



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 ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2805 МЕТРОВ НА КОВЫКТИНСКОМ ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ИРКУТСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.324:622.243.22(24:181 m 2805)(571.53)

Студент

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

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Минаев К.М.			

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:

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

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



Институт природных ресурсов
Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)
Кафедра бурения скважин

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы
в форме бакалаврской работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б22	Шолухов Сергей Васильевич

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2805 МЕТРОВ НА КОВЫКТИНСКОМ ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ИРКУТСКАЯ ОБЛАСТЬ)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Материалы с производства, специальная литература и периодическая литература, электронные источники
--	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<p>Выбор способа бурения. Проектирование профиля и конструкции скважины. Проектирование процесса углубления скважины. Проектирование процессов заканчивания скважины. Выбор буровой установки. Проектирование бурового технологического комплекса. Экономическая часть. Безопасность в рабочей зоне. Чрезвычайные ситуации. Охрана окружающей среды.</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>Геолого-технический наряд (ГТН); Компоновка низа бурильной колонны (КНБК)</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Глызина Татьяна Святославовна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Гуляев Милий Всеволодович</p>
<p></p>	<p></p>
<p></p>	<p></p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</p>	
<p></p>	
<p></p>	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев К.М.	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Шолухов Сергей Васильевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б22	Шолухов С.

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурения скважин
Уровень образования	Бакалавр	Направление	23.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Технологические решения на строительство наклонно-направленной скважины глубиной 2805 метров на Ковыктинском газоконденсатном месторождении (Иркутская область)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве скважины на Ковыктинском газоконденсатном месторождении (Иркутская область) 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве скважины на Ковыктинском газоконденсатном месторождении (Иркутская область)	<i>Вредные факторы</i> 1. Неудовлетворительные погодные условия 2. Неудовлетворительная освещённость 3. Повышенный шум и вибрации, 4. Насекомые, животные. <i>Опасные факторы</i> 1. Механический травматизм 2. Ядовитые вещества. 3. Электрический травматизм. 4. Пожаро-взрывоопасность.
2. Экологическая безопасность:	<i>Бурения скважины сопровождается:</i> - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; - повреждением почвенно-растительного покрова.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	- Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары - Анализ возможных чрезвычайных ситуаций
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	- Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. - нормативно-правовые акты в области обеспечения охраны труда и промышленной безопасности

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Шолухов С.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б22	Шолухов Сергей Васильевич

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

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

Данные по строительству скважин на Ковыктинском газоконденсатном месторождении

Расчет технико-экономических показателей

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Структура и организационные формы работы бурового предприятия.
2. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.
3. Нормативная карта.
4. Составление линейно-календарного графика.
5. Расчет сметной стоимости сооружения скважины.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Шолухов Сергей Васильевич		

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)
	Общая и геологическая часть	...
	Технологическая часть	...
	Специальная часть	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев К.М.	к.х.н		

СОГЛАСОВАНО:

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

Условные обозначения и сокращения

ВЗД	винтовой забойный двигатель
ЦГ	цементировочная головка
ЦА	цементировочный агрегат
СПО	спуско-подъемные операции
КНБК	компоновка низа бурильной колонны
ЦКОД	цементировочный клапан обратный дроссельный
ГИС	геофизические исследования
ГРП	гидравлический разрыв пласта
ПАВ	поверхностно-активное вещество
ПВО	противовыбросовое оборудование
СНС	статическое напряжение сдвига
ДНС	динамическое напряжение сдвига
ПЦН	пробка цементировочная нижняя
ГТН	геолого-технический наряд
СКЦ	станция контроля цементирования
ОЗЦ	ожидание затвердевания цемента
БУ	буровая установка
ВУК	виброударный механизм
НКТ	насосно-компрессорные трубы
ГУМ	Гидравлический ударный механизм
УБТ	утяжелённая буровая труба

Реферат

Выпускная квалификационная работа бакалавра содержит ? страниц, ? рисунков, ? таблиц, ? источник, ? приложения.

Ключевые слова: Ковыктинское месторождение, вертикальная, скважина, разведочная, технология, бурение, заканчивание, верхний привод, роторный способ.

Целью работы является проектирование технологических решений строительства вертикальной разведочной скважины на Ковыктинском месторождении глубиной 2805 метров.

Квалификационная работа основана на данных ОАО «РУСИА Петролеум»

В процессе проектирования производились технологические расчеты конструкции скважины, процессов ее углубления и заканчивания, а также проводился выбор оборудования, подходящего для исполнения проектных решений.

В заключении работы выработано технологическое решение на строительство и обустройство вертикальной скважины глубиной 2805 метров по геологическим данным Ковыктинского месторождения. Также рассмотрены основные преимущества и недостатки применения систем верхнего привода и их экономическая целесообразность.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	10
1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	
1.1.Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ	11
1.2. Геологические условия бурения	13
1.3.Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	17
1.4.Зоны возможных осложнений	18
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	
2.1.Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	20
2.2.Обоснование конструкции скважины	20
2.2.1.Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	20
2.2.2.Построение совмещенного графика давлений	20
2.2.3.Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	21
2.2.4.Выбор интервалов цементирования	22
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	22
2.2.6.Разработка схем обвязки устья скважины	24
2.3.Углубление скважины	26
2.3.1.Выбор способа бурения	26
2.3.2.Выбор породоразрушающего инструмента	27
2.3.3.Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	27
2.3.4.Расчет частоты вращения долота	29
2.3.5.Выбор и обоснование типа забойного двигателя	30
2.3.6.Выбор гидравлической программы промывки скважины	37
2.3.7.Выбор компоновки и бурильной колонны	41
2.3.8.Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	42
2.3.9.Выбор гидравлической программы промывки скважины	42
2.4.Проектирование процессов заканчивания скважин	42
2.4.1.Расчет обсадных колонн	42
2.4.1.1.Расчет наружных избыточных давлений	42
2.4.1.2.Расчет внутренних избыточных давлений	46
2.4.2.Конструирование обсадной колонны по длине	51
2.4.3.Расчет процессов цементирования скважины	52
2.4.3.1.Выбор способа цементирования обсадных колонн	54
2.4.3.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов	54
2.4.3.3. Обоснование типа и расчёт объёма буферной, продавочной жидкостей	55
2.4.3.4.Гидравлический расчет цементирования скважины	55
2.4.3.4.1.Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	56
2.4.3.4.2.Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси	57
2.4.4.Проектирование процессов испытания и освоения скважин	58
2.5.Выбор буровой установки	59

3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	61
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	
4.1. Структура и организационные формы работы бурового предприятия	63
4.2. Нормативная карта	66
4.3. Составление линейно-календарного графика	71
4.4. Расчет сметной стоимости сооружения скважины	73
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	
5.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	77
5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	78
5.2. Экологическая безопасность	85
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	90
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	92
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	95
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	96
Приложение А	
Приложение Б	
Приложение В	
Приложение Г	
Приложение Д	
Приложение Е	
Приложение Ж	
Приложение З	

Введение

В данном дипломном проекте рассмотрена технология строительства вертикальной разведочной скважины на Ковыктинском месторождении в Иркутской области роторным способом.

Данный способ является морально устаревшим. Ввиду разведочного характера скважины применение гидравлических забойных двигателей экономически нецелесообразно. Наилучшей альтернативой роторному способу является бурение верхним приводом, отличительные особенности, достоинства и недостатки которого будут рассмотрены в данной работе. Также, на основании моего многолетнего опыта, будет дана оценка верхним приводам различных марок.

1. Общая и геологическая части

1.1. Географо-экономическая характеристика района работ проектируемых работ

В административном отношении Ковыктинское газоконденсатное месторождение расположено в Жигаловском районе Иркутской области, в 350 км к северо-востоку от г. Иркутска. Ближайшими к месторождению населенными пунктами являются п.п. Чикан и Жигалово, расположенные, соответственно, в 70 и 90 км к юго-западу от месторождения. Обзорная карта района работ представлена на рис. 1.1.



Рисунок 1.1. Обзорная карта района работ

В п. Жигалово имеется судозерфь, лесоперерабатывающий и промышленный комбинаты, аэропорт, речная пристань. Основными путями сообщений являются:

водный транспорт по р. Лена, которая является судоходной по весеннему паводку. Летом река мелеет и по ней проезд возможен на небольших катерах и лодках.

Воздушный транспорт обеспечивает связь внутри Жигаловского района самолетами АН-2 и вертолетами, с г. Иркутском – самолетами АН-2, ИЛ-14, АН-24.

Автотранспортом связь п. Жигалово с г. Иркутском обеспечивается трактовыми дорогами через п. Качуг (400 км) и через п.п. Н-Уда, Бильчир (420 км). От райцентра Жигалово до деревни Чикан (40 км) существует грунтовая дорога, далее доместорождения 50 км бездорожья. Проезд на автотранспорте возможен только по зимнику.

Смена вахт возможна воздушным транспортом (вертолетом) от п. Магистральный и от п. Жигалово. Проезд по территории месторождения будет производиться по зимникам, по которым будет транспортироваться основной объем грузов для бурения скважин.

Территория месторождения относится к району с островным распространением мерзлых пород. По материалам исследований мерзлые породы не превышают по мощности 150 м и имеют температуру не ниже -2°C .

Толща многолетне мерзлотных пород изменяется в пределах от 40 до 0 м, закономерно сокращаясь в сторону предводораздельных крутых склонов и речных долин. Минимальная отрицательная температура по скв. 2 составила -0.3°C , минимальная отрицательная температура, зафиксированная в горных выработках, равна -0.50°C . По-видимому, температура мерзлых пород на Ковыктинской площади не опускается ниже 1°C . Специальных наблюдений по сезонному оттаиванию многолетних пород на месторождении не проводилось.

1.2. Геологические условия бурения

Таблица 1 – Геологические условия

Глубина по вертикали, м		Стратиграфическая свита (обозначение)	Литология (тип породы)	Температура (°С)	Пластовое давление, Мпа	Давление гидроразрыва пласта, Мпа	Категория пород по буримости
От	До						
устье	28	Четвертичные отложения (Q)	Суглинки, супеси с древесными обломками подстилающих пород.	1	3,4	6,7	I
28	238	Ордовик. Нижний ярус усть-кутской свиты (O ₁ uk)	Песчаники, алевролиты серые, зеленовато-серые, в подошве – водорослевые доломиты, с прослоями известняков.				III
238	1000	Верхний кембрий. Илгинская + верхоленская свиты (Є ₃ vI)	Переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов, мергелей красноцветных, реже серых, с прослоями гипсов, в подошве – доломиты глинистые.	4	4,2	6,9	IV, II

1000	1252	Средний кембрий. Литвинцевская свита (Є ₂ lt)	Доломиты серые, темно-серые, ангидрит-доломиты с прослоями гипсов, каменная соль, в подошве – доломиты известковистые (келорский горизонт).				V
1252	1565	Нижний кембрий. Ангарская свита. Верхнеангарская подсвита (Є ₁ an ₂)	Переслаивание каменной соли грязно-серой и доломитов серых, коричнево-серых, участками ангидритизированных.	17	9,15	14,2	VII, II
1565	1670	Нижнеангарская подсвита (Є ₁ an ₁)	Доломиты, реже известняки, доломит-ангидриты, глинистые доломиты светло-серые, серые, коричнево-серыми с прослоями каменных солей прозрачных, грязно-серых. В кровле выделяются четыре пласта доломитов известковистых массивных серых, разделенных прослоями каменной соли	21	13,2	20,4	VII, II

Продолжение таблицы 1

			(бильчирский горизонт).				
1670	1706	Булайская свита (ϵ_{1bl})	Доломиты серые, темно-серые.	31	15,5	23,3	VIII
1706	1850	Бельская свита. Верхнебельская подсвита (ϵ_{1bs_3})	Переслаивание каменных солей грязно-серых, светло-розовых, прозрачных с доломитами серыми, темно-серыми,	34	17,4	26,9	II
1850	1960	Нижне-среднебельская подсвита ($\epsilon_{1bs_{1+2}}$)	Доломиты, реже известняки серые засоленные, участками ангидритизированные.	41	20,4	28,9	VI
1960	2157	Усольская свита. Верхнеусольская подсвита (ϵ_{1us})	Каменные соли грязно-серые, бледно-розовые, прозрачные с прослоями доломитов, доломито-ангидритов и известняков серых, темно-серых.	49	21,6	34,5	
2157	2200	Осинский горизонт ($\epsilon_{1us(os)}$)	Доломиты серые, темно-серые.			Продолжение таблицы 1	IX
2200	2400	Нижнеосинская подсвита ($\epsilon_{1us-base}$)	Каменная соль, доломиты. Каменная соль прозрачная, грязно-серая, крупнокристаллическая с переслаиванием доломит-ангидритов, известняка.	51	23,8	37,2	VI

2400	2550	Мотская свита. Верхнемотская подсвита (V-Є ₁ mt ₃)	Ритмичное переслаивание доломитов, глинистых доломитов, доломит– ангидритов серых, темно- серых.				X
2550	2614	Среднемотская подсвита (V-Є ₁ mt ₂)	Переслаивание серых до темно–серых доломитов, доломито–ангидритов, реже ангидритов, в основании подсвиты прослой алевролитов и аргиллитов.	57	25,7	40,5	XII
2614	2900	Нижнемотская подсвита (V-Є ₁ mt ₁) (Парфеновский горизонт Є ₁ mt ₁ (pf))	Переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов серых, темно-серых до черных, реже зеленовато- серых.				XII

1.3. Нефтегазоносность

Согласно схеме нефтегеологического районирования, Ковыктинская газоносная площадь располагается в восточной Прибайкальской части Ангаро-Ленской нефтегазосной области Лено-Тунгсской нефтегазосной провинции. Согласно «Карты перспектив нефтегазоносности Сибирской платформы», составленной под редакцией академика А.Э. Конторовича (1994г.), площадь располагается в пределах земель высоких перспектив.

Основным нефтегазовым объектом здесь являются базальные венд-нижнекембрийские отложения нижнемотской подсвиты. На них приходится более 90% прогнозных ресурсов УВ флюидов. При чем высоко перспективны они на открытие только газоконденсатных месторождений. Природные ресурсы Ковыктинской структурной зоны оцениваются порядка 2.5-3 трлн. м³ природного газа.

Непосредственно на Ковыктинской площади, в разрезе осадочного чехла промышленно продуктивными являются песчаники парфеновского горизонта и выделены также ряд других потенциально продуктивных горизонтов, имеющих широкое площадное развитие.

Основным объектом доразведки месторождения, с которым планируется основной прирост промышленных категорий газа и конденсата являются песчаники нижнего пласта (пласт 2), залегающего в верхах разреза нижнемотской подсвиты.

Верхний пласт (пласт 1) парфеновского горизонта, залегающий на пласте 2, более обогащен алевролитом-аргиллитовыми образованиями, а его песчаники более уплотнены и представлены более мелкозернистыми образованиями. На основной разбуренной части месторождения породы - коллекторы в пласте 1 не установлены. Промышленные притоки газа из него получены в юго-западной части площади только в двух скважинах: 30 и 31.

Потенциально продуктивные горизонты, выделяемые в разрезе Ковыктинского месторождения, и имеющие развитие на других площадях Ангаро-Ленской ступени (шамановский, боханский, преображенский, устькутский, осинский, христофоровский, атовский, биркинский, бильчирский, келорский) в пределах площади работ притоками газа и конденсата, за исключением скв.4, 26, 27, себя не

проявили. В них, при вскрытии, в основном отмечались поглощения промывочной жидкости, раз газирование бурового раствора, повышенные газопоказания, редко незначительные газопроявления на устье скважин, в отдельных скважинах (3,18) - интенсивные рапопроявления.

1.4. Зоны возможных осложнений

Зоны возможных осложнений представлены в таблице 2

Таблица 2 – Зоны возможных осложнений

Обвалы стенок скважин		
Стратиграфическое подразделение	Интервалы, м	Диаметр каверн, м
Верхний кембрий		
Верхоленская+илгинская свиты	30-696	0.7
Нижний кембрий нижнемотская	2640-2886	0.6
ушаковская свита	2886-2900	0.6
Кавернообразования		
четвертчные отложения	0-30	0.6
верхоленская свита	30-481	0.7
литвинцевская свита	481-639	0.7
ангарская свита	696-1211	0.8
бельская свита	1345-1507	0.7
усольская свита	1770-2200	0.7
Сужение ствола скважины		
булайская свита	1211-1345	до 85% ном. Диаметра
бельская свита	1507-1770	до 90% ном. Диаметра
нижнемотская подсвита	2716-2900	до 90% ном. Диаметра
Поглощения		
Стратиграфическое подразделение	интервалы, м	интенсивность поглощения м ³ в час
четвертичные отложения	0-30	до 2-5
верхоленская свита	60-417	до полного

Продолжение таблицы 2

литвинцевдкая свита	481-660	до полного
бельская свита	1507-1770	до 5-10
усольская свита (осинский горизонт)	2200-2256	5
нижнемотская подсвита	2677-2716	до 15

Таблица 3 – Газонефтеводопроявления

Горизонт	интервал	$P_{пл}$ МПа	$T_{пл}$ °С	насыщение
келорский	639-696	ниже гидр-го	24-29	газ, вода
бильчирский	933-1080	19.4-24.69	27-33	газ, вода
атовский	1507-1557	норм, гидр-ое	37-41	газ, вода
христофоровский	1730-1770	до 47	до 67	газ, вода, рапа
осинский	2200-2256	27.5-30.2	до 58	газ, вода, H ₂ S
парфеновский	2647-2716	25,7	54	газ, вода
боханский	2837-2886	26	59	газ, вода

2. Технологическая часть

2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

По целевому назначению скважина № 60 Ковыктинского месторождения является разведочной, то есть закладывается в пределах подтвержденных перспективных структур для оценки возможной продуктивности того или иного горизонта.

Исходя из задач проектируемых работ, профиль скважины принимаем вертикальным.

2.2. Обоснование конструкции скважины

2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Расчётное значение устойчивости коллектора почти в два раза превышает предела прочности песчаника, что соответственно влияет на конструкцию эксплуатационного забоя. Также на выбор конструкции забоя влияет строение пласта, его коллекторские свойства, состав содержащихся в нём жидкостей и газов, число продуктивных пластов и коэффициент аномальности пластовых давлений. С учётом всех перечисленных факторов выбираем конструкцию закрытого забоя.

При бурении данной скважины выбираем следующий способ вскрытия продуктивного пласта: продуктивный пласт перебуриваем на 50 метров, не перекрывая предварительно вышележащие породы специальной колонной обсадных труб, затем спускаем обсадную колонну до забоя, цементируем. Для сообщения обсадной колонны с продуктивным пластом её перфорируем, т.е. в обсадной колонне и цементном кольце простреливаем нужное количество отверстий.

2.2.2. Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1. Из него следует, что интервалы несовместимых условий отсутствуют, следовательно, нет необходимости в спуске промежуточных (технических) колонн.

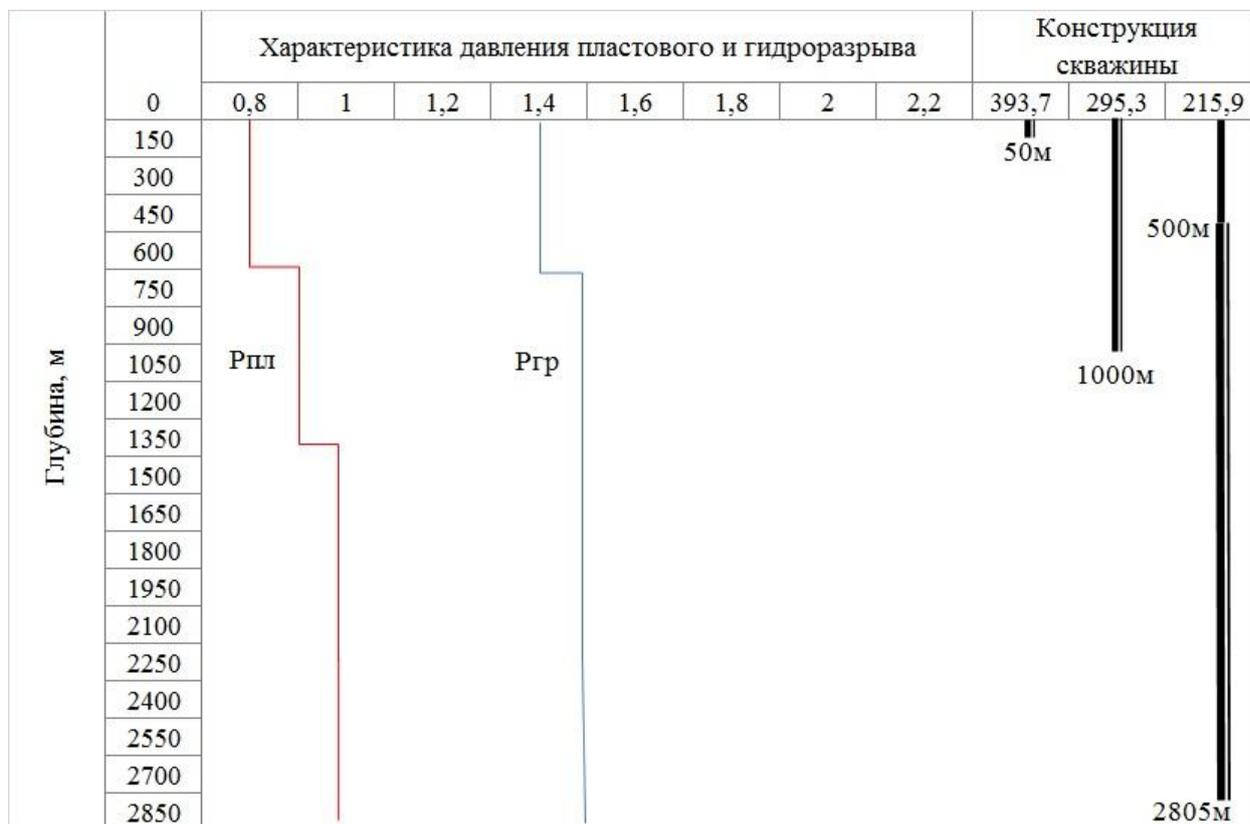


Рисунок 1 – Совмещённый график давлений

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубин их спуска

Исходя из геологических характеристик, совмещённого графика давлений и выбранной конструкции эксплуатационного забоя в конструкцию скважины будут включены следующие типы обсадных колонн: направление; кондуктор; эксплуатационная колонны.

Принимаем глубину спуска направления 50 метров.

Минимальная глубина спуска кондуктора H_k , рассчитываем исходя из условия предупреждения гидроразрыва горных пород:

$$H_k \geq \frac{P_{пл} - 0,01 \cdot L \cdot \rho_{\phi}}{\Delta P_{гр} - 0,01 \cdot \rho_{\phi}} \quad (1)$$

$P_{пл}$ – пластовое давление, МПа;

$\Delta P_{гр}$ – градиент давления гидроразрыва пород в интервале

установки последующей колонны, МПа/м (см. п. 2.2.4.);

ρ_{ϕ} – плотность пластового флюида, г/см³ см. п. 1.4.;

L – глубина скважины,

$$HK \geq (257 \cdot 10^5 - 0.01 \cdot 2805 \cdot 0.92) / (18 \cdot 10^6 - 0.01 \cdot 0.92) = 136 \text{ м.}$$

Принимается глубина спуска кондуктора 1000 метров, так как данный интервал характеризуется интенсивными осыпями и обвалами стенок скважины.

Эксплуатационная колонна спускается до проектного забоя.

2.2.4. Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, кондуктор и направление цементируются по всей длине, а эксплуатационная колонна с учётом перекрытия башмака кондуктора на высоту не менее 500 метров. Интервал цементирования приведён в таблице 4.

Таблица 4 – Интервалы цементирования обсадных колонн

Наименование колонны	Интервалы спуска, м		Интервалы цементирования, м	
	по вертикали		по вертикали	
	от	до	от	до
Направление	0	50	0	50
Кондуктор	0	1000	0	1000
Эксплуатационная колонна	0	2805	500	2805

2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

1. Бурение под эксплуатационную колонну.

Диаметр эксплуатационной колонны принимаем (исходя из ожидаемого дебита $Q = <75 \text{ м}^3/\text{сут}$) 146,1 мм,

Наружный диаметр соединительной муфты для эксплуатационной колонны по ГОСТ 632-80 [35] равен $d_m = 166,0 \text{ мм}$.

Расчётный диаметр долота для бурения под эксплуатационную колонну:

$$D_{д.р} = d_m + 2\delta = 166,0 \text{ мм} + 20 = 186,0 \text{ мм.};$$

где $2\delta = 20 \text{ мм}$.

Выбор ближайшего нормализованного диаметра долота по ГОСТ 632-80

$$D_{д.н} = 215,9 \text{ мм} > 186,0 \text{ мм.}$$

2. Бурение под кондуктор.

$d_K = 244,5$ мм с максимально допустимой толщиной стенки:

$$\Delta = (244,5 - 229,9)/2 = 7,3 \text{ мм, наружный диаметр муфты } d_M = 269,9 \text{ мм.}$$

Расчётный диаметр долота для бурения под кондуктор:

$$D_{д.р} = d_M + 2\delta = 269,9 + 25 = 294,9 \text{ мм,}$$

где $2\delta = 25$ мм

Ближайший нормализованный диаметр долота для бурения под кондуктор по ГОСТ 632-80.

$$D_{д.н} = 295,3 \text{ мм} > 294,9 \text{ мм.}$$

3. Бурение под направление.

Внутренний расчётный диаметр направления:

$$d_{вн.напр.} = 295,3 + 15 = 310,3 \text{ мм}$$

Нормализованный диаметр обсадных труб для направления по ГОСТ 632-80

$d_{напр.} = 323,9$ мм с максимально допустимой толщиной стенки:

$$\Delta = (323,9 - 295,3)/2 = 14 \text{ мм,}$$

наружный диаметр муфты $d_M = 351,0$ мм.

Расчётный диаметр долота для бурения под направление:

$$D_{д.р} = d_M + 2\delta = 351,0 + 40 = 391,0 \text{ мм}$$

Ближайший нормализованный диаметр долота для бурения под направления по ГОСТ 632-80.

$$D_{д.н} = 393,7 \text{ мм} > 391,0 \text{ мм.}$$

Результаты расчётов конструкции скважины приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Конструкция скважины

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Интервал спуска, м	Номинальный диаметр ствола скважины (долота), мм	Номинальный наружный диаметр обсадных труб, мм	Максимальный наружный диаметр соединения, мм
1	Направление	0 - 50	393,7	323,9	351
2	Кондуктор	0 - 1000	295,3	244,5	269
3	Эксплуатационная	0 - 2805	215,9	146,1	208,2

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Цель - определить необходимость использования противовыбросового оборудования (ПВО) и колонных головок (КГ) для нормальной проводки скважины, а также для проведения испытания и освоения скважины.

Критериями выбора ПВО являются 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. Противовыбросовое оборудование устья скважины выбирается исходя из следующего условия:

$$P_{\text{прв.}} > (P_y)_{\text{max}}; \quad (2)$$

где $P_{\text{прв.}}$ – рабочее давление превенторов, МПа;

$(P_y)_{\text{max}}$ - максимально ожидаемое давление на устье скважины при газонефтеводопроявлении, МПа.

Величина максимального устьевого давления $P_{\text{му}}$ рассчитывается по формуле:

$$(P_y)_{\text{max}} = P_{\text{пл}} - \rho * g * H, \quad \text{МПа} \quad (3)$$

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

$$P_{\text{пл}} = \Delta P_{\text{ср.взв.}} * H,$$

$$\Delta P_{\text{ср.взв.}} = (\Delta P_1 * \Delta H_1 + \Delta P_2 * \Delta H_2 + \Delta P_3 * \Delta H_3) / H; \quad (4)$$

ρ - плотность флюида, кг/м³;

g - ускорение свободного падения, м/с^2 ;

H – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

При выборе колонных головок, помимо максимального устьевого давления, необходимо учесть диаметры всех обсадных колонн, обвязываемых с помощью колонной головки.

$$P_y = 25,7 - 10^{-6} * 9,81 * 2710 * 960 = 0,17 \text{ МПа};$$

Максимальное устьевое давление получилось при проявлении пласта на глубине 2710 метров. $P_{y \text{ max}} = 0,17 \text{ МПа}$.

Формула справедлива при полном замещении промывочной жидкости пластовым флюидом.

Исходя из выше написанного, а также согласно правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности проектируем при вскрытии пласта ПВО ОП 5 - 350/80*35 со следующими техническими характеристиками:

1. диаметр проходного отверстия – 350 мм;
2. рабочее давление – 35МПа;
3. диаметр проходного отверстия манифольда – 80 мм;
4. номинальное давление станции гидропривода – 14 МПа.

Схема состоит из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

В проекте при освоении скважины принимается оборудование устья скважины малогабаритной превенторной установкой типа ППР 180×21 (превентор плашечный с ручным управлением) со следующими техническими характеристиками:

1. Диаметр проходного отверстия - 180 мм;
2. Рабочее давление - 21МПа;
3. Привод – ручной.

Перед тем, как приступить к вызову притока из пласта, устье скважины оборудуется фонтанной арматурой. Так как рабочее давление в скважине не превышает 0,17 МПа, а диаметр спускаемых НКТ составит 73,0 мм выбираем для герметизации устья скважины фонтанную арматуру типа АФК1-65x140 (где 65 –

диаметр боковых отводов, мм; 140 – рабочее давление, 140 атм.). До установки на устье скважины фонтанная арматура испытывается на давление равное полуторократному рабочему давлению.

2.3. Углубление скважины

Технико-экономическая эффективность строительства скважины во многом зависит от обоснованности процесса углубления и промывки. Проектирование технологии этих процессов включает в себя выбор типа породоразрушающего инструмента (ПРИ), режимов бурения, конструкции бурильной колонны и компоновки ее низа, а также гидравлической программы углубления.

2.3.1. Выбор способа бурения

Принятие решения об использовании того или иного способа бурения - один из ответственных этапов при проектировании технологии бурения, так как в дальнейшем выбранный способ определяет многие технические решения - режим бурения, гидравлическую программу, бурильный инструмент, тип буровой установки и технологию крепления скважины.

Окончательное решение по выбору способа бурения представляет собой сложную задачу. В качестве исходной информации для принятия решения о способе бурения следует использовать следующие данные: глубину бурения и забойную температуру, профиль ствола скважины и диаметры долот, тип породоразрушающего инструмента и бурового раствора. На основании этой информации, может быть выбран способ бурения скважины по интервалам бурения и скважины в целом.

Исходные данные:

Глубина бурения 2805 м

Забойная температура 57°С

Диаметр долота >190 мм

Профиль ствола скважины вертикальный.

Исходя из задач проектируемых работ, геологического разреза, глубины и, технологии проводки скважины проектом предусматривается роторный способ бурения с приводом от ДВС.

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

При выборе типа долот принимаются во внимание сведения об областях применения буровых долот, крепость разбуриваемых пород, способ бурения, конструкция скважины, а также фактически применяемые долота при бурении скважин на соседних площадях, на основе минимальной стоимости 1м проходки. Данные представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Типоразмер долот по интервалам бурения

Интервал, м		Типоразмеры долот
от	до	
0	50	Ш393,7 СЗ-ГВУ
50	1000	Ш295,3 СЗ-ГНУ
1000	2805	Ш215,9 СЗ-ГНУ

2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото

Осевая нагрузка на долото, как режимный параметр бурения, обеспечивает внедрение породоразрушающих элементов в горную породу.

Для интервала 0-50м, пород категории СЗ, $D_d=0,3937$ м:

$$G_{oc} = (400 \div 800) \cdot 0,3937 = 157,46 \div 314,96 \text{ кН.}$$

Для интервала 50-1000м, пород категории СЗ, $D_d=0,2953$ м:

$$G_{oc} = (400 \div 800) \cdot 0,2953 = 118,12 \div 236,24 \text{ кН.}$$

Для интервала 1000-2805м, пород категории СЗ, $D_d=0,2159$ м:

$$G_{oc} = (400 \div 800) \cdot 0,2159 = 86,36 \div 172,72 \text{ кН.}$$

Аналитический расчет осевой нагрузки G_1 для шарошечных долот, при которой обеспечивается объемное разрушение породы

$$F = 39,37 \cdot 1 \cdot 1,5/2 = 29,53 \text{ (см}^2\text{)}$$

$$G_1 = 1 \cdot 80 \cdot 29,53 = 2362,4 \text{ (кг)}$$

- для долот типа III295,3 СЗ-ГВУ:

$$F = 29,53 \cdot 1 \cdot 1,5/2 = 22,15 \text{ (см}^2\text{)}$$

$$G_1 = 1 \cdot 280 \cdot 22,15 = 6202 \text{ (кг)}$$

- для долот типа III 215,9 СЗ-ГВУ:

$$F = 21,59 \cdot 1 \cdot 1,5/2 = 16,19 \text{ (см}^2\text{)}$$

$$G_1 = 1 \cdot 440 \cdot 16,19 = 7123,6 \text{ (кг)}$$

$$F = 21,59 \cdot 1 \cdot 1,5/2 = 16,19 \text{ (см}^2\text{)}$$

$$G_1 = 1 \cdot 950 \cdot 16,19 = 16761,5 \text{ (кг)}$$

Наиболее эффективное разрушение породы на забое происходит в том случае, когда осевая нагрузка обеспечивает на контакте долота с породой, напряжение, превышающие твердость горной породы. Так для более твердых пород, требуется более высокая осевая нагрузка, но в любом случае, расчетное значение не должно превышать 80% от допустимого по паспорту на долото.

Значение допустимых нагрузок для долот по интервалам бурения следующие:

- для долот типа III 393,7СЗ-ГВУ $P_{доп} = 470$ кН;

- для долот типа III295,3 СЗ-ГВУ $P_{доп} = 400$ кН;

- для долот типа III 215,9 СЗ-ГВУ $P_{доп} = 250$ кН;

Для интервала 0-50м, $D_d = 0,3937$ м:

$$G_{OC} \leq 0,8 \cdot 470 = 376 \text{ кН.}$$

Для интервала 50-1000м, $D_d = 0,2953$ м:

$$G_{OC} \leq 0,8 \cdot 400 = 320 \text{ кН.}$$

Для интервала 1000-2805м, $D_d = 0,2159$ м:

$$G_{OC} \leq 0,8 \cdot 250 = 200 \text{ кН.}$$

Полученные данные осевых нагрузок по интервалам бурения представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Осевая нагрузка на долото по интервалам бурения

Интервал, м		Осевая нагрузка, кН
от	до	
0	50	вес инструмента (20-30)
50	1000	50-70
1000	2030	80-100
2030	2805	160-170

2.3.4. Расчет частоты вращения долота

Частота вращения долота по рекомендуемой линейной скорости на периферии долота:

- для долот типа СЗ $V_{л} = 1,3 \div 1,8$ м/с.

Для интервала 0-50м, для долот типа СЗ, $D_{д} = 0,3937$ м:

$$n = 60 \cdot \frac{(1,3 \div 1,8)}{3,14 \cdot 0,3937} = 63 \div 87 \text{ об/мин.}$$

Для интервала 50-1000м, для долот типа СЗ, $D_{д} = 0,2953$ м:

$$n = 60 \cdot \frac{(1,3 \div 1,8)}{3,14 \cdot 0,2953} = 84 \div 116 \text{ об/мин.}$$

Для интервала 1000-2805м, $D_{д} = 0,2159$ м, для долот типа СЗ $V_{л} = 1,3 \div 1,8$ м/с:

$$n = 60 \cdot \frac{(1,3 \div 1,8)}{3,14 \cdot 0,2159} = 115 \div 159 \text{ об/мин.}$$

Не смотря на проведенные расчеты из оптимальной линейной скорости, мы принимаем минимальные паспортные значения оборотов долота, т.к. при обоснование конструкции скважины приняли роторный способ бурения. Выбранные частоты вращения приведены в табл.8.

Таблица 8 – Частота вращения долот по интервалам бурения

Интервал, м		Частота вращения долота, об/мин
от	до	
0	50	60
50	1000	60
1000	2805	60

2.3.5. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб (УБТ), стальных (СБТ), ведущей бурильной трубы, резьбовых переводников, калибраторов.

Расчеты производим по интервалу: 2030-2805м.

Исходные данные: интервал бурения 2030–2805м; наружный диаметр предыдущей обсадной колонны 244,5мм; наружный диаметр и толщина стенки последующей обсадной колонны 146,1 мм, 8,0мм; диаметр долота 215,9мм; вес элементов КНБК за исключением УБТ 120 кгс; осевая нагрузка 16 тс; давление бурового раствора 2,7кгс/мм²; удельный вес бурового раствора 1,08 гс/см³; наружное давление 2,6кгс/мм²; клиновой захват ПКР-560; длина клиньев 400мм; резьбовая смазка – графитовая; условия бурения – нормальные.

Проектирование бурильной колонны: при нормальных условиях бурения и диаметре долота $D_d = 215,9$ мм, принимается диаметр основной ступени УБТ $D_{01} = 178$ мм, со следующими характеристиками: внутренний диаметр $d_{01} = 90$ мм; вес 1 п. м трубы $q_{01} = 145,4$ кгс/м, длина трубы 8,5 м.

Длина первой секции l_1 принимается равной 250 м. Трубы согласно рекомендациям должны иметь максимальную толщину стенки и минимальную группу прочности материала. Для этой секции принимается трубы БТ127х9Д.

Расчёт УБТ

Определяем типы, диаметры и длины ступеней компоновки УБТ. Для нормальных условий бурения выбираем для первой ступени УБТ 178 с наружным диаметром 178 мм, внутренний диаметр 90 мм, вес 1 м. равен 145,4 кгс. Эти трубы имеют необходимую жесткость при бурении под промежуточную кодонку диаметром 146,1 мм при толщине стенки $\delta_{ок} = 8$ мм.

$$D_{нар}/D_{ок} > (1 - ((D_{ок} - 2 * \delta_{ок}) / D_{ок})^4 / 1 - (d_{вн} / D_{01})^4)^{0.25} \quad (5)$$

где, $D_{нар}$ и $d_{вн}$ соответственно наружный и внутренний диаметры основной ступени УБТ, мм;

$D_{ок}$ и $\delta_{ок}$ соответственно наружный диаметр и толщина стенки обсадной колонны, мм.

$$178 / 146 > (1 - ((146 - 2 \cdot 8) / 146)^4 / 1 - (90 / 178)^4)^{0.25}, \text{ или } 1,059 > 0,817 .$$

Условие соблюдается.

Проектирование перехода от колонны УБТ к БТ

Для первой ступени компоновки бурильных труб (КБТ) используются трубы ТБПВ, так как они наиболее подходят для бурения роторным способом и конкретно для вертикальных скважин. Выбираем трубы ТБПК с наружным диаметром 0,127 м, толщиной стенки 9,19 мм и группой прочности Д.

Для обеспечения плавного перехода от колонны УБТ к КБТ должно выполняться условие:

$$D_{\text{оп}} < 1,33 \cdot D_1 \quad (6)$$

где $D_{\text{оп}}$ – диаметр последней ступени УБТ, мм;

D_1 – диаметр бурильных труб первой секции, мм.

$$178 \text{ мм} > 169,3 \text{ мм}$$

Условие не соблюдается.

Поэтому компоновка УБТ должна быть ступенчатой.

Определение диаметра и длины дополнительных ступеней УБТ.

Требованиям плавного перехода ко второй ступени УБТ удовлетворяют УБТ – 146-74. Для них вес 1 м. $q_{02} = 97,6$ кгс. Выбираем согласно рекомендациям длину этой ступени $L_{02} = 12$ м.

Расчет длины основной ступени УБТ и КНБК

Расчет производится по формуле:

$$L_{01} = 1/q_{01} \cdot (K_d \cdot Q_d / 1 - Y_{\text{ж}} / Y_o - (Q_c + \sum q_{0i} \cdot L_{0i})), \quad (7)$$

где Q_d - осевая нагрузка на долото, кгс;

q_{01} - вес 1 метра основной ступени УБТ, кгс/м;

K_d – коэффициент нагрузки на долото, $K_d = 1,175$;

Y_o – удельный вес материала УБТ, гс/см³;

$Y_{\text{ж}}$ – удельный вес бурового раствора, гс/см³;

$Q_{\text{зд}}$ – вес забойного двигателя, кгс;

Q_c – суммарный вес элементов КНБК за исключением забойного двигателя и УБТ, кгс;

q_{oi} – вес 1 м. i-й переходной ступени УБТ, кгс/м;

L_{oi} – длина i-й переходной ступени УБТ, м;

$$L_{o1} = 1/1528 \cdot (1,175 \cdot 16000/1 - 1,08/7,85 - (689470 + 97,6 \cdot 12)) = 156 \text{ м.}$$

Общий вес компоновки УБТ в скважине:

$$Q_{убт} = \sum q_{oi} \cdot L_{oi}; \quad (8)$$

$$Q_{убт} = (145,4 \cdot 156 + 97,6 \cdot 12) = 16874 \text{ кгс.}$$

Общий вес компоновки КНБК в скважине:

$$Q_{кн} = (Q_{убт} + Q_{\Sigma}) \cdot (1 - Y_{ж} / Y_0); \quad (9)$$

$$Q_{кн} = (16874 + 1172,4) \cdot (1 - 1,08/7,85) = 18839 \text{ кгс.}$$

Общая длина УБТ:

$$L_{убт} = 156 + 12 = 168 \text{ м.}$$

$$\text{Общая длина КНБК: } L_{кнбк} = 156 + 12 = 171 \text{ м.}$$

Расчет количества промежуточных опор:

$$m = L_{o1} / a,$$

(10)

)

где L_{o1} – длина основной ступени УБТ, м;

a – расстояние между промежуточными опорами, м;

$$m = 120 / 33 = 3,63 = 4 \text{ шт.}$$

Определение момента затяжки резьб УБТ:

Принято для УБТ – 178-90 из стали группы прочности Д и графитовой смазке моменты затяжки резьб: $M_{эТ} = 1910 - 2520 \text{ кгс/м.}$

Для УБТ-146-74 $M_{эТ} = 1170 - 1490 \text{ кгс/м.}$

Расчет колонны бурильных труб (КБТ)

Расчет на прочность первой секции КБТ.

По условию плавного перехода от колонны УБТ и КБТ удовлетворяют стальные бурильные трубы ТБПК-127x9,19Д, принимаем длину первой секции КБТ $l_1 = 500 \text{ м}$.

Для стали группы прочности Д16Т $\sigma_T = 38,0 \text{ кгс/мм}^2$, нормативный запас прочности $n=1,3$. Тогда по формуле (2.3.12) допустимое напряжение $\sigma_{\text{д}}$ равно:

$$\sigma_{\text{д}} = \frac{\sigma_T}{n}, \quad (11)$$

где σ_T - предел текучести материала, кгс/мм²

$$\sigma_{\text{д}} = \frac{38,0}{1,3} = 29,2 \text{ кгс/мм}^2.$$

Действующее эквивалентное напряжение $\sigma_{\text{э}}$ в верхнем сечении этой ступени КБТ определяем по формуле (15).

Напряжение растяжения определяем по формуле (14) при $F=1731 \text{ мм}^2$.

Растягивающая нагрузка Q_P определяется по формуле (13), вес первой секции бурильной колонны (Q^{σ_1}) определяем по формуле (12):

$$Q^{\sigma_1} = \sum_{i=1}^m q_i \cdot l_i \cdot (1 - \gamma_{\text{ж}} / \gamma_i), \quad (12)$$

где m - число ступеней КБТ до рассматриваемого сечения;

l_i - длина i -й секции, м;

$\gamma_{\text{ж}}$ - удельный вес бурового раствора, гс/см²;

γ_i - удельный вес материала, гс/см²

q_i - приведенный вес 1 метра трубы i -й секции, кгс/м.

$$Q^{\sigma_1} = 32,5 * 500 * (1 - 1,08 / 7,87) = 14020 \text{ кг}.$$

Определяется по формуле:

$$Q_P = K \cdot \left(\sum_{i=1}^m Q^{\sigma_1} + Q_{\text{KH}} \right) + \Delta P \cdot F_K, \quad (13)$$

где K - коэффициент, учитывающий влияние сил трения, сопротивление движению бурового раствора;

m - порядковый номер от УБТ секции КБТ;

Q^{σ_1} - вес i -й секции КБТ;

Q_{KH} - вес КНБК, кгс;

ΔP - перепад давления в забойном двигателе и долоте, кгс/мм²,

$\Delta P = 1,10$;

F_K - площадь поперечного сечения канала трубы m -й секции, мм²,

$F_K = 9331$.

$Q_P = 1,15 * (14020 + 18014,4) + 1,1 * 9331 = 47103$ кгс

Определяется по формуле:

$$\sigma_P = \frac{Q_P}{F}, \quad (14)$$

где F - площадь поперечного сечения тела трубы, мм², $F = 3336$ мм²;

$$\sigma_P = \frac{47103}{3336} = 14,11 \text{ кгс/мм}^2.$$

Определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{э}} = \sigma_P, \quad (15)$$

$$\sigma_{\text{э}} = 14,11 \text{ кгс/мм}^2.$$

Действующее эквивалентное напряжение, меньше допускаемого. Следовательно, условие прочности на статическое нагружение соблюдается, а фактический запас прочности больше нормативного.

$$n = \frac{\sigma_T}{\sigma_{\text{э}}} = \frac{38,0}{8,85} = 2,7$$

Проверка условия прочности первой секции КБТ на избыточное давление:

Допустимые избыточные наружное (P_H) и внутренние (P_B) давления на тело трубы составляют:

$$P_H \leq \frac{P_{KP}}{n}, \quad (16)$$

где P_{KP} - критическое наружное давление, кгс/мм², $P_{KP} = 3,92$;

n - нормативный запас прочности, $n = 1,15$.

$$P_H = \frac{3,92}{1,15} = 3,4 \text{ кгс/мм}^2$$

Действующее давление (P) равно $2,2 \text{ кгс/мм}^2$, тогда фактический запас прочности на избыточное давление составляет:

$$n = \frac{P_{KP}}{P} = \frac{3,4}{2,2} = 1,55.$$

Таким образом, первая секция КБТ имеет достаточный запас прочности на избыточное давление.

Проверка условия прочности замковых соединений (ЗС) первой секции КБТ.

Действующее осевое усилие (Q_p) в опасных сечениях должны быть меньше допустимых нагрузок на замковое соединение (P_{MAX}).

В данном случае для замков 3-121 $P_{MAX} = 279,2 \text{ Тс}$ при $n = 1,4$ и графитовой смазке, $Q_p = 31 \text{ Тс}$. $31 < 279,2$.

Значит, действующее осевое усилие допустимы для ЗС первой секции БК.

Момент затяжки ЗС первой секции БК.

Для замков типа 3-121 при $n = 1,4$ и графитовой смазке момент затяжки.

$$M_{ЗТ} = 2255 \text{ кгс} \cdot \text{м}$$

Расчет наибольшей глубины спуска первой секции КБТ в клиновом захвате.

Наибольшая глубина $l_{кл}$ первой секции КБТ в клиновом захвате ПКР-560 (при длине клиньев $l_K = 400 \text{ мм}$) определяется по формуле:

$$l_{км} = \frac{Q_{ТК}^C / n - \sum_{i=1}^{m-1} Q_{БИ} - Q_{КН}}{q_m \cdot (1 - \gamma_{ж} / \gamma_m)}, \quad (17)$$

где γ_m - удельный вес материала трубы, гс/см^3 ;

$\gamma_{ж}$ - удельный вес бурового раствора, гс/см^3 ;

q_m - вес одного метра трубы секции, кгс/м ;

n - нормативный запас прочности трубы в клиновом захвате, $n = 1$;

Предельная осевая нагрузка на трубу в клиновом захвате Q_{TK}^c определяется по формуле:

$$Q_{TK}^c = Q_{TK}^1 \cdot C, \quad (18)$$

где Q_{TK}^1 - предельная осевая нагрузка на трубу в клиновом захвате при коэффициенте охвата, равном единице, кгс;

C – коэффициент охвата, $C=0,9$.

$$Q_{TK}^1 = 107 \cdot 0,9 = 96,3 \text{ Тс}$$

$$l_{к1} = \frac{96300 / 1,15 - 4260 - 12492}{32,4 \cdot (1 - 1,18 / 6,85)} = 2570 \text{ м}$$

Допустимая глубина спуска в клиновом захвате для первой секции значительно больше ее длины, следовательно, вся она может быть спущена с использованием ПКР-560.

Расчет на прочность второй секции КБТ не производим т.к. выбираем ТПБВ 127x9,19 марки Л, которая характеризуется более прочными характеристиками $\sigma_T = 65,0 \text{ кгс/мм}^2$, нормативный запас прочности $n=1,3$. Тогда по формуле (2.3.12) допустимое напряжение $\sigma_{\text{д}}$ равно:

$$\sigma_{\text{д}} = \frac{65,0}{1,3} = 50 \text{ кгс/мм}^2$$

Фактическая глубина спуска второй секции 2427 м. Таким образом, и вторую секцию и всю БК можно спускать в клиновом захвате.

Запроектированная колонна отвечает всем предъявленным требованиям и при заданных условиях обеспечит бурение вертикальной скважины глубиной 2805 м турбинным способом.

Таблица 9 – Конструкция бурильной колонны

Название секции	Шифр труб	Длина, м	Вес, кг
I секция УБТ	УБТ – 178 – 90	156	16848
II секция УБТ	УБТ – 146 – 74	12	1236
I секция КБТ	ТБПК – 127 × 9,19Д	500	13355
II секция КБТ	ТБПК – 127 × 9,19Л	2137	57079
Итого:		2805	93390

Для бурения скважины на различных интервалах на основе опыта строительства скважин на Ковыктинском месторождении проектируются следующие компоновки БК (табл. 10).

Таблица 10 – Компоновка низа бурильной колонны

№ п/п КНБК	Интервал по вертикали, м		Элементы КНБК			Назначение
			№ п/п	Типоразмер, шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ на изготовление	
	от	до				
1	0	50		Ш-393,7 МЗ-ГВ УБТ-229	ГОСТ 20692 – 75 ТУ14-3-835-79	Бурение участка под направление.
2	50	1000		Ш-295,3 МЗ-ГВ Калибратор 8КС-295,3 УБТ-203 УБТ – 178-90	ГОСТ 20692 – 75 ОСТ 39 – 078 – 79 ТУ14-3-835-79	Бурение участка под кондуктор
3	1000	2805		Ш-215,9 МС-ГВ Калибратор 9 КП-215,9 ТС УБТ – 178 – 90 УБТ – 146 – 74	ГОСТ 20692 – 75 ГОСТ 26673-85 ТУ 14-3-835-79 ТУ 14-3-835-79	Бурение эксплуатацион ной колонны

2.3.6. Обоснование типов и компонентного состава промывочной жидкости

Опыт бурения на Ковыктинском месторождении (как с технологической, так и с экономической точки зрения) показал высокую эффективность применения полимерглинистого бурового раствора. Данный буровой раствор по

сравнению с растворами на нефтяной основе достаточно дешевый, экологически безопасен, исключает пожаровзрывообразование и может иметь необходимые характеристики для качественного вскрытия продуктивного горизонта.

Плотность бурового раствора рассчитываем по формуле:

$$\rho_{БР} = \rho_{пл} / g * H + Kр * \rho_{пл} / g * H \quad (19)$$

где $Kр$ – коэффициент резерва;

$\rho_{БР}$ – плотность бурового раствора, $кг/м^3$.

На глубине 1000 м пластовое давление составляет 9,15 МПа, следовательно:

$$\rho_{БР} = 1,1 \div 1,15 * 9,15 * 10^6 / 9,81 * 1000 = 1025 \div 1072 \text{ кг/м}^3.$$

Так как породы в интервале 0-1000 м склонны к осыпям и обвалам, то плотность бурового раствора принимается максимально возможной 1120 кг/м^3 .

На глубине 2200 м пластовое давление составляет 20,4 МПа, следовательно:

$$\rho_{БР} = 1,05 \div 1,1 * 20,4 * 10^6 / 9,81 * 2200 = 1039 \div 1086 \text{ кг/м}^3.$$

На интервале 2000-2200 принимается плотность бурового раствора равной 1150 кг/м^3 (приняв минимально допустимую плотность раствора, увеличиваем механическую скорость бурения).

На глубине 2300 м пластовое давление составляет 21,6 МПа, следовательно:

$$\rho_{БР} = 1,04 \div 1,07 * 21,6 * 10^6 / 9,81 * 2300 = 1005 \div 1053 \text{ кг/м}^3.$$

Так как в интервале 2200-2700 возможно разжижение бурового раствора, поэтому на интервале 2200-2700 плотность бурового раствора принимается равной 1250 кг/м^3 .

На глубине 2805 м пластовое давление составляет 25,7 МПа, следовательно:

$$\rho_{БР} = 1,05 \div 1,1 * 25,7 * 10^6 / 9,81 * 2805 = 980 \div 1027 \text{ кг/м}^3.$$

На интервале 2030-2805 плотность бурового раствора принимается равной 1050 кг/м^3 .

Статическое напряжение сдвига рассчитываем по формуле (20):

$$\text{СНС}_1 = d * (\rho_{п} - \rho_{пж}) * g * K / 6 \quad (20)$$

где СНС_1 – статическое напряжение сдвига через 1 минуту, дПа;

d – диаметр частиц шлама, м;

$\rho_{\text{П}}$ – плотность горной породы, кг/м³;

$\rho_{\text{ПЖ}}$ – плотность промывочной жидкости, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с;

K – коэффициент, учитывающий реальную форму частиц шлама, $K = 1,5$.

$$\text{СНС}_{10 \geq 5} * [2 - \exp * (- 110 * d)] * d * (\rho_{\text{П}} - \rho_{\text{ПЖ}}) \quad (21)$$

где СНС_{10} – статическое напряжение сдвига через 10 минут, дПа;

d – диаметр частиц шлама, м;

Условная вязкость рассчитывается по формуле:

$$\text{УВ} \leq 21 * \rho_{\text{ПЖ}} * 10^{-3} \quad (22)$$

где УВ – условная вязкость, с.

Статическое напряжение сдвига равно:

- в интервале 0 – 1000 м,

$$\text{СНС}_1 = 0,005 * 9,81 * (2300 - 690) * 1,5 / 6 = 19,74 \text{ дПа};$$

$$\text{СНС}_{10} = 5 * [2 - \exp(-110 * 0,005)] * 0,005 * (2300 - 690) = 57,16 \text{ дПа};$$

- в интервале 1000 – 1200 м,

$$\text{СНС}_1 = 0,003 * 9,81 * (2300 - 1800) * 1,5 / 6 = 3,68 \text{ дПа};$$

$$\text{СНС}_{10} = 5 * [2 - \exp(-110 * 0,003)] * 0,003 * (2300 - 1800) = 9,6 \text{ дПа};$$

- в интервале 1200 – 2030,

$$\text{СНС}_1 = 0,002 * 9,81 * (2300 - 1275) * 1,5 / 6 = 5,03 \text{ дПа};$$

$$\text{СНС}_{10} = 5 * [2 - \exp(-110 * 0,002)] * 0,002 * (2300 - 1275) = 12,3 \text{ дПа};$$

- в интервале 2030 – 2805 м,

$$\text{СНС}_1 = 0,001 * 9,81 * (2300 - 1150) * 1,5 / 6 = 2,82 \text{ дПа};$$

$$\text{СНС}_{10} = 5 * [2 - \exp(-110 * 0,001)] * 0,001 * (2300 - 1150) = 6,33 \text{ дПа};$$

Условная вязкость равна

- в интервале 0 – 1000 м,

$$\text{УВ} \leq 21 * 690 * 10^{-3} = 14,49 \text{ с},$$

- в интервале 1000 - 1200 м,

$$\text{УВ} \leq 21 * 1800 * 10^{-3} = 37,80 \text{ с},$$

- в интервале 1200 – 2030 м,

$$\text{УВ} \leq 21 * 1275 * 10^{-3} = 26,76 \text{ с}.$$

- в интервале 2030 – 2805м,

$$УВ \leq 21 * 1150 * 10^{-3} = 24,15 \text{ с.}$$

Показатель водоотдачи по рекомендации ВНИИКр нефти определяем:

$$\Phi \leq (6 \cdot 10^4 / \rho_{БР}) + 3 \text{ см}^3/30 \text{ мин.} \quad (23)$$

Показатель водоотдачи при бурении под кондуктор на интервале 0 – 1000 м составит: $\Phi \leq (6 \cdot 10^4 / 0,69 \cdot 10^4) + 3 = 11,7 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$

Примем значение показателя водоотдачи $\Phi = 11 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$

Показатель водоотдачи при бурении под эксплуатационную колонну на интервале 1000 - 1200 м составит:

$$\Phi \leq (6 \cdot 10^4 / 1,8 \cdot 10^4) + 3 = 6,3 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$$

Примем значение показателя водоотдачи $\Phi = 6 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$

Показатель водоотдачи при бурении под эксплуатационную колонну на интервале 1200 - 2030 м составит:

$$\Phi \leq (6 \cdot 10^4 / 1,275 \cdot 10^4) + 3 = 7,7 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$$

Примем значение показателя водоотдачи $\Phi = 8 - 7 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$

Показатель водоотдачи при бурении под эксплуатационную колонну на интервале 2030 - 2805 м составит:

$$\Phi \leq (6 \cdot 10^4 / 1,15 \cdot 10^4) + 3 = 8,2 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$$

Примем значение показателя водоотдачи $\Phi = 8 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$

Уровень рН по всем интервалам принимаем равным 8, так как применяемый комплекс химреагентов обеспечивает стабильную работу при уровне рН=7,5 ÷ 8,5.

Показатель содержания песка, исходя из опыта бурения скважин на данной площади по интервалам принимается равным: 0-1000м П=1-2%, 1000-2805м П=0,5-1%.

Исходя из расчетных данных, а также опыта бурения скважин на Усть-Сильгинском месторождении принимаем следующие параметры бурового раствора по интервалам бурения. Данные сведены в таблице 11.

Таблица 11 – Параметры бурового раствора

Интервал, м		Плотность, г/см ³	СНС, дПА		УВ, с	Фильтрация, см ³ /30мин	рН	П, %
от	до		за 1 мин	за 10 мин				
0	2200	1120	19,74	57,16	14,49	11	8	1-2
2200	2300	1150	3,68	9,6	37,8	6	8	0,5-1
2300	2700	1250	5,03	12,3	26,76	8,7	8	0,5-1
2700	2805	1050	2,82	6,33	24,5	8	8	0,5-1

2.3.7. Выбор гидравлической программы промывки скважины

1. Расчет расхода промывочной жидкости для эффективности очистки забоя скважины:

Производим расчет для интервала 50-1000 м:

$$Q=0,65*0,785*0,2953^2=0,044\text{м}^3/\text{сек.}$$

Для интервала 1000 – 2805 м:

$$Q=0,65*0,785*0,2159^2=0,023 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

2. Расчет расхода промывочной жидкости по скорости восходящего потока определяем по формуле:

Для интервала 0 – 1000:

$$Q=1,2*0,785*(0,2953^2 - 0,147^2)=0,062 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

Для интервала 1000 – 2030 м:

$$Q=1,2*0,785*(0,2159^2 - 0,147^2)=0,024 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

При бурении под эксплуатационную колонну долотом диаметром 0,2159 м на интервале 2030 – 2805:

$$Q=0,9*0,785*(0,2159^2 - 0,147^2)=0,017 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

3. Расчет расхода промывочной жидкости, для предотвращения прихватов производим по формуле:

При бурении под кондуктор расход промывочной жидкости, предотвращающий прихваты составит:

$$Q=0,5*0,785*(0,2953^2 - 0,127^2)=0,027 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

При бурении под эксплуатационную колонну расход промывочной жидкости, предотвращающий прихваты составит:

$$Q=0,5*0,785*(0,2159^2 - 0,127^2)=0,012 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

4. Для того, чтобы обеспечить нормальный режим промывки, выбираем буровой насос НБТ-600 с диаметром цилиндрической втулки $D=160$ мм и производительностью $Q_H=0,037 \text{ м}^3/\text{сек.}$

При бурении под кондуктор расход промывочной жидкости составит:

$$Q=0,8*2*0,037=0,059 \text{ м}^3/\text{сек}$$

При бурении под эксплуатационную колонну расход составит:

$$Q=0,8*1*0,037=0,029 \text{ м}^3/\text{сек}$$

Расчетные значения расхода промывочной жидкости на интервалах бурения заносим в таблице 12.

Таблица 12 – Расход промывочной жидкости по интервалам бурения

Интервал, м	Расход промывочной жидкости, м ³ /сек
0 – 1000	0,059
1000 – 2805	0,029

2.3.8 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Для отбора керна на Ковыктинской площади с глубины 2652-2660м; 2770-2778м; 2792-2800м используем следующую компоновку: долото БИТ 215,9/100 В-813, кернаприемное устройство УКР-172/100 «Кембрий», и УБТ 178×80.

2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1. Расчет обсадных колонн

2.4.1.1 Расчёт наружных избыточных давлений

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений.

1. При цементировании в конце продавки ТС и снятом на устье давлении; Рассмотрим первый случай, который встречается в период цементирования в конце продавки ТС.

Исходные данные для расчёта:

$$H=2805\text{м};$$

$$H_1= 500 \text{ м};$$

$$H_2= 2250\text{м};$$

$$g = 9,81 \text{ м/с}^2;$$

$$\gamma_{БР} = 1050 \text{ кг/м}^3;$$

$$\rho_{Т.С.} = 1830 \text{ кг/м}^3;$$

$\rho_{ОБ.Т.С.} = 1420 \text{ кг/м}^3$ (исходя из главы 5. Расчет объема тампонажных смесей и количества составных компонентов).

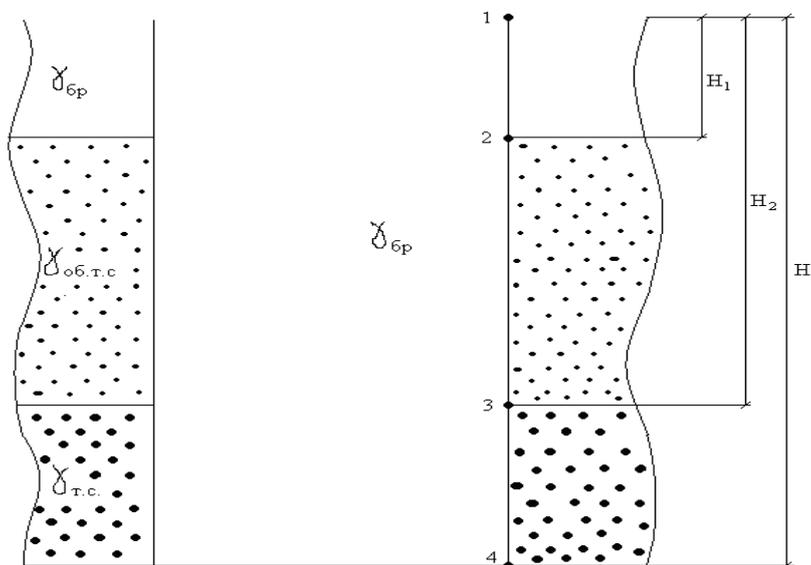


Рисунок 2 – цементирование колонны без выхода тампонажного раствора на устье

Точка 1 (устье).

$$P_{НИ} = P_H - P_B; \quad P_H = 0; \quad P_B = 0; \quad P_{НИ} = 0.$$

Точка 2 (уровень цементного раствора в заколонном пространстве).

$$P_{НИ} = P_H - P_B; \quad P_H = 10^{-6} g \cdot h \cdot \rho_{БР}; \quad P_B = 10^{-6} g \cdot h \cdot \rho_{ПЖ}; \quad P_{НИ} = 10^{-6} g \cdot h \cdot (\rho_{БР} - \rho_{ПЖ})$$

Т.к. $\rho_{БР} = \rho_{ПЖ}$, то $P_{НИ} = 0$

Точка 3 (граница двух ТС).

$$P_{НИ} = P_H - P_B;$$

$$P_H = 10^{-6} g \cdot (H_1 \cdot \rho_{БР} + (H_2 - H_1) \cdot \rho_{ОБ.Т.С.});$$

$$P_B = 10^{-6} * g * H_3 * \rho_{БР}.$$

$$P_{НИ} = 10^{-6} * g * (H_1 * \rho_{БР} + (H_2 - H_1) * \rho_{Об.Т.С} - H_2 * \rho_{БР}) = 10^{-6} * 9,81 * (500 * 1050 + (2250 - 500) * 1420 - 2250 * 1050) = 10^{-6} * 9,81 * (567000 + 2485000 - 2551500) = 4,909905 \text{ МПа}$$

Точка 4 (забой скважины).

$$P_{НИ} = P_H - P_B;$$

$$P_H = 10^{-6} * g * (H_1 * \rho_{БР} + (H_2 - H_1) * \rho_{Об.Т.С} + (H - H_2) * \rho_{Т.С});$$

$$P_B = 10^{-6} * g * H * \rho_{БР};$$

$$P_{НИ} = 10^{-6} * g * (H_1 * \rho_{БР} + (H_2 - H_1) * \rho_{Об.Т.С} + (H - H_2) * \rho_{Т.С} - H * \rho_{БР}) = 10^{-6} * 9,81 * (500 * 1050 + (2250 - 500) * 1420 + (2805 - 2250) * 1830 - 2805 * 1050) = 10^{-6} * 9,81 * (567000 + 2485000 + 640500 - 2948400) = 8,337519 \text{ МПа}.$$

2. Рассмотрим теперь второй случай, соответствующий концу эксплуатации скважины.

Исходные данные для расчёта:

$$H = 2805 \text{ м};$$

$$H_1 = 500 \text{ м};$$

$$H_2 = 1000 \text{ м};$$

$$H_3 = 1640 \text{ м};$$

$$H_4 = 2250 \text{ м};$$

$$g = 9,81 \text{ м/с}^2;$$

$$\rho_H = 960 \text{ кг/м}^3;$$

$$\rho_{БР} = 1050 \text{ кг/м}^3;$$

$$\rho_{Об.Т.С} = 1420 \text{ кг/м}^3.$$

$$\rho_{Пл.В} = 1010 \text{ кг/м}^3;$$

$$\rho_{Т.С} = 1830 \text{ кг/м}^3;$$

$$K = 0,25 \text{ (для колонны диаметром 146,1 мм)}$$

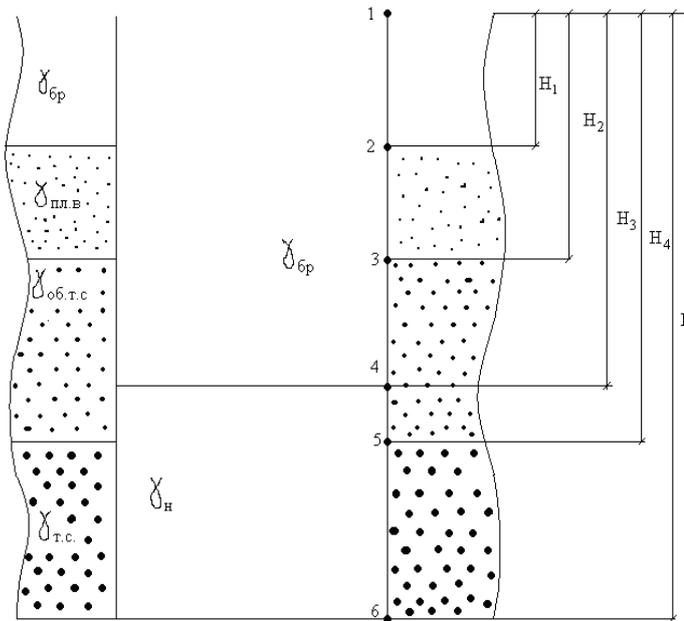


Рисунок 3 – конец эксплуатации

Точка 1 (устье скважины).

$$P_{ни} = P_H - P_B; \quad P_H = 0; \quad P_B = 0; \quad P_{ни} = 0.$$

Точка 2 (уровень ОБ.ТС за колонной).

$$P_{ни} = P_H - P_B; \quad P_H = 10^{-6} * g * H_1 * \rho_{бр.}; \quad P_B = 0;$$

$$P_{ни} = 10^{-6} * g * H_1 * \rho_{бр} = 10^{-6} * 9,81 * 500 * 1150 = 5,56227 \text{ МПа.}$$

Точка 3 (башмак кондуктора).

$$P_{ни} = P_H - P_B; \quad P_H = 10^{-6} * g * (H_1 * \rho_{бр} + (H_2 - H_1) * \rho_{пл.в.}); \quad P_B = 0;$$

$$P_{ни} = 10^{-6} * g * (H_1 * \rho_{бр} + (H_2 - H_1) * \rho_{пл.в.}) = 10^{-6} * 9,81 * (500 * 1050 + (1000 - 500) * 1010) = 10^{-6} * 9,8 * (567000 + 505000) = 10,51632 \text{ МПа.}$$

Точка 4 (уровень нефтегазоконденсата в конце эксплуатации).

$$P_{ни} = P_H - P_B; \quad P_H = 10^{-6} * g * (H_1 * \rho_{бр} + (H_2 - H_1) * \rho_{пл.в.} + (H_3 - H_2) * \rho_{об.т.к.} * (1 - K));$$

$$P_B = 0;$$

$$P_{ни} = 10^{-6} * g * (H_1 * \rho_{бр} + (H_2 - H_1) * \rho_{пл.в.} + (H_3 - H_2) * \rho_{об.т.к.} * (1 - K)) = 10^{-6} * 9,81 * (500 * 1050 + (1000 - 500) * 1010 + (1640 - 1000) * 1420 * (1 - 0,25)) = 10^{-6} * 9,81 * (567000 + 505000 + 681600) = 17,202816 \text{ МПа.}$$

$$9,81 * (500 * 1050 + (1000 - 500) * 1010 + (1640 - 1000) * 1420 * (1 - 0,25)) = 10^{-6} * 9,81 * (567000 + 505000 + 681600) = 17,202816 \text{ МПа.}$$

$$6 * 9,81 * (567000 + 505000 + 681600) = 17,202816 \text{ МПа.}$$

Точка 5 (двух ТК).

$$P_{ни} = P_H - P_B; \quad P_H = 10^{-6} * g * (H_1 * \rho_{бр} + (H_2 - H_1) * \rho_{пл.в.} + (H_3 - H_2) * \rho_{об.т.к.} * (1 - K));$$

$$P_B = 10^{-6} * g * (H_4 - H_3) * \rho_{н.};$$

$$P_{ни} = 10^{-6} * g * (H_1 * \rho_{бр} + (H_2 - H_1) * \rho_{пл.в.} + (H_4 - H_2) * \rho_{об.т.к.} * (1 - K) - (H_4 - H_3) * \rho_{н.}) =$$

$$=10^{-6} * 9,81 * (567000 + 505000 + 1331250 - 585600) = 17,831146 \text{ МПа}$$

Точка 6 (забойскважины).

$$P_{\text{НИ}} = P_{\text{Н}} - P_{\text{В}};$$

$$P_{\text{Н}} = 10^{-6} * g * (H_1 * \rho_{\text{БР}} + (H_2 - H_1) * \rho_{\text{ПЛ.В.}} + (H_4 - H_2) * \rho_{\text{ОБ.Т.К.}} * (1 - K) + (H - H_4) * \rho_{\text{Т.К.}} * (1 - K));$$

$$P_{\text{В}} = 10^{-6} * g * (H - H_3) * \rho_{\text{Н}};$$

$$P_{\text{НИ}} = 10^{-6} * g * (H_1 * \rho_{\text{БР}} + (H_2 - H_1) * \rho_{\text{ПЛ.В.}} + (H_4 - H_2) * \rho_{\text{ОБ.Т.К.}} * (1 - K) + (H - H_4) * \rho_{\text{Т.К.}} * (1 - K) - (H - H_3) * \rho_{\text{Н}}) = 10^{-6} * 9,81 * (567000 + 505000 + 1331250 + 372750 - 921600) = 18,17312 \text{ МПа.}$$

2.4.1.2 Расчёт внутренних избыточных давлений

1 случай: конец продавки тампонажной смеси при цементировании, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.

$$H = 2805;$$

$$H_1 = 500\text{м};$$

$$H_2 = 2250\text{м};$$

$$L = 2805\text{м};$$

$$g = 9,81 \text{ м/с}^2;$$

$$\rho_{\text{БР}} = 1134 \text{ кг/м}^3;$$

$\rho_{\text{ОБ.Т.С.}} = 1420 \text{ кг/м}^3$ (исходя из главы 5. Расчет объема тампонажных смесей и количества составных компонентов).

$$\rho_{\text{Т.С.}} = 1830 \text{ кг/м}^3$$

Точка 1 (устье скважины).

$$P_{\text{ГД}} = 0,1(0,02 L + 16) = 0,1 * (0,02 * 2805 + 16) = 7,21 \text{ МПа};$$

$$\Delta P_{\text{ТС}} = 10^{-6} * g * (H - H_1) * (\rho_{\text{ТС}} - \rho_{\text{БР}}) = 10^{-6} * 9,81 * (2805 - 500) * ((1420 * 1870 + 1830 * 350) / 2250 - 1050) = 7,34 \text{ МПа};$$

$P_{\text{СТ}}$ – дополнительное давление, возникающее при получении сигнала “стоп” принимается $2,5 \div 3 \text{ МПа}$. Принимаем $P_{\text{СТ}} = 3 \text{ МПа}$;

$$P_{\text{ЦГ}} = 3 + 6,976162 + 6,8 = 16,77 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{ВИ}} = P_{\text{ЦГ}} = 16,77 \text{ МПа};$$

Точка 2 (уровень ТС за колонной).

$$P_{\text{ВИ}} = P_{\text{В}} - P_{\text{Н}}; \quad P_{\text{Н}} = 10^{-6} * g * H_1 * \rho_{\text{БР}}; \quad P_{\text{В}} = P_{\text{ЦГ}} + 10^{-6} * g * H_1 * \rho_{\text{БР}};$$

$$P_{ВИ} = P_{ЦГ} = 16,77 \text{ МПа};$$

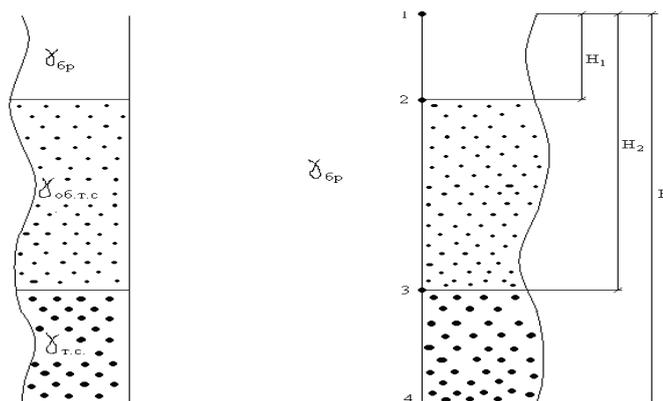


Рисунок 4 – Цементирование колонны без выхода тампонажного раствора на устье

Точка 3 (граница двух ТС).

$$P_{ВИ} = P_B - P_H;$$

$$P_H = 10^{-6} g * (H_1 * \rho_{БР} + (H_2 - H_1) * \rho_{об.т.с.}) = 10^{-6} * 9,8 * (567000 + 2485000) = 29,9096 \text{ МПа};$$

$$P_B = P_{ЦГ} + 10^{-6} * g * H_2 * \rho_{БР} = 16,77 + 10^{-6} * 9,81 * 2250 * 1050 = 16,77 + 25,0302 = 41,8 \text{ МПа};$$

$$P_{ВИ} = 41,8 - 29,9096 = 11,1704 \text{ МПа};$$

Точка 4 (забой скважины).

$$P_{ВИ} = P_B - P_H;$$

$$P_H = 10^{-6} g * (H_1 * \rho_{БР} + (H_2 - H_1) * \rho_{об.т.с.} + (H - H_2) * \rho_{т.с.}) = 10^{-6} * 9,8 * (567000 + 2485000 + 640500) = 36,1865 \text{ МПа};$$

$$P_B = P_{ЦГ} + 10^{-6} * g * H * \rho_{БР} = 16,77 + 10^{-6} * 9,8 * 2805 * 1150 = 16,77 + 28,89432 = 45,66432 \text{ МПа};$$

$$P_{ВИ} = 45,66432 - 36,1865 = 9,47782 \text{ МПа}.$$

2-й случай: соответствует высоким внутренним давлениям, характерных для опрессовки скважины.

$$H = 2805 \text{ м};$$

$$H_1 = 500 \text{ м};$$

$$H_2 = 1000 \text{ м};$$

$$H_3 = 2250 \text{ м};$$

$$g = 9,81 \text{ м/с}^2;$$

$$\rho_H = 960 \text{ кг/м}^3;$$

$$\rho_{БР} = 1150 \text{ кг/м}^3;$$

$\rho_{об.т.с.} = 1420 \text{ кг/м}^3$ (исходя из главы 5. Расчет объема тампонажных смесей и количества составных компонентов).

$$\rho_{ПЛВ} = 1010 \text{ кг/м}^3;$$

$$\rho_{т.с.} = 1830 \text{ кг/м}^3;$$

$K = 0,25$ (для колонны диаметром 146,1 мм)

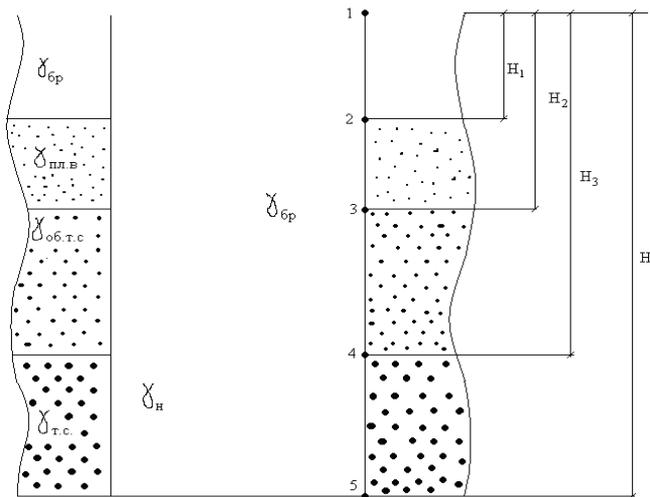


Рисунок 5 – Опрессовка колонны

Точка 1 (устье скважины).

$$P_{ВИ} = P_B - P_H; \quad P_H = 0; \quad P_B = P_{ОП}; \quad P_{ВИ} = P_{ОП}; \quad P_{ВИ} = 12,5 \text{ МПа};$$

Точка 2 (уровень ТК за колонной).

$$P_{ВИ} = P_B - P_H; \quad P_B = P_{ОП} + 10^{-6} * g * H_1 * \rho_{БР};$$

$$P_B = 12,5 + 10^{-6} * 9,81 * 500 * 1050 = 12,5 + 5,5 = 18 \text{ МПа};$$

$$P_H = 10^{-6} * g * H_1 * \rho_{БР}; \quad P_H = 10^{-6} * 9,81 * 500 * 1150 = 5,5 \text{ МПа};$$

$$P_{ВИ} = 18 - 5,5 = 12,5 \text{ МПа};$$

Точка 3 (башмак кондуктора).

$$P_{ВИ} = P_B - P_H;$$

$$P_B = P_{ОП} + 10^{-6} * g * H_2 * \rho_{БР};$$

$$P_B = 12,5 + 10^{-6} * 9,81 * 1000 * 1134 = 12,5 + 11,12 = 23,62 \text{ МПа};$$

$$P_H = 10^{-6} * g * (H_1 * \rho_{БР} + (H_2 - H_1) * \rho_{ПЛВ});$$

$$P_H = 10^{-6} * 9,81 * (500 * 1134 + 500 * 1010) = 10,51 \text{ МПа};$$

$$P_{ВИ} = 23,62 - 10,51 = 13,11 \text{ МПа};$$

Точка 4 (на границе двух ТК).

$$P_{ВИ} = P_B - P_H;$$

$$P_B = P_{ОП} + 10^{-6} * g * H_3 * \rho_{БР};$$

$$P_B = 12,5 + 10^{-6} * 9,81 * 2250 * 1134 = 12,5 + 25,03 = 37,53 \text{ МПа};$$

$$P_H = 10^{-6} * g * (H_1 * \rho_{БР} + (H_2 - H_1) * \rho_{ПЛВ} + (H_3 - H_2) * \rho_{ОБ.Т.С.} * (1 - K));$$

$$P_H = 10^{-6} * 9,81 * (500 * 1134 + 500 * 1010 + 640 * 1420 * 0,75) = 17,2 \text{ МПа};$$

$$P_{ВИ} = 37,53 - 17,2 = 20,33 \text{ МПа};$$

Точка 5 (забой скважины).

$$P_{ВИ} = P_B - P_H;$$

$$P_B = P_{ОП} + 10^{-6} * g * H * \rho_{БР}; P_B = 12,5 + 10^{-6} * 9,81 * 2805 * 1134 = 12,5 + 28,92 = 43,7 \text{ МПа};$$

$$P_H = 10^{-6} * g * (H_1 * \rho_{БР} + (H_2 - H_1) * \rho_{ПЛВ} + (H_3 - H_2) * \rho_{ОБ.Т.С.} * (1 - K) + (H - H_3) * \rho_{Т.С.} * (1 - K));$$

$$P_H = 10^{-6} * 9,81 * (500 * 1134 + 500 * 1010 + 640 * 1420 * 0,75 + 350 * 1830 * 0,75) =$$

$$10^{-6} * 9,81 * (567000 + 505000 + 681600 + 480375) = 21,95 \text{ МПа};$$

$$P_{ВИ} = 43,7 - 21,95 = 21,7 \text{ МПа}$$

На основании приведенных расчетов строим эпюры избыточных давлений приведенные на рисунке б.

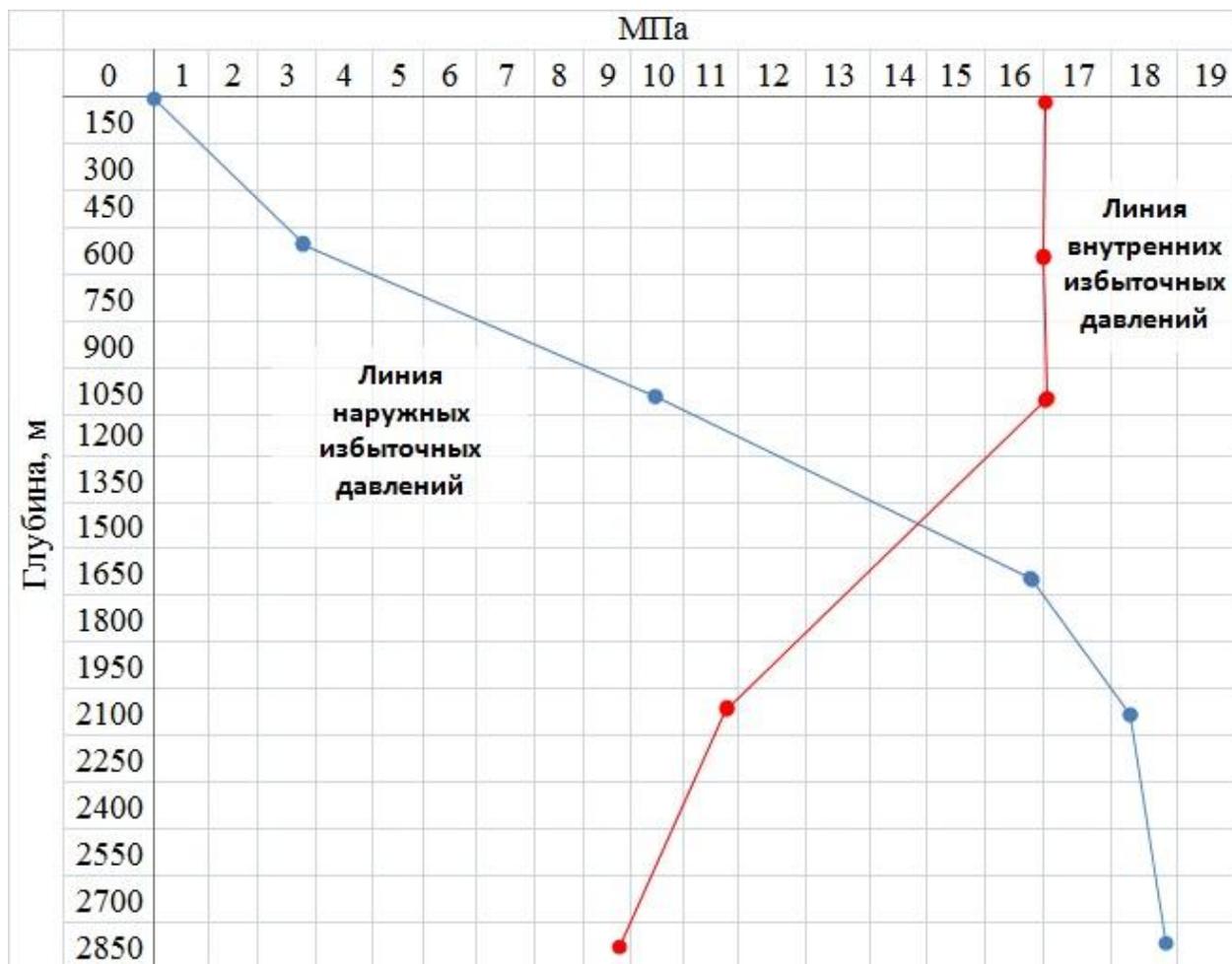


Рисунок 6 – График внутренних и наружных избыточных давлений

2.4.2. Расчёт параметров обсадных колонн

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре относятся: группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группы прочности и толщиной стенки.

Таблица 13 – Параметры эксплуатационной колонны

№ секции	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кН			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	Д	7,0	95	0,243	47,65	47,65	2805-2710
2	Д	7,0	510	0,243	123,93	196,83	2710-2200
3	Д	6,5	300	0,226	73,8	270,63	2200-1900
4	Д	7,0	1900	0,243	461,7	732,33	1900-0

Расчет производился на основании действующих на колонну нагрузок, начиная с наружных избыточных давлений, как самых критичных. Результаты занесены в таблицу 13.

2.4.3. Расчет процессов цементирования скважины

2.4.3.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проектируем одноступенчатое цементирование. Этот способ используют при малоразличающихся между собой градиентов гидроразрыва пород по всему разрезу скважины и их глубине до 3000 м. Для уменьшения гидростатического давления на пласт при цементировании, используем в верхней части интервала цементирования (начиная с 2250 метров до 500 метров по вертикали), стандартный облегченный тампонажный раствор типа ПЦТ-III-Об 4-100 с плотностью 1,42 г/см³. В интервале продуктивного пласта и выше до 2250 метров используем тампонажный раствор типа ПЦТ-I-100 нормальной плотности, равной 1,83 г/см³. Проверим возможность одноступенчатого цементирования в таких условиях. Для этого поведём подтверждающий расчёт:

Давление гидроразрыва на глубине 2805 м рассчитываем по формуле:

$$P_{ГР} = \Delta P_1 * \Delta H_1 + \Delta P_2 * \Delta H_2 + \Delta P_3 * \Delta H_3 \quad (24)$$

где: ΔP_i – градиент давления на i – той глубине см. п. 2.2.1;

ΔH_i – интервал, на котором действует соответствующий градиент;

$$P_{ГР} = 1,4 * 1130 + 0,017 * 610 + 0,0162 * 940 = 22,6 + 10,37 + 15,228 = 48,198 \text{ МПа.}$$

$P_{ГС}$ – рассчитывается по следующей формуле:

$$P_{ГС} = \rho_{СР.ВЗВ.Ж.} * g * H * 10^{-6}; \quad (25)$$

где: $\rho_{СР.ВЗВ.Ж.}$ – средневзвешенная плотность столба жидкости, кг/м³;

H – глубина скважины, 2805 м;

$$\rho_{СР.ВЗВ.} = (1050 * 500 + 1420 * 1870 + 1830 * 350) / 2805 = (567000 + 2655400 + 640500) / 2805 = 1380 \text{ кг/м}^3.$$

$$P_{ГС} = 1380 * 9,81 * 2805 * 10^{-6} = 37,97 \text{ МПа}$$

$P_{ГД}$ – рассчитывается по следующей формуле:

$$P_{ГД} = \lambda_{КП.} * \gamma_{СР.ВЗВ.} * (g_{КП.})^2 * L / (2 * g * (k * D_C - D_{Н.О.К.})) \quad (26)$$

где: $\lambda_{к.п.}$ – коэффициент гидравлических сопротивлений в затрубном пространстве для тампонажного раствора, $\lambda_{к.п.} = 0,035$;

D_c – диаметр скважины, м

$D_{н.о.к.}$ – наружный диаметр обсадной колонны, м

L – длина по стволу эксплуатационной колонны,

$\vartheta_{кп}$ – скорость движения восходящего потока в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажных растворов на 2-ой передаче цементируемых агрегатов (

$k_{ср.взв.}$ – средневзвешенный коэффициент кавернозности:

$$k_{ср.взв.} = (1,4 \cdot 595 + 1,2 \cdot 2030) / 2805 = 1,16;$$

$\gamma_{ср.взв.}$ – средневзвешенный удельный вес столба жидкости, Н/м^3 ;
рассчитываем по следующей формуле:

$$\gamma_{ср.взв.} = 9,81 \cdot \rho_{ср.взв.} = 9,81 \cdot 1380 = 13537 \text{ Н/м}^3 \quad (2.5.50)$$

$$P_{гд.} = (0,035 \cdot 13537 \cdot (0,4)^2 \cdot 2805) / 2 \cdot 9,81 \cdot (1,16 \cdot 0,2159 - 0,1461) = 103866,82 \text{ Па} \approx 1 \text{ МПа}$$

$$37,97 + 1 < 57,8 / 1,2$$

$$38,97 \text{ МПа} < 48,1 \text{ МПа}$$

Условие выполняется, следовательно, выбранный способ цементирования, а также запроектированные плотности облегченной и нормальной тампонажных растворов можно использовать для данной скважины.

2.4.3.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Определяем необходимый объем цементного раствора для цементирования эксплуатационной колонны. При цементировании используется два различных типа цементного раствора, поэтому расчёт сводим к определению объемов каждого типа цементного раствора.

$$V_{тр} = \pi \cdot [(D_{скв}^2 \cdot k - D_{ок}^2) \cdot (L - H_{тр}) + d_{нок}^2 \cdot h_{ст}] / 4. \quad (27)$$

$$V_{обтр} = \pi \cdot [(D_{скв}^2 \cdot k - D_{ок}^2) \cdot (H_{тр} - H_{к}) + (d_{кон}^2 - D_{ок}^2) \cdot H_{цк}] / 4, \quad (28)$$

где: $V_{тр}$ – объем тампонажного раствора нормальной плотности, м^3 ;

$V_{обтр}$ – объем облегченного тампонажного раствора, м^3 ;

$D_{СКВ}$ – диаметр скважины, м;

$D_{ОК}$ – наружный диаметр обсадной колонны, м;

$d_{КОН}$ – внутренний диаметр кондуктора, м;

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

L – глубина скважины по стволу, в м;

$H_{К}$ – глубина спуска кондуктора по стволу, м;

$H_{ЦК}$ – высота подъема раствора от башмака кондуктора по стволу, м;

$h_{СТ}$ – высота цементного стакана в обсадной колонне (расстояние между башмаком обсадной колонны и местом установки кольца “Стоп”, м.

$H_{ГР}$ – расстояние от устья до границы двух тампонажных смесей, м.

$$V_{ТР} = 0,785 \cdot ((0,2159^2 \cdot 1,16 - 0,1461^2) \cdot (2805 - 2250) + 0,132^2 \cdot 30) = 14,668 \text{ м}^3.$$

$$V_{ОБТР} = 0,785 \cdot (((1,2 \cdot 0,2159)^2 - 0,1461^2) \cdot (2200 - (1000 - 500)) + (0,228^2 - 0,146^2) \cdot (1000 - 500)) = 70,99 \text{ м}^3.$$

Объем буферной жидкости зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства и определяем как произведение:

$$V_{БЖ} = S_{К} \cdot v_{ВП} \cdot t \quad (29)$$

где: $S_{К} = \pi \cdot (D_{СКВ}^2 \cdot k^2 - D_{ОК}^2) / 4$ – площадь затрубного (кольцевого) пространства, м^2 ;

k – средневзвешенный коэффициент кавернозности ($k_{СР.ВЗВ.} = 1,26$);

t – время контакта, с;

$$S_{К} = 0,785 \cdot (0,2159^2 \cdot 1,26^2 - 0,1461^2) = 0,04 \text{ м}^2$$

$$V_{БЖ} = 0,04 \cdot 0,4 \cdot 500 = 8 \text{ м}^3$$

Необходимый объем продавочной жидкости по формуле:

$$V_{ПР} = k_{ПР} \cdot \pi \cdot [d_{ОК}^2 \cdot (L - h_{СТ})] / 4, \quad (30)$$

где: $k_{ПР}$ – коэффициент, учитывающий сжатие продавочной жидкости (для глинистого раствора $k_{ПР} = 1,03 - 1,05$), принимаем $k_{ПР} = 1,04$.

$d_{О.К.}$ – средневзвешенный внутренний диаметр обсадной колонны, м.

$$d_{О.К.} = (13,07 \cdot 264 + 13,21 \cdot 693 + 13,31 \cdot 1579 + 13,21 \cdot 268) / 2805 = 13,2 \text{ см} = 0,132 \text{ м};$$

$h_{СТ}$ – высота цементного стакана, м ($h_{СТ} = 10$ м);

L – глубина скважины по стволу, м ($L = 2805$ м);

$$V_{\text{ПР}} = 1,04 \cdot 3,14 \cdot (0,142^2 \cdot (2805 - 10)) / 4 = 46,01 \text{ м}^3.$$

2.4.3.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора

По значениям $\rho_{\text{ТР}}$ (в кг/м³) и выбранного водоцементного отношения m предварительно определяем среднюю плотность твердой фазы $\rho_{\text{Т}}$ (в кг/м³) для облегченного тампонажного раствора и тампонажного раствора нормальной плотности:

$$\rho_{\text{Т ТР}} = 1830 / (1 - 0,5 \cdot (1830 / 1000 - 1)) = 3128 \text{ кг/м}^3.$$

$$\rho_{\text{Т ОБТР}} = 1420 / (1 - 1,15 \cdot (1420 / 1000 - 1)) = 2747 \text{ кг/м}^3.$$

Масса тампонажного материала G (в тоннах), необходимая для приготовления 1 м³ раствора:

$$G_{\text{ТР}} = 3128(1830 - 1000) / (3128 - 1000) = 1,22 \text{ т/м}^3.$$

$$G_{\text{ОБТР}} = 2747(1420 - 1000) / (2747 - 1000) = 0,66 \text{ т/м}^3.$$

Общая масса сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора:

$$G_{\text{СУХ ТР}} = 1,04 \cdot 1,22 \cdot 14,668 = 18,610 \text{ т.}$$

$$G_{\text{СУХ ОБТР}} = G_{\text{СУХ ОБ.}} = 1,04 \cdot 0,66 \cdot 70,99 = 48,72 \text{ т}$$

Расход сухого тампонажного материала на 1 м³ воды затворения (в тоннах):

$$G_{\text{Т ТР}} = 3128 \cdot 0,5 = 1564 \text{ кг/м}^3 = 1,564 \text{ т/м}^3.$$

$$G_{\text{Т ОБТР}} = 2747 \cdot 1,15 = 3159 \text{ кг/м}^3 = 3,159 \text{ т/м}^3.$$

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

$$V_{\text{В ТР}} = V_{\text{В ОБ.}} = 1,09 \cdot 18,61 / 3,159 = 6,42 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{В ОБТР}} = V_{\text{В Н.}} = 1,09 \cdot 48,72 / 1,564 = 33,95 \text{ м}^3$$

2.4.3.4 Гидравлический расчет цементирования скважины

Гидравлический расчет цементирования обсадных колонн проводят для

определения необходимой суммарной подачи цементируемых агрегатов Q из условия обеспечения максимально возможной скорости восходящего потока бурового и тампонажного растворов в затрубном пространстве v , допустимого давления на цементирующей головке $P_{ЦГ}$ и забое скважины P_3 (в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва начала поглощения), а также для выбора цементирующего оборудования и определения продолжительности процесса цементирования $t_{Ц}$.

2.4.3.4.1 Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси

$$\rho_{срвзКП} = (1850 \cdot 150 + 1500 \cdot 2000 + 1000 \cdot 338 + 1110 \cdot 312) / 2805 = 1413,82 \text{ кг/м}^3;$$

$$\rho_{срвзОК} = (1850 \cdot 30 + 1000 \cdot 2710) / 2805 = 1009,1 \text{ кг/м}^3;$$

$$\Delta P_{ГС} = 0,001 \cdot (1,414 - 1,0091) \cdot 9,81 \cdot 2805 = 11,12 \text{ МПа.}$$

Производительность закачки цементного и бурового растворов (в л/с)

$$Q = 0,0785 \cdot (19,05^2 \cdot 1,1 - 14,61^2) \cdot 0,4 = 5,83 \text{ л/с.}$$

Максимальное ожидаемое давление на забое скважины P_3 (в МПа) равно:

$$P_{ГС} = 0,001 \cdot \rho_{срвзКП} \cdot g \cdot H;$$

$$P_{ГС} = 0,001 \cdot 1413 \cdot 9,81 \cdot 2805 = 38,8 \text{ МПа.}$$

$$P_3 = 29,86 + 0,1 = 30,0 \text{ МПа.}$$

$$P_{ЦГ} = 11,12 + 0,04 + 0,1 + 3 = 14,26 \text{ МПа.}$$

По вычисленным $P_{ЦГ}$ и P_3 проверяются следующие условия:

$$P_{ЦГ} \leq 21,98 \text{ МПа}$$

$$P_3 \leq 46,57 \text{ МПа;}$$

Условия выполняются.

Давление на цементируемых насосах цементируемых агрегатов $P_{ЦА}$ (в МПа)

$$P_{ЦА} \geq 14,26 / 0,8 = 17,825 \text{ МПа.}$$

2.4.3.4.2 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

По расчетным значениям Q и $P_{ЦА}$ выбираем агрегат ЦА-320А.

У агрегата производительность на 2 – й скорости $Q_{ЦА} = 5,1 \text{ л/с}$, при диаметре втулки 127 мм, давление $P_{ЦА} = 18,5 \text{ МПа}$, т.е. заданный режим по

давлению обеспечится при использовании этого цементирующего агрегата.

По расчетным значениям Q и $P_{ЦА}$ выбирают тип цементирующих агрегатов (ЦА), количество которых определяется из соотношения:

$$n = Q/q + 1, \quad (31)$$

где q — производительность одного ЦА на второй скорости при давлении $P_{ЦА}$;

1 – резервный агрегат.

$$n = 5,83/5,1 + 1 = 2,143 = 3 \text{ агрегата.}$$

Так как скорость восходящего потока не более 0,4 м/с принимаем $n = 3$ (2 основных агрегата и 1 резервный агрегат).

Определим максимальную подачу, которую развивают 2 агрегата на максимальной передаче

$$Q_{\text{МАХ}} = q_5 * n = 23 * 2 = 46 \text{ л/с.}$$

Теперь проверим, возможно, ли закачать тампонажный раствор до забоя в режиме ускоренной закачкой

$$Q_{\text{МАКС}} \leq \sqrt{[0,95 P_{ГР} - 0,001 g L^1 \rho_{\text{срвз}}] / 8,11 \lambda_K \{ \rho_{\text{срвз}} (\text{в необсаж части ствола}) (L - l) / [(D_{\text{СКВ}} \cdot k^{0,5} - D_{\text{ОК}})^3 (D_{\text{СКВ}} \cdot k^{0,5} + D_{\text{ОК}})^2] + \rho_{\text{срвз}} l / [(d_{\text{КОН}} - D_{\text{ОК}})^3 (d_{\text{КОН}} + D_{\text{ОК}})^2] \}}$$

$$Q_{\text{МАКС}} \leq \sqrt{[0,95 \cdot 49,026 - 0,001 \cdot 9,81 \cdot 2900 \cdot 1,087] / 8,11 \cdot 0,035 \cdot \{1,082 \cdot 2148 / [(19,05 \cdot 1,22^{0,5} - 14,61)^3 \cdot (19,05 \cdot 1,22^{0,5} + 14,61)^2] + 1,1 \cdot 877 / [(20,13 - 14,61)^3 \cdot (20,13 + 14,61)^2] \}} = 71,17 \text{ л/с.}$$

$$46 \text{ л/с} < 71,17 \text{ л/с.}$$

Следовательно, до забоя можно закачивать тампонажный раствор в режиме ускоренной закачки.

Выбираем тип цементосмесительных машин УС6-30Н(У).

Требуемое количество цементосмесительных машин:

$$m = 46/27 = 1,7 \Rightarrow 2.$$

Требуемое количество цементосмесительных машин принимаем равным 2.

По количеству необходимого сухого порошка, затариваемого в смесительные машины.

Для ПЦТ-I-100:

$$n_{\text{С.М.}} = (G_{\text{СУХ.}})^H / 18 = 4,152/18 = 0,23 = 1.$$

Для ПЦТ – III – Об 5 – 50:

$$n_{С.М.} = (G_{СУХ.})^{Об.} / 18 = 29,812/18=1,65=2.$$

Принимается $n_{С.М.} = 3$.

Таким образом, необходимое число смесительных машин составляет 3 машины. Следовательно, число цементируемых агрегатов, работающих на осреднительную емкость необходимо принять равным трем.

Вычисляем общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{ЦЕМ}$ в минутах

$$t_{ЦЕМ} = 16,7*(62,24/46+7,63/30,2+6,28/19,6+8,44/10,2)+16,7*1/5,1 = 49,26 \text{ мин.}$$

Затем определяем время цементирования скважины $t_{Ц}$ (в мин)

$$t_{Ц}=49,26+15=64,26 \text{ мин.}$$

По вычисленному значению $t_{Ц}$ проверяется следующее условие:

$$t_{Ц} = t_{ЦЕМ}+15 \text{ мин} \leq 0,75 t_{ЗАГ}, \quad (32)$$

$$64,26 < 120*0,75=90$$

Условие выполняется, поэтому в тампонажный раствор не требуется вводить добавки замедлителя схватывания.

Рассчитывается также число агрегатов, задействованных в закачке буферной жидкости.

$$n_{БЖ} = 5,77/6,6=0,87.$$

Время закачки буферной жидкости $t_{БЖ}$ определяем по формуле

$$t_{БЖ} = 16,7*5,77/(23*1) = 4,1 \text{ мин.}$$

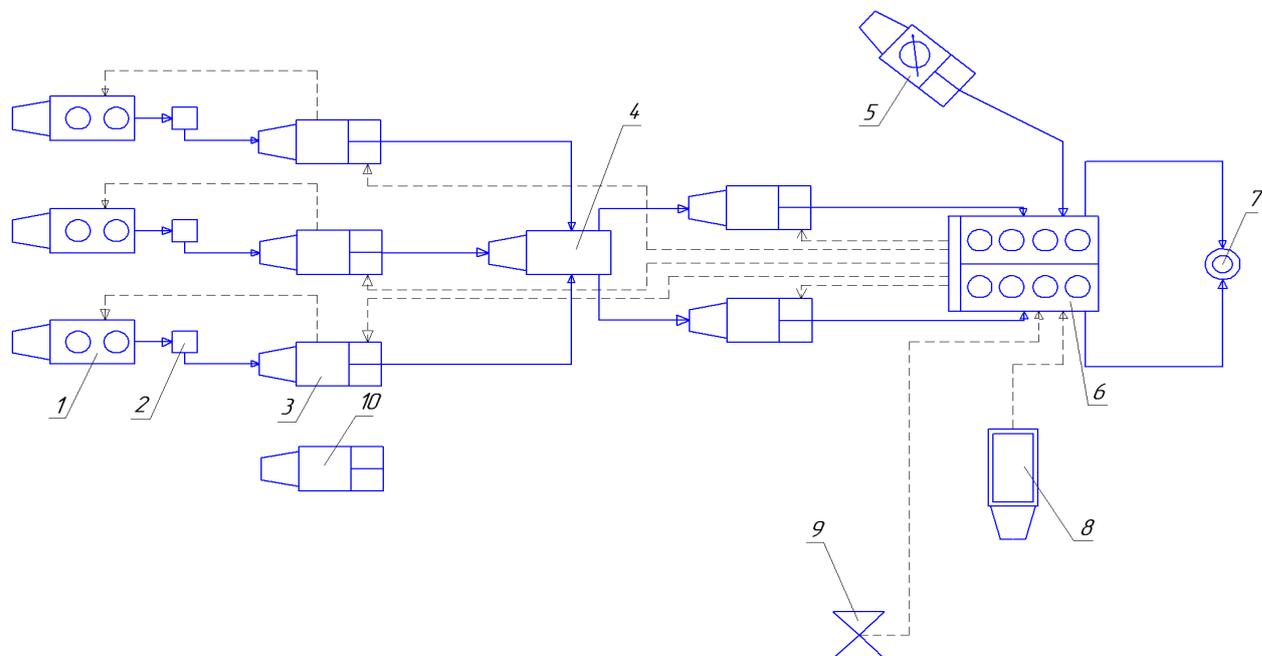


Рисунок 7 – Схема расположения оборудования при цементировании эксплуатационной колонны

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

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для получения геологической, технологической и гидродинамической информации о пластах и насыщающих их флюидах, производится испытание пластов с помощью пластоиспытателей. Испытание осуществляется по плану работ, предусматривающему мероприятия по подготовке ствола скважины, обработке раствора противоприхватными добавками, величину депрессии на испытываемый горизонт, порядок подготовки бурильной колонны и проведения такой операции. План работ согласовывается с заказчиком, противодонной службой и геофизической организацией и утверждается техническим руководителем буровой организации.

В данном проекте испытание пластов применяется для решения различных геологических задач (разделения коллекторов на продуктивные и водоносные,

установления характера их насыщения, контакта между флюидами и эффективной толщины, определения параметров пласта и его околоствольной зоны, прогнозирования режима эксплуатации промышленных объектов и т.д.) и целого ряда технологических задач (оптимизации режимов бурения, контроля параметров раствора для вскрытия с минимальной репрессией на продуктивные пласты, решения о спуске обсадной колонны или ликвидации скважины без спуска этой колонны и др.).

2.5. Выбор буровой установки

Для бурения проектируемой скважины выбираем БУ ЗД-76. Эта установка выпускается, Уралмашзаводом и предназначена для бурения Разведочных и эксплуатационных скважин на нефть и газ.

Буровая установка должна соответствовать ГОСТ 632-80, при этом также должны выполняться следующие условия:

$$1. P_{ок} \leq 0,9 * Q_{max} \quad (2.8.1)$$

где: $P_{ок}$ – вес обсадной колонны,

Q_{max} – допустимая нагрузка на крюке.

$$660 \leq 0,9 * 2000 = 1800 \text{ кН.}$$

$$2. P_{бк} \leq 0,6 * Q_{max} \quad (2.8.2)$$

где: $P_{бк}$ – вес бурильной колонны,

Q_{max} – допустимая нагрузка на крюке.

$$440 \leq 0,6 * 2000 = 1200 \text{ кН.}$$

$$3. P_{бк} * K \leq Q_{max} \quad (2.8.3)$$

где: $P_{бк}$ – вес бурильной колонны,

Q_{max} – допустимая нагрузка на крюке,

K – коэффициент прихватоопасности = 1,3.

$$440 * 1,3 = 572 \leq 2000 \text{ кН.}$$

Таблица 14 – Техническая характеристика БУ 3Д-76.

Наименование	Параметр
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	2250
Условная глубина бурения, м	2805
Скорость подъема крюка, м/с	0,2
Скорость подъема крюка без нагрузки, м/с, не менее	1,54
Расчетная мощность, развиваемая приводом на входном валу подъемного агрегата, кВт	560
Диаметр отверстия в столе ротора, мм, не менее	560
Расчетная мощность привода ротора, кВт, не более	180
Мощность бурового насоса, кВт	600
Высота основания (отметка лота буровой), м, не менее	6
Привод	дизельный

Буровая установка БУ 3Д-76 на площадке монтируются согласно утверждённой схемы расположения бурового оборудования с учётом привязки скважины, мест для размещения вспомогательного оборудования (котельные блоки, нефтяной ёмкости, блока БДЕ, водяной ёмкости) и места для расположения бригадного хозяйства.

Транспортировка буровой установки и технологического оборудования со скважины на скважину производится автотранспортом по сети существующих внутри промысловых или федеральных автодорог и автозимникам.

Монтаж буровой установки и технологического оборудования производится на скважине с помощью крановой техники, согласно схем монтажа, документации завода изготовителя, ППРК (проекта производства работ кранами).

k – коэффициент учитывающий статические нагрузки, $k = 1,25$;

$\gamma_{БР}$ – удельный вес бурового раствора, г/см³;

$\gamma_{СТ}$ – удельный вес стали, г/см³.

$$Q_{КР} = 1,25 \cdot 66033 \cdot (1 - 1,113/7,85) = 70659,5 \text{ кг.}$$

$$T = 4 \cdot 70659,5 / 44000 = 5,3$$

Таким образом, число шкивов талевого блока принимаем равное 5, следовательно, бурение проектируемой скважины должно производиться при оснастке 5х6.

3. Специальная часть: Отличие роторного бурения от бурения верхним приводом

При роторном бурении вращение долоту передается от вращающего механизма – ротора, устанавливаемого на устье, через колонну бурильных труб подается через цепь или кардан. Также ротор используется и для удержания веса колонны бурильных и обсадных труб при их спуске и подъеме.

Большинство ведущих труб имеет длину 12 м, что позволяет пробурить скважину на глубину 12 м, когда верхняя часть ведущей трубы достигает ротора.

Затем скважину бурят при добавлении дополнительных труб в состав бурильной колонны (наращивание). Производят поднятие всей ведущей трубы над ротором. После этого под верхней муфтой бурильной трубы устанавливают клинья ПКР для удерживания ее в роторе. Затем ведущую трубу отсоединяют и подают к шурфу для двухтрубки, в котором ее устанавливают в муфту заранее доставленной в шурф бурильной трубы. Пневматическим ключом, расположенным на дневной поверхности, сначала свинчивают трубы, а машинный ключ используют для окончательного докрепления.

Верхний привод – это буровой механизм, подвешиваемый ниже талевого блока и совершающий движение вместе с талевым блоком. Он вращает бурильную трубу *сверху* колонны. Верхний привод соединен с вершиной бурильной колонны и обеспечивает крутящий момент на колонну и одновременно подает буровой раствор и поддерживает вес колонны, поэтому верхний привод иногда называется «вертлюгом с приводом». Дифференциатор системы верхнего привода от вертлюга с приводом от двигателя находится в манипуляторе для

работы с трубами, который прямо соединен внизу с трансмиссией верхнего привода. Манипулятор для работы с трубами управляется бурильщиком дистанционно и устанавливает и разъединяет нижнее соединение верхнего привода для передачи крутящего момента на буровую колонну без необходимости выполнения операций вручную.

По мере того, как верхний привод при бурении продвигается вниз и приближается к полу буровой, вращение и циркуляция останавливаются, и верхний привод отсоединяется от колонны бурильщиком. Затем бурильщик поднимает блок, и тем самым и верхний привод, на уровень магазина для труб на полках для верхового, где на элеватор под бурильные трубы, свешивающийся с верхнего привода, подается другая колонна (примерно 30 м). Эта колонна поднимается и вводится в колонну бурильных труб, затем верхний привод опускается до уровня, когда приводная система входит в зацепление с соединительным механизмом колонны труб. Включается двигатель верхнего привода, он вращает приводное основание, и одновременно осуществляется соединение с верхней и нижней частью свечи бурильных труб. На полу буровой для предотвращения вращения буровой колонны при установлении соединения применяется один задерживающий ключ. После надежного циркуляцию возобновить и верхним приводом можно продолжать бурение.

Исходя из описанных процессов при бурении двумя способами вытекают отличия применения СВП по сравнению с роторным бурением:

- экономия времени в процессе наращивания труб при бурении (наращивание трехтрубки вместо двухтрубки)
- как следствие - повышение безопасности буровой бригады (меньшее количество спуско-подъемных операций, только гладкая труба вращается на буровом столе)
- уменьшение вероятности прихватов бурового инструмента (буровая колонна больше времени находится в движении, чем при роторном способе)
- расширение/проработка ствола скважины при спуске и подъеме инструмента (требуется меньше времени для начала циркуляции и

вращения колонны в случае столкновения буровой колонны с узким местом)

- облегчение спуска обсадных труб в зонах осложнений за счёт вращения и промывки
- снижение вероятности выброса флюида из скважины через бурильную колонну за счет встроенной в привод противofонтанной арматуры
- увеличивается угол отклонения от вертикали при бурении наклонно-направленных скважин или скважин с горизонтальным окончанием (40 градусов для роторного способа; 70-90 градусов для бурения СВП)

Отработав на всех распространенных моделях верхних приводов, предпочтение я отдаю продукции компании Бентек. Они отличаются от других тем, что у них больший момент вращения. Это способствует прохождению тяжелых пластов, при прихвате. Также они отличаются от прочих тем, что у него стоит предохранительный клапан на шаровом кране и насосы невозможно запустить, пока он закрыт. Это предохраняет от разрыва манифольда и грязевого шланга высокого давления.

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.

4.1. Структура и организационные формы работы бурового предприятия ОАО «РУСИА Петролеум»

Открытое Акционерное Общество Компания "РУСИА Петролеум" было создано в апреле 1992 года для освоения крупнейших месторождений углеводородного сырья Иркутской области. В создании приняли участие крупнейшие предприятия и администрации городов, первые буквы которых и составили аббревиатуру РУСИА-Радужный, Усолье-Сибирское, Саянск, Иркутск, Ангарск. Сегодня ОАО Компания "РУСИА Петролеум" является оператором

всемирно известного Ковыктинского газоконденсатного месторождения, запасы которого оцениваются более чем в 2 трлн куб. м газа. Такая оценка включает иркутский газ в первую двадцатку крупнейших в мире разведанных месторождений природного газа, что позволяет считать Ковыктинский проект перспективным и многообещающим.

Исторические этапы развития ОАО «РУСИА Петролеум»

- 1987 - Открытие Ковыктинского месторождения ГУГП "ВостСибнефтегазгеология"
- 1991 - Первая оценка запасов месторождения $C_1=131$ млрд. м³, $C_2=210$ млрд. м³
- 1992 - Создание Компании "РУСИА Петролеум"
- 1993 - Получение Компанией лицензий на добычу углеводородного сырья и геологическое изучение недр Ковыктинского месторождения
- 1994 - Протокол о намерениях строительства трубопровода Китай-Россия
- 1997 - Российско-Китайское межправительственное соглашение по Ковыкте
- 1998 - Вхождение в проект ВР
- 1999 - "РУСИА- Петролеум" и КННК (Китай) начали подготовку международного ТЭО
- 2000 - КОГАЗ (Республика Корея) присоединяется к международному ТЭО
- 2001 - Включение Ковыктинского месторождения в перечень участков недр, разрабатываемых на условиях СРП
- 2003 - Подписание технико-экономического обоснования строительства газопровода с Ковыктинского месторождения в Китайскую Народную Республику и Республику Корея и разработки Ковыктинского газоконденсатного месторождения.
- 2005- На месторождении построена установка УПГ-102 для испытания скважин на дебитах до 1 млн. м³/сутки.
- 2006- Начаты поставки с установки УПГ-102 для котельных п. Жигалово стабильного конденсата и ПБФ.

- 2007-Разработано ТЭО регионального проекта газификации Иркутской области на базе Ковыктинского ГКМ.

Самым главным организационным звеном предприятия является аппарат управления. От работы этого аппарата зависят организация всех работ на предприятии, зависит слаженность действий цехов и различность подчиняющихся ему служб, а значит качество и скорость выполняемых работ.



Рисунок 8 – Организационная структура ОАО «РУСИЯ Петролеум»

4.2. Расчёт нормативной продолжительности сооружения скважины

Нормативная карта – это документ, в котором указывается нормы времени на выполнение отдельных операций в процессе строительства скважины, а также общее время на строительство скважины.

Таблица 15 – Нормативная карта продолжительности сооружения скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, ч	СПО и прочие работы, ч	Всего, ч
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1м,ч					
Бурение под направление	Ш393,7 СЗ-ГВУ	0	50	400	0,012	40	0,1	0,48	0,55	5,58
Промывка (ЕНВ)										0,066
Проработка (ЕНВ)										0,19
Наращивание (ЕНВ)										2
Смена долот (ЕНВ)										0,27
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,15
Установка, вывод, разборка и сборка УБТ (ЕНВ)										1,81
Крепление (ЕНВ)										34,49

ГИС (ЕНВ)										10
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,67
Итого на проводку скважины:										55,226
Ремонтные работы (ЕНВ)										2,7613
Смена вахт (ЕНВ)										0,82839
Итого:							0,1	0,48	0,55	58,81569
Бурение под кондуктор	Ш295,3 СЗ-ГНУ	30	150	400	0,02	110	0,325	2,2	2,97	32,2
Бурение под кондуктор		150	381	400	0,02	231	0,0575	4,62		
Бурение под кондуктор		381	620	400	0,04	239	0,4175	9,56		
Бурение под кондуктор		620	693	400	0,05	73	0,1825	3,65		
Бурение под кондуктор		693	805	400	0,05	112	0,28	5,6		
Бурение под кондуктор		805	877	400	0,05	72	0,1125	3,6		
Промывка (ЕНВ)										0,77

Проработка (ЕНВ)										0,5
Наращивание (ЕНВ)										6,4
Смена долот (ЕНВ)										0,81
ПЗР к СПО (ЕНВ)										1,29
Установка, вывод, разборка и сборка УБТ (ЕНВ)										4,32
Крепление (ЕНВ)										76,9
ГИС (ЕНВ)										20
Смена обтираторов (ЕНВ)										1,34
Итого на проводку скважины:										153,73
Ремонтные работы (ЕНВ)										7,6865
Смена вахт (ЕНВ)										2,30595
Итого:							1,47	29,71	3,52	163,72245
Бурение под ЭК	Ш215,9	877	1206	3500	22	329	3,18	14,9	45,2	214,75
Бурение под ЭК	СЗ-ГНУ	1206	1806	3500	20	600	0,35	30		

Бурение под ЭК		1806	2397	3500	12	591	2,955	49,25		
Бурение под ЭК		2397	2625	3500	12	228	1,14	19		
Бурение под ЭК		2625	2710	3500	15	364	1,82	24,3		
Бурение под ЭК		2710	2805	3500	15	36	0,205	2,4		
Промывка (ЕНВ)										11,05
Проработка (ЕНВ)										2,41
Наращивание (ЕНВ)										15,6
Смена долот (ЕНВ)										2,7
ПЗР к СПО (ЕНВ)										4,3
Установка, вывод, разборка и сборка УБТ (ЕНВ)										11,8
Крепление (ЕНВ)										130,02
ГИС (ЕНВ)										30
Смена обтираторов (ЕНВ)										2,67
Итого на проводку скважины:										405,49
Ремонтные работы (ЕНВ)										20,2745

Смена вахт (ЕНВ)										6,08235
Итого:							9,65	169,55	48,72	431,84685
Проектная продолжительность бурения и крепления скважины с учетом СПО										348,02
Проектная коммерческая скорость, м/ст-м										4311,68

Таблица 16 – Расчет времени на промывку и проработку

Интервал, м	Усреднённая глубина, м	Норма времени	Количество циклов	Количество долблений	Промывка	Проработка	Итого
0-40	0,4	1,9	1,5	0,159	0,004	0,125	0,129
40-150	1,8	1,9	1,5	0,379	0,032	0,45	0,482
150-200	5,0	1,9	1,5	0,735	0,175	1,25	1,425
200-877	10,4	1,2	1,5	0,831	0,259	2,6	2,859
877-1206	16,1	1,2	1,5	1,747	0,844	4,025	4,869
1206-1806	18,9	1,2	1,5	0,226	0,128	4,725	4,853
1806-2397	21,9	1,2	1,5	3,033	1,993	5,475	7,468
2397-2625	25,2	1,2	1,5	0,147	0,111	6,3	6,411
2625-2805	26,6	1,2	1,5	0,307	0,245	6,65	6,895

4.3. Разработка календарного план-графика строительства скважины

Календарный план проектируемых работ составляется для определения продолжительности выполнения всего проектируемого комплекса работ, для определения взаимосвязи последовательности выполнения работ, для оптимизации использования времени, для сокращения затрат времени в целом по проекту и т.д.

Календарный план оформляется в виде таблицы, в него включаются все проектируемые работы, входящие в сметную форму СМ-1.

В таблице календарного плана должны быть следующие графы:

1. Виды работ.
2. Исходная информация (объем, время выполнения каждого вида работ);
3. Месяцы, планируемые для выполнения работ по проекту.

К показателям, отражающим объем буровых работ, относятся:

- станко-месяцы;
- число буровых и вышкомонтажных бригад, необходимых для выполнения плана по проходке;
- число буровых установок в парке бурового предприятия, необходимых для обеспечения непрерывной работы буровых бригад и выполнения производственной программы.

Производительность труда за смену равна

$$P_{CM} = \frac{Q}{N} = 12 \frac{2805}{348,02} = 96,71 \text{ м/см}$$

Производительность труда смены за месяц равна

$$P_{MEC} = P_{CM} \cdot C = 104,3 \cdot 30 = 3129,1 \text{ м/мес}$$

Планируемое время для выполнения работ по бурению двумя бригадами равно

$$T_{ПЛ} = \frac{Q}{2 \cdot P_{MEC}} = \frac{2805}{2 * 3129,1} = 0,44 \text{ мес}$$

Таблица 17 – Календарный план

№	Наименование работ	Объем		Месяцы											
		ед. изм.	кол-во	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Проектно-сметные работы	дни	30												
2	Организация полевых работ	дни	5												
3	Транспортировка грузов и персонала	дни	25												
4	Строительство зданий и сооружений	дни	5												
5	Полевые топороботы	дни	90												
6	Буровые работы	дни	31												
7	ГИС	дни	5												
8	Лабораторные работы	дни	3												
9	Загрузка вспомогательного оборудования	дни	5												
10	Камеральные работы	дни	2												
11	Ликвидация полевых работ	дни	30												
12	Составление отчета/отчет	дни	25												

4.4. Расчёт сметной стоимости сооружения скважины

Общий расчет сметной стоимости геологического задания. Расчет данной сметы сведен в таблице 18.

Таблица 18 – Общая сметная стоимость работ по проекту

№	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основной расходов на единицу объема	Итого стоимость на объем, руб.
		Ед. изм.	Количество		
1	Основные расходы				
	А. Собственно геологоразведочные работы:				
	1. проектно-сметные работы	%	2	от буровых работ	2752750
	2. буровые растворы	м	2805	45500	137637500
	4. работы по креплению	ч	300	32450	9735000
	5. испытание и вызов притока	сут	30	33450	1003500
	6. геофизические работы (комплекс)			1920400	1920400
	Итого полевых работ: $\Sigma 1$				153049150
	3. организация полевых работ	%	1,2	от $\Sigma 1$	1836589,8
	4. ликвидация полевых работ	%	1,5	от $\Sigma 1$	2295737,25
	Итого основных расходов: $\Sigma 2$				157181477,1
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	1. Транспортировка грузов и персонала	%	20	от $\Sigma 2$	31436295,41
2. Строительство временных зданий и сооружений	%	13	от $\Sigma 2$	20433592,02	
Итого себестоимость проекта: $\Sigma 3$				209051364,5	
2	Накладные расходы	%	14	от $\Sigma 2$	22005406,79
3	Плановые накопления	%	15	от $\Sigma 2$	23577221,56
4	Компенсированные затраты				
	А. производственные командировки	%	0,8	от $\Sigma 1$	1224393,2
	Б. полевое довольствие	%	3	от $\Sigma 2$	4715444,312
	В. доплаты	%	8	от $\Sigma 2$	12574518,16

Продолжение таблицы 18

	Г. охрана природы	%	5	от $\Sigma 2$	7859073,853
5	Резерв	%	10	от $\Sigma 3$	20905136,45
ИТОГО себестоимость проекта					301912558,8
Договорная цена с учетом НДС (+18%)					356256819,4

В расчетах принималась усредненная цена сооружения 1 м скважины, то есть в расчетах не учитывался тип используемых долот. Следует отметить, что если проводить объективную оценку, то сметная стоимость скважины сооруженной с помощью шарошечных долот значительно больше, чем скважины, сооруженной с помощью долот БИТ. Это происходит потому, что затраты времени на сооружение в первом случае значительно выше.

Таблица 19 – Расчет основных расходов буровых работ

№	Статьи затрат	Буровые работы	
		Норма, руб.	Норма затрат с учетом коэффициентов, руб.
1	Заработная плата ББ	2350000	
2	Дополнительная зарплата (7,9%)	185650	
3	ФЗП	2535650	
4	Страховые взносы (26%)	659269	
5	ФОТ (к=1,3)	2310400	3003520
6	Материальные затраты (к=1,1)	435000	478500
7	Амортизация (к=0,8)	650000	520000
	Итого		4002020

Таблица 20 – Сметно-финансовый расчет на проектно-сметные работы

Профессия	Отработанных дней	Оклад, руб.
Ведущий инженер-технолог	28	120000
Технолог	28	65000
Экономист	14	34000

Продолжение таблицы 20

Главный геолог	28	71000
----------------	----	-------

Сметчик	14	28000
Итого:		318000
ДЗП		25122
ФЗП		343122
Страховые взносы		89211,7
Материалы		35000
Амортизация		18000
Транспорт		43000
Резерв		18000
Командировки		20000
Итого		566333,72

Таблица 20 – Финансовый план

Статья	Руб.
Доходы	
Сметная стоимость проекта	356256819,4
Расходы	
ФЗП	47154443
Материалы	75360315
Амортизация	47154443
Накладные расходы	13188055
Компенсируемые затраты	31611708
Резерв	20905136,45
Организация и ликвидация полевых работ	4953088
Проектно-сметные работы	3348800
Итого расходов	243675988,5
Налоги	
НДС	65138091,99
Страховые взносы	12260155,18
Накладные расходы	13188055
Итого налогов	90586302,17
Балансовая прибыль	21994528,78
Налог на прибыль	4398905,756
Чистая прибыль	17595623,02

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Производственная безопасность

Возможные вредные и опасные факторы приведены в таблице 41.

Таблица 41 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Работа за персональным компьютером (ПК) и оборудованием удаленного контроля и мониторинга (система телеметрии) расположенного на рабочем месте внутри помещения	Отклонение показателей микроклимата	Электрический ток	СанПиН 2.2.4.548-96; ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ; ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ.
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		
	Нервно-эмоциональное напряжение		
Работа на кустовой площадке (на буровой и прилегающей территории)	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	Пожаро-взрывобезопасность	ПБ 08-624–03, ГОСТ 12.1.012-90, ГОСТ 12.1.029-80
	Отклонение показателей климата на открытом	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	
	Повышенный уровень шума		
	Повышенный уровень вибрации	Электрический ток	

5.1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве скважины на Ковыктинском газоконденсатном месторождении (Иркутская область)

Отклонение показателей микроклимата в помещении:

Рассмотрим основные показатели микроклимата рабочей зоны и сравним с допустимыми значениями (таблица 5.2) согласно санитарным нормам и правилам (СанПиН) 2.2.4.548-96.

Таблица 5.2 — Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Сезон года	Категория тяжести выполняемых работ	Температура, 0°С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		Фактическое значение	допустимое значение	фактическое значение	допустимое значение	фактическое значение	допустимое значение
Холодный	1б	22	19-24	45	15-75	0-0,05	0,1
Теплый	1б	24	20-28	55	15-75	0-0,05	0,1

Все условия микроклимата на рабочем месте имеют оптимальное значения, мероприятий по улучшению условий микроклимата проводить не нужно.

Отклонение показателей климата на открытом воздухе.

Согласно НТД при нормировании параметров микроклимата выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха, равной -20°С и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше +18°С.

Работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях, которые представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 –Погодные условия

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
При безветренной погоде	– 40
Не более 5,0	– 35
5,1–10,0	– 25
10,0–15	–15
15,1–20,0	–5
Более 20,0	0

Превышение уровней шума:

В непосредственной близости от рабочего места могут находиться насосы и двигателя, которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно государственному стандарту (ГОСТ) 12.1.003-83 (1999). Норма для помещения управления составляет 80 дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 60-65 дБА.

Недостаточная освещенность:

Помещения с постоянным пребыванием людей должны иметь естественное освещение. Естественное освещение подразделяется на следующие типы: боковое, верхнее и комбинированное (верхнее и боковое).

Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300-500 лк. Освещенность поверхности экрана не должна быть более 300 лк.

В таблице 5.4 представлены нормируемые параметры естественного и искусственного освещения.

Таблица 5.4 - Нормируемые параметры естественного и искусственного освещения.

Рабочее место, подлежащее освещению	Разряд зрительной работы	Место установки светильников	Отраслевая норма освещенности, ПК	Норма, ПК
1	2	3	4	5
Роторный стол	II	На ногах вышки, на высоте 6 м под углом 20-300 к вертикали	40	200
Щит КИП	I	Перед приборами	50	220
Пульт талевого блока	IV	На лестничных площадках по высоте вышки	13	80
Полати верхового рабочего	II	На ногах вышки на высоте не менее 2,5 м от пола полатей, под углом 500	25	150
Кронблок	IV	Над кронблоком	25	80
Приемный мост	IV	На ногах вышки на высоте 6 м	30	200
Пульт бурильщика	I	Над пультом	50	220
Машинно-насосный блок, эл/моторы, компрессоры	II	На высоте не менее 3 м	30	200

Превышение уровней вибрации:

В процессе бурения, рабочие подвергаются воздействию

повышенного уровня шума и вибрации. Согласно ГОСТ 12.1.003-01

Мероприятия для устранения превышения уровня вибрации следующие: установка защитного, изолирующего кожуха на двигатель, усиление рамы крепления двигателя к полу.

Таблица 5.5 - Уровень звукового давления на буровой

Характеристики помещений	Уровень звукового давления, дБ в среднегеометрических частотах октавных полос, Гц								Уровень звука и эквивалент уровня, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Рабочие места и зоны в помещениях и территориях предприятия	99	92	86	83	80	78	76	74	85

Таблица 5.6 - Предельно допустимые уровни колебательной скорости вибрации

Вибрация	Направление формирования вибрации	Среднегеометрические частоты, Гц									
		1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500
Общая	Вертикальное (по оси)	20 132	7,1 123	2,5 114	1,3 108	1,1 107	1,1 107	1,1 107	1,1 107	-	-
Локальная	по каждой оси	-	-	-	5,0 120	5,0 120	3,5 117	2,5 114	1,8 111	1,3 108	0,9 105

5.1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве скважины на Ковыктинском газоконденсатном месторождении (Иркутская область)

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.

Движущиеся части оборудования представляют опасность травмирования рабочего в виде ушибов, порезов, переломов и другие увечья, которые могут привести к потере трудоспособности.

Источник: механизмы, оборудование и транспортные средства.

Основной величиной характеризующей опасность подвижных частей является скорость их перемещения. Согласно ГОСТ 12.2.009-80 опасной скоростью перемещения подвижных частей оборудования, способных травмировать ударом, является скорость более 0,15 м/с.

В соответствии с ГОСТ 12.2.003-74 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности» движущие части производственного оборудования, если они являются источником опасности, должны быть ограждены, за исключением частей, ограждение которых не допускается функциональным их назначением.

Одним из важных условий безопасного труда является недоступность подвижных частей оборудования, для рабочего, в ходе технологического процесса.

Для этого проводят следующие мероприятия:

1. Устанавливают защитные устройства (местные ограждения, крышки, кожуха и прочее).

2. Крупногабаритные перемещающиеся части оборудования и транспортные устройства окрашивают чередующимися под углом 45° полосами желтого и черного цветов, для оповещения об опасности.

3. На наружной стороне ограждений наносят предупреждающий знак опасности по ГОСТ 12.4.026-76.

4. Устанавливают предохранительные и блокирующие устройства предотвращающие поломку деталей станков, самопроизвольное опускание шпинделей, головок, бабок, поперечен и других частей.

5. Устанавливают тормозные устройства обеспечивающие остановку. Для этого применяются колодочные тормозные устройства и торможение электродвигателя противовключением.

6. Ремонт и проверка оборудования проводится только при отключенных механизмах вращения или перемещения.

Электробезопасность:

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Электробезопасность – система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих вредное и опасное воздействие на работающих от электрического тока и электрической дуги. Правила электробезопасности регламентируются ПУЭ.

Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. При опасности возникновения коррозии необходимо предусмотреть дополнительные меры по защите оборудования.

Для

цифрового и цветового обозначения всех отдельных неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462. Оборудование относится к электроустановкам с напряжением до 1 кВ. Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

- 1) Соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытия, изоляции токоведущих частей;
- 2) Применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- 3) Применение предупреждающей сигнализации;
- 4) Применение устройств, для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых значений.

Помещения относятся к 1 категории помещений по степени опасности поражения электрическим током, так как оно имеет токонепроводящий пол и имеет невысокую влажность. ПУЭ

Также в помещении отсутствует токопроводящая пыль и располагается небольшое количество токопроводящих предметов.

Для

всех электроустановок используется искусственное заземление, которое необходимо проверять каждые три месяца.

Пожаровзрывобезопасность:

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 – П-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 – В1 (пожароопасное).

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно техническому

регламенту. Огнетушители необходимо размещать в заметных и легкодоступных местах, где исключается попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие с нагревательными приборами.

Ручные огнетушители необходимо размещать:

- навеской на вертикальные конструкции на высоте не более 5 м от уровня пола до нижнего торца огнетушителя и на расстоянии от двери, достаточном для ее полного открывания;
- установкой в пожарные шкафы.

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер, и номер телефона ближайшей пожарной части. Порядковые номера пожарных щитов

и шкафов указывают после следующих буквенных индексов: «ПЩ», «ПК».

Пожарный инвентарь необходимо размещать на видных местах, иметь свободный доступ к ним и не препятствовать эвакуации во время пожара.

Необходимый минимум первичных средств пожаротушения:

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

5.2 Экологическая безопасность

5.2.1 Мероприятия по охране атмосферы

Средства защиты атмосферы должны ограничить наличие вредных веществ в воздухе среды обитания человека на уровне не выше ПДК (предельно допустимая концентрация). На практике реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха:

- вывод токсичных веществ из помещений общеобменной вентиляцией;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования местной вентиляцией, очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах

и его возврат в производственной или бытовое помещение, если воздух после очистки в аппарате соответствует нормативным требованиям к приточному воздуху;

- локализация токсичных веществ в зоне их образования местной вентиляцией, очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах, выброс и рассеивание в атмосфере;
- очистка технологических газовых выбросов в специальных аппаратах, выброс и рассеивание в атмосфере; в ряде случаев перед выбросом отходящие газы разбавляют атмосферным воздухом;
- очистка отработавших газов энергоустановок, например двигателей внутреннего сгорания, в специальных агрегатах, и выброс в атмосферу или производственную зону.

В соответствии с ГОСТ 17.2.3.02-78 для каждого проектируемого и действующего промышленного предприятия устанавливается ПДВ (предельно допустимый выброс) вредных веществ в атмосферу при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника в совокупности с другими источниками (с учётом перспектив их развития) не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК.

В тех случаях, когда реальные выбросы превышают ПДВ, необходимо в системе выброса использовать аппараты для очистки газов от примесей.

Аппараты очистки вентиляционных и технологических выбросов в атмосферу делятся на: пылеуловители (сухие, электрические, фильтры, мокрые); тумануловители (низкоскоростные и высокоскоростные); аппараты для улавливания паров и газов (адсорбционные, хемосорбционные, абсорбционные и нейтрализаторы); аппараты многоступенчатой очистки (уловители пыли и газов, уловители туманов и твёрдых примесей, многоступенчатые пылеуловители).

5.2.2 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы

Одной из наиболее сложных проблем по охране гидросферы и литосферы от загрязнения является проблема утилизации отработанных буровых растворов (ОБР), бурового шлама (БШ) и буровых сточных вод (БСВ) и нейтрализации их вредного воздействия на объекты природной среды.

Наиболее доступным направлением утилизации ОБР является их повторное использование для бурения новых скважин. Этот подход оправдан не только с экологической, но и экономической точки зрения, т.к. он обеспечивает значительное сокращение затрат на приготовление буровых растворов.

Перспективным направлением утилизации ОБР представляется его использование для крепления скважин. ОБР используется в качестве добавок к известным тампонажным материалам, традиционно применяемым в практике цементирования скважин.

Наиболее прогрессивным направлением утилизации ОБР является их использование в качестве исходного сырья для получения изделий грубой строительной керамики, в частности, в производстве керамзита и глинистого кирпича. Предпосылкой этого служит компонентный состав ОБР, основу которого составляет высококачественная глина, являющаяся главным компонентом бурового раствора и находящаяся в высокодисперсном состоянии. Глинистая фракция ОБР представлена в подавляющем большинстве случаев глиной высокого качества, что придает такому сырью хорошие технологические свойства.

Несмотря на очевидные преимущества утилизации отходов бурения, самым доступным является их ликвидация путем захоронения. Захоронение отходов бурения в специально отведенных местах предусматривает использование для этих целей шламохранилищ, бросовых земель или оставшихся после разработки карьеров. Такое захоронение сопряжено со значительными транспортными расходами и поэтому экономически

невыгодно. В настоящее время в большинстве случаев практикуется захоронение полужидкой массы и не текучего осадка непосредственно в шламовых амбарах на территории буровой после предварительного подсыхания их содержимого. Однако такое захоронение не предотвращает загрязнения природной среды, так как содержащиеся в отходах загрязнители вследствие подвижности и высокой проникающей способности мигрируют в почвогрунты, вызывая в них отрицательные негативные процессы.

Анализ данной проблемы показывает, захоронение отходов бурения не решает проблемы защиты окружающей среды от загрязнения. Необходимо их обезвреживание. Существует несколько способов нейтрализации ОБР.

Заслуживает внимания способ ликвидации шламовых амбаров методом расслоения ОБР на загущенную и осветленные фазы с последующим отверждением верхней части осадка после удаления осветленной воды.

Одним из эффективных методов обезвреживания бурового шлама является гидрофобизация поверхности. За счет высаливания полимера частицы породы покрываются пленкой, препятствующей растворению в воде токсичных и загрязняющих веществ.

В качестве безреагентных методов обезвреживания твердых отходов заслуживает внимания термический метод. Термическая обработка шламовых масс обеспечивает разрушение органики всех основных классов, присутствующих в буровом шламе.

Эффективным и практически доступным методом частичного обезвреживания бурового шлама может стать отмывка его от загрязняющей органики (в том числе нефти и нефтепродуктов) горячей технической водой системы обратного водоснабжения буровой.

Можно сделать вывод, что метод обезвреживания ОБР с последующим захоронением продуктов отверждения на территории буровой является более выгодным по сравнению с другими методами не только с экологической, но и с технико-экономической точки зрения.

В соответствии с требованиями природоохранного законодательства,

все земли, нарушенные в период цикла строительства скважины, подлежат восстановлению. Работы по проведению рекультивации выполняются в два этапа: механический и биологический.

Механическая рекультивация предусматривает следующие виды работ: демонтаж и вывоз бурового оборудования; очистка территории от технического мусора; переработка ОБР; выравнивание рельефа площади.

Биологическая рекультивация проводится на участках с нарушенным растительным покровом. Для восстановления растительности проектом предусматривается проведение биологической рекультивации, которая заключается в следующем: обработка нарушенного грунта, пропитанного ГСМ; подготовка почвенного слоя; рыхление нарушенного участка механическими средствами; внесение комплексных минеральных удобрений и создание плодородного слоя; засев травами.

Таблица 5.7 - Выбросы в атмосферу

Источник	Наименование выбрасываемого вещества	Количество образования (т/год)	Периодичность выбросов
1	2	3	4
Дизеля силового блока (труба выхлопного коллектора)	Диоксид азота	11,0716	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Сажа	0,536	
	Диоксид серы	1,3090	
	Оксид углерода	6,8466	
	Бензапирен	$1,5 \cdot 10^{-5}$	
Дизеля насосного блока электростанции (труба выхлопного коллектора)	Диоксид азота	12,8881	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Сажа	0,6337	
	Диоксид серы	1,5349	
	Оксид углерода	8,5411	
	Формальдегид	0,1635	
	Керосин (углеводороды СН)	3,4035	
Котельная	Диоксид азота	4,4844	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Диоксид серы	12,8433	
	Оксид углерода	3,0679	
	Бензапирен	$1,69 \cdot 10^{-6}$	
	Мазутная зола (по ванадию)	0,03220	
Склад ГСМ (емкости)	Углеводороды (C ₁ -C ₅)	0,3831	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Углеводороды	0,1582	

	(C ₆ -C ₁₀)		
	Бензол	0,0021	
	Толуол	0,0012	
	Углеводороды (C ₁₂ -C ₁₉)	0,0343	
Спецтехника (дежурный трактор)	Диоксид азота	0.1703	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Оксид углерода	0,5346	
	Керосин (углеводороды)	0,2348	

Таблица 5.8 - Сточные воды

Источник	Наименование стока	Количество образующихся сточных вод (м ³ /час)	Периодичность сбросов	Место сброса
1	2	3	4	5
Производственные стоки в периоды:				
Промплощадка	- строительно-монтажных работ;	100,00	В период строительно-монтажных работ, в период бурения, период испытания скважины	Для сбора технологических вод под выщечным, силовым блоками, ОЦС и МНО выполняется гидроизоляция с уклоном к сточным желобам, связанными с гидроизолированными бетонными прямыми. Из прямиков вода периодически, по мере накопления, откачивается в металлическую емк.
	- бурения и крепления;	3506,16		
	- испытания	313,11		
Хозяйственно бытовые стоки в периоды:				
Промплощадка Вахтовый поселок	- строительно-монтажных работ;	112,89	В период строительно-монтажных работ, в период бурения, период испытания скважины	Отводятся в отдельный земляной амбар
	- бурения и крепления;	419,59		
	- испытания	210,04		

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях при строительстве наклонно-направленной скважины на Ковыктинском месторождении (Иркутская область)

Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары:

В процессе строительства скважины возможны возникновения различного вида чрезвычайные ситуации. Это могут быть открытые нефтяные фонтаны и последствия, при не принятых мерах, падение и разрушение вышки или элементов талевой системы, а также взрывы и пожары. Данные факторы приводят к выводу из строя оборудования, нанесение огромного ущерба природной среде, в исключительных случаях к смертельным исходам.

В случае возникновения аварийной ситуации - открытого фонтана, а так же в следствие пожара, работы по их ликвидации должны осуществляться силами Северной военизированной части по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых фонтанов и нефтяных фонтанов.

Анализ возможных чрезвычайных ситуаций представлен в таблице 5.9.

Таблица 5.9 - Анализ чрезвычайных ситуаций

Чрезвычайная ситуация	Источники чрезвычайной ситуации	Характер чрезвычайной ситуации	Последствия чрезвычайной ситуации
1	2	3	4
Пожары	Внутренние: являются проявления недр при вскрытии продуктивных пластов. Разлив нефти с возгоранием. Внешнее: поджог	Локальный (пострадавших не более 10 человек, материальный ущерб не более 1000 МРОТ, ЧС в пределах территории объекта)	Пожар, разрушение зданий, ожоги, летальные исходы
Пожар	Внутреннее: Разлив нефти и дизельного топлива с возгоранием, выброс бурового раствора с последующим фонтанированием углеводородного сырья; проведение огневых работ. Внешнее: поджог	Локальный (в пределах буровой вышки)	Пожар, повреждение механизмов и оборудования, разрушение вышки, ожоги, отравления продуктами горения, летальные исходы

5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Профессия буровика входит в список потенциально опасных с точки зрения вероятности возникновения профессиональных заболеваний. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли. Поэтому системный анализ опасных и вредных факторов, а также разработка методов оптимизации рабочего процесса являются актуальными проблемами для улучшения условий труда работников буровых бригад. Большинство месторождений нефти и газа Западной Сибири находятся в районах с суровыми климатическими условиями, часто резко-континентального характера. На работников, при выполнении операций на открытой местности, воздействует комплекс неблагоприятных метеорологических факторов (высокие и низкие температуры, солнечная радиация, осадки, пыльные бури и др.).

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», указано, что с вредными условиями труда сталкиваются рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности, на металлургическом и абразивном производстве, в электроэнергетике, в нефтяной и химической промышленности.

Государство предусмотрело, что люди, работающие на вредных производствах, обеспечиваются льготами и компенсациями.

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации:

- уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше),
- оплачиваемый отпуск, являющемся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней),

- происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада),
- льготы для пенсионного обеспечения,
- бесплатное лечение и оздоровление,
- выдача расходных материалов — спецодежды, обеззараживающих средств.

Не вызывает сомнений факт, что условия труда, сложившиеся в нефтяной и газовой промышленности, являются причиной высокой профессиональной заболеваемости, а также могут являться косвенной причиной производственных травм и увечий. Правильное моделирование производственных ситуаций, направленное на снижения влияния опасных и вредных факторов в процессе бурения, позволиткратно улучшить условия труда в буровой отрасли.

Нормативно-правовые акты в области обеспечения охраны труда и промышленной безопасности представлены в таблице 5.10

Таблица 5.10 - Нормативно-правовые акты

Номер	Требования безопасности
1	2
ПБ 08-624-03	Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
ПБ 08-37-93	Правила безопасности при геологоразведочных работах
ПУЭ от 1.01.03	Правила устройства электроустановок
ГОСТ 12.0.003 - 74	Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
ГОСТ 12.1.007-76	Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
ГОСТ 12.1.003-83	Шум. Общие требования безопасности
ГОСТ 12.1.012-90	ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.029-80	Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация
ГОСТ 12.1.004-91	Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.044-89	Пожаровзрывоопасность веществ и материалов
СНиП 2.09.04-87	Административные и бытовые здания
СНиП 23-05-95	Естественное и искусственное освещение
СН 2.2.4/2.1.8.562-96	Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки
СН 2.2.4/2.1.8.566-96	Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий

Заключение

В ходе работы было выработано технологическое решение на строительство и обустройство данной скважины. Метод бурения выбран роторный с отбором керна и вскрытием продуктивного пласта.

В специальной части работы был рассмотрен вопрос отличия роторного бурения от бурения с верхним приводом, его преимущества и недостатки.

Основными преимуществами применения верхнего привода являются сокращение времени наращивания и СПО, снижение вероятности прихвата. Это в свою очередь сокращает и стоимость проводки скважины.

Список используемой литературы

1. Р 2.2.2006-05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.- М.: Минздрав России, 1999.
2. ГОСТ 29335-92 «Костюмы мужские для защиты от пониженных температур»/
3. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
4. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
5. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. – М.: Госкомсанэпидемнадзор, 2003
6. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности».
7. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ "Вибрация. Общие требования безопасности".
8. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ "Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования".
9. СНиП 2.04.05-91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование".
10. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ "Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности".
11. ГОСТ 12.2.003-91 "Оборудование производственное".
12. "Правил устройства электроустановок" (ПУЭ)
13. "Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок" 2001 г.
14. ГОСТ 12.1.044-84 "Пожаровзрывоопасность взрывчатых веществ и материалов".
15. ГОСТ 12.1.044-76 "Пожарная безопасность, общие требования".
16. ГОСТ 12.1.010-76 "Взрывобезопасность. Общие требования".
17. СНиП 2-80 "Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений".

18. "Правила пожарной безопасности в Российской Федерации" 1993 г..
19. "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" 2003г.
20. РД 34.21.122-87 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений"/
23. ГОСТ 13862-90 "Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы."
24. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. "Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые." 2001 г
25. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов/А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др.; Под общей редакцией А.И. Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.: ил.
26. Серeda Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. - М.: Недра, 1988. - 359с.
27. Рязанов В. И., Баранов А. Н., Борисов К. И. Расчет бурильных колонн: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 1996. – 68 с.
28. Ильский А.П., Шмидт А.П. Буровые машины и механизмы: Учебник. – М.: Недра, 1989. – 194с.
29. Плахов А.М., Свиридов Ю.Ф. Вопросы охраны труда: Учебное пособие. – Томск, 2000. – 11 Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник. 3-е переработ. и доп. - М.: Недра, 1990. – 388с.
30. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидромеханика в бурении. Учебник. – М.: Недра, 1997. – 174с.
31. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. - М.: ВНИИТнефть, 1997. - 194с.
32. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник. 3-е переработ. и доп. - М.: Недра, 1990. – 388с.
33. Калинин А. Г., Левицкий А. З., Соловьев Н. В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие/Под ред. А. Г. Калинина. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2001. – 450 с.