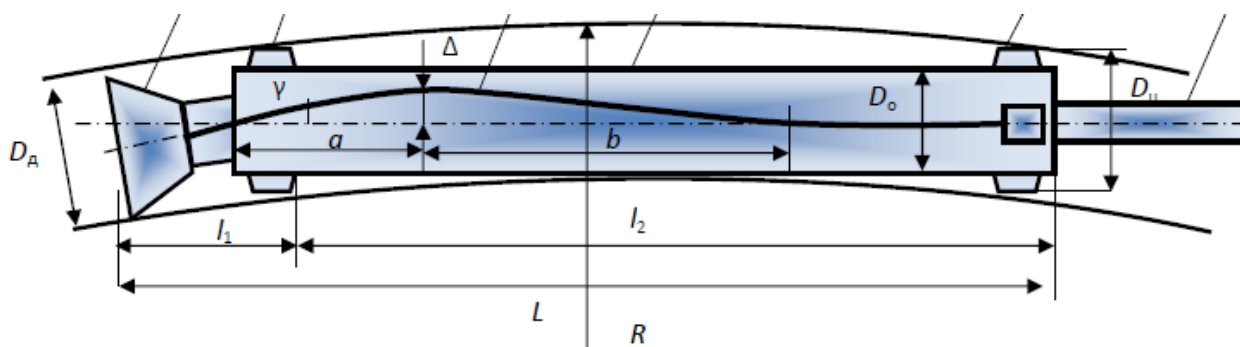


Рисунок 2 - Принцип работы «Point the Bit»

Системы такого типа – это оборудованный аппаратурой, наддолотный стабилизатор, состоящий из трёх основных компонентов, включая вращающуюся мандрель (приводной вал), эксцентриковую внутреннюю втулку

и утяжелённый невращающийся наружный корпус. Инструмент работает, контролируя направление эксцентриковой внутренней втулки, которая смещает мандрель и, соответственно, долото в заданном направлении.

Эксцентриковая втулка имеет возможность поворота как вокруг собственной оси в направлении η , так и вокруг оси корпуса-статора в направлении τ . Вал-ротор, на котором установлено долото, вращается внутри эксцентриковой втулки с частотой ω .

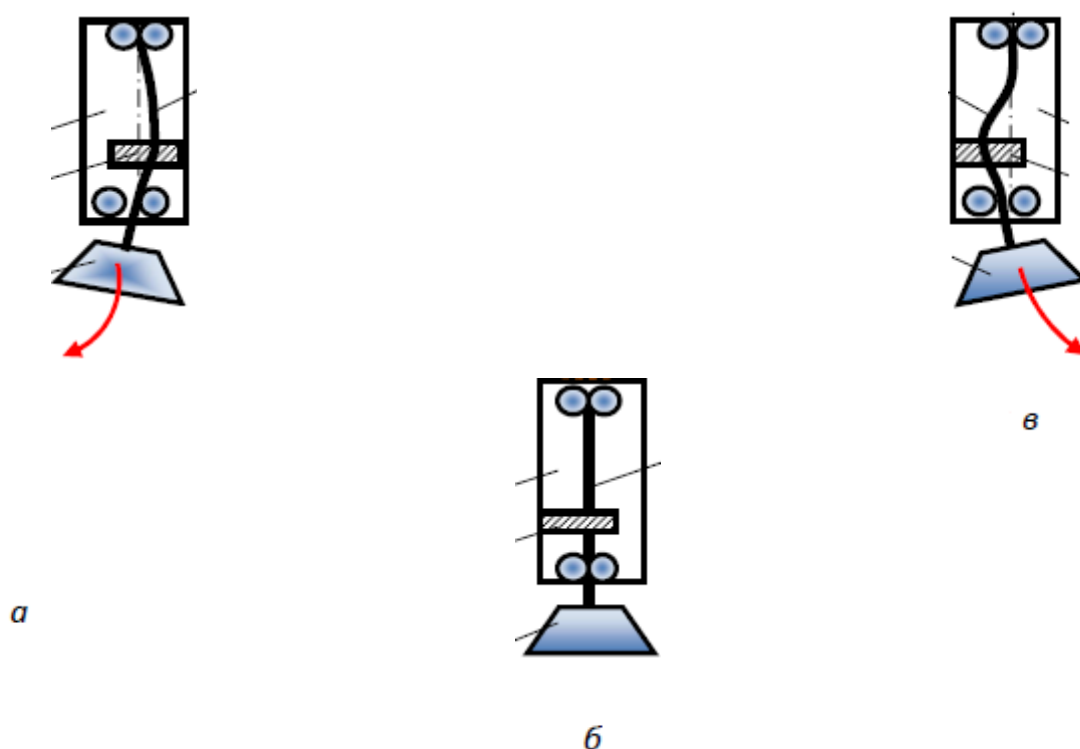


Рисунок 3 - Работа РУС с позиционированием долота:

б – положение системы, определяющей прямолинейное направление бурения;
а, в – положения системы, определяющей изменение направления бурения;

РУС фиксируется в скважине при выдвижении плашек. Проворот эксцентриковой втулки осуществляется с помощью сервомеханизма, работа которого управляется электронным блоком по команде от управляющего

процессом компьютера. Поворот эксцентриковой втулки приводит к отклонению оси вала-ротора от центральной оси корпуса на величину зазора Δ и долото получает перекося в ту или иную сторону, в зависимости от положения втулки внутри корпуса-статора.

В результате конструкции РУС, реализующие процесс асимметричного разрушения забоя, менее нагружены и деформированы, а потому достаточно просты по конструкции и в работе достаточно надежны, а также отличаются возможностью прогнозировать интенсивность искривления и получать ее при искривлении с высокой точностью.

Процесс искривления ствола скважины вследствие асимметричного разрушения забоя при отсутствии отклоняющей силы на долоте имеет следующие положительные стороны:

1. Улучшение условий работы опор и вооружения долот, повышение их стойкости и снижение темпа износа калибрующего вооружения долота в результате отсутствия действия поперечной отклоняющей силы.
2. Лучшее использование энергетических параметров забойных двигателей за счет максимальной передачи развиваемых ими мощности и вращающего момента для разрушения горных пород на забое.
3. Возможность бурения при повышенных осевых нагрузках на долото, что позволяет повысить скорость бурения.
4. В результате совокупного влияния факторов 2 и 3 имеется возможность искривления скважины с высокой скоростью бурения, так как интенсивность искривления в данном случае не зависит от скорости фрезерования и механической скорости бурения, а значит и от параметров режима бурения.

Однако процесс искривления только под действием неравномерного разрушения забоя имеет такой недостаток как ограниченная интенсивность искривления ствола, что увеличивает интервал бурения и объем работ с отклоняющей КНБК. Необходимо подчеркнуть, что некоторые операции при бурении скважин, например, забуривание нового ствола, исправление уже

искривленного ствола и в других случаях невозможно обойтись без фрезерования стенки скважины.

Основные проблемы, связанные с бурением наклонно-направленных скважин.

Высокая интенсивность набора кривизны ствола.

Инженер по бурению должен планировать траекторию с минимально возможной ИНК, оставляя при этом запас на возможные непредвиденные осложнения. Сильное незапланированное искривление ствола скважины создает трудности при спуско-подъемных операциях буровых компоновок и обсадных колонн, а также увеличивает требуемый крутящий момент при вращении бурильной колонны.

Усталость металла компонентов.

Усталость металла компонентов бурильной компоновки является еще одной проблемой, которой требуется уделить внимание при планировании скважин с высокой ИНК. Длительное непрерывное вращение жестких элементов бурильной компоновки, расположенных в искривленной части ствола, подвергает элементы циклической нагрузке - комбинации вращения и изгиба. Усталость металла является накапливаемым и необратимым свойством, ответственным за более чем 65% аварий в процессе бурения.

Обычно разрушения, вызванные усталостью металла, происходят в точках высоких концентрации напряжений, таких как резьбовые соединения и порты подключения кабелей для программирования инструмента. Для оценки потенциальной усталости металла компонентов бурильной компоновки используется анализ методом конечных элементов, способный учитывать условия нагрузки на элементы и эффект пластичности.

Устойчивость ствола скважины.

Резкие колебания ЭПБР ослабляют горную породу и могут быть причиной обрушения стенок скважины.

Размещения части ствола скважины в нефтеносном пласте.

Аккуратное размещение скважины в продуктивной зоне определяет успешность и рентабельность проекта в целом. Вследствие маленькой толщины продуктивного горизонта, точное размещение дренажного интервала важно для достижения поставленной экономической цели.

Неспособность разместить ствол скважины в идентифицированном нефтеносном пласте значительно сокращает дебит скважины и негативно влияет на экономику проекта. Программа каротажа в процессе бурения должна быть разработана департаментом геологов и подтверждена инженером по бурению, так как некоторые каротажные инструменты не могут быть использованы в скважинах и высокой интенсивностью искривления. Невыполнение данного может привести к поломке инструмента и, вероятно, к потере оборудования в скважине.

Гибридная роторная управляемая система (Hybrid Rotary Steerable System)

До недавнего времени компоновки РУС не позволяли создавать настолько сложные траектории скважин, как при использовании управляемого забойного двигателя. Однако гибридная роторная управляемая система доказала свою способность обеспечивать высокую интенсивность проходки, характерной для роторных управляемых систем. Не менее важен тот факт, что это система является полноприводной, т.е. все внешние детали снаряда вращаются в бурильной колонне, что обеспечивает более качественную промывку ствола и сокращает риск прихвата.

Главная идея гибридной РУС.

Главная идея системы – это непрерывное вращение бурильной колонны и бурильной компоновки, в том время как буровой инструмент искривляет траекторию в нужном направлении используя или метод латерального толкания долота ("push-the-bit"), или метод наклона долота ("point-the-bit").

Непрерывное вращение способствует эффективной очистке скважины от шлама посредством эффекта вискомуфты ("viscous coupling effect"), который позволяет взбалтывать обломки горной породы поднимая их со дна в поток бурового раствора. В отличие от ГЗД, РУС не требует длительных операций по ориентированию инструмента в забое, что способствует ускорению процесса бурения. Еще одним важным преимуществом по сравнению с ГЗД является способность системы обеспечивать плавность траектории путем устранения чередований интервалов «слайдинга» и вращения. Плавность траектории необходима для облегчения спуско-подъемных операций и уменьшения крутящего момента при бурении.

Так же, большинство РУС способны измерять гамма излучение горной породы и направление и зенитный угол бурения в режиме реального времени, посылая данные на поверхность посредством телеметрического инструмента. Вышеупомянутые характеристики РУС дают инженеру наклонно-направленного бурения полный контроль над процессом, тем самым минимизируя риски неаккуратного расположения ствола скважины относительно нефтеносного слоя.

В отличии от некоторых других РУС, в гибридной РУС не используются выдвижаемые наружу башмаки для оказания давления на пласт. Вместо этого четыре поршня привода внутри УБТ изнутри нажимают на цилиндрический поворотный хомут, который вращается на универсальном шарнире, ориентируя долото в желаемом направлении.

Внутренний клапан, удерживаемый в геостационарном положении относительно торца бурильного инструмента, отводит небольшую часть

бурового раствора на поршни. Это буровой раствор приводит в действие поршни, которые нажимают на поворотный хомут.



Рисунок 4 – Принцип действия гибридной РУС

Максимально достижимая ИНК (интенсивность набора кривизны) меняется в зависимости от установленного отбойного кольца (strike ring), чья геометрия определяет угол отклонения поворотного элемента (steering sleeve) и, тем самым, максимально достигаемую ИНК.

Кроме того, четыре лопасти стабилизатора, расположенного на внешней части хомута над универсальным шарниром, оказывают боковое усилие на долото при контакте со стенкой скважины, что заставляет РУС работать в режиме системы с отклонением долота.

Гибридная роторная управляемая система оборудована датчиком гамма излучения и датчиком направления и зенитного угла, расположенными в непосредственной близости от бурильного долота. Данные датчики играют важную роль в точном позиционировании траектории скважины. Информация о направлении и зенитном угле инструмента, получаемая в процессе бурения непрерывно в режиме реального времени, способствует качеству принятых решений при навигации в горной породе и позволяет оператору наклонно-

направленного бурения своевременно менять установленные параметры. Сенсор направления и зенитного угла, расположенный в телеметрическом инструменте (MWD), обычно находится на расстоянии по меньшей мере 12 метров от долота, что является достаточно большой дистанцией, чтобы быть пробуренной вслепую, когда речь идет о траекториях с высокой ИНК.

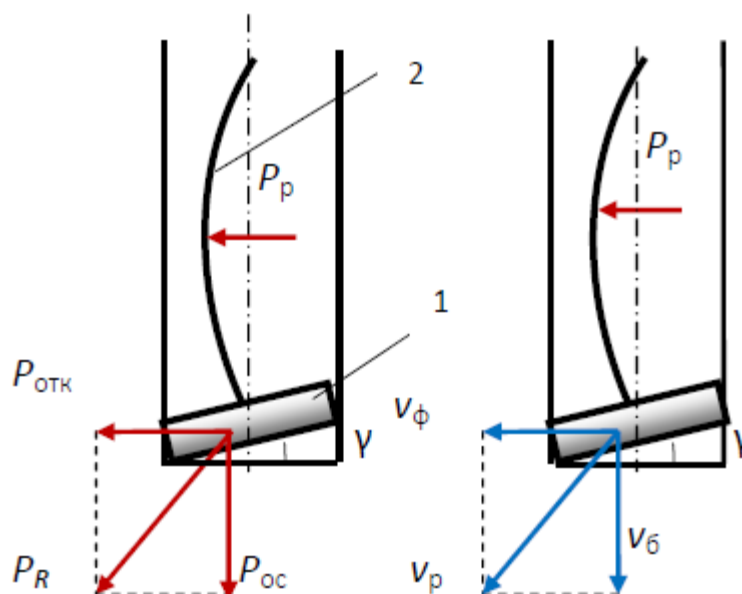
С целью предотвращения обрушения стенок скважины, колебания забойного давления должно быть сведено к минимуму как только сенсор гамма излучения зарегистрировал вход в нестабильную горную породу.

Поскольку главный способ отправки команд в РУС это предопределенная последовательность изменений расхода бурового раствора, количество этих команд должно быть уменьшено, так как каждая команда вызывает колебания забойного давления и тем самым ослабляет и без того хрупкую горную породу. К счастью, гибридная РУС способна принимать команды отправленные не только посредством изменение расхода, но также путем изменения частоты вращения бурильной колонны.

Данная операция может быть осуществлена непосредственно во время бурения, если уровень торсионных вибраций позволяет детекцию изменения частоты вращения инструмента. Тем не менее, оператор наклонно-направленного бурения должен помнить об ограниченных возможностях данной опции. РУС будет неспособна распознать команду, посланную путем изменения частоты вращения инструмента, в присутствии сильно внешнего магнитного поля (например, внутри обсадной колонны), или же в случае, когда регистрируемые изменения интенсивности магнитного поля являются незначительными (например, когда главная ось инструмента расположена параллельно линиям магнитного поля Земли).

Анализ механизма искривления совмещающего перекося долота и фрезерование стенки.

Гибридный механизм искривления послужил основой для роторной управляемой системы гибридного типа. Проведем анализ данного механизма искривления.



Схемы, поясняющие процесс искривления скважины при несовпадении по направлению фрезерования стенки скважины под действием отклоняющего усилия и перекося породоразрушающего инструмента:

1 – породоразрушающий инструмент; 2 – вал ОНД

Для отклонителей, реализующих совместное фрезерование и асимметричное разрушение забоя при несовпадающих по направлению действия процессов, интенсивность искривления может определяться по зависимости

$$i_{\phi-a} = 57,3 \left(\frac{v_{\phi}}{v_{\phi} L_{\text{ж}}} - \frac{D_{\text{с}} - d_{\text{к}}}{l^2} \right). \quad (1.1)$$

В соответствии со схемой отклоняющая сила является результатом прогиба вала-ротора отклонителя, что приводит к перекосу долота на забое в сторону, противоположную направлению фрезерования стенки скважины.

Для полного использования способности отклоняющей компоновки искривлять ствол скважины с максимально возможной интенсивностью необходимо соблюдать следующие условия:

- наличие достаточной отклоняющей силы, чтобы фрезерование стенки ствола было эффективным;
- долото должно обладать достаточной боковой фрезерующей способностью и не ограничивать процесс искусственного искривления скважины.

Для любой отклоняющей компоновки, реализующей совместное фрезерование и асимметричное разрушение забоя искривление ствола под действием фрезерования проявляется в 4,84 раза более активно в сравнении с неравномерным разрушением забоя скважины. Другими словами для любой отклоняющей компоновки 83% от возможного приращения искривления ствола может быть достигнуто вследствие фрезерования стенки скважины и лишь 17% вследствие неравномерного асимметричного разрушения забоя.

Выводы

Если объединить всю представленную информацию, можно сделать вывод, что у каждой системы РУС есть свои плюсы, минусы, а главное у каждой системы свое предназначение.

Так для забуривания боковых и дополнительных стволов целесообразно применять систему «Push the bit», в силу высокой интенсивности набора кривизны осуществляемым данным механизмом.

При проводке горизонтального участка скважины необходима точность и контролируемость бурения, высокая скорость бурения. В этом случае оптимальным выбором является система «Poin the bit», так как отсутствует зависимость от механической скорости бурения, есть возможность бурить быстро.

Гибридная система совмещает в себе все преимущества метода фрезерования «Push the bit», и метода асимметричного разрушения породы на забое «Poin the bit».

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Основной задачей проектирования является организация правильного сочетания ее совместного труда участников производственного процесса с материальными условиями производства в целях выполнения установленных заданий при минимальных затратах труда и средств.

Обоснование на строительство эксплуатационных скважин: Северо-Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения с целью полного оконтуривания газоконденсатной залежи в Оликуминском валу.

1. Структура и организационные формы работы бурового предприятия ОАО «СУСС»

Открытое Акционерное Общество Компания "СУСС" было создано в апреле 2005 года для освоения крупнейших месторождений углеводородного сырья в ЯНАО.

ОАО «Сибирское управление по строительству скважин» - это мобильное, многопрофильное сервисное предприятие, обладающее длительным опытом работы в Западной Сибири, необходимой производственной инфраструктурой и оснащением, а также кадровым и технологическим потенциалом для производства работ по бурению, реконструкции и капитальному ремонту скважин различных конструкций, геометрии и назначения.

Предприятие возглавляет президент компании, у которого есть два вице-президента, вице-президента по производству, вице-президент по экономике и финансам.

Вице-президента по производству подчиняются следующие руководители: начальник по производству, главный технолог, главный геолог, начальник по ОТ и ПБ. Также он курирует работу отдела главного механика, отдела главного энергетика.

Организационная структура предприятия представлена на схеме 1.

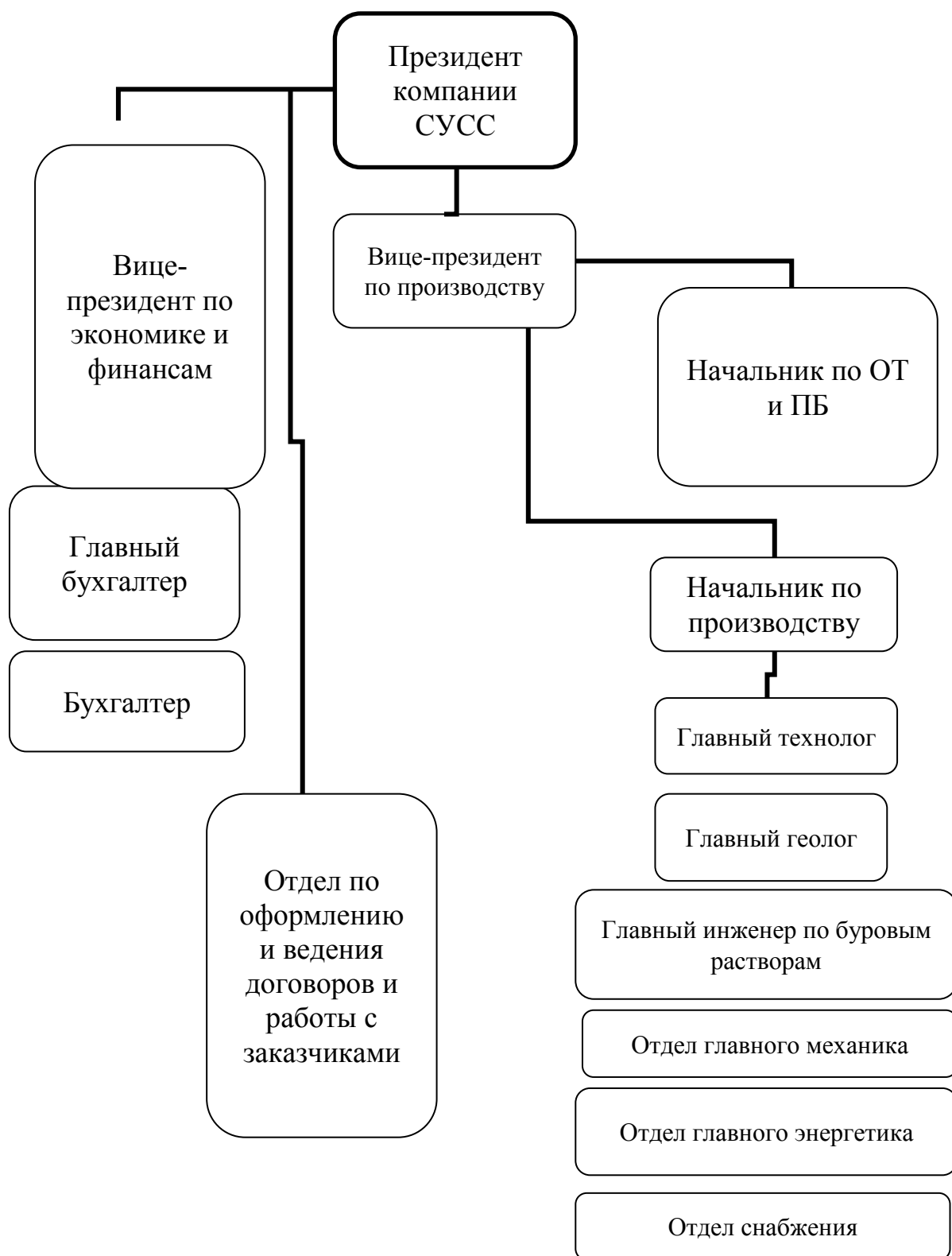


Схема 4.1 Организационная структура ОАО «СУСС»

2. Расчёт нормативной продолжительности сооружения скважины

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственным процессам:

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

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

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

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

$$T_{Б1} = T_{Б1} \cdot h$$

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

h – величина нормативной пачки, метр.

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

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

$$N_{под} = \frac{N_{сп} + (n \cdot h)}{L},$$

$$T_{сп} = \frac{(N_{сп} \cdot T_{1св})}{60час},$$

$$T_{под} = \frac{(N_{под} \cdot T_{1св})}{60час},$$

Где $N_{сп}$, $N_{под}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{сп}$, $T_{под}$ – соответственно время спуска и подъема свечей, час;

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

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ.

Время бурения скважины глубиной 3000 метров составляет 293 часов (механического бурения), время СПО составит 48,72 часов.

Продолжительность испытания скважины определяется в зависимости от принятого метода испытания и числа испытываемых объектов по нормам времени на отдельные процессы, выполняемые при испытании скважин. Время на испытание скважины всего составляет 56,8 суток.

Продолжительность бурения и крепления скважины составляет 40,66 суток.

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} \text{ м/час},$$

где H – длина скважины, м;

t_M – продолжительность механического бурения, час.

$$V_M = \frac{3000}{169,5} = 17,7 \text{ м/час}.$$

Расчет рейсовой скорости

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{СПО} + t_{ПВР})}$$

$$V_p = 3000 / (169,5 + 48,72 + 8,75 + 33,77) = 11,5 \text{ м/ч}$$

где T_m – время механического бурения, ч

$T_{с.п.}$ – продолжительность спуско - подъемных операций, ч

T_n – время на наращивание, ч

$T_{п.в.р.}$ – продолжительность подготовительно – вспомогательных работ, ч

Расчет технической скорости

$$V_T = \frac{H \cdot 720}{t_{пп}}, \text{ м/стмес}$$

где $t_{пп}$ – производительное (технологически необходимое) время бурения, час.

$$V_T = \frac{3000 \cdot 720}{348,206} = 6203,22 \text{ м/стмес}$$

Расчет коммерческой скорости

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

где T_K – календарное время бурения, час.

$$V_K = \frac{3000 \cdot 720}{431,8} = 5002,315 \text{ м/ст.мес}$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{cp} = \frac{H}{n} \text{ м,}$$

$$h_{cp} = 3000/4=750 \text{ м.}$$

3. Нормативная карта

На основании вышеизложенного, составляется нормативная карта.

В таблице 4.1 представлены данные для составления нормативной карты.

Наименование работ	№ нормативных пачек	Интервал бурения, м		Мощность интервала, м	Типоразмер долота	Норма проходки на долото, м	Кол-во долот	Время механического бурения, час		СПО, ПЗР к СПО, час	Наращивание, час	Промывка перед подъемом	Прочие работы, связанные с рейсом, час	Время на прочие работы, час	Итого время в часах
		от	до					На 1м	всего						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Кондуктор:															
Бурение под кондуктор	2	0	500	500	Ш 444,5	2900	0,29	0,02	14,3	2,43	11,20	0,35	2,95	1,17	32,71
Крепление кондуктором															56,38
ИТОГО															89,09
Промежуточная колонна:															
Бурение под промежуточную колонну	3														100,45
Крепление под промежуточную колонну		500	1350	850	БИТ 349,2	2900	0,78	0,02	51,3	2,85	31,6	2,45	4,15	7,3	91
ИТОГО															191,45
Эксплуатационная колонна															
Бурение под эксплуатационную колонну	4	1350	2980	1630	БИТ 220,	2900	0,99	0,025	87,3	3,43	44,7	4,35	5,95	1,17	147,9
Крепление эксплуатационной колонны															132,1
ИТОГО															280
Хвостовик:															

хвостовик	5															125,44
Крепление хвостовика		2980	3000	20	БИТ 139,7	1800	0,75	0,02	42,3	2,57	57,9	7,45	7,15	7,3		175
ИТОГО																300,44

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Смена рабочего переводника ведущей трубы															3,00
Перетяжка талевого каната															14,19
Смена бурового шланга															5,60
Геофизические работы															97,50
Разборка колонны бурильных труб, разборка УБТ										11,6				0,87	12,47
ИТОГО нормативное время бурения и крепления , час															993
ИТОГО нормативное время бурения и крепления, сут.															41,4
ИТОГО нормативное время бурения и крепления с к=1,05															43,4

4. Составление линейно-календарного графика.

При составлении линейно-календарного графика выполнения работ учитывается то, что буровая бригада должна работать непрерывно, без простоев и пробурить запланированную скважину за запланированное время. Остальные бригады (вышкомонтажные и освоения) не должны по возможности простаивать. Количество монтажных бригад определяется из условия своевременного обеспечения буровых бригад устройством и оборудованием новых кустов. Линейно-календарный график представлен в таблице 1

Условные обозначения к таблице 1:



Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);



Буровая бригада (бурение);



Бригада испытания;

Таблица 4.2 – Линейно-календарный график работ

Линейно-календарный график работ.													
Бригады, участв. в строительстве скважины	Затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вышкомонтажные работы													
Буровые работы													
Освоение													

5. Расчет сметной стоимости сооружения скважины

Таблица 4.3 – Сметный расчет на буровые работы по ценам 1984 года.

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготови т. работы		Кондуктор		Промежуточн ая колонна		Эксплуатацио нная колонна		Хвостовик	
			кол- во	сумм а	кол- во	сумм а	кол- во	сумм а	кол- во	сумм а	кол- во	сумм а
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	5	645,75	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	193,73	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	-	-	0,45	62,19	1,65	228,01	6,5	898,24	7.7	957.42
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	18,66	-	68,4	-	269,47	-	457.3
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	5	58	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	17,4	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	-	-	0,45	6,48	1,65	23,76	6,5	93,6	8.9	103.4
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	1,94	-	7,13	-	28,08	-	49.6
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	7	1770,02	0,45	113,8	1,65	417,2	6,5	1643,59	7.3	1893.03
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1317	6	7902	0,45	592,7	1,65	2173	6,5	8560,5	8.6	10563.1

Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6	9	2021,4	-	-	1,65	370,59	6,5	1459,9	7.6	1659.7
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут	7,54	-	-	0,41	3,09	2,8	21,12	7,3	49,01	6.9	78.28
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	-	-	0,41	61,3	2,8	418,6	7,3	971,62	7.9	1203.72
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	12	1295,16	0,41	29,14	2,8	302,2	7,3	701,55	8.0	903.98
Эксплуатация трактора	сут	33,92	5	169,6	0,45	15,26	1,65	55,97	8,19	220,48	9.17	321.3
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб			14135,36		908,26		4263,78		15556,18		17670.38	
Всего по сметному расчету, руб	52532											

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Томской области этот индекс составляет на апрель 2017 года 204.2.

$$52532 \cdot 204.2 = 10727034,4 \text{ руб.}$$

Таблица 4.4 – Сводный сметный расчет с индексом удорожания для Томской области на апрель 2017 г.

Таблица 4.4 - Сметная стоимость скважины

№	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема	Итого стоимость на объем, руб.
		Ед. изм.	Количество		
	буровые работы				10727034,4
	А. Собственно геологоразведочные работы:				
	1. проектно-сметные работы	%	2	от буровых работ	295792.80
	2. буровые растворы	м ³	100	23725	2372500
	4. работы по креплению	ч	467.14	32450	15158693
	5. испытание и вызов притока	сут.	56,8	33485	1003500
	6. геофизические работы (комплекс)			1920400	1920400
	Итого основных работ: Σ1				35542578.2
	3. организация полевых работ	%	1,2	от Σ1	426510.9
	4. ликвидация полевых работ	%	1,5	от Σ1	533138.67
	Итого полевых расходов: Σ2				15188960.7
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	1. Транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ2	3037792
	2. Строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ2	1974564.89
1	Итого себестоимость проекта: Σ3				19801997.3
2	Накладные расходы	%	14	от Σ2	2126454,5
3	Плановые накопления	%	15	от Σ2	2278344,1
	Компенслируемые затраты				
	А. производственные командировки	%	0,8	от Σ1	284340.62
	Б. полевое довольствие	%	3	от Σ2	455668.82
	В. доплаты	%	8	от Σ2	1215116,86
4	Г. охрана природы	%	5	от Σ2	759448,03
5	Резерв	%	10	от Σ3	1980199,73
	ИТОГО себестоимость проекта				49043858,92
	Договорная цена с учетом НДС (+18%)				57871753,52

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность инженера-технолога при бурении скважины на нефть и газ.

Характеристика объекта исследования

Объект исследования: Буровая установка для бурения нефтегазоконденсатной скважины глубиной 3000 метров.

Рабочее место инженера-технолога по бурению располагается непосредственно на кустовой площадке. В районе рабочей зоны, располагается оборудование для удаленного контроля и мониторинга за процессами бурения. Оборудование работает круглый год без перерывов, исключая время на проведение ремонта.

1. Производственная ответственность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении, проектировании и подготовки геолого-технических мероприятий.

Таблица 5.1 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с изменениями 1999 г.		Нормативные документы
Камеральный этап (работа внутри помещения)			
	Вредные	Опасные	
Работа за персональным компьютером (ПК) и оборудованием удаленного контроля и мониторинга (система телеметрии) расположенного на рабочем месте внутри помещения	Отклонение показателей микроклимата в помещении		СанПиН 2.2.4.548-96
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		
	Превышение уровней шума		
	Превышение уровня вибрации	Электрический ток	ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ.

	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. ГОСТ 12.1.005-88 Правило устройств электроустановок
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	Пожаровзрывобезо пасность	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ.

1.1.Анализ вредных производственных факторов (мероприятия по устранению)

Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе.

Микроклимат должен соответствовать ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». Для защиты от неблагоприятных климатических условий нужно использовать коллективные средства защиты (система отопления, места для отдыха и обогрева, защитные щиты и т.д.) и средства индивидуальной защиты (спецодежда). Следует запрещать работу при неблагоприятных метеоусловиях. Осуществлять чередование труда и отдыха. В связи с вредными условиями труда должны выплачиваться компенсации («Трудовой кодекс», «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»).

Неудовлетворительная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному. Нужно обеспечить равномерное распределение яркости освещения и отсутствие резких теней. Общее освещение должно составлять 10 %, а местное 90 % от всего освещения буровой.

Оптимальное направление светового потока – под углом 60 градусов к рабочей поверхности. Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице

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

Таблица 5.2 – Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещенности, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-50°. Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-30°	40
Щит контрольно-измерительных приборов	Перед приборами	50
Полати верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м. от пола полатей под углом не менее 50°	25
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-70°	13
Кронблок	Над кронблоком	25
Приемный мост	На передних ногах вышки на высоте не менее 6 м	13
Редукторное помещение	На высоте не менее 6 м	30
Насосное помещение: - пусковые ящики - буровые насосы	На высоте не менее 3 м	50
Глиномешалки	На высоте не менее 3 м	25
Превентор	Под полом буровой	26
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 м	26
Желобная система	На высоте не менее 3 м	10
		10

Повышенные уровни шума

Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности». Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты.

К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

Повышенные уровни вибрации

Вибрация на рабочем месте регламентируется нормативным документом – ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности».

Мероприятия по устранению вибрации:

- применение коллективных средств защиты: балансировка, установка амортизаторов, проведение планово-предупредительных ремонтов, увеличение массы основания вибрирующих устройств, крепление вибрационных систем;

Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0,028 мм.

Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности».

Допустимые нормы по вибрации приведены в таблице 3.

Таблица 5.3 – Допустимые нормы по вибрации

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

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны».

Общие санитарно-гигиенические требования». Для контроля за запыленностью и загазованностью используют специальные приборы (газоанализаторы). Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные средства защиты (респираторы, противогазы) и коллективные средства защиты (вентиляция). Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование». При приготовлении бурового раствора необходимо использовать респираторы, очки и рукавицы. Работа с вредными веществами должна выполняться в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности». Склад химреагентов необходимо располагать по розе ветров.

Работы по приготовлению и применению бурового раствора на основе рекомендуемых химических реагентов необходимо проводить в соответствии с действующими правилами безопасности при бурении скважины. Буровая бригада для работы с химическими реагентами должна быть обеспечена специальной одеждой, респираторными масками, резиновыми перчатками и очками.

1.2. Анализ опасных производственных факторов (мероприятий по устранению)

Вопросам охраны труда в конституции Российской Федерации отводится особое место. В ней говорится, что Российское государство заботится об улучшении условий и охране труда, его научной организации о сокращении, а в дальнейшем и полном вытеснении тяжелого физического труда на основе комплексной механизации и автоматизации производственных процессов во всех отраслях народного хозяйства.

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

- Механические травмы;

- Поражение электрическим током;
- Взрывы;
- Пожары;
- Ожоги.

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

Опасность поражения электрическим током возникает при контакте с голыми токоведущими частями, которые находятся под напряжением или при контакте с металлическими частями которые могут оказаться под напряжением, например, при нарушении изоляции. Кроме того, поражение электрическим током возможно при работе с установками без защитного заземления и при неиспользовании защитных средств при обслуживании электроустановок.

Опасность пожара возникает в следующих случаях: при неправильной эксплуатации электроустановок (короткое замыкание, перегрев проводки), неосторожном обращении с открытым огнем (при курении в неразрешенном месте, сварке), при неправильном хранении и использовании горюче-смазочных материалов, самовозгорании (химическая реакция, удар молнии).

Опасность поражения электрическим током

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с

требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ), «Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» 2001 г.

Пожаровзрывоопасность.

Источники: оборудование, работающее с горючими веществами, оборудование использующие электричество.

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

- 1) Обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
- 2) Слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;
- 3) Контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин;
- 4) Назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки.

Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – II-II (зона, расположенная в помещении, где выделяются горючие пыли или волокна); класс взрывоопасности – 2 (зона, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей, только в результате аварии или повреждения технологического оборудования). Категория здания по пожароопасности –

Необходимый минимум первичных средств пожаротушения:

- порошковые огнетушители типа ОП-3(з);

2. Экологическая безопасность

(анализ воздействия и мероприятие)

Фон загрязнения объектов природной среды

Бурение скважин при определенных условиях может сопровождаться:

- химическим загрязнением почв, грунтов, горизонтов подземных вод, поверхностных водоемов и водотоков, атмосферного воздуха веществами и химреакентами, используемыми при проводке скважины, буровыми и технологическими отходами, а также пластовым флюидом (газоконденсатом, минерализованной водой), получаемым в процессе освоения скважины;
- физическим нарушением почвенно-растительного покрова, грунтов зоны аэрации, природных ландшафтов на буровых площадках и по трассам линейных сооружений (дорог, ЛЭП);
- изъятием водных ресурсов и т. д.

Основные возможные источники и виды негативного воздействия на окружающую среду (ОС) при строительстве скважины следующие:

- автомобильный транспорт, строительная техника;
- продукты сгорания топлива при работе двигателей внутреннего сгорания дизель-электростанции и котельной;
- хозяйственно-бытовые жидкие и твердые отходы;
- продукты аварийных выбросов скважины (пластовый флюид, смесь пластового флюида с буровым или тампонажным раствором); негерметичность обсадных колонн, фонтанной арматуры, задвижек высокого давления и т. п.

Водопотребление и водоотведение

В таблице 5.4 представлены данные по водопотреблению и водоотведению при сооружении данной скважины.

Таблица 5.4 – Водопотребление и водоотведение при сооружении скважины

Наименование работ	Водопотребление, м ³					Водоотведение (сброс сточных вод), м ³	Безвозвратные потери, м ³
	Всего	В том числе		Хозяйственные нужды			
		Свежая вода	Повторно-используемая вода	Хоз.-бытовая вода	Санитарно-питьевая вода		
Бурение	1621,5	1513,5	108,00	-	-	1581,5	40,00
Крепление	205,22	205,22	-	-	-	61,57	143,65
Освоение	108,00	108,00	-	-	-	108,00	-
Вспомогательные и подсобные работы	1256,2	1243,2	13,00	-	-	-	1256,2
Хоз. Питьевые нужды	122,18	122,18	-	61,7	60,48	122,18	-
Итого на скважину	3313,1	3192,1	121,0	61,7	60,48	1873,25	1439,85

Методы и системы очистки, обезвреживания и утилизации отходов бурения

Очистка бурового раствора от выбуренной породы с помощью комплектного оборудования буровой установки направлена на решение задач технологии проводки скважин и повышение показателей работы долот. После механической очистки буровой раствор поступает в рабочие емкости, а выбуренная порода удаляется в шламовый амбар.

Промышленное оборудование и технология очистки отходов бурения до уровня ПДК отсутствует. Снижение концентрации твердой фазы в отходах бурения достигается двумя этапами:

- естественное отстаивание отработанного бурового раствора, бурового шлама и буровых сточных вод в первой секции амбара;

- осветление жидкой фазы отходов бурения методом реагентной коагуляции. При реализации метода жидкую фазу обрабатывают системой: коагулянт - флокулянт.

При ликвидации накопителя в период положительных температур окружающего воздуха производится химическая обработка.

Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды

1. Основные требования к буровым растворам.

Промывочная жидкость снижает интенсивность кавернообразования, позволяет значительно снизить объем нарабатываемого раствора за счет уменьшения скорости гидратации выбуренной породы и перехода ее коллоидной составляющей в раствор.

Для химической обработки промывочной жидкости используются высокоэффективные реагенты с определенными санитарно – технологическими характеристиками, обладающими способностью снижать токсичность отходов бурения.

Нефть и нефтепродукты в качестве смазочной добавки к глинистому раствору не предусматриваются.

2. Предупреждение загрязнения территории буровой.

Основание должно обеспечивать размещение, монтаж и эксплуатацию необходимого комплекса сооружений и оборудования для строительства скважин и предотвращать прямое контактирование технических средств и технологических процессов с естественной территорией.

Основные земляные, транспортные и строительно-монтажные работы требуется проводить в период устойчивых отрицательных температур воздуха.

Защита территории основания и территории, окружающей основание обеспечивается:

- конструктивным исполнением технологического оборудования, предотвращающим переливы, утечки и проливы технологических жидкостей;

- в процессе освоения скважин продукт (нефть) собирается в емкости с последующим использованием в котельной и закачкой излишек в нефтяной сборный коллектор.

Охрана почв и водных объектов при подготовительных, строительномонтажных работах и в процессе бурения скважин

Транспортировка бурового оборудования осуществляется только по дорогам, соединяющим основную трассу и буровую площадку. При отсутствии дорог перевозки оборудования возможны только в зимнее время года по специально подготовленным трассам и зимникам. В летнее время движение транспорта должно осуществляться по дорогам с твердым покрытием или водным путем. Расположение трасс перетаскивания бурового оборудования, подъездных дорог и зимников, а также сроки их использования согласовываются с местными органами.

При трассировке временных дорог: трассу прокладывают на участках местности с относительно спокойным рельефом; в случае совпадения направления дороги с направлением реки трассу прокладывают в ее пойме; избегают открытых снегозаносимых понижений рельефа, глубоких и плохо промерзающих болот.

Строительство временных дорог необходимо осуществлять в зимний период года при наличии мерзлого мохо-торфяного покрова.

Передвижение наземного транспорта необходимо осуществлять только по подготовленным дорогам.

– обработка бурового раствора высокомолекулярными соединениями, обеспечивающими снижение фильтрационных свойств промывочной жидкости;

– ограничение репрессий на водоносный горизонт путем регулирования структурно-механических свойств бурового раствора, обеспечивающих снижение гидродинамического давления, в том числе спускоподъемных операциях.

Материалы и технические средства, используемые при вывозе, утилизации и обезвреживании отработанного бурового раствора и бурового шлама

Материалы и технические средства, используемые при вывозе, утилизации и обезвреживании отработанного бурового раствора и бурового шлама представлены следующими:

автоцистерна, экскаватор, автосамосвал, отверждающий состав, цементирующий агрегат, смесительная машина, установка для обработки отработанного бурового раствора отверждающим составом, установка для отверждения бурового шлама, установка для термической обработки отходов бурения, энергоносители, материалы, используемые для сбора плавающей нефти, технические средства для сбора и откачки нефти.

Продолжительность работы ЦА-320М при отверждении бурового шлама – 45 час.

Обезвреживание отработанного бурового раствора производится методом отверждения с последующим захоронением в шламовых амбарах. Жидкая фаза отработанных буровых растворов осветляется методом реагентной коагуляции.

Охрана атмосферного воздуха от загрязнения

Приоритетным загрязняющим фактором являются дымовые газы автотранспорта и строительных машин в процессе строительства кустового основания и передвижной теплофикационной котельной с котлами ПКН-2с (паропроизводительность - 2 т/час, расход нефти 158 кг/час) в процессе строительства скважины. Основными выбрасываемыми вредными веществами при работе транспорта и строительных машин и при рабочем режиме горения нефти в топках котлов являются: оксид углерода, окислы азота и серы.

Газоочистка конструкцией котельной и проектом не предусматривается.

– процесс сжигания топлива в котельной и ППУ необходимо регулировать (оптимизировать) согласно режимным картам;

– определение содержания загрязняющих веществ в отработанных газах дизельных агрегатов и при работе двигателя автомобиля осуществлять с помощью газоанализатора.

Охрана животного мира

Основным мероприятием по охране животного мира является сохранение среды их обитания, минимальное воздействие на растительность, полная рекультивация земельных участков и ликвидация отходов производства.

Для охраны животного мира, мест их обитания следует произвести следующие мероприятия:

- спользование вырубленной древесины;

Охрана недр при строительстве скважин

Для обеспечения охраны недр настоящим проектом предусматривается строительство скважин в соответствии с действующими требованиями технологии бурения, крепления и испытания скважин в соответствии с инструкциями и руководящими документами.

Основной этап проектирования, обеспечивающий качественное строительство скважины несет в себе следующие природоохранные функции:

- обеспечивает охрану недр надежной изоляцией флюидо – содержащих горизонтов друг от друга;
- предупреждает возникновение, нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа в окружающую среду путем использования рационального количества обсадных колонн, расчета глубин их спуска, изоляции нефтеводоносных горизонтов тампонажными растворами за всеми обсадными колонками, а также установкой на кондуктор противовыбросового оборудования согласно ГОСТ 13862-90.
- предотвращение проникновения газа в проницаемые горизонты предусматривается путем применения высокогерметичных труб типа ОТТГ,

ОТТМ и применения специальной герметизирующей резьбовой смазки типа Р – 402.

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В процессе бурения скважины возникают различные виды чрезвычайных ситуаций. Это открытые нефтяные и газовые фонтаны, падение и разрушение вышек и морских оснований, падение элементов буровой установок, взрывы и пожары на буровых, которые приводят к выводу из строя бурового и прочего оборудования и остановка бурения.

Рассмотрим один из случаев: нефтяной или газовый фонтан. Признаками начала открытого фонтана служат перелив промывочной жидкости при отсутствии ее циркуляции, в наличии в циркулирующей промывочной жидкости пачек, обильно насыщенных газом или нефтью, увеличения объема промывочной жидкости в емкостях, при отсутствии различных добавок подается сигнал “Выброс”. При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины. Перед герметизацией канала бурильных труб должны быть сняты показания манометров на стояке и затрубном пространстве. При возникновении открытого фонтана действия буровой бригады подразумевают:

- 1) остановить все работы в зоне загазованности и немедленно вывести из зоны людей;
- 2) остановить все силовые приводы;
- 3) отключить силовые линии и линии освещения, которые могут находиться в загазованных зонах, при быстрой загазованности зоны вокруг скважины отключение электроэнергии должно быть выполнено за загазованной зоной;
- 4) на территории, которая может быть подвержена загазованности, необходимо остановить все огневые работы, курение, пользование стальными инструментами и другие действия, ведущие к образованию воспламенения;

5) предпринять меры по отключению соседних производственных объектов (трансформаторные будки, станки-качалки, газораспределительные пункты и др.), которые могут находиться на загазованной территории;

6) запретить передвижение в зоне, прилегающей к скважине открытым фонтаном, необходимо выставить запрещающие знаки, а при необходимости - посты охраны;

4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

1. Инженер по бурению относится к категории специалистов, принимается на работу и увольняется с работы приказом руководителя организации.

2. На должность инженера по бурению назначается лицо, имеющее высшее техническое образование без предъявления требований к стажу работы или среднее специальное образование и стаж работы по специальности на должности техника I категории не менее 3 лет.

На должность инженера по бурению II категории назначается лицо, имеющее высшее техническое образование и стаж работы на должности инженера по бурению не менее 3 лет.

На должность инженера по бурению I категории назначается лицо, имеющее высшее техническое образование и стаж работы на должности инженера по бурению II категории не менее 3 лет.

3. В своей деятельности инженер по бурению руководствуется:

- нормативными документами по вопросам выполняемой работы;
- настоящей должностной инструкцией.

4. Инженер по бурению должен знать:

- нормативные правовые акты, другие руководящие, методические и нормативные материалы вышестоящих органов, касающиеся организации производства буровых работ;
- передовой опыт в области техники и технологии строительства скважин;

Заключение

Данная дипломная работа представляет собой проект на строительство эксплуатационной скважины глубиной 3000 метров на Северо-Уренгойском месторождении (ЯНАО), приведены расчеты и обоснования по всем вопросам освещенным в ней.

Основными результатами общей и геологической части являются приведенные в ней данные о районе работ, где планируется строительство скважины, данные о геологическом строении и геологических условиях бурения, а также сведения о нефтегазоводоносности месторождения, геологический очерк района работ, выявлены основные факторы, влияющие на технологию строительства скважины. Принимая во внимание все особенности, была разработана конструкция скважины и выбраны технологические режимы бурения.

В специальной части проекта подробно рассмотрено применение роторных управляемых систем (РУС) и более конкретно гибридных роторных управляемых систем, при бурении наклонно-направленных и горизонтальных участков скважин.

Разработаны вопросы о безопасности жизнедеятельности, даны конкретные рекомендации по безопасности в рабочей зоне, экологии, и.т.д.

В экономической части представлена структура предприятия, расчет нормативного времени и сметный расчет на строительство скважины на Северо-Уренгойском месторождении.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1) Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению: в 4 кн.- М: Недра, 1996.
- 2) Рязанов В.И. Направленное бурение глубоких скважин: Практическое пособие.- Томск: Изд. ТПУ, 1999
- 3) Рязанов В.И., Дмитриев А.Ю., Пьявко М.П. Бурение горизонтальных скважин: Учебно-методическое пособие.- Томск: Изд. ТПУ, 2002
- 4) Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин: Учебное пособие для вузов.- М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000
- 5) Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для вузов.- М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001.
- 6) Иогансен К.В. Спутник буровика.- М: «Недра», 1990.
- 7) Борисов К.И., Рязанов В.И. Расчет колонн бурильных труб: Учебное пособие.- Томск: Изд. ТПУ, 2002
- 8) Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности: М: НПО ОБТ, 2001.
- 9) Масленников И.К. Буровой инструмент: Справочник. - М.: Недра, 1989.
- 10) Лукьянов В.Т., Вевода Р.Б. Заканчивание скважин:- М: «Недра», 1987.-205
- 11) Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн:- Томск: Изд. ТПУ, 1997
- 12) Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин.- М: ВНИИТнефть, 1997
- 13) Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин.- М: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000.

- 14) Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учебное пособие для вузов.- М: «Недра», 1999
- 15) Булатов А.И., Макаренко П.П., Шеметов В.Ю. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности.- М: «Недра», 1997.
- 16) Долговечность шарошечных долот.- М.: «Недра», 1992
- 17) Евсеев В.Д. Разрушение горных пород при бурении нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие.- Томск: Изд. ТПУ, 2002
- 18) ПБ-10-14-92 Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов.- М: «Госгортехнадзор», 1992.
- 19) Ширков А.И. Охрана труда в геологии.- М: «Недра», 1990
- 20) Охрана окружающей среды.- Под ред. Брылова С.А.- М: «Высшая школа», 1985.
- 21) Чубик П.С. Практикум по тампонажным материалам.- Томск: Изд. ТПУ, 1999
- 22) Чубик П.С. Квалиметрия буровых промывочных жидкостей.- Томск: Изд. НТЛ, 1999.
- 23) Рябченко В.И. Управление свойствами буровых растворов.- М: «Недра», 1990.
- 24) Противовыбросовое оборудование: Каталог.- М: «ЦИНТИхимнефтемаш», 1990
- 25) Организация, планирование и управление предприятиями нефтяной и газовой промышленности: Учебник.- М: «Недра», 1986