

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

Институт природных ресурсов
Направление – «Нефтегазовое дело»
Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2715 МЕТРОВ НА ВАТЛОРСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ХМАО)

УДК 622.323:622.243.23(24:181 м 2715)(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Кононыкин И. К.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Морев А. А.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А.А.	к. э. н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск–2017 г.

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

Институт природных ресурсов
Направление – «Нефтегазовое дело»
Кафедра бурения скважин

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы
в форме бакалаврской работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б32Т	Кононыкин Илья Константинович

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3022 МЕТРОВ НА ВАТЛОРСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ХМАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	20.02.2016 №1436/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2016
--	-------------------

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>	Геологические данные Ватлорского нефтяного месторождения, специальная литература, периодическая литература и электронные источники
--	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>1. Геолого-технический наряд 2. Компоновка бурильной колонны</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение</p>	<p>Вазим Андрей Александрович</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Гуляев Милий Всеволодович</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>1.04.2016</p>
--	------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Морев Артем Алексеевич			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-Б32Т	Кононыкин Илья Константинович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б32Т	Кононыкин Илья Константинович

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

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

1. Данные по строительству скважин на Ватлорском месторождении	<i>Расчет технико-экономических показателей</i>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Сроки строительства скважины 2. Сметная стоимость сооружения скважины	<i>Расчет продолжительности строительства Составление графика работ Расчет сметной стоимости сооружения скважины.</i>
---	---

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	Вазим Андрей Александрович	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Кононыкин Илья Константинович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б32Т	Кононыкин И.К.

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	Бурение наклонно-направленной скважины глубиной 2996 метров на Ватлорском нефтяном месторождении (ХМАО)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве скважины Ватлорском нефтяном месторождении (ХМАО). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве скважины на Ватлорском нефтяном месторождении (ХМАО).	<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:	Бурение скважины сопровождается: - 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
3-2Б32Т	Кононыкин И. К.		

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	9
1 Общая и геологическая часть	10
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района бурения	10
1.2 Горно-геологические условия бурения	13
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	17
1.4 Зоны возможных осложнений	20
1.5 Исследовательские работы	20
2 Техничко-технологическая часть	21
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины	21
2.2 Обоснование конструкции скважины	23
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины	23
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	26
2.2.3 Опеределение числа обсадных колонн и глубины из спуска	27
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	27
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	27
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины	29
2.3 Углубления скважины	29
2.3.1 Выбор способа бурения	30
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	30
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	31
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	33
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	34
2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора	35
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	37
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	41
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины	44
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	46
2.4.1 Расчет обсадных колонн	46
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений	46
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	49
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	53
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины	54
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн	54
2.4.2.2 Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей	54
2.4.2.3 Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов	55
2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины	55

2.4.2.4.1	Выбор типа и расчет необходимого количества цементирующего оборудования	56
2.4.2.4.2	Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси	56
2.4.3	Выбор технологической оснастки обсадных колонн	57
2.4.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважин	57
2.5	Выбор буровой установки	60
3	Специальная часть	60
3.1	Использование технологии щелевой перфорации для решения проблем вторичного вскрытия пласта	60
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	73
4.1	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	73
4.2	Численный и квалификационный состав буровой бригады	76
4.3	Расчёт сметной стоимости сооружения скважины	78
5	Социальная ответственность	79
5.1	Анализ вредных производственных факторов	79
5.2	Анализ опасных производственных факторов	84
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.	86
5.5	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.	87
	Заключение	89
	Список литературы	90

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 91 с., 10 формул, 25 рис., 49 табл., 19 источника, 2 л. графического материала.

Геолого-технический наряд, компоновка низа буровой колонны.

Ключевые слова:

- БУ- буровая установка;
- АКБ- автоматический буровой ключ;
- УБТ- утяжеленная буровая труба;
- ПРИ - породоразрушающий инструмент;
- ВЗД- винтовой забойный двигатель;
- ОЗЦ- ожидание затвердевания цемента;
- ГНВП- газонефтеводопроявления.

Объектом работы являются эксплуатационная наклонно-направленная скважина на Ватлорском месторождении, расположенном в Белоярском районе Ханты-Мансийского автономного округа.

Целью работы - проектирование технологического решения на бурение наклонно-направленной скважины с глубиной по вертикали 2715 метров на месторождении Западной Сибири.

В качестве спец. вопроса в данной работе рассмотрено использование гидромеханической щелевой перфорации для решения проблем вторичного вскрытия продуктивного пласта.

Работа выполнена по геологическим материалам на строительство эксплуатационной скважины на Ватлорском месторождении.

В результате работы спроектирована конструкция, технология проводки и технология заканчивания скважины глубиной 2715 метров.

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

Данная дипломная работа была выполнена, учитывая современные возможности в области техники и технологии строительства нефтедобывающих скважин.

Введение

Добыча углеводородного сырья является важнейшим фактором для становления и укрепления топливно-энергетического комплекса России. Освоение новых месторождений и очень тесно связано с внедрением новых технологий. Нефть, природный газ, а также продукты их переработки являются основным экспортируемым за рубеж сырьем, активно влияющим на темпы развития экономики России.

Таким образом, роль углеводородной промышленности огромна. Даже имея определенную специфику нефтегазовая отрасль имеет множество проблем, в которых главная заключается в том, что прибыль, полученная от продажи топливно - энергетических ресурсов, не имеет возможности покрывать затраты на их расширенное освоение и прирост.

Решение данных проблем является основной задачей. Возможным решением поставленных задач может являться, например: увеличением качества разработки месторождений; более детальная разработка ранее законсервированных скважин; ускорение процессов освоения ресурсов Дальнего Востока, Якутии и шельфовых месторождений; глубокая проработка законодательной базы в области недропользования; создание выгодных условий для увеличения инвестиций в добывающую и перерабатывающую отрасли; разработка трудноизвлекаемых и нерентабельных запасов нефти.

Исходя из этого, выполняя данный дипломный проект, были подуманы и учтены все конкретные особенности и перспективы будущего развития и освоения Ватлорского месторождения. А также разработаны необходимые технологические решения, необходимые для повышения качества строительства скважины.

1.Общая и геологическая часть

1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района бурения

В таблице 1 представлена географо-экономическая характеристика района бурения.

Таблица 1 - Географическая характеристика района бурения

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Ватлорское нефтяное месторождение
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Хвойный и смешанный лес, местность заболоченная
Административное расположение: - республика - область (край)	РФ Ханты-Мансийский Автономный округ Тюменской области
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	-3°С + 30°С - 50°С
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	1,5
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	257
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	180

Продолжение таблицы 1.

Азимут преобладающего направления ветра, град	Зимой ЮЗ-З, летом С-СВ
Наибольшая скорость ветра, м/с:	22
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	120-335
Геодинамическая активность	Низкая

В таблице 2 представлена экономическая характеристика района бурения.

Таблица 2 – Экономическая характеристика района бурения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-400
Теплоснабжение	Котельная ПКН-2
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	На автотранспорте автотранспорт по зимникам
Блилежащие населенные пункты и расстояние до них	Сургут – 260 км

На рисунке 1 представлена обзорная карта района работ.

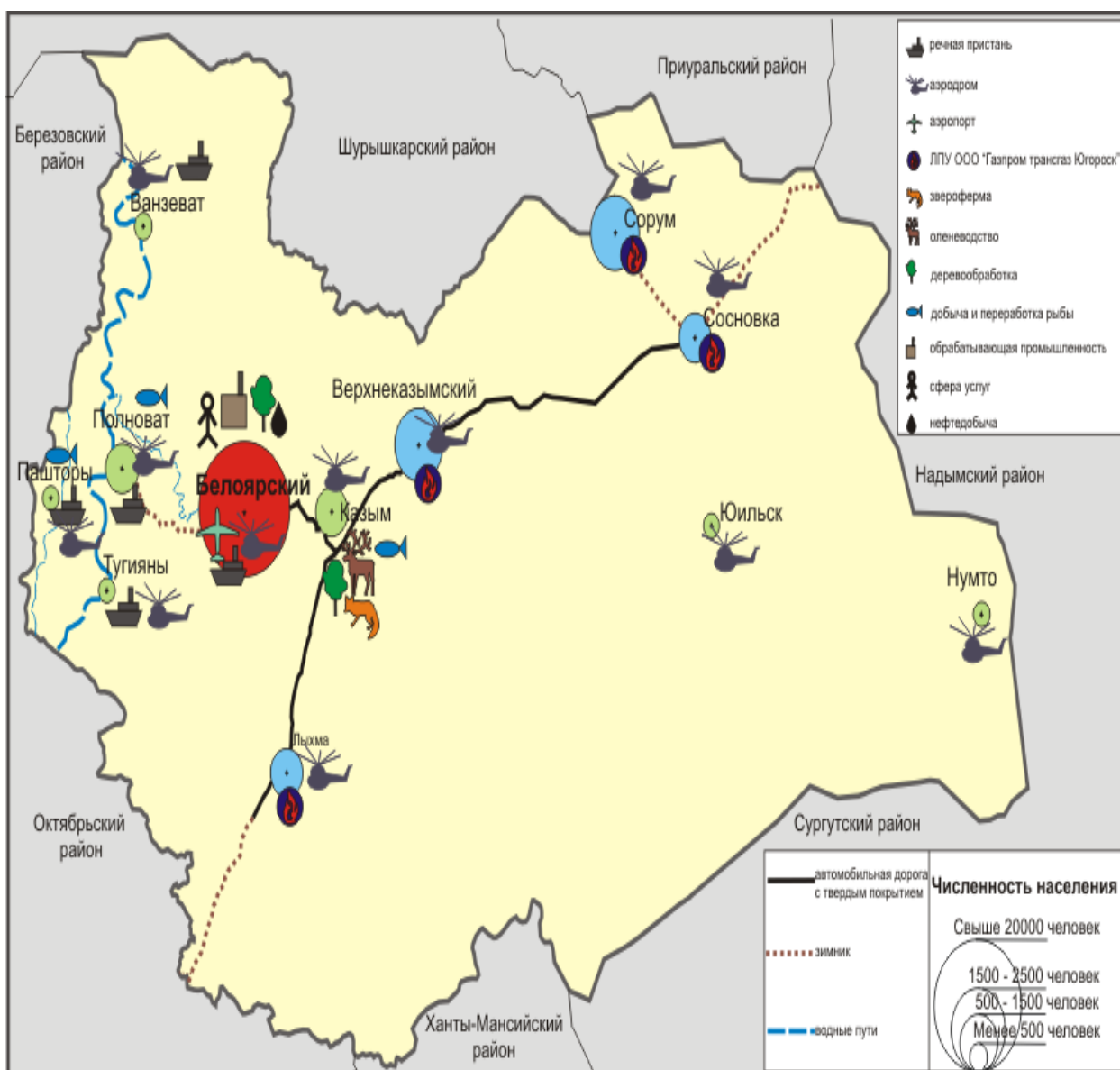


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

1.2. Горно-геологические условия бурения

Проектный литолого-стратиграфический разрез месторождения составлен на основе данных поисковых и разведочных работ.

В таблице 3 представлен стратиграфический разрез и литологический состав горных пород.

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое Подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности интервала (средневзвешенная величина)
от	до	мощность	название	Угол		
(кровля)	(подошва)			град	мин.	
1	2	3	4	5	6	7
0	50	50	четвертичные отл.	-	-	1,5
50	140	90	туртасская свита	-	-	1,5
140	230	90	новомихайловская свита	-	-	1,5
230	340	110	атлымская свита	-	-	1,5
340	510	170	тавдинская свита	-	-	1,5

Продолжение таблицы 3.

510	740	250	люлинворская свита	-	-	1,5
740	880	140	талицкая свита	-	-	1,25
880	970	90	ганькинская свита	-	-	1,25
970	1190	220	березовская свита	-	-	1,25
1190	1265	75	кузнецовская свита	-	-	1,25
1265	1550	2850	уватская свита	-	-	1,25
1550	1970	420	Ханты-мансийская свита	-	-	1,25
1970	2150	180	Викуловская свита	-	-	1,25
2150	2390	240	Алымская свита	-	-	1,25
2390	2715	325	Черкашинская свита	-	-	1,25

В таблице 4 представлена литологическая характеристика разреза скважины.

Таблица 4- Литологическая характеристика разреза скважины.

Глубина залегания, м			Стратиграфическое подразделение		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
от (кровля)	до (подошва)	мощность (толщина)	название	индекс	
1	2	3	4	5	6
0	50	50	Суглинки, супеси.	Q	Торфяники, пески, суглинки, глины Пески серые разнозернистые, глины
50	140	90	Пески, глины.	R _{2/3}	Торфяники, пески, суглинки, глины Пески серые разнозернистые, глины
140	230	90	Глины, пески.	R _{3/2}	Чередование глин с песками и алевролитами с прослоями бурых углей

Продолжение таблицы 4.

230	340	110	Пески, алевролиты	$P_{3/1}$ - $P_{3/2}$	Глины серые алевритистые, пески светло-серые мелкозернистые с прослоями бурых углей
340	510	170	Глины.	$P_{1/3}$ - $P_{3/2}$	Глины светло-зеленые, алевролитистые с растительными остатками и прослоями угля.
510	740	250	Глины, опоки.	P_2	Глины зеленовато-серые с глауконитом внизу опоковидные, в середине диатомовые глины, опоки серые.
740	880	140	Глины, алевролиты.	P_1	Глины зеленовато-серые, алеверитистые, встречаются тонкие линзочки известняков, сидерита
880	970	90	Глины.	K_2	Глины желто-зеленые, серые с глауконитом, пиритизированные.
970	1190	220	Глины, алевролиты.	K_2	Глины серые, темно-серые опоковидные алевритистые с прослоями алевролита и растительными остатками.
1190	1265	75	Глины.	K_2	Глины темно-серые плотные, алевролитистые

Продолжение таблицы 4.

1265	1550	300	Глины, песчаники, пески, алевролиты.	К ₂	Переслаивание песков, алевролитов, песчаников с глинами зеленовато- серыми.
1550	1970	420	Песчаники, алевролиты, глины	К ₁	Песчаники светло-серые, глины плотные, темно- серые, аргиллитоподобные с прослоями алевролитов.
1970	2150	180	Песчаники, алевролиты, аргиллиты.	К ₁	Песчаники и алевролиты серые мелкозернистые с прослоями аргиллитов темно-серых.
2150	2390	240	Алымская свита	К ₁	Глины с прослоями аргиллита
2390	2715	325	Черкашинская свита	К ₁	Песчаники, чередование водо- и нефтенасыщенных песчаников с прослоями глины.

1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

В таблице 5 представлены сведения о вскрываемых пластах.

Таблица 5-Сведения о вскрываемых пластах

Индекс пласта	Интервалы (вертикал), м		Пористость %	Прони- цаемость 10 ⁻³ мкм ²	Газовый фактор, м ³ /т	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура , °С
	от	до					
АС ₁₀ ²	2620	2644	19,7	23	99,5	25	75
АС ₁₁ ⁰¹⁻⁰²	2644	2715	17,6	5,8	68,9	26	76

В таблице 6 представлены механические свойства горных пород и их состояние по разрезу скважины.

Таблица 6-Механические свойства горных пород

Индекс стратиграфическог о подразделения	Интервал, м		Плотность, г/см ³	Пористость, %	Категория твёрдости	Коэффициент пластичности	Категория абразивности	Категория твёрдости породы по промысловой классификации
	от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q	0	50	2,2	30		б до б/н	3-5	мягкая
P _{2/3}	50	140	2,63	25-30	3.0-6.0	б до б/н	9-10	мягкая
P _{2/3}	140	230	2,58	25-30	2.0-7.0	2-6	9-10	мягкая
P _{3/2}	230	340	2,6	20-25	2.0-7.0	2-6	7	мягкая
P _{3/1-} P _{3/2}	340	510	2,6	22-25	2.0-7.0	2-6	7-9	мягкая
P ₂	510	740	2,6	0-25	2.0-7.0	2-6	7	мягкая
P ₁	740	880	2,6	30	2.0-7.0	2-6	9-10	мягкая
K ₂	880	970	2,65	20	3.0- 9.0	2-6	7	мягкая
K ₂	970	1190	2,6	0-20	2.0-7.0	2-6	4	мягкие
K ₂	1190	1265	2,65	20	3.0- 9.0	2-6	4	средняя

Продолжение таблицы 6

K ₂	1265	1550	2,6	25-35	2.0-7.0	2-6	7-10	средняя
K ₁	1550	1970	2,4	25	2.0-7.0	2-6	7	средняя
K ₁	1970	2150	2,2	25	2.0-7.0	2-6	7-8	средняя
K ₁	2150	2390	2,1	22	2.0-7.0	2-5	10	средняя
K ₁	2390	2715	2,1	18-19	2.0-7.0	2-6	7-8	средняя

В таблице 7. Приведены градиенты пластовых давлений, давлений гидроразрыва пород, горного давления (для текучих пород) и распределение температур.

Таблица 7-Градиенты пластовых давлений, давлений гидроразрыва пород

Интервал, м		Градиенты			Температура по разрезу, °С
от (верх)	до (низ)	пластового давления, МПа/м	гидроразрыва пород, МПа/м	горного давления, МПа/м	
1	2	3	4	5	6
0	340	0.0100	0.02	0,01	3-6
340	1190	0.0100	0.02	0,01	6-28
1190	1970	0.0100	0.017	0.01	28-56
1970	2715	0.0100	0.016	0.01	56-76

1.4. Зоны возможных осложнений

В таблице 8 представлены возможные осложнения

Таблица 8-возможные осложнения

Интервал, м		Вид, характеристика осложнения	Условия возникновения осложнений
от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4
0	340	Обвалы стенок скважины, слабые водопроявления, частичное поглощение бурового раствора, прихваты бурильного инструмента.	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, плохая очистка раствора от шлама. Отклонение параметров бурового раствора от проектных, нахождение бурильной колонны и геофизических приборов без движения более регламентируемого времени.
340	2715	Незначительные водопроявления, осыпи и обвалы стенок скважины, прихваты бурильного инструмента, разжижение бурового раствора.	Нарушение технологии бурения, длительные простои при бурении

1.5. Исследовательские работы

В таблице 9 представлены запланированные испытания и исследования в процессе бурения.

Таблица 9 – Исследовательские работы

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
0	2996	Стандартный каротаж АМ-0.5 и ПС	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	Э-1, Э-2; КЗ-741; ЭК-М
0	2996	Геолого-технические исследования	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. В процессе бурения	Станция ГТИ «Разрез-2»

2 Технико-Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Профиль скважины представлен в таблице 10.

Таблица 10 - Профиль скважины

Глубина по стволу, м		Зенитный угол, град.		Азимут магнитный, град.		Глубина по верт., м	Смещение от устья, м	Пространственная интенсивность град/10м	Угол установки отклонителя град.	Примечание
от	до	начало интервала	конец интервала	начало интервала	конец интервала					
0,00	60,00	0,00	0,00	0,00	0,00	60,00	00,00	0,000	0,00	
60,00	185,00	0,00	10,00	0,00	355,00	184,37	10,88	0,800	355,00	
185,00	251,65	10,00	10,00	355,00	355,00	250,00	22,45	0,000	0,00	
251,65	353,53	10,00	11,02	355,00	355,00	350,00	41,01	0,100	0,00	
353,35	404,29	11,02	11,02	355,00	355,00	400,00	50,75	0,000	0,00	
404,29	537,38	11,02	20,00	355,00	17,46	528,22	85,04	0,800	45,01	
537,38	687,39	20,00	32,00	17,46	17,66	662,79	149,11	0,800	0,51	
687,39	849,18	32,00	32,00	17,66	17,66	800,00	234,09	0,000	0,00	Башмак 245 мм
849,18	879,18	32,00	32,00	17,66	17,66	825,44	249,91	0,000	0,00	
879,18	1143,97	32,00	32,00	17,66	17,66	1050,00	389,79	0,000	0,00	
1143,97	1236,5	32,00	28,30	17,66	17,66	1130,00	436,18	0,400	180,00	
1236,5	2500,0	28,30	28,30	17,66	17,66	2242,48	1034,78	0,000	0,00	
2500,0	2924,2	28,30	7,48	17,66	7,25	2644,00	1164,00	0,495	183,76	Г входа в АС 11
2924,2	2995,6	7,48	4,62	7,25	7,25	2715,00	1171,43	0,400	180,00	Башмак 168 мм

2.2 Обоснование конструкции скважины

Обоснование и расчет конструкции скважины – один из основных разделов технического проекта на строительство скважины.

Конструкция скважины должна обеспечивать выполнение поставленных задач, т.е. достижение проектной глубины, вскрытие нефтегазовой залежи и проведение всего намеченного комплекса исследовательских работ в скважине.

При проектировании конструкции скважины в полной мере используется последние достижения и накопленный опыт строительства скважин в данном регионе. Основной задачей при проектировании конструкции скважины является определение необходимого количества обсадных колонн для крепления ствола скважины и глубина спуска каждой колонны, согласование диаметров обсадных колонн и долот.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины

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

1. Определение типа коллектора.

Согласно геологическим данным, тип коллектора – поровый.

2. Определение однородности коллектора.

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

2.2. Границы изменения проницаемости пород в пропластках: $k_1 = 0$ мкм²; $k_2 = 0,05$ мкм²; $k_3 = 1,3$ мкм².

Средняя проницаемость – $k_3 = 0,675$ мкм². Таким образом, коллектор является высокопроницаемым, неоднородным по проницаемости.

2.3. Продуктивный пласт является однородным по типу флюида.

2.4. Согласно геологическим данным, $\Delta P_{пл} = 26$ МПа (нормальное пластовое давление), следовательно, продуктивный пласт по величине градиента пластового давления однородный.

3. Расчет коллектора на устойчивость.

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

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

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

$$30 < 57,6 \text{ МПа.}$$

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

4. Определение конструкции забоя.

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

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

колонной с обязательным цементированием. Конструкция забоя представлена на рисунке 2.

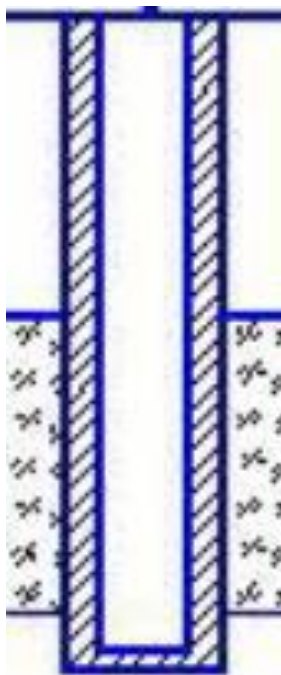


Рисунок 2 – Конструкция забоя закрытого типа.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

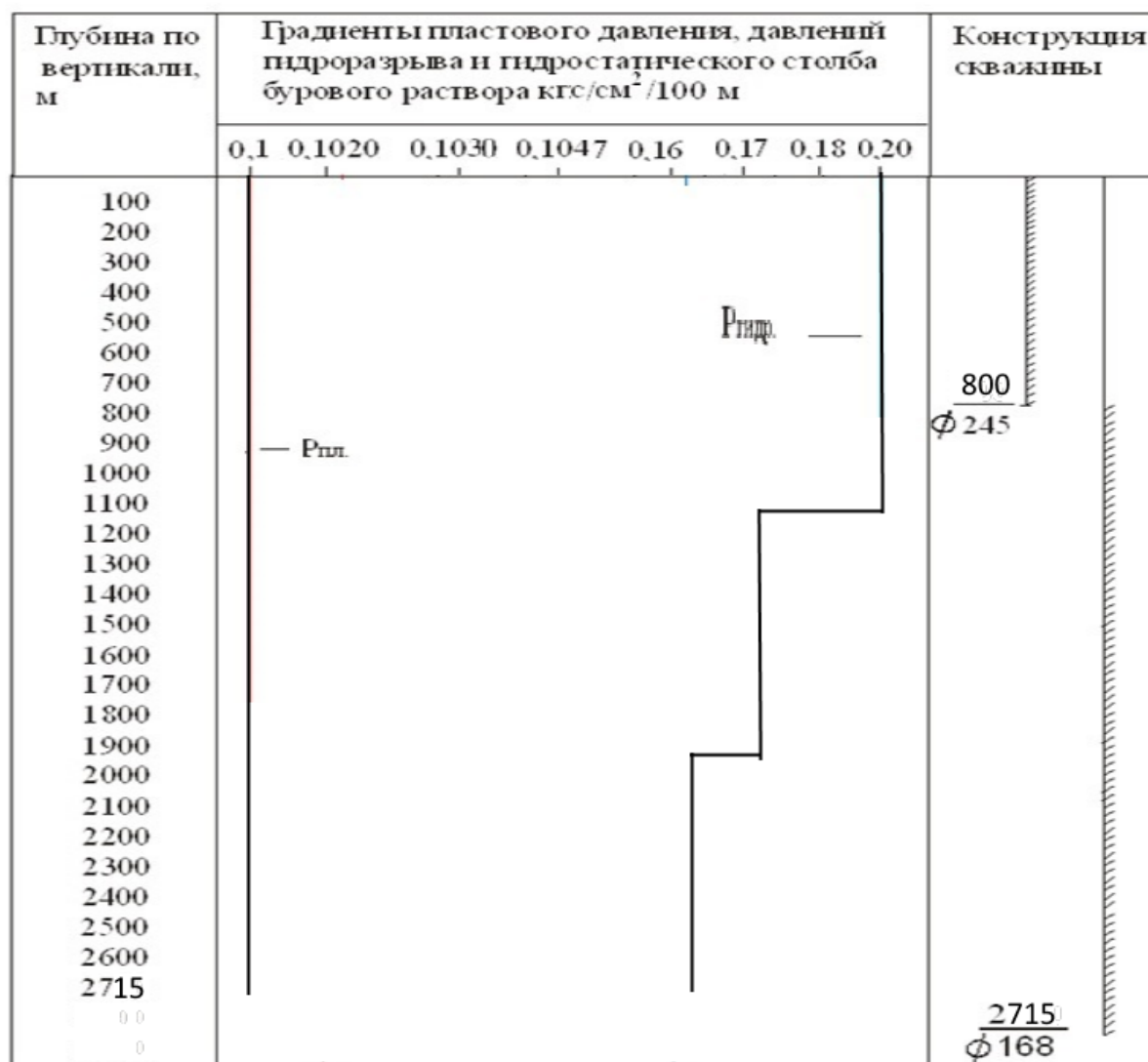


Рисунок 3 – Совмещенный график давлений

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

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Минимально необходимую глубину спуска кондуктора определим исходя из условий предотвращения кавернообразования, осыпей и обвалов стенок скважины с учетом установки башмака кондуктора в устойчивые породы принимаем 849м.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2996 метров с учетом перекрытия подошвы продуктивного пласта на 30 метров.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Выбор интервалов цементирования представлен в таблице 12

Таблица 11 -Интервалы цементирования

Наименование колонны	Интервалы установки,м				Интервалы цементирования,м	
	По вертикали		По стволу		По стволу	
	От	до	от	до	от	До
Кондуктор	0	800	0	849	0	849
Эксплуатационная колонна	0	2715	0	2996	699	2996

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчёт диаметров обсадных колонн скважины осуществляется снизу-вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны, который выбирается в зависимости от ожидаемого дебита скважины.

Исходя из того, что проектируемая скважина является нефтяной то, учитываем дебит по нефти и по нему будет рассчитан диаметр эксплуатационной колонны.

Исходя из расчёта диаметра эксплуатационного насоса и более доступных диаметров труб на трубной базе берём диаметр эксплуатационной колонны равной 168 мм.

Диаметры обсадных колонн и долот представлены в таблице 13.

Таблица 12 – Диаметры обсадных колонн и долот

Наименование колонны	Глубина спуска, м	Диаметр колонны, мм	Диаметр долота, мм
Кондуктор	849	245	295,3
Эксплуатационная	2996	168	215,9

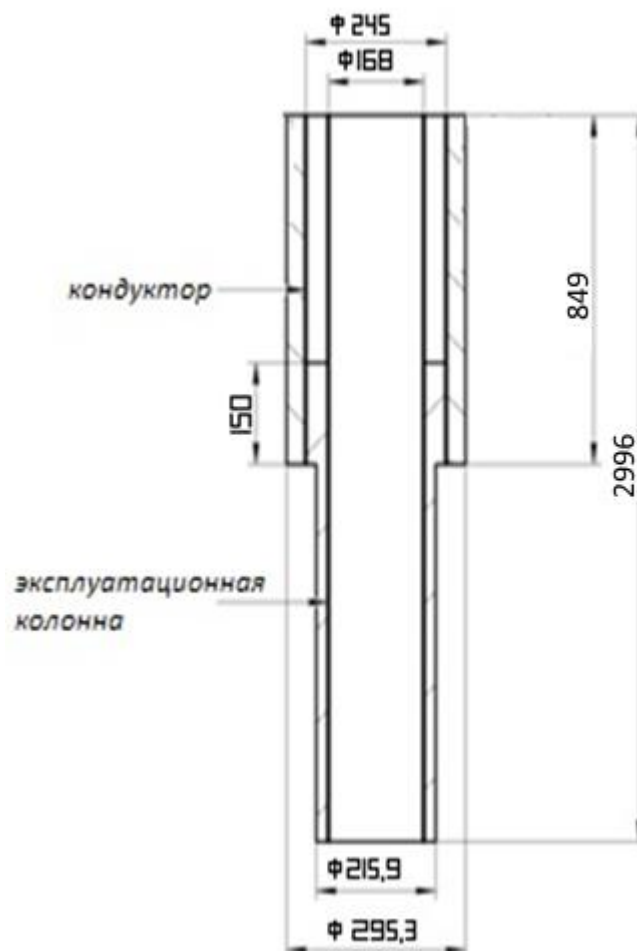


Рисунок 4 – Проектная конструкция скважины

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Разработка схем обвязки устья скважины представлена в таблице 14.

Таблица 13 -Схемы обвязки устья скважины

Название обсадной колонны	Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, кгс/см ²		Типоразмер, шифр или название	Допустимое рабочее давление
	После установк и	Перед вскрытием продуктивног о горизонта		
1	2	3	4	5
Кондуктор	90	33	Противовыбросовое оборудование ОП5-230/80х35	350
			ПУС 230х35, ППГ 230х35 Колонная головка ОКК1-21-178х245х168 ХЛ	350
Эксплуатационная	115	-	Колонная головка ОКК1-35-245х168 ХЛ	350
			ПУС 180х35, ППГ 180х35	350

2.3 Углубления скважины

Углубление (механическое бурение) – это результат разрушения горных пород долотом, вращающимся с определённой скоростью и находящимся под некоторой нагрузкой при постоянном очищении забоя скважины от выбуренной породы буровым раствором определённого качества, движущимся с некоторой заданной скоростью.

2.3.1 Выбор способа бурения

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

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-849	Кондуктор	ДРУ-240РС ¹
849-2996	Эксплуатационная колонна	ДРУ2-172

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства проектируемой скважины на всех интервалах бурения выбраны долота типа PDC, поскольку они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Выборка долот производилась из продуктовой линии ООО «НПП «Буринтех».

Характеристики выбранных долот представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-849	849-2996
Шифр долота		БИТ 295,3	БИТ 215,9 ВТ613
Тип долота		PDC	
Диаметр долота, мм		295,3	215,9
Тип горных пород		М, МС	М, МС
Присоединитель- ная резьба	ГОСТ	3-152	3-117
	API	-	
Длина, м		0,3	0,25
Масса, кг		35	20
G, тс	Рекомендуемая	2-8	2-8
	Предельная	12	12
n, об/мин	Рекомендуемая	60-100	60-100
	Предельная	150	150

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

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

Данные осевых нагрузок по интервалам бурения представлены в таблице 16.

Таблица 16 - данные осевых нагрузок по интервалам бурения

Интервал	0-849	849-2996
Исходные данные		
α	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	1530	2549
$D_{д}, \text{см}$	29,53	21,99
η	1	1
$\delta, \text{см}$	0,15	0,15
$q, \text{кН/мм}$	0,4	0,5
$G_{пред}, \text{кН}$	400	150
$F, \text{см}^2$	2,21	23,01
Результаты проектирования		
$G_1, \text{кН}$	28	31
$G_2, \text{кН}$	118	111
$G_3, \text{кН}$	320	120
$G_{проект}, \text{кН}$	320	120

2.3.4. Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Во всех интервалах бурения запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено оптимальным достижением проходки, достигнутым опытным путем при бурении близлежащих скважин, а также задачей сохранения опор долота, поскольку в обозначенном интервале преобладают средние горные породы с включениями из твердых пород, и они могут стать причиной повышенных вибрационных нагрузок на инструмент. Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 17.

Таблица 17 - Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения.

Интервал		0-849	849-2996
Исходные данные			
$V_{л}, \text{ м/с}$		2	2
$D_{д}$	м	0,2953	0,2193
	мм	295,3	219,3
$\tau, \text{ мс}$		5	-
z		22	-
α		0,5	-
Результаты проектирования			
$n_1, \text{ об/мин}$		129,36	174,19
$n_2, \text{ об/мин}$		-	-
$n_3, \text{ об/мин}$		-	-
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$		180	150

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения 0-849 метров выбирается винтовой забойный двигатель ДРУ-240РС¹, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-172, с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

В таблице 18 приведены результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 18 - Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-849	849-2996
Исходные данные			
D _д	м	0,2953	0,2159
	мм	295,3	215,9
G _{ос} , кН		110	150
Q, Н*м/кН		1,6	1,6
Результаты проектирования			
D _{зд} , мм		240	172
M _р , Н*м		257	407
M _о , Н*м		149,5	105,5
M _{уд} , Н*м/кН		1,86	1,76

В таблице 19 приведены технические характеристик запроектованных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 19 –Технические характеристики запроектованных забойных двигателей

Турбобу р	Диаме тр, мм	Длин а, мм	Масс а, кг	Расх од, л/с	Частот а, об/мин	Момент, кН*м	Перепад давления , МПа	КПД, %
ДРУ- 240РС ¹	240	10140	2450	30-50	70-130	10-14	10-14	45
ДРУ2- 172	172	8710	1284	25-35	90-120	5,2	4,3-6,7	45

2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового параметра, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблицах 20 и 21.

Таблица 20 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-849	849-2996
Исходные данные		
D_d , м	0,2953	0,2159
K	0,65	0,5
K_k	1,5	1,25
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,1
V_m , м/с	0,0083	25
$d_{бт}$, м	0,140	0,140
$d_{мах}$, м	0,195	0,240
$d_{нмах}$, м	0,015	0,015
n	3	4
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5
$V_{кпмах}$, м/с	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02

Таблица 21 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-849	849-2996
Исходные данные		
Q_1 , м ³ /с	0,043	0,020
Q_2 , м ³ /с	0,042	0,018
Q_3 , м ³ /с	0,071	0,026
Q_4 , м ³ /с	0,034	0,017

Продолжение таблицы 21

$Q_5, \text{ м}^3/\text{с}$	0,025	0,036
$Q_6, \text{ м}^3/\text{с}$	0,030	0,031
Области допустимого расхода бурового раствора		
$\Delta Q, \text{ м}^3/\text{с}$	0,043 - 0,071	0,020- 0,026
Запроектированные значения расхода бурового раствора		
$\Delta Q, \text{ м}^3/\text{с}$	0,055	0,022

2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Расчет компоновки бурильной колонны производился для интервала бурения под эксплуатационную колонну, поскольку для остальных интервалов расчеты идентичные. Произведен выбор стальных труб, требуемые расчеты бурильной колонны на прочность при нагрузках на растяжение, сжатие и изгиб. Выбор оборудования произведен с учетом требуемого нормативного запаса. Результаты расчета бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблицах 22-23.

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

Таблица 22 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	Д	127	2996	87806

Таблица 23 – Расчеты на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

Расчет на наружное избыточное давление					
P_H , кгс/мм ²	3,70		Выполняется условие запаса прочности ($n > 1,15$)		
$P_{кр}$, кгс/мм ²	6,24		<u>Да</u>	Нет	
$P_{кр}/P_H$	1,68				
Расчет на статическую прочности при отрыве долота от забоя					
<i>В вертикальном участке ствола</i>					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _Б , кгс
1	29,3	2996	1,14	7,85	87806
Σ					
Q _{КНБК} , кгс	11842		Выполняется условие запаса прочности ($n > 1,4$)		
K	1,15				
ΔP, кгс	11,1		<u>Да</u>	Нет	
F _к , мм ²	6218				
σ _т , кгс/мм ²	32				
<i>В наклонном участке ствола</i>					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _Б , кгс
1	29,3	2996	1,14	7,85	87806
	E, кгс/мм ²	I, м ⁴	S, м	D _з , мм	D, мм
	2*10 ⁶	2,17*10 ⁻⁵	8,4	162	127
Ψ ⁺ / Ψ ⁻	0,13/0,16		Q _р , кгс	36005	
α	0,2		M _{imax}	73781	
μ	0,25		W, см ³	4001	
R, м	5440		[σ], кгс/мм ²	27	
Q _к , кгс	55509		σ _з , кгс/мм ²	50	
σ _р , кгс/мм ²	32				

Продолжение таблицы 23

Выполняется условие $\sigma_3 > [\sigma]$				<u>Да</u>	Нет
Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной секции бурильных труб					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _Б , кгс
1	29,3	2996	1,14	7,85	87806
Q' _{тк} , кгс	158300	Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м		3450	
Q _{кнбк} , кгс	11842				
n	1,45				
q _т , кгс/м	29,5				
K _т	1				
K	1,15	Максимальная длина секции бурильных труб, м		3350	
n	1,45				
F _к , мм ²	9326,585				
$\sigma_т$, кгс/мм ²	50				

Таблица 24 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	849	БИТ 295,9 ЗВТ 619 С	93	0,34	Бурение участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора.
			Калибратор 1-УСР	93	0,4	
			Двигатель ДРУ-240РС	2450	10,14	
			Удлинитель немагнитный	360	9,45	

Продолжение таблицы 24

			Изолятор в сборе	210	2,30	
			ШУ-172	305	3,33	
			Клапан "БОКС-178"	43	0,44	
			Переводник П133/147	58	0,42	
			КРП-215,9-2СТ	170	0,90	
			БТ 127x9,2	51901	821,28	
Σ				55683	849	
2	849	2996	БИТ 215,9 ВТ 613 УСВ	46	0,34	Бурение участка под эксплуатационную колонну с набором зенитного угла, проработка ствола перед спуском эксплуатационной колонны.
			Двигатель ДРУ2-172РС	1284	8,71	
			КОБК 178x35	51	0,41	
			Переводник П133/147	58	0,42	
			КРП-215,9-2СТ	170	0,90	
			НУБТ 6-3/4	1200	9,45	
			Переводник подвесной 6-3/4	216	2	
			НУБТ 6-3/4	1200	9,45	
			КРП-215,9-2СТ	170	0,90	
			Переводник Н 133/133	53	0,20	
			БТ 127x9,2	4683	150	

Продолжение таблицы 24

			Яс RDT-2НМ-172	733	6,80	
			БТ 127х9,2	86846	2806,42	
Σ				92027	2996	

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное и импортное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 25. В таблице 26 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 5 приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 25 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	P _{пл} , МПа	H, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , кг/м ³	ρ _{гп} , кг/м ³	К	d, м	
от	до									
0	849	1,6	7,84	800	9,81	1160	2600	1,5	0,015	
849	2996	1,3	26,6	2715	9,81	1120	2410	1,5	0,008	
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС ₁ , дПа	СН С ₁₀ , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	849	1,16	50-70	75-105	100-120	12	7-9	3	50-100	9
849	2996	1,12	15-20	15-70	25-40	8	7-8	12	10-50	7

Таблица 26 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	849	Бентонитовый глинопорошок, Натрий-карбоксиметилцеллюлоза, Гипан, Кальцинированная сода, Бикарбонат натрия, Каустическая сода, Баритовый концентрат КБ-3, НТФ.
849	2996	Полиакрилат натрия, Праестол 2540, Биополимер, Сода кальцинированная, Сода каустическая, Добавка «Лубрикан», ДПС, Бикарбонат натрия, Карбонат кальция.

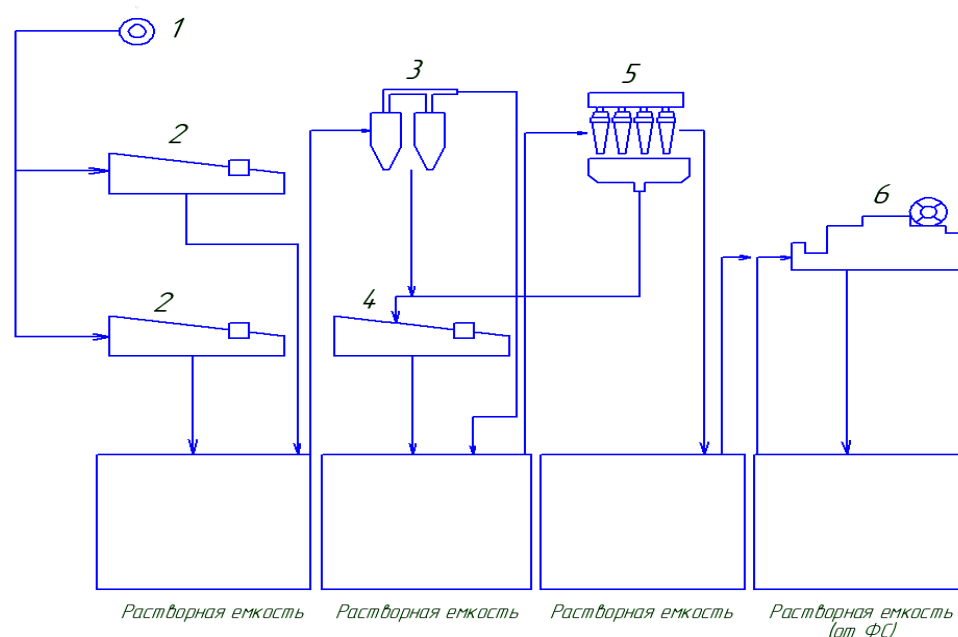


Рисунок 5 - Схема очистки бурового раствора:

1 – скважина; 2 – вибросито Swaco ALS-II; 3 – пескоотделитель ПЦК-360М; 4 – вибросито ВС-1; 5 – илоотделитель ИГ-45; 6 – центрифуга ОГШ-50.

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

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

Таблица 27 - Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

H (по стволу), м	d_д, м	K	P_{пл}, МПа	P_{гр}, МПа	ρ_п, кг/м³
2996	0,2159	1,3	26,6	57,6	2410
Q, м³/с	Тип бурового насоса	V_м, м/с	η_п, Па · с	τ_т, Па	ρ_{пж}, кг/м³
0,032	УНБТ-1800L1	0,0055	0,009	20	1076
КНБК					
Элемент	d_н, м	L, м		d_в, м	
БТ 127	0,127	2996		0,108	

Таблица 28 - Оформление результатов проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}$, кг/м³	φ	d_c, м	$V_{кп}$, м/с	$\Delta P_{зд}$, МПа	ΔP_o, МПа
1800	0,99	0,28067	0,67	11,1	0,307
ΔP_r, МПа	ΔP_p, МПа	V_d, м/с	Φ, м²	d, мм	
0,36	7,45	112	0,0054	12	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	Sкп	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
БТ 127	75318	30474	244	4,75	0,39
ДРУ-172	75318	30474	244	0,008	-
Внутри труб					
Элемент	Рекр	Re кп	λ	ΔP_T	
БТ 127	45040	18108	0,031	0,083	

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн

В таблице 29 представлены исходные данные к расчету.

Таблица 29 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$, кг/м ³	1180	плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$, кг/м ³	1180
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тробл}}$, кг/м ³	1420	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{трн}}$, кг/м ³	2000
плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	720	глубина скважины, м	2996
высота столба буферной жидкости h_1 , м	699	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	335
высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$, м	10	динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$, м	2210

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

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

На рисунке 6 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

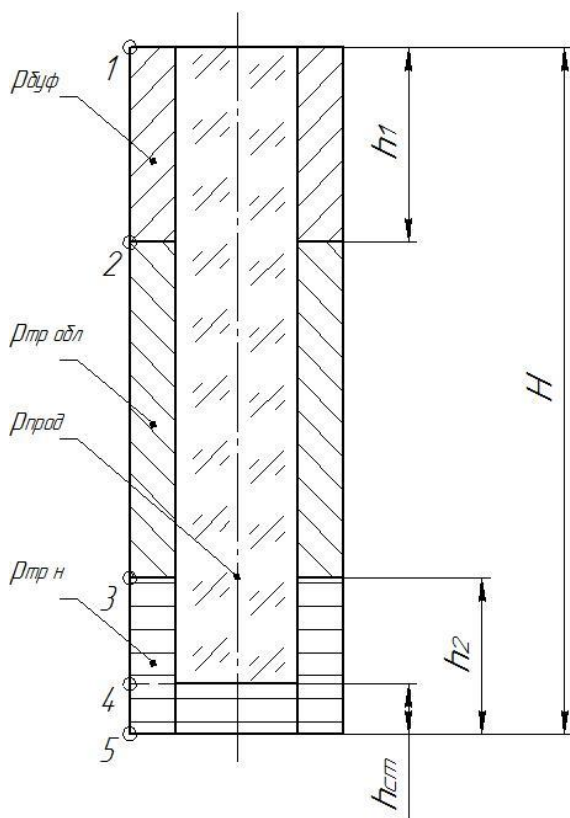


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 30 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора при снятом на устье давлении.

Таблица 30 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора при снятом на устье давлении.

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	699	2661	2986	2996
Наружное избыточное давление, МПа	0	0.6	12.1	14.6	14.6

2 случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 7 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

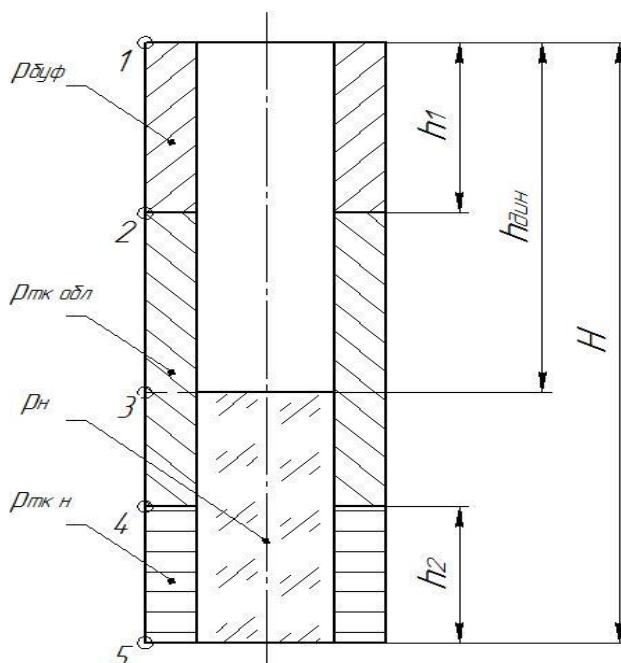


Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 31 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке в конце эксплуатации нефтяной скважины

Таблица 31 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце эксплуатации нефтяной скважины

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	699	2210	2661	2996
Наружное избыточное давление, МПа	0	5,7	24,7	27,7	29,9

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 8.

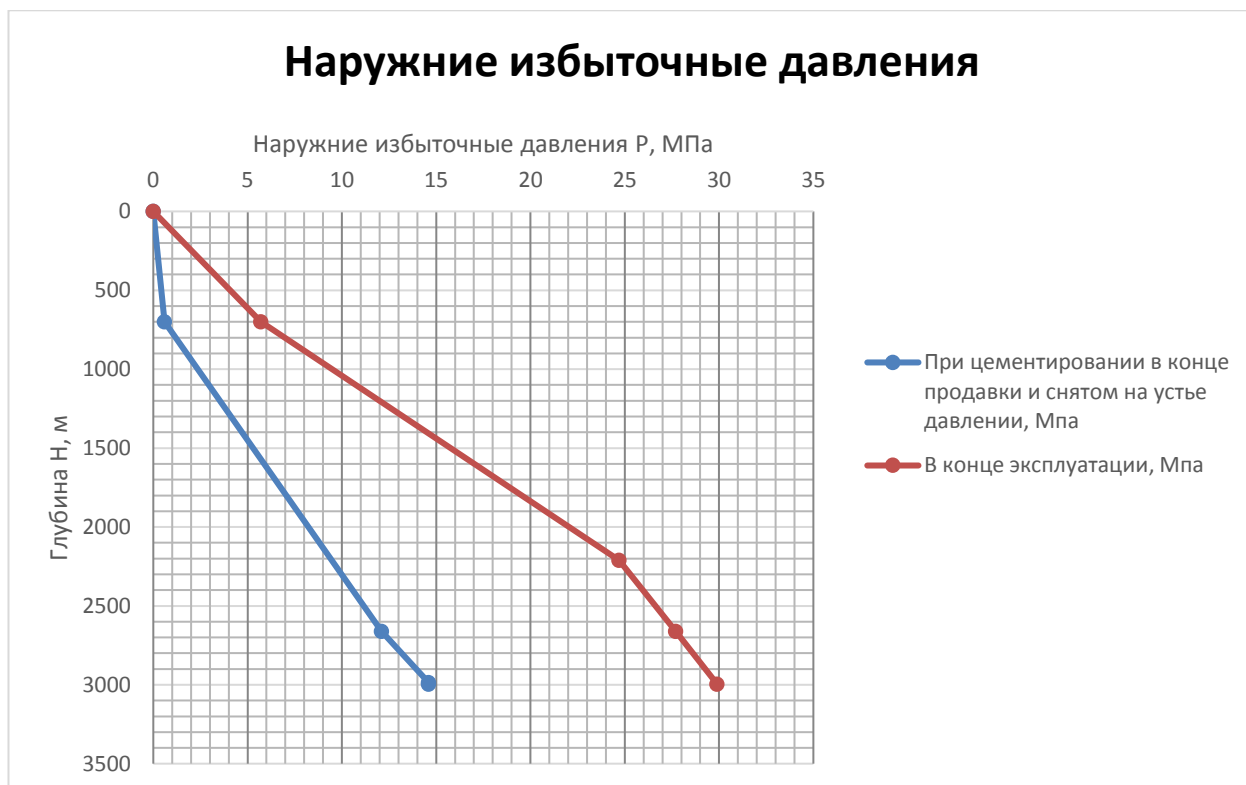


Рисунок 8 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 9 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

В таблице 32 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

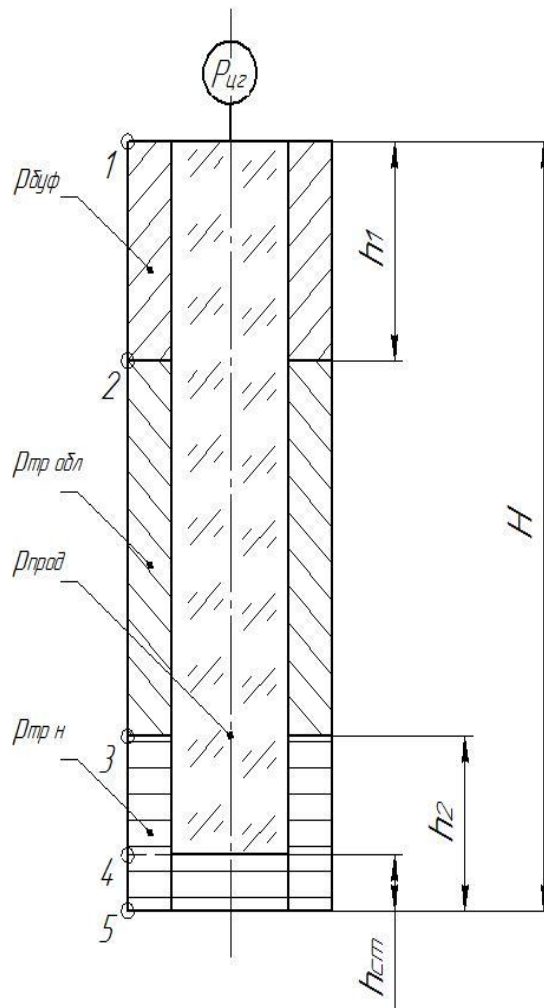


Рисунок 9 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 32 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	699	2661	2986	2996
Наружное внутреннее давление, МПа	22,29	21,73	10,38	7,18	7,02

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 10 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

В таблице 33 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 33 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	699	2661	2996
Внутреннее избыточное давление, МПа	15	14,4	11,4	10,27

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 11.

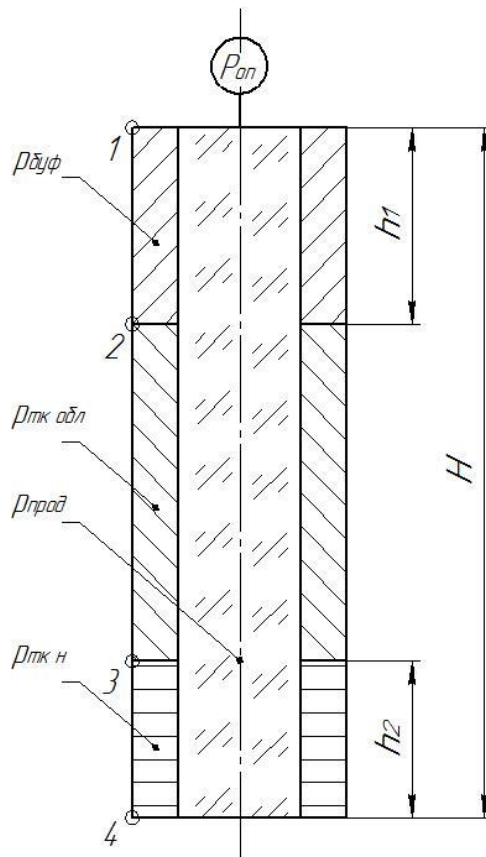


Рисунок 10 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

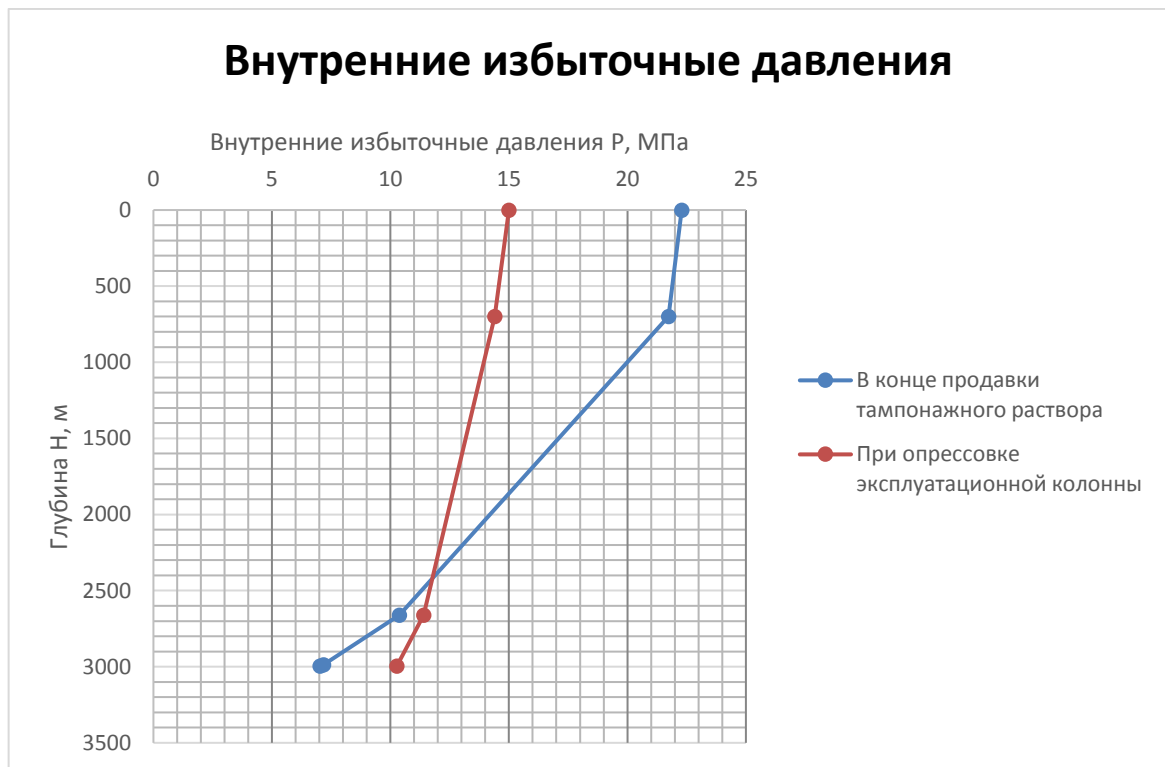


Рисунок 11 – Эпюра внутреннего избыточного давления

2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

В таблице 34 представлены рассчитанные характеристика обсадных колонн.

№ секци й	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секции	суммарный	
1	N-80	8,9	100	35,1	3510	3510	2996-2896
2	N-80	7,3	2896	29	84150	87660	2896-0

Таблица 34 – Характеристика обсадных колонн

2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (2)$$

47,41 < 54,72 МПа. Условие (3) выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количество составных компонентов

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 35.

Таблица 35 – Объем тампонажной смеси и количество составных компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегченный	Объем тампонажного раствора, м ³	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объема тампонажного раствора, кг	Объем воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{тр}=2000 \text{ кг/м}^3$	9,45	13407	7,99
$\rho_{тробл}=1420 \text{ кг/м}^3$	45,01	34414	16,86
Сумма	54,46	47821	24,85

2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкости

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Объем буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, м ³
Буферная	20,39
Продавочная	25,92

2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 12 приведена спроектированной технологическая схема с применением осреднительной емкости.

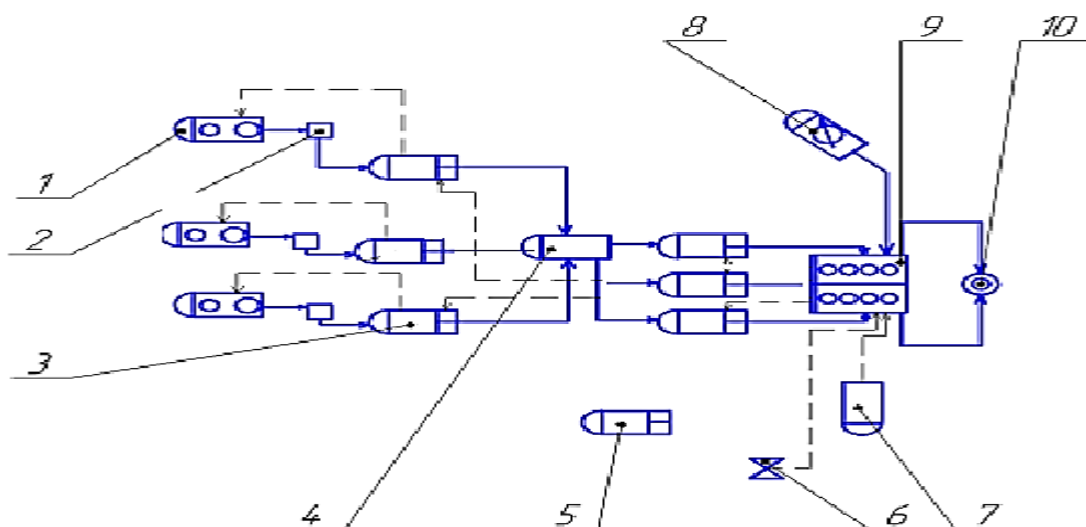


Рисунок 12 - Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

- 1 – цементосмесительная машина УСУ6-30; 2 – бачок затворения;
- 3 – цементировочный агрегат УНБ- 125*32; 4 – осреднительная емкость УОП-20; 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция СКЦ; 9 – блок манифольдов БМ-700; 10 – устье скважины.

2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементировочной головке представлен на рисунке 13.

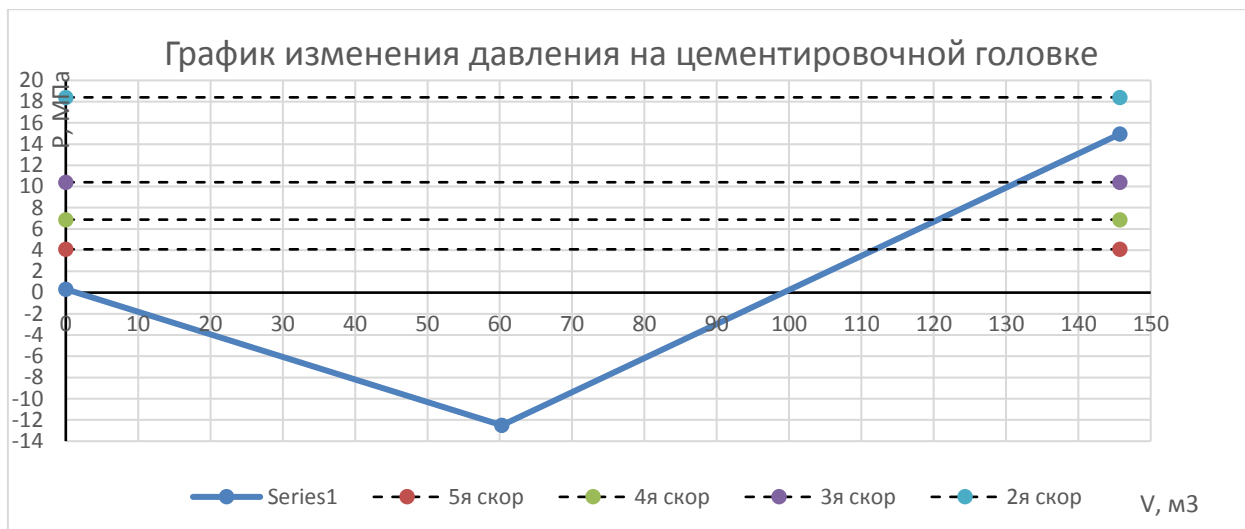


Рисунок 13 – График изменения давления на цементировочной головке.

В таблице 37 приведены сводные данные о режимах работы цементировочных агрегатов.

Таблица 37 – Режимы работы цементировочных агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
V	74
IV	5
III	6
II	9

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{\text{цем}}$ составляет 220 мин.

2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

- башмак типа БКМ-168-БТС
- ЦКОДМ –168-БТС;
- центраторы ЦЦ 168-/216-01;
- центраторы ЦПЖ 168/195-305;
- центратор-турбулизатор ЦТ 168/212-216;
- скребок тросовый РСТ 1-168/275-3/8-2;
- пакер ОЗСЗ.1.1168/245.07.

Таблица 38 –Количество применяемых центраторов и скребков.

Обозначение	Количество, шт.
ЦЦ 168-/216-01	50
ЦПЖ 168/195-305	2
ЦТ 168/212-216	8
РСТ 1-168/275-3/8-2	5

2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта проектируется использовать пулевой перфоратор ПБ-2 (рис.14). Интервал перфорации составляет 7,2 м. Поскольку мощность пласта составляет 69 м по вертикали, то требуется не менее десяти спусков перфоратора для полного вскрытия пласта .

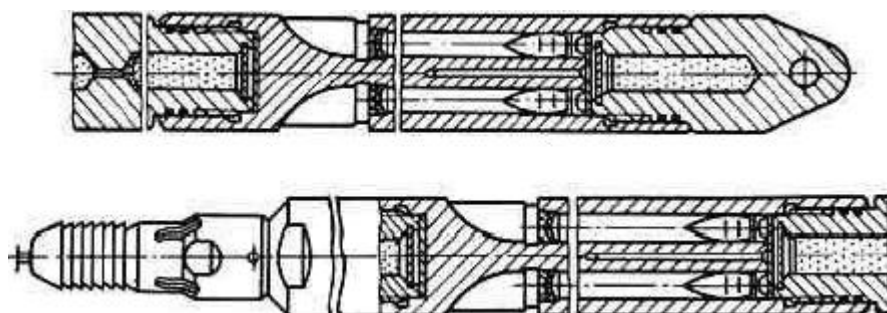


Рисунок 14 – Пулевой перфоратор

Вызов притока на данной скважине будет производиться при помощи процесса свабования, путем снижения гидростатического уровня жидкости.

Устройства для отбора жидкости называется сваб (поршень) (рис.15). Перемещаясь вниз, поршень пропускает через себя жидкость, при подъеме вверх - клапан закрывается, и весь столб жидкости, оказавшийся над ним, поднимается вместе с поршнем, а затем и выбрасывается из скважины на дневную поверхность. Упрощенная схема свабования представлена на рисунке 16.

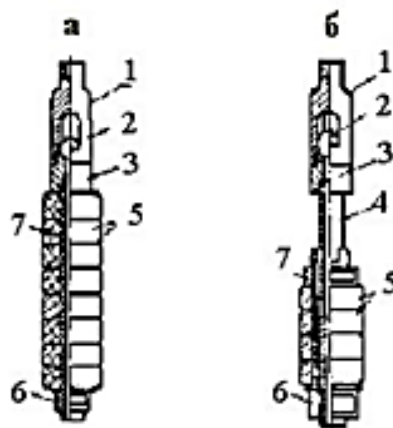


Рисунок 15 – Принципиальная конструкция сваба

а – сваб упрощенной конструкции, б – сваб с двойным проходным отверстием, 1- клапан тарельчатый, 2 – клапан шаровый, 3 – седло клапана, 4 – полый стержень, 5 – резиновая манжета, 6, 7 – гайки.

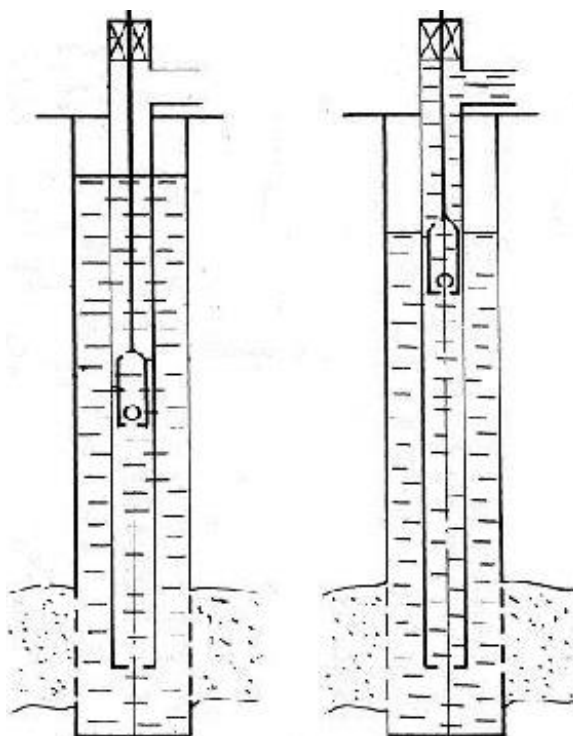


Рисунок 16 - Процесс свабирования скважины

Данный выбор вызова притока обусловлен тем, что в настоящее время свабирование является технологически простым, экономичным и наиболее экологически безопасным методом работы на скважине.

2.4.5. Выбор буровой установки

В таблице 39 представлены результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Таблица 39 - Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	92,03	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	2,03
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	87,66	$[G_{кр}] / Q_{об}$	2,13
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	134,44	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,56
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		
Фундаменты (направляющие, фермы, тумбы) входят в заводской комплект буровой установки, поэтому дополнительные расчеты на прочность и определение площади опорной поверхности не требуются.			

Проектируется применения буровой установки БУ 3900ЭУК-БМ.

3. Специальная часть.

3.1 Использование технологии щелевой перфорации для решения проблем вторичного вскрытия пласта.

Способ перфорации обсадной колонны должен обеспечивать создание перфорационных каналов, позволяющих без осложнений длительное время и с полной отдачей эксплуатировать продуктивный пласт. В настоящее время существует три основных способа перфорации: прострелочно-взрывной, гидropескоструйный и механический.

Основная масса работ по вторичному вскрытию продуктивного пласта выполняется прострелочно-взрывным способом с использованием главным образом кумулятивных перфораторов. При применении данных перфораторов обсадная колонна и цементный камень подвергаются воздействию ударных нагрузок, что приводит к заколонным перетокам. Гидропескоструйная перфорация не нашла широкого применения на практике, т. к. процесс перфорации требует большого числа единиц наземного оборудования и агрегатов с высоким рабочим давлением, и самое главное процесс протекает длительное время с циркуляцией жидкости с абразивом, что увеличивает износ всего оборудования. В некоторой степени требованиям предъявляемым к перфорации отвечают механические сверлящие перфораторы, которые вскрывают пласт точно, без ударного воздействия на элементы крепи, однако малая глубина формируемого канала при вскрытии объектов с увеличенным диаметром ствола и наличием зоны кольматации, ограничивает область их эффективного применения. Перфораторы вскрывающие эксплуатационную колонну точно, вскрывают не все флюидопроводящие каналы продуктивного пласта и, следовательно, не реализуются полностью его потенциальные возможности. Особенно это касается трещинных коллекторов, где перфорационный канал может попасть не в трещину, а в матрицу горной породы. При этом любая его протяжённость не обеспечит приток жидкости из пласта в скважину. Поэтому применение перфораторов вскрывающих точно трещинные коллектора, которыми представлены практически все глубокозалегающие залежи, не во всех случаях может быть эффективно.

Продуктивность скважин, значительно зависит от числа проводящих флюид микротрещин, пересеченных эксплуатационным забоем. Поэтому самой совершенной формой перфорационного канала, обеспечивающей максимальную продуктивность скважины, является щель (см. рис), перекрывающая всю его толщину.

Для решения данной задачи вместо традиционного способа прорезания перфорационного канала высоконапорной струей жидкости с абразивом была разработана, запатентована и стала широко внедряться технология гидромеханической щелевой перфорации без использования абразива и наземного оборудования с высоким рабочим давлением. Это намного упростило процесс щелевой перфорации и снизило его стоимость без уменьшения эффективности перфорации.



Рисунок 17

Схемы гидромеханических щелевых перфораторов.

В данный момент существуют несколько схем перфораторов гидромеханического действия. Рассмотрим наиболее часто встречающиеся и более востребованные на практике варианты.

- Перфоратор с одним накатным диском и одной гидромониторной насадкой.

Схема этого перфоратора показана (на рис.18 а), который состоит из гидроцилиндра и механизма выдвижения режущего диска. В нём имеется два гидравлический канала: циркуляционный - для промывки ствола скважины перед проведением операции и, направленный в щель, гидромониторный - для размыва цементного кольца и намыва каверны в горной породе вдоль щели. В рабочем положении промывочный канал перекрывается шаром сбрасываемым с поверхности, при этом перепад давления циркулирующей жидкости на гидромониторной насадке приводит в действие механизм выдвижения и нагружения режущего диска (рис. 18 б). Прекращение циркуляции после выполнения операции обуславливает возвращение режущего диска в исходное положение под действием возвратной пружины. В верхней части перфоратора имеется перепускной клапан, который открывается вторым шаром, сбрасываемым с поверхности после проведения операции. Этот клапан отключает рабочую часть перфоратора и соединяет трубное и за трубное пространство скважины (рис. 18 в).

В данный момент представленная схема практически не используется, ввиду своей недостаточной эффективности, а также слабой надежности и быстрого износа узлов.

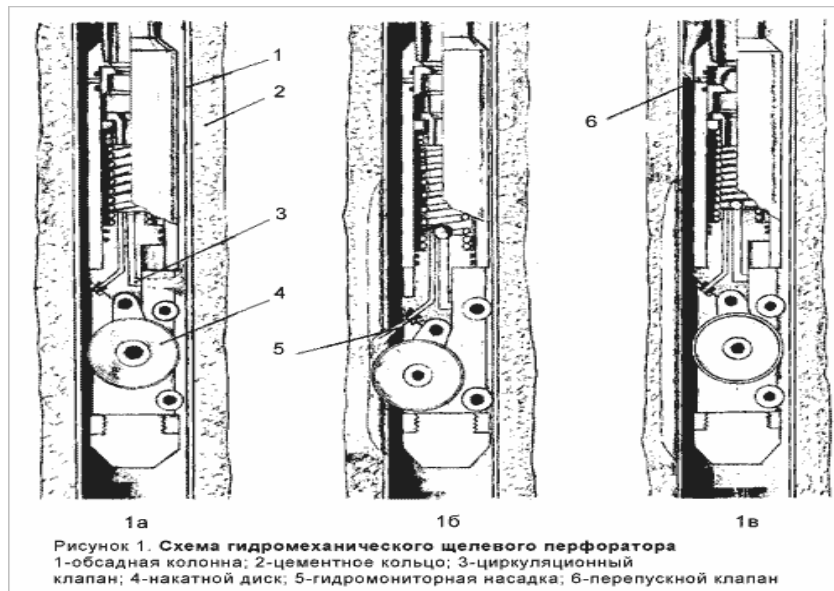


Рисунок 18

- Перфоратор снабженный двумя накатными дисками с двумя, либо 4-мя (в новых моделях) гидромониторными насадками (рис 19 и рис. 20).

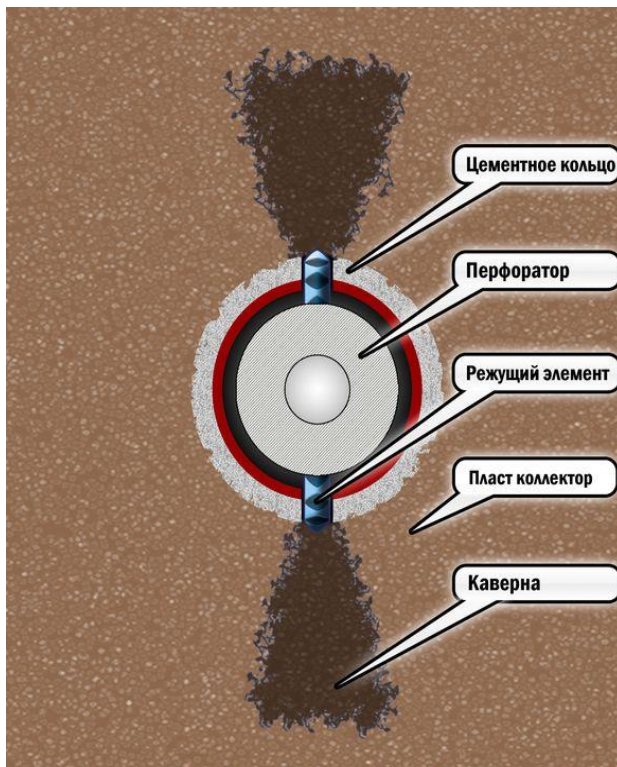


Рисунок 19



Рисунок 20

Перфоратор содержит корпус, выдвижные режущие диски, установленные на осях, верхнюю и нижнюю возвратные пружины, плунжер, который расположен в верхней части корпуса и выполнен с каналами для движения жидкости. Режущие диски установлены на держателях, которые

выполнены плоскими и расположены в одной плоскости с возможностью отклонения в противоположные стороны при поступательном воздействии плунжера. При наличии в перфораторе возвратных пружин и крепления режущих дисков на держателях, имеющих оригинальную форму, снимаются дополнительные нагрузки на режущие диски перфоратора, увеличивается время его работы без замены дисков, увеличивается механическая скорость, безаварийность и надежность работы перфоратора. Повышается эффективность выполнения операций по перфорации обсадных труб, что является техническим результатом полезной модели

Использование гидромониторных насадок с кавитационным эффектом, обеспечивающих излучение ударной волны, приводит к быстрейшему разрушению породы в призабойной зоне скважины для формирования каналов, способствует очистке закупоренных поровых каналов продуктивного пласта, ускоряет приток пластовой жидкости (нефти, газа) в скважину, способствует удалению продуктов очистки различных кальматантов из поровых каналов.

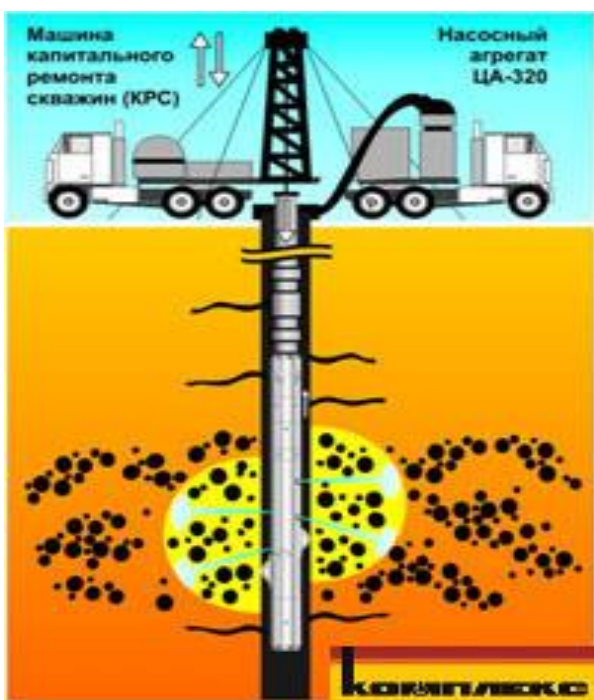
Представленный тип перфораторов является наиболее используемым в настоящее время, ввиду достаточно хороших рабочих характеристик, более высокого уровня надежности и возможной наработки. Наличие четырех гидромониторных насадок и их рабочий угол, способствуют быстрому намыву каверн с образование устойчивых с обвалу стенок.

- Перфоратор, выполненным в виде вращающейся с помощью гидропривода дисковой фрезы (рис. 21).



- Формирование продольной щели любой протяженности путем вдавливания в стенку обсадной трубы режущего накатного диска с усилием, превышающим предел текучести металла (рис 23). При этом осуществляются возвратно-поступательное движение колонны НКТ в заданном интервале и одновременное воздействие через сформированную щель высоконапорной струей жидкости на цементное кольцо и прилегающую к нему горную породу.

Рисунок 23



- Образование в результате гидромеханической щелевой перфорации перфорационного канала в виде продольной щели в обсадной трубе, вдоль которой гидромониторной струей промывочной жидкости в горной породе вымывается каверна (рис 24).

Рисунок 24

Возможный вариант вторичного вскрытия продуктивного пласта

На рис.25 показан один из вариантов технологии вторичного вскрытия продуктивного пласта. Гидромеханический щелевой перфоратор спускается в скважину на колонне НКТ, в компоновку которой включается на заданном расстоянии от режущего узла перфоратора реперная муфта.

- Геофизическим методом путём сравнения ГК в НКТ с ранее записанной ПС в зоне реперной муфты, определяют глубину её расположения в стволе скважины (рис. 25, фиг. 1).
- Затем заполняют скважину специальной жидкостью вскрытия через циркуляционный канал перфоратора (рис. 25, фиг. 2)
- С помощью подгоночных патрубков на поверхности устанавливают режущий узел перфоратора против нижней границы интервала перфорации (рис. 25, фиг. 3).
- После этого оборудуют устье скважины герметизирующим устройством, бросают в НКТ первый шар и создают циркуляцию жидкости через гидромониторный канал. При этом перемещают колонну НКТ вверх до верхней границы интервала перфорации (рис. 25, фиг. 4).
- Не снижая давления опускают перфоратор в исходное положение. Во время этой операции наблюдают по индикатору веса наличие затяжек и посадок. После многократного повторения такого возвратно-поступательного движения НКТ, когда в интервале перфорации исчезнут затяжки и посадки инструмента, создают повышенное давление в НКТ и производят намыв каверны вдоль щели гидромониторной струёй. Выполнив эту операцию, прекращают циркуляцию, бросают в НКТ второй шар, который открывает перепускной клапан. В таком положении, когда обеспечена гидравлическая связь трубного и затрубного пространства, возможно проводить обработку пласта специальными жидкостями, вызывать приток и исследовать вскрытый объект. При необходимости, можно, эксплуатировать скважину до следующего капитального ремонта (рис.25, фиг. 5).

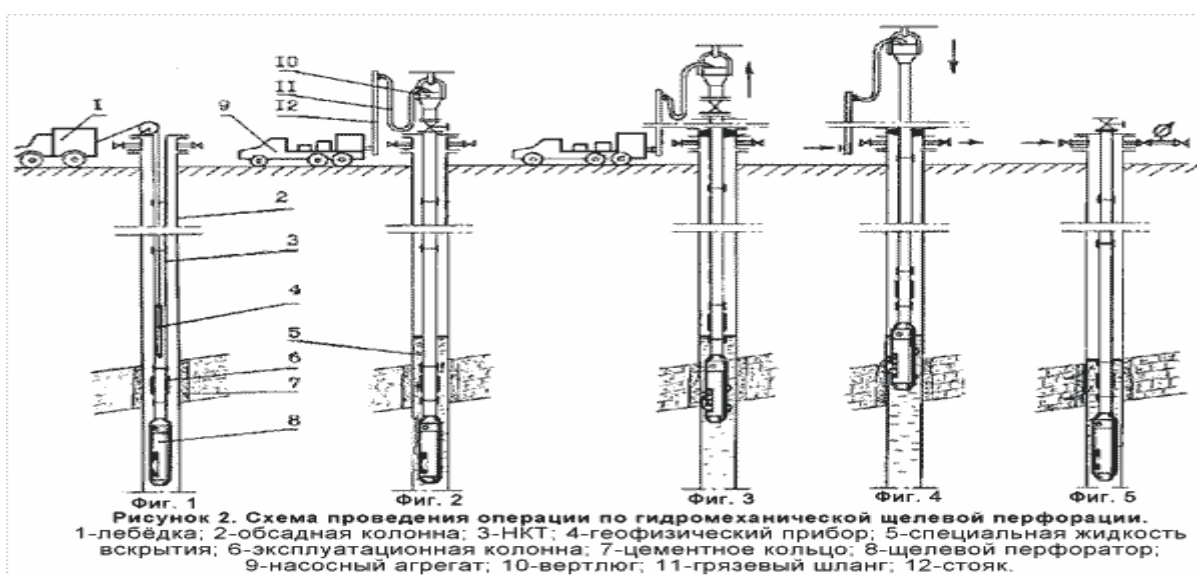


Рисунок 25 - Схема проведения операции по гидромеханической щелевой перфорации.

В таблице 40 наглядно показано сравнение технологических показателей различных способов перфорации эксплуатационных колонн, из них, следует что технология гидромеханической щелевой перфорации выгодно отличается от других способов и вполне отвечает требованиям выше обозначенной, актуальной в настоящее время, задачи по разработке отечественного технологического оборудования для повышения эффективности вторичного вскрытия продуктивных пластов.

Таблица 40

Показатели сравнения методов перфорации	точечная				щелевая	
	пулевая	кумулятивная	прокалывание	сверление	Гидропескоструйная	щелевая
1. Вероятность нарушения целостности крепи вне интервала перфорации.	+	+	-	-	-	-
2. Реализация всех потенциальных возможностей пласта.	-	-	-	-	+	+
3. Возможность вскрытия продуктивного пласта на депрессии.	-	+	-	-	-	+
4. Возможность обработки продуктивного пласта жидкостью вскрытия без подъема перфоратора.	-	-	-	-	-	+
5. Возможность исследования вскрытого пласта без подъема перфоратора.	-	-	-	-	-	+
6. Наличие повышенной опасности при операции.	+	+	-	-	+	-

Продолжение таблицы 41

Радиус проникновения при гидромониторной обработке, см	5-35					
Макс. Т в скважине, град °С, max.	120					
Макс. кривизна ствола скважины, град.	50					
Дополн. нагрузка на вышку, кН	30-50					
Продолжительность перфорации с гидромониторной обработкой 1 метра, минут	25-30					
Число скв/опер. на 1 прибор, не менее	5					
Масса прибора, кг	35	40	50	60	70	80
Присоединительная резьба	НКТ 60		НКТ 73			

Рекомендации по применению щелевой перфорации:

- Проведение перфорации эксплуатационных колонн диаметром 102, 114, 140, 146, 168, 178 мм;
- Скважины после ремонтно - изоляционных работ;
- Скважины с неудовлетворительным качеством цементного кольца;
- Скважины с близкорасположенными водоносными горизонтами и близкорасположенными водонефтяными контактами (ВНК);
- Использование гидромеханической щелевой перфорации в скважинах перед гидроразрывом пласта;
- Гидромеханическая щелевая перфорация нагнетательных скважин;
- Повторная гидромеханическая щелевая перфорация после кумулятивной перфорации;
- Скважины с резким падением дебитов в результате кольматации призабойной зоны пласта;
- Перфорация скважин перед аварийным цементированием;
- Перфорация скважин, предназначенных для утилизации отходов;
- Скважины с высоким содержанием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), с вязкой нефтью, при использовании специальных растворителей или подогретой жидкости вскрытия.

Основные преимущества данной технологии:

- более высокое гидродинамическое совершенство по качеству вскрытия пласта, за счет вскрытия щелью всех флюид проводящих каналов;
- при сохранении прочности обсадной колонны, удельная площадь фильтрации на 80 - 90% больше, чем при кумулятивной или сверлящей перфорации;
- нет ударного воздействия на колонну во время перфорации;
- нет воздействия на цементный камень за эксплуатационной колонной выше и ниже интервала перфорации;
- позволяет селективно вскрывать только продуктивные пропластки, не нарушая перемычек между ними;
- позволяет вскрывать пласты на нефти или любой другой жидкости вскрытия;
- позволяет производить пере вскрытие продуктивного горизонта с одновременной обработкой призабойной зоны;
- операция осуществляется в любое время суток, не требуется отключения эл. энергии;
- при необходимости, возможна эксплуатация скважины через перфоратор до ближайшего ремонта;
- позволяет эффективно бороться с заколонными водоперетоками;
- увеличивает приёмистость скважин перед аварийным цементированием или гидроразрывом пласта;
- позволяет уменьшить затраты на себестоимость добываемой продукции.
- Снижение стоимости проведения перфорации до 20%.

Недостатки технологии:

- Низкая надежность механизма возврата в исходное транспортное положение режущего инструмента;
- Относительно невысокая ремонтпригодность перфоратора;
- Малый ресурс наработки на перфоратор;
- Высокие требования к квалификации персонала ответственного проведение перфорации.

Хочется отметить, что все приведенные выше недостатки активно устраняются! Внедряется множество изменений в конструкцию перфоратора, значительно увеличивающие его ресурс, а персонал проходит обучение по специально разработанным программам повышения квалификации.

Таблица 42 - Данные и результаты расчета СПО

	Кондуктор	эксплуатационная
Количество долблений, n(шт)	2	3
Начальная глубина интервала, Н ₁ (м)	0	849
Конечная глубина интервала, Н ₂ (м)	849	2996
длина неизменяемой части инструмента (квадрат, турбобур, удлинитель, долото, УБТ и т.д.), d(м)	70,06	121,04
Средняя проходка на долото(СПО), h(м)	170	170
Длина свечи, L(м)	25	25
Количество спускаемых свечей, N _{сп} (шт)	21,55	203,03
Количество поднимаемых свечей N _{под} (шт)	35,15	223,43
Нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, T _{1св} (мин)	2,5	2,5
Время спуска свечей, T _{сп} (час)	0,9	8,46
Время подъёма свечей, T _{под} (час)	1,46	9,31
Время спуско-подъемных операций, T _{СПО} (час)	20,13	

Также необходимо рассчитать скорости бурения скважины, данные и результаты расчета представлены в таблице....

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} \text{ м/час,} \quad (7)$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{СПО} + t_{ПВР})} \text{ час,} \quad (8)$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} \text{ м/ст.мес,} \quad (9)$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{cp} = \frac{H}{n} \text{ м,} \quad (10)$$

Таблица 43 - Данные и результаты расчета скоростей бурения скважины

Глубина скважины, Н(м)	2996
Продолжительность механического бурения, t _м (час)	168
Время на предварительно-вспомогательные работы, связанные с рейсом , t _{пвр} (час)	46
Календарное время бурения, Т _к (час)	264
Количество долот, необходимых для бурения скважины, n(шт)	18
Механическая скорость бурения, V _м (м/час)	17,8
Рейсовая скорость бурения, V _р (м/час)	12,79
Коммерческая скорость, V _к (м/ст.мес)	8171
Средняя проходка на долото по скважине, h _{ср} (м)	170

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

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

Затраты времени на монтаж, а также строительство и испытание скважины представлены в таблице 44 и 45.

Таблица 44 - продолжительность строительства скважины в зависимости от вида монтажа

Вид монтажа	Всего, сут.	В том числе				
		Строительно-монтажные работы	Подготовительные работы к бурению	Бурение и крепление	Испытание в открытом стволе	Испытание в колонне
Первичный	60,9	30	4	11	-	15,9
Передвижка 15 м	29,7	1,6	1,2	11	-	15,9
Сдвижка 10-20 м, демонтаж	15	15	-	-	-	-

Таблица 45 – продолжительность бурения и крепления скважины

	Всего, сут.	В том числе	
		Кондуктор	эксплуатационная
		Бурение	7
Крепление	4	1	3
Всего	11	3	8

4.2 Численный и квалификационный состав буровой бригады

Буровая бригада работает вахтовым методом в связи с удаленностью объекта от базы. Вахта работает 14 дней по 12 часов в сутки, через 12 часов отдыха. Затем 14 дней выходных.

Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

Буровой мастер	1 чел,
Помощник бурового мастера	3 чел,
Бурильщик 7 р	4 чел,
Бурильщик 6 р	4 чел,
Пом/бурильщика 5 р	8 чел,
Слесарь 5 р,	2 чел,
Сварщик	2 чел,
Лаборант	2 чел.

Линейно-календарный график работ представлен в таблице 46.

Бригады участвующие в строительстве	Затраты времени	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вышкомонтажные	Первичный монтаж-1 мес; передвижка-0,05 мес.												
Буровые	Строительство скважины-0,37 мес.												
Испытания и освоения	Испытание в колонне-0,53 мес.												
Вышкомонтажные	Сдвигка 15 м, демонтаж-0,5 мес.												

Таблица 46 -Линейно-календарный график работ

4.3. Расчёт сметной стоимости сооружения скважины

Сметная стоимость сооружения скважины представлена в таблице 47.

Таблица 47-Общий расчет сметной стоимости геологического задания

№	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема, руб.	Итого стоимость на объем, руб.	
		Ед. изм.	Количество			
	Буровые работы (средний показатель за 3 предыдущие скважины)	Скв	1	17633500	17633500	
Основные расходы						
А. Собственно геологоразведочные работы:						
1	1.Проектно-сметные работы	%	2	от буровых работ	3526700	
	2. Буровые растворы	м	2996	45500	136318000	
	3.Работы по креплению	ч	96	32450	3115200	
	4.Испытание и вызов притока	сут	15,9	33450	531855	
	5.Геофизические работы (комплекс)			2150000	2150000	
	Итого полевых работ: Σ1					145641755
		1. Организация полевых работ	%	1,2	от Σ 1	1747701
		2. Ликвидация полевых работ	%	1,5	от Σ 1	2184626
	Итого расходов А: Σ 2					149574082
	Б. Сопутствующие работы и затраты					
	1.Транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ 2	29914816	
	2.Строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ 2	19444630	
Итого расходов Б: Σ 3					49359446	
Итого основных расходов А+Б					198933528	
2	Накладные расходы	%	14	от Σ ОР	27850694	
3	Плановые накопления	%	15	от Σ ОР+НР	34017633	
Итого по расчету:					260801855	
Компенсируемые затраты						
4	1.Производственные командировки	%	0,8	от Σ 1	1165134	
	2.Полевое довольствие	%	3	от Σ 2	4487222	
	3. Доплаты	%	8	от Σ 2	11965926	
	4. Охрана природы	%	5	от Σ 2	7478704	
5	Резерв	%	3	от Σ ОР	5968006	
ИТОГО себестоимость проекта					291866847	
Договорная цена с учетом НДС (+18%)					344402880	

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

ВВЕДЕНИЕ

Целью данной выпускной квалификационной работы является технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2715м на Ватлорском нефтяном месторождении.

Рассмотрим опасные и вредные факторы, которые возникают при работе и обслуживании бурового оборудования в таблице 48.

Таблица 48 - Опасные и вредные факторы при работе с буровым оборудованием.

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Работа и Обслуживание Буровых Установок	1. Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе. 2. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 3. Повышение уровней шума и вибрации; 4. Биологические вирусы переносимые насекомыми, дикие животные.	1. Механический травматизм. 2. Электрический травматизм.. 3. Пожары. 4. Взрывы.	МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время года на открытой территории или в неотапливаемых помещениях» МР 2.2.8.0017-10 «Режимы труда и отдыха работающих в нагреваемом микроклимате в производственном помещении на открытой местности в теплый период года» СП 52.13330.201 Естественное и искусственное освещение

Продолжение таблицы 48

1	2	3	4
			<p>ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования</p> <p>ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты</p> <p>ГОСТ 12.1005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны. Общие санитарно- гигиенические требования»</p> <p>ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности»</p> <p>ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности»</p> <p>ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности»</p>

5.1 Анализ вредных производственных факторов

Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе.

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала.

Для предупреждения заболеваний необходимо предусмотреть:

- выдача спецодежды в зависимости от характера работ и времени года;
- укрытие рабочих мест и места для обогрева;
- чередование труда и отдыха;
- запрет на работу при ненормальных метеоусловиях.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному. Нужно обеспечить равномерное распределение яркости освещения и отсутствие резких теней. Общее освещение должно составлять 10 %, а местное 90 % от всего освещения буровой. Оптимальное направление светового потока – под углом 60 градусов к рабочей поверхности.

На буровой используется рабочее и дежурное освещение, а также предусматривается и аварийное. Дополнительное освещение обеспечивается за счет установки галогенных прожекторов 1000W и светильников в взрывозащищенном исполнении на рабочих местах.

Нормы освещённости представлены в таблице 49.

Таблица 49 - Нормы освещённости

Рабочие места, подлежащие освещению	Разряд и подразряд зрительной работы	Места установки светильников	Рабочее освещение	Аварийное освещение
			освещённость, лк	
1	2	3	4	5
Роторный стол	2	На ногах вышки на высоте 4м (для вышки 41м) и 6 м (для вышки 53м), под углом 45-50 ⁰ Над лебедкой на высоте 4 м, под углом 25-30 ⁰ к вертикали	100	10
Щит контрольно- измерительных приборов	3	Перед приборами	75	10
Полати верхового рабочего	2	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5м от пола полатей, под углом не менее 50 ⁰	30	10
Путь движения талевого блока	4	На лестничных площадках . По высоте вышки, под углом не менее 65-70 ⁰	30	10
Кронблок	4	Над кронблоком	25	10
Приемный мост	4	На передних ногах вышки на высоте не менее 6 м	10	10

Продолжение таблицы 49.

1	2	3	4	5
Лестницы, марши сходы	4	На лестничных площадках, ногах вышки	10	10
Помещение вышечного блока	2	На высоте не менее 6 м	75	10
Помещение насосного блока	3	На высоте не менее 3 м	75	10
Глиномешалки	3	На высоте не менее 3 м	75	10
Превенторная установка	3	Под полом буровой	75	10
Желобная система	5	На высоте не менее 3м на всем протяжении желобов	10	10
Площадка горюче- смазочных материалов и инструмента	5	На высоте не менее 3м	10	10

Превышение уровня шума и вибрации.

Основным источником шума и вибрации на буровой установке является дизельный привод, гидравлические насосы, механические трубные ключи.

Воздействие шума и вибрации на человека приводит к повышенной утомляемости, ограничению слышимости, что может привести к механическим травмам.

Насекомые и дикие животные.

Кустовая площадка. Заболевания, состояния носительства, интоксикации, вызванных микроорганизмами: бактериями, вирусами, риккетсиями, спирохетами, грибами, актиномицетами, простейшими и продуктами их жизнедеятельности, и микроорганизмами: животными, растениями, человеком и продуктами их жизнедеятельности, а также культурами клеток и тканей. Травм, вызванных микроорганизмами: растениями, животными, человеком. Основной вид защиты: применение СИЗ, применение специальных репеллентных средств.

5.2 Анализ опасных производственных факторов

Механические травмы на буровой установке.

Возможны во время СПО, падения с высоты различных предметов, а также деталей вышки и обшивки буровой, недостатки в содержании рабочего места, отсутствие ограждений движущихся частей бурового оборудования, применение опасных приемов труда.

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо:

- Оградить вращающиеся части механизмов.
- Обеспечить машинные ключи страховочными канатами.
- Проводить своевременно инструктажи по технике безопасности.

- При ремонте должны вывешиваться знаки оповещающие о проведении ремонтных работ.
- Проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения.
- Проведение плановых и неплановых проверок пусковых и тормозных устройств.
- При работе на высоте рабочий должен быть обеспечен страховым поясом.

Поражения электрическим током.

Источником энергообеспечения буровых работ является ЛЭП 6кВ от ДЭС. Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств;
- применение защитного заземления буровой установки;
- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;
- допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

Пожаровзрывоопасность.

Источники воспламенения:

- короткое замыкание, перегрев проводки;
- источники открытого огня (факела, паяльные лампы);
- разряд молнии;
- разряд статического электричества..
- Располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом;

- Хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки.

Во избежание возникновения взрывов при производстве буровых работ необходимо:

- Исключить наличие источников воспламенения.
- Исключить наличие на объекте горючих веществ;
- Все сосуды, работающие под давлением, должны быть испытаны.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

ЧС могут носить следующий характер:

- техногенные (несчастные случаи, нефтегазопроявления, пожары);
- природные (наводнения, ураганы, морозы);
- военные.

Для предупреждения несчастных случаев необходимо производить инструктажи по технике безопасности перед началом работ, проводить работы в соответствии с технологией, снабжать рабочих спецодеждой.

Для предупреждения нефтегазопроявлений необходимо строго соблюдать технологию согласно проекта. О возникшем нефтегазопроявлении сообщается в военизированную пожарную охрану, производится эвакуация

Взрыв (разрушение) устья скважины под действием избыточного давления, что может привести к поражению людей и технологических объектов в радиусе действия взрыва.

Аварийная ситуация при истечении нефти из скважины обычно отождествляется с неуправляемым выбросом в атмосферу, в котором можно выделить три элемента:

- природное скопление в глубинном пласте,
- канал (участок ствола, обсадные или бурильные трубы),

- выходной участок (выходное сечение колонны или отвода, устьевое оборудование, кратер).

Продолжительность открытого фонтанирования зависит от геолого-технологических условий и эффективности мер по ликвидации аварии.

Следствиями производственных аварий на проектируемом объекте являются:

- взрыв паровоздушных смесей (летучие углеводородные фракции);
- взрыв емкостей хранения ЛВЖ..

В большинстве случаев основными факторами, влияющими на частоту возникновения аварий и их масштабов на объекте строительства, являются:

- нарушение режимов технологии производства, правил эксплуатации оборудования, машин и механизмов;
- низкая трудовая и технологическая дисциплина;
- несоблюдение мер безопасности;
- отсутствие должного надзора за состоянием оборудования.

Поражающим фактором при пожаре разлива является тепловое воздействие за счет теплового излучения и конвекционного воздействия факела.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

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

2. На должность инженера по бурению назначается лицо, имеющее высшее техническое образование без предъявления требований к стажу

работы или среднее специальное образование и стаж работы по специальности на должности техника I категории не менее 3 лет.

3. В своей деятельности инженер по бурению руководствуется:

- нормативными документами по вопросам выполняемой работы;
- методическими материалами, касающимися соответствующих вопросов;
- уставом организации;
- правилами трудового распорядка;
- приказами и указаниями руководителя организации (непосредственного руководителя);
- настоящей должностной инструкцией.

4. Инженер по бурению должен знать:

- нормативные правовые акты, другие руководящие, методические и нормативные материалы вышестоящих органов, касающиеся организации производства буровых работ;
- технологию вышкостроения, бурения и опробования скважин;
- буровое оборудование, инструмент и правила их технической эксплуатации;
- причины возникновения технических неполадок, аварий, осложнений, брака при выполнении работ по строительству скважин, способы их предупреждения и ликвидации;
- порядок оформления технической документации;
- передовой опыт в области техники и технологии строительства скважин;
- проектирование и планирование буровых работ;
- основы геологии и геологическое строение разбуриваемых

5. Во время отсутствия инженера по бурению его обязанности выполняет в установленном порядке назначаемый заместитель, несущий полную ответственность за их надлежащее исполнение.

Заключение

Количество пробуренных наклонно – направленных скважин увеличивается с каждым годом, применение данной технологии решает множественные проблемы разработки слабопроницаемых пород-коллекторов, обеспечивает возможность добычи вязкой нефти и препятствует появлению конусообразований на финальных стадиях разработки месторождений и т. д.

На данный момент технологии бурения и заканчивания скважин не стоят на месте, продолжая постоянно совершенствоваться. Применение современных технологий, вместе с ранее накопленным опытом в сфере строительства наклонно-направленных скважин обеспечивают значительное снижение стоимости и увеличение качества проводки скважин.

Данный дипломный проект был выполнен согласно методическим указаниям и требованиям соответствующих ГОСТов. Специальная часть разработана на основе изучения информации собранной при прохождении производственных практик, а также с помощью дополнительной литературы исследованной в процессе написания данной работы.

В экономической части дипломного проекта были рассчитаны скорости бурения скважины, представлены расчеты проведения СПО, разработан линейно-календарный график работ, произведен расчет сметной стоимости сооружения скважины.

Список использованных источников

1. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин [Текст]: справочник. – М.: Недра, 1997. – 648 с.
2. Булатов А.И., Аветистов А.Г. Справочник инженера по бурению: в 4 кн.– М.: недра, 1996.
3. Учебно-методические указания по выполнению дипломного проекта специальности 130504 «Бурение нефтяных и газовых скважин» [Текст]: учеб.-метод. пособие / сост.: Р.А. Исмаков [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – 16 с.
4. Конесев, Г.В. Методическое руководство по расчету бурильных колонн [Текст]: учебник / Г.В. Конесев, Н.М. Филимонов – Уфа: УНИ, 1985. – 76 с.
5. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. – М.: 1999.
6. Булатов, А.И. Технология промывки скважин [Текст]: учебник / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, В.И. Рябченко. – М.: Недра, 1981. – 301 с.
7. Дихтярь, Т.Д. Учебно-методическое пособие по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» [Текст]: учеб.-метод. пособие / сост.: Т.Д. Дихтярь, А.Н. Попов. – Уфа: УГНТУ, 2013. – 40 с.
8. Соловьев, Е.М. Заканчивание скважин [Текст]: учебник / Е.М. Соловьев. – М.: Недра, 1985. – 196 с.
9. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности [Текст]: утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 № 101: ввод в действие с 18.12.13. – М.: 2013. – 145 с
10. Басарыгин Ю.М., Булатов А.М., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин: учеб. пособие для ВУЗов – М: ООО «Недра – Бизнес-Центр», 2000 – 697 с.
11. Спрынник Ю.Н. нефть, газ, оборудование: терминологический словарь . – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2004 – 311 с.

12. Щукин А.А. Строительство скважин: учебное пособие . – Томск: Изд. СТТ, 2005-588
13. Проселков Ю.М., Проселков Е.Б. Лабораторный практикум по буровым промывочным и тампонажным растворам : учеб. пособие . – Краснодар: Кубань, гос.технолог. Ун – т., 1999-344 с.
14. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности . – М. НПО ОБТ, 2003 – 160 с.
15. Инструкция по расчету обсадных колонн на герметичность. – М.: ОАО «Нефтяник», 1999-35 с.
16. Дунаев В.Ф. «Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности», Москва 2004г.
17. Басарыгин Ю.М., Булатов А.М., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: учеб.для ВУЗов. – М.: ООО«Недра – Бизнес-Центр», 2000 – 697 с.
- 18.Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: учеб.пособие для вузов. М.: Недра, 1999 – 424 с.
19. Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование / коллектив авторов под общей редакцией А.М. Гусмана и К.П. Порожского . – Екатеринбург: УГГГА. 2002 – 592 с.