

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

---

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Отделение нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2680 метров на газовом месторождении (ХМАО)</b>

УДК 622.243.22:622.143:622.279(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Журавкин Георгий Дмитриевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Куликов Петр Васильевич			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2018г.

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 Специальность Нефтегазовое дело 21.03.01  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)  
 \_\_\_\_\_  
 Максимова Ю.А.

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Журавкину Георгию Дмитриевичу

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2680 метров на газовом месторождении (ХМАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <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></p>	<p><b>Геолого-технические условия бурения скважины на газовом месторождении (ХМАО), с ожидаемым притоком <math>Q = 150000</math> м<sup>3</sup>/сутки</b></p>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <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><b>- Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины;</b>  <b>- Обоснование конструкции скважины</b>                  (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины);  <b>- Углубление скважины:</b>                  (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего</p>

	<p>инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет буровой колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна;</p> <p><b>- Проектирование процессов заканчивания скважин</b> (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин);</p> <p><b>- Выбор буровой установки.</b></p> <p><b>- Многоствольное и многозабойное бурение.</b></p>
--	--

<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	<p>1. Геолого-технический наряд</p> <p>2. Компоновка буровой колонны</p>
---	--

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
--	--

Раздел	Консультант

<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>
---

- |   |
|---|
| <b>1. Общая и геологическая часть</b>                                     |
| <b>2. Технологическая часть</b>   |
| <b>3.</b>   |
| <b>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b> |
| <b>5. Социальная ответственность</b>                                      |

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	20.03.2018
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Куликов Петр Васильевич			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Журавкин Георгий Дмитриевич		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2БЗБ	Журавкину Георгию Дмитриевичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР ТПУ</b>	<b>Отделение</b>	<b>Нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	бакалавриат	<b>Направление</b>	Бурение нефтяных и газовых скважин

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения. 2</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</i>

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины</i>
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>научных исследований Нормативная карта строительства скважины</i>
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>

### Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<ol style="list-style-type: none"> <li><i>1. Организационная структура управления организацией</i></li> <li><i>2. Линейный календарный график выполнения работ</i></li> <li><i>3. Нормативная карта</i></li> </ol>	
--	--

### Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

--	--

### Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

### Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Журавкин Георгий Дмитриевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2БЗБ	Журавкину Георгию Дмитриевичу

	<b>ИШПР</b>		<b>Нефтегазовое дело</b>
<b>Уровень образования</b>	бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	Бурение нефтяных и газовых скважин

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2680 метров на газовом месторождении ХМАО
--	--

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты;</li> <li>– (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).</li> </ul> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные</li> </ul>	<p>1 Производственная безопасность</p> <p>1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- отклонение показателей климата на открытом воздухе;</li> <li>- превышение уровней шума,</li> <li>- превышение уровня вибрации;</li> <li>- тяжесть физического труда;</li> <li>- повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися;</li> <li>-отклонение показателей климата в помещении,</li> <li>-недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>- повышенная запыленность воздуха рабочей зоны; - утечки токсических и вредных веществ в рабочую зону.</li> <li>-превышение уровней электромагнитных и ионизирующих излучений;</li> </ul> <p>1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- движущиеся машины и механизмы</li> </ul>
--	---

средства пожаротушения).	<p>производственного оборудования; -- ---</p> <p>-расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола);</p> <p>- электрический ток;</p> <p>-статическое электричество;</p> <p>-острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов;</p> <p>- пожароопасность;</p>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- защита селитебной зоны</li> <li>- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>-</li> </ul>	<p>Анализ воздействия объекта на атмосферу , гидросферу , литосферу. Разрушение плодородного слоя, загрязнение почвы, загрязнение водоемов, загрязнение недр, мероприятия по обеспечению экологической безопасности.</p>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>- выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>- разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>-</li> </ul>	<p>Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения Наиболее вероятным ЧС на объекте являются: возгорание, взрыв, подтопление, выброс. Действия при пожаре.</p>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>-</li> </ul>	<p>Руководитель (ответственный) принимает обязательства выполнения и организации правил эвакуации и соблюдение требования безопасности на буровой площадке, а также контроль за исправностью работы в помещении</p>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Немцова О.А.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-БЗБ	Журавкин Г.Д.		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 109 с., 15 рис., 40 табл., 10 источников, 5 прил.

Ключевые слова: бурение, скважина, долото, промывочная жидкость, буровой раствор

Объектом исследования является газовое месторождение ХМАО.

Цель работы – проектирование вертикальной разведочной скважины глубиной 2680 метров на газовом месторождении, находящимся в ХМАО. Исходными данными для проектирования являются материалы, специальная литература и журналы.

В процессе исследования проводился анализ геолого-технического условия бурения вертикальной разведочной скважины

В результате исследования была спроектирована вертикальная разведочная скважина глубиной 2680 метров

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: анализ влияния и подбор бурового раствора для проходки и дальнейшего вскрытия продуктивного пласта, сведя к минимуму риск осложнений во время бурения

Область применения: региональная направленность

Экономическая эффективность/значимость работы: результаты дипломной работы могут быть использованы предприятиями нефтегазового комплекса ХМАО

## Оглавление

<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>11</b>
<b>1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....</b>	<b>12</b>
1.1 Геологические условия бурения скважины.....	12
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади).....	17
1.3 Зоны возможных осложнений.....	18
<b>2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА.....</b>	<b>19</b>
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	19
2.2 Обоснование конструкции скважины.....	19
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин.....	19
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 Проектирование обвязки обсадных колонн .....	25
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 .....	28
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	29
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя .....	29
2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны .....	31
2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	34
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	35
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна .....	39
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	40
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность	40
2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок .....	40
2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений.....	41
2.4.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений .....	44
2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине.....	46

2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны	47
2.4.2.1 Обоснование способа цементирования.....	47
2.4.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости.....	48
2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора .....	48
2.4.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	49
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	50
2.4.4 Проектирование процесса испытания и освоения скважины.....	51
2.4.4.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта .....	51
2.4.4.2 Проектирование пластоиспытателя .....	51
2.4.4.3 Проектирование оборудования для вызова притока методом свабиrowания..	52
Комплекс наземного оборудования для свабиrowания скважин КНОС.....	52
Скважинное оборудование для свабиrowания КС-62.....	53
2.5 Выбор буровой установки.....	54
3.Специальная часть.....	56
Многоствольное и многозабойное бурение.....	56
3.1.Технология бурения многоствольных скважин.....	56
Метод «снизу-вверх» .....	58
Метод «сверху-вниз» .....	58
Метод «параллельный» .....	60
3.2. Технология бурения многозабойных скважин	61
Вывод.....	65
4.Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	66
4.1.1 Основные направления деятельности нефтяной компании «Газпромнефть-Восток».....	66
4.1.2 Организационная структура управления предприятием .....	67
4.2. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	68
4.3 Расчет технико-экономических показателей.....	72
4.4 Линейный календарный график выполнения работ.....	73
5.Социальная ответственность.....	74

<b>Введение.....</b>	<b>74</b>
<b>5.1. Производственная безопасность.....</b>	<b>74</b>
<b>5.2. Экологическая безопасность.....</b>	<b>74</b>
<b>5.3.Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....</b>	<b>76</b>
<b>5.4.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....</b>	<b>76</b>
<b>Заключение.....</b>	<b>78</b>
<b>Список используемой литературы.....</b>	<b>79</b>
<b>Приложение А.....</b>	<b>80</b>
<b>Приложение Б.....</b>	<b>82</b>
<b>Приложение В.....</b>	<b>83</b>
<b>Приложение Г.....</b>	<b>107</b>
<b>Приложение Д.....</b>	<b>108</b>

## **ВВЕДЕНИЕ**

В современном мире природные ресурсы, и в частности нефть и газ стали неотъемлемой частью жизни человека и мировой экономики. Углеводороды - это энергоносители, без которых невозможна нормальная жизнедеятельность человека, работа большинства отраслей тяжелой и легкой промышленности. Ежегодно, значение нефти неуклонно растет, и это способствует постоянному росту её добычи. К сожалению, запасы не безграничны, в связи с этим наиболее эффективное и рациональное извлечение из пластов углеводородов является ключевой проблемой нефтегазодобычи. Помимо этого, большинство из сохранившихся запасов углеводородного сырья являются трудноизвлекаемыми. Они залегают в районах со сложной геолокацией, слабой продуктивностью, нефть в них зачастую обладает высокой вязкостью, новые месторождения находят вблизи уже существующих населенных пунктов, заповедников, водных источников или даже на арктическом шельфе. В связи с этим, необходимость изыскания технологий, которые будут способствовать повышению роста извлечения углеводородов неуклонно растет и это повышает актуальность данного вопроса. Весьма распространенным в последнее время стало использование технологии многоствольного бурения, и в частности многозабойных скважин. Грамотно исполненная многоствольная скважина с успехом может заменить некоторое количество «традиционных» скважин, не только за счет более эффективной добычи ресурсов, но и за счет снижения экономических и временных затрат на её сооружение. Помимо этого, появление и планомерное развитие новых технологий будет обеспечивать в разы более эффективную разработку месторождений в целом.

# 1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

## 1.1 Геологические условия бурения скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в таблицах 1-4.

Таблица 1 - Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве			Коэффициент кавернозности
от (кровля)	до (подошва)	название	индекс	угол		азимут	
				град.	мин.		
1	2	3	4	5	6	7	8
0	40	четвертичные отл.	Q	-	-	-	1,30
40	90	туртасская свита	P <sub>2/3</sub>	-	-	-	1,30
90	195	новомихайловская свита	P <sub>2/3</sub>	-	-	-	1,30
195	255	атлымская свита	P <sub>1/3</sub>	-	-	-	1,30
255	470	тавдинская свита	P <sub>1/3</sub> – P <sub>3/2</sub>	-	-	-	1,30
470	690	люлинворская свита	P <sub>3/2</sub> – P <sub>1/2</sub>	-	-	-	1,30
690	820	талицкая свита	P <sub>1</sub>	-	-	-	1,25
820	990	ганькинская свита	K <sub>2</sub>	-	-	-	1,25
990	1100	берёзовская свита	K <sub>2</sub>	-	-	-	1,25
1100	1130	кузнецовская свита	K <sub>2</sub>	-	-	-	1,25
1130	1550	уватская свита	K <sub>2</sub>	-	до 30	-	1,25
1550	1740	ханты-мансийская свита	K <sub>1</sub>	-	до 30	-	1,25
1740	2015	викуловская свита	K <sub>1</sub>	-	до 30	-	1,25
2015	2200	алымская свита	K <sub>1</sub>	-	до 30	-	1,25
2200	2700	сангопайская свита	K <sub>1</sub>	-	до 30	-	1,25

Таблица 2 -Литологическая характеристика разреза скважины

индекс стратиграфич еского разреза	интервал, м		горная порода	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки ( структура, текстура, минеральный состав и т.п. )
	от (верх)	до (низ)	краткое название	
1	2	3	4	5
Q	0	40	Суглинки, супеси	Торфяники, суглинки, супеси
P <sub>2/3</sub>	40	90	Пески, глины	Глины зеленовато-серые с прослоями песков и бурых углей
P <sub>2/3</sub>	90	195	Глины, пески	Глины серые и коричневые, пески светлые мелко-зернистые с прослоями бурых углей
P <sub>1/3</sub>	195	255	Пески, алевролиты	Пески кварцевые, алевролиты с прослоями бурых углей
P <sub>1/3</sub> – P <sub>3/2</sub>	255	470	Глины	Глины светло-зелёные, алевритистые с растительными остатками и прослоями бурого угля
P <sub>3/2</sub> - P <sub>1/2</sub>	470	690	Глины, опоки	Глины зеленовато-серые с глауконитом, внизу опоквидные, в середине диатомовые, опоки серые
P <sub>1</sub>	690	820	Глины, алевролиты	Глины тёмно-серые, серые, зеленоватые, алевритистые с глауконитом с прослоями алевролитов и включениями пирита
K <sub>2</sub>	820	990	Глины	Глины жёлто-зелёные, серые с глауконитом, пиритизированные
K <sub>2</sub>	990	1100	Глины, алевролиты	Глины серые, тёмно-серые опоквидные, алевритистые с прослоями алевролита и растительными остатками
K <sub>2</sub>	1100	1130	Глины	Глины тёмно-серые плотные, алевритистые
K <sub>2</sub> – K <sub>1</sub>	1130	1550	Пески, песчаники, алевролиты, аргиллиты, глины	Переслаивание песков, песчаников, алевролитов с глинами. Песчаники и алевролиты серые мелко- зернистые, глины тёмно-серые.
K <sub>1</sub>	1550	1740	Песчаники, алевролиты, глины	Песчаники светло-серые, глины плотные тёмно-серые, аргиллитоподобные с прослоями алевролитов.

Продолжение таблицы 2

индекс стратиграфич еского разреза	интервал, м		горная порода	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки ( структура, текстура, минеральный состав и т.п. )
	от (верх)	до (низ)	краткое название	
1	2	3	4	5
K <sub>1</sub>	1740	2015	Песчаники, алевролиты, аргиллиты.	Песчаники и алевролиты серые мало-зернистые с прослоями аргиллитов темно-серых
K1	2015	2200	Аргиллиты, глины, песчаники, алевролиты	Аргиллиты темно-серые, битуминозные с прослоями алевролитов и песчаников серых, светло-серых мало-зернистых, глины с растительными остатками
K1	2200	2700	Песчаники, глины, алевролиты, аргиллиты.	Переслаивание песчаников, глин с линзами известняков, алевролитов, в низах глины темно-серые, местами битуминозные.
K1	2200	2700	Песчаники, глины, алевролиты, аргиллиты.	Переслаивание песчаников, глин с линзами известняков, алевролитов, в низах глины темно-серые, местами битуминозные.

Литологическая характеристика разреза скважины представлена, в основном, глинами, алевролитами, песчаниками. Строение геологического разреза Приобского месторождения типично для нефтегазовых месторождений Томской области. Продуктивный горизонт – сангопайская свита выражена переслаиванием песчаников, глин с линзами известняков, алевролитов, в низах глинами темно-серыми, местами битуминозными.

Таблица 3 - Физико-механические свойства пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность г/см <sup>3</sup>	Пористость %	Проницаемость, м.Дарси	Глинистость %	Карбонатность %	Предел текучести, $\frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}$	Твёрдость, $\frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}$	Коэффициент пластичности	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
K <sub>2</sub> - K <sub>1</sub>	1130	2015	песок, песчан	2,1	30	0,5	12	10	9-213	14-23,4	1,2-4,0	III-VIII	МС, С
K <sub>1</sub> (AC <sub>10</sub> )	2400	2450	песчан	2,1	19	6,5	11	3,6	9-213	14-23,4	1,2-4,0	III-VIII	С
K <sub>1</sub> (AC <sub>11</sub> )	2460	2510	песчан	2,1	19	9,4	10	2,5	9-213	14-23,4	1,2-4,0	III-VIII	С
K <sub>1</sub> (AC <sub>12</sub> )	2515	2700	песчан	2,1	18	3,3	11	3,6	9-213	14-23,4	1,2-4,0	III-VIII	С

Физико-механические свойства пород Приобского месторождения типичны для месторождений Томской области. Продуктивный пласт в интервале 2515—2700 метров представлен песчаником, плотностью 2100 кг/м<sup>3</sup>, проницаемостью 3,3 мДарси, пористостью 18%, глинистостью 11%.

Таблица 4 - Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент				Температура
			Пластового давления	Порового давления	Гидроразрыва пород	Горного давления	
	от (верх)	до (низ)	Величина, МПа/100 м	Величина, МПа/100 м	Величина, МПа/100 м	Величина, МПа/100 м	°С
1	2	3	4	5	6	7	8
Q-P <sub>3/2</sub>	0	690	1,00	1,00	2,00	2,20	24,84
P <sub>2/2</sub> -K <sub>2</sub>	690	1110	1,00	1,00	2,00	2,20	39,96
K <sub>2</sub> -K <sub>1</sub>	1110	2015	1,00	1,00	1,70	2,20	72,54
K <sub>1</sub>	2015	2400	1,00	1,00	1,65	2,20	86,40
K <sub>1</sub> (AC <sub>10</sub> )	2400	2450	0,99	0,99	1,62	2,30	88,20
K <sub>1</sub> (AC <sub>11</sub> )	2450	2510	1,00	1,00	1,60	2,30	90,36
K <sub>1</sub> (AC <sub>12</sub> )	2510	2700	0,99	0,99	1,60	2,30	97,20

По данной таблице можно сделать следующий вывод: аномально высоких пластовых давлений нет, максимальная забойная температура 97,2 °С.

## 1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

представлены в таблицах 5 - 6.

Таблица 5 - Водоносность

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут
от	до			
0	50	поровый	1,0008	0,90
195	255	поровый	1,0003	0,07
1110	2015	поровый	1,0100	2500- 4000

Таблица 6 - Газоносность

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут
от	до		
2615	2650	поровый	150000

Проектируется отдельная эксплуатация пластов К<sub>1</sub>(АС<sub>10</sub>), К<sub>1</sub>(АС<sub>11</sub>) и К<sub>1</sub>(АС<sub>12</sub>), начиная с пласта К<sub>1</sub>(АС<sub>12</sub>).

### 1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватоопасные зоны осложнения представлены в таблице 7.

Таблица 7 - Ожидаемые осложнения и их характеристика

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Характер возможных осложнений
от	до		
0	690	Осыпи и обвалы стенок скважины	интенсивные
690	2015		слабые
2015	2200		интенсивные
1110	2015	Нефтеводопроявления	вода, $\rho = 1,01 \text{ г/см}^3$
2400	2450		нефть, $\rho = 0,796 \text{ г/см}^3$
2460	2510		нефть, $\rho = 0,775 \text{ г/см}^3$
2515	2700		нефть, $\rho = 0,788 \text{ г/см}^3$
0	690	Прихватоопасные зоны	
1110	1550		
1550	2700		
1110	2015	Разжижение бурового раствора	
2015	2700	Сужение ствола скважины	

## **2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА**

### **2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины**

Проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины во всех случаях принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

### **2.2 Обоснование конструкции скважины**

Конструкция скважины – это совокупность

- числа колонн;
- глубин спуска колонн;
- интервалов затрубного цементирования;
- диаметров обсадных колонн;
- диаметров скважин под каждую колонну.

При проектировании конструкции скважины необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины, например, за счет уменьшения числа колонн, уменьшения диаметров колонн, уменьшения рекомендуемых зазоров или применения труб с безмуфтовыми соединениями..

#### **2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин**

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза скважин и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается забой закрытого типа.

### 2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора.

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1.

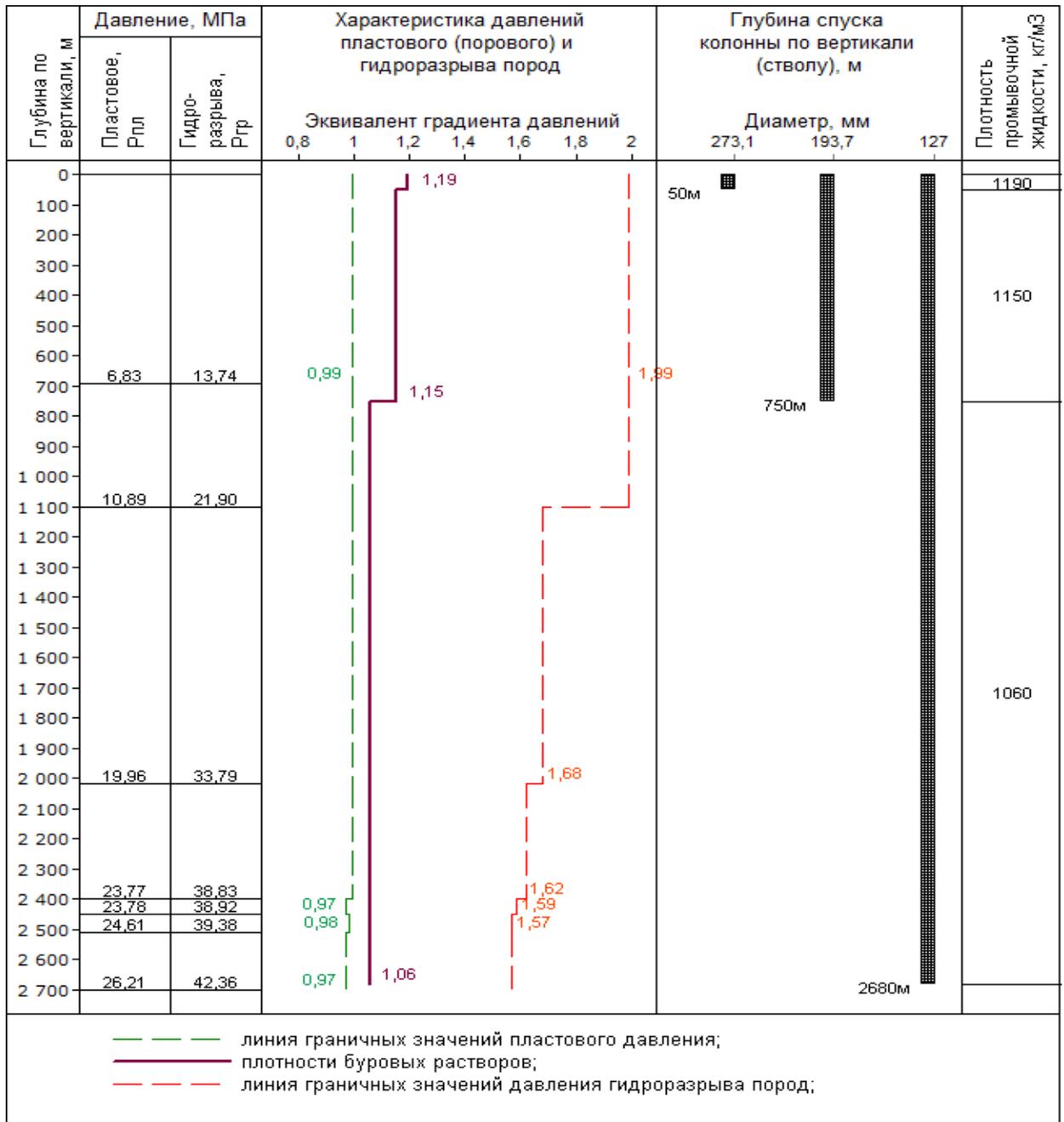


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта видно, что несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

### 2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

1. Направление длина 50 метров при  $D = 273,1$  (мм). Перекрываем четвертичные отложения на 10 м, соответственно

2. Кондуктор спускается на глубину 750 м для перекрытия интервала неустойчивых глин 0-700 м, с учетом величины перекрытия 50 м для посадки башмака в устойчивые породы.

3. Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2680 м. С учетом вскрытия продуктивного пласта 2615-2650 м и бурения интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 30 м.

Данные о количестве обсадных колонн и глубинах их спуска представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Количество обсадных колонн и глубинах их спуска

Название колонны	Глубина спуска, м	
	По вертикали	По стволу
Направление	50	50
Кондуктор	750	750
Эксплуатационная колонна	2680	2680

### 2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования:

1. Направление: интервал цементирования 0-50 м;
2. Кондуктор: интервал цементирования 0-750 м;
3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 250-2680 м.

(Цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 500 м для нефтяной скважины).

### 2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу вверх.

**1. Диаметр эксплуатационной колонны  $D_{\text{эк.н}}$** , принимаем с учетом ожидаемого притока  $Q = 150000 \text{ м}^3/\text{сутки}$ :

$$D_{\text{эк.н}} = 127 \text{ мм.}$$

Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенками скважины.

Расчетный диаметр долота  $D_{\text{эк.д.расч}}$  для бурения под эксплуатационную колонну рассчитывается по формуле:

$$D_{\text{эк.д.расч}} \geq D_{\text{эк.м}} + \Delta, \quad (1)$$

где  $D_{\text{эк.м}} = 141,3 \text{ мм}$ , наружный диаметр муфты обсадной трубы;

$\Delta = 15 \text{ мм}$ , разность диаметров ствола скважины и муфты колонны.

$$D_{\text{эк.д.расч}} = 156,3 \text{ мм.}$$

Выбираем долото PDC, диаметр долота  $D_{\text{эк.д}} = 165,1 \text{ мм}$ .

Диаметр кондуктора выбирается из условия проходимости долота для бурения под эксплуатационную колонну внутри него с рекомендуемыми зазорами.

Диапазон варьирования внутреннего диаметра кондуктора  $D_{к.вн}$  определяется по формуле:

$$D_{к.вн} = D_{эк д} + 13 \text{ мм}, \quad (2)$$

$$D_{к.вн} = 178,1 \text{ мм};$$

$$D_{к.н} = 193,7 \text{ мм};$$

Расчетный диаметр долота:

$$D_{к.д.расч} = D_{к.м} + \Delta = 215,9 + 25 = 240,9 \text{ мм}.$$

Выбираем долото PDC, диаметр долота  $D_{к.д} = 243 \text{ мм}$ .

Диаметр направления выбирается из условия проходимости долота для бурения под кондуктор внутри него с рекомендуемыми зазорами.

Диапазон варьирования внутреннего диаметра направления  $D_{к вн}$  определяется по формуле:

$$D_{н.вн} = D_{к.д} + 13 \text{ мм}, \quad (3)$$

$$D_{н.вн} = 256 \text{ мм};$$

$$D_{н.н} = 273,1 \text{ мм};$$

Расчетный диаметр долота:

$$D_{н.д.расч} = D_{н.м} + \Delta = 298,5 + 35 = 333,5 \text{ мм}.$$

Выбираем долото RC, диаметр долота  $D_{н.д} = 349,5 \text{ мм}$ .

Полученные расчеты представим в виде проекта конструкции скважины рисунок 2.

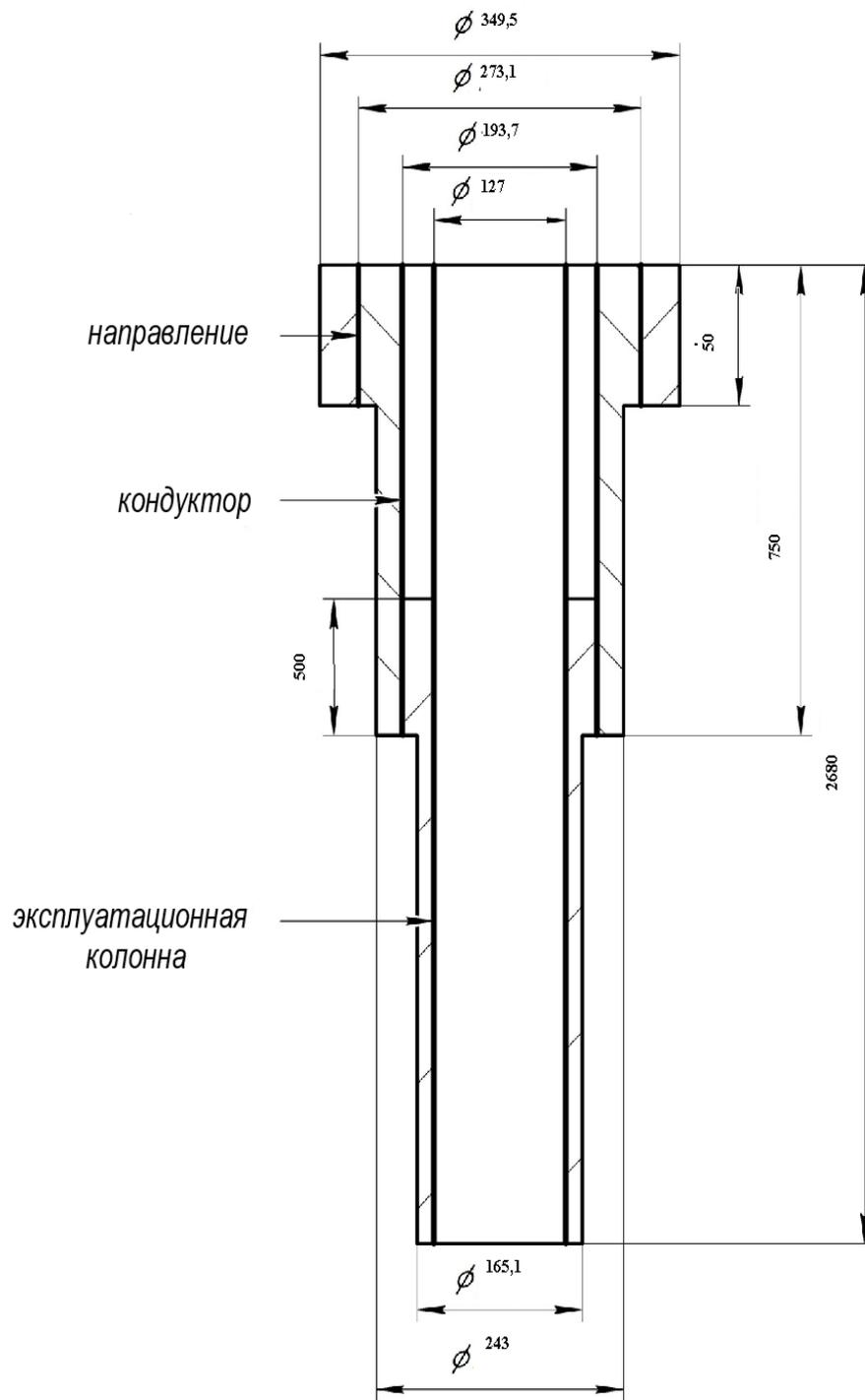


Рисунок 2 - Конструкция скважины

Данные расчета конструкции скважины представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Конструкция скважины

Наименование обсадной колонны	Интервал установки по стволу, м		Интервал цементирования по стволу, м		Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр долота, мм
	от	до	от	до		
Направление	0	50	0	50	273,1	349,5
Кондуктор	0	750	0	750	193,7	243
Эксплуатационная колонна	0	2680	250	2680	127	165,1

### 2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления  $P_{му}$ , которая для газовых скважины рассчитывается по формуле.

$$P_{му} = \frac{P_{пл}}{e^s}, \quad (4)$$

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

$s$  – степень основания натурального логарифма, рассчитываемая по формуле:

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{отн} \cdot H, \quad (5)$$

где  $H$  – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м;

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

$$P_{му} = 23,056 \text{ Мпа}$$

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: **ОКК1-35-140x219**.

2. ПВО, соответствующее высокому пластовому давлению, имеющие градиент  $\Delta p_{пл} = 0,102 \text{ МПа/10 м}$ : **ОП5-180/80x35**

## 2.3. Углубление скважины

### 2.3.1 Выбор способа бурения

Целесообразность применения того или иного способа бурения определяется геолого-техническими условиями. Основные требования к выбору способа бурения - необходимость обеспечения успешной проводки скважины с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому способ бурения выбирается на основе анализа статистического материала по уже пробуренным скважинам и соответствующих экономических расчётов.

Способ бурения определяет многие технические решения – режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины.

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 10.

Таблица 10 – Способы бурения по интервалам скважины

<b>Интервал, м</b>	<b>Обсадная колонна</b>	<b>Способ бурения</b>
0-50	Направление	Роторный
50-750	Кондуктор	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
750-2680	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

### 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота типа RC для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов.

Характеристики выбранных долот представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-750	750-2680
Шифр долота		349,5MTR115M -ГВУ	243FD519 S	165,1FD713MH
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		349,5	243	165,1
Тип горных пород		М	МС	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-152	3-152	3-88
	API	6-5/8" Reg	6-5/8" Reg	3-1/2" Reg
Длина, м		0.45	0,4	0,35
Масса, кг		111	154	64
G, тс	Рекомендуемая	9	10	6
	Предельная	24	15	5
n, об/мин	Рекомендуемая	40	60	87
	Предельная	300	350	280

1. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 349,5 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

2. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC диаметром 243 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами. При

использование шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом PDC.

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC диаметром 165,1 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними и средними горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с PDC, требуемая проходка обеспечена не будет.

### 2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

2. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Расчет осевой нагрузки по интервалам бурения представлен в таблице 12.

Таблица 12 - Расчет осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-750	750-2680
<b>Исходные данные</b>			
$\alpha$	1	-	1
$R_{ш}, \text{кг/см}^2$	5.33	-	5.70
$D_{д}, \text{см}$	34.92	24.3	15.87
$\eta$	1	-	1
$\delta, \text{см}$	1.5	-	1.5
$q, \text{кН/мм}$	0.8	0,8	0,9
$G_{пред}, \text{кН}$	235	150	80
<b>Результаты проектирования</b>			
$G_1, \text{кН}$	1,4	4,9	6,8
$G_2, \text{кН}$	280	200	150
$G_3, \text{кН}$	188	120	64
$G_{проект}, \text{кН}$	160-190	100-120	60-70

### 2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Расчет частоты вращения долота по интервалам бурения представлен в таблице 13.

Таблица 13 - Расчет частоты вращения долота по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-750	750-2680
<b>Исходные данные</b>				
$V_{л}, \text{ м/с}$		1,5	2	1,5
$D_{д}$	м	0.3492	0.243	0,165.1
	мм	349.2	243	165.1
$\tau, \text{ мс}$		4	-	4
$z$		24	-	20
$\alpha$		0.7	-	0,5
<b>Результаты проектирования</b>				
$n_1, \text{ об/мин}$		82	157	144
$n_2, \text{ об/мин}$		120	-	306
$n_3, \text{ об/мин}$		604	-	297
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$		80-110	145-180	144-170

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.

### 2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота.

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 14.

Таблица 14 - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-750	750-2680
<b>Исходные данные</b>				
D <sub>д</sub>	м	-	0,243	0,1587
	мм	-	243	158,7
G <sub>ос</sub> , кН		-	104	166
Q, Н*м/кН		-		1,5
<b>Результаты проектирования</b>				
D <sub>зд</sub> , мм		-	194	280
M <sub>р</sub> , Н*м		-	5211	2482
M <sub>о</sub> , Н*м		-	121,5	79,4
M <sub>уд</sub> , Н*м/кН		-	30,66	20,54

Для интервала бурения 50-750 м (интервал бурения под кондуктор), из опыта бурения выбирается винтовой забойный двигатель ВЗД D-178.3600.78, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы для достижения плановой механической скорости проходки. Для интервала бурения 750-2680 м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ВЗДД-127.4000.56, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 15.

Таблица 15 - Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
D-178.3600.78	50-750	178	6,9	985	25-35	95-145	12	130
D-127.4000.56	750-2680	127	6	500	10-20	160-320	5,5	140

### 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения выполнено в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки.

Результаты проектирование компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в таблицах 16-19.

Таблица 16 – КНБК для бурения секции под направления (0-50м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0-50м)							
1	Долото 349,5MTR115M-ГВУ	0,43	349,2	-	3-152	Ниппель	0.12
2	Переводник М 3-152/171	0,50	203	100	3-152	Муфта	0.26
					3-171	Муфта	
3	УБТ УБТ 203x80 Д	36	203	80	3-171	Ниппель	1.305
					3-171	Муфта	
4	Переводник П 3-171/133	0,52	203	100	3-171	Ниппель	0.26
					3-133	Муфта	
7	Бурильная труба ТБВК 127x10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	2.09
					3-133	Муфта	

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
							31

					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (50-750м)							
1	Долото PDC 243 FD519S	0,4	243	-	3-152	Ниппель	0,064
2	Переводник М-152/М147	0,4	201	90	3-152	Муфта	0,05
					3-147	Муфта	
3	ВЗД Д-178.3600.78	6.890	194	-	3-147	Муфта	1,028
					3-147	Муфта	
4	Клапан обратный КО-194	0,6	194	66	3-147	Ниппель	0,044
					3-147	Муфта	
5	УБТ УБТ 178x80 Д	48	178	80	3-147	Ниппель	7,49
					3-147	Муфта	
6	Переводник П 3-147/133	0,54	178	89	3-147	Ниппель	0,079
					3-133	Муфта	
7	Бурильная труба ТБВК 127x10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	22,21
					3-133	Муфта	

Таблица 17 – КНБК для бурения секции под кондуктор (50-750м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения	

							(верх)
Бурение под эксплуатационную колонну (750-2680м)							
1	Долото PDC 165,1 FD713MH	0,3	165,1	-	3-88	Ниппель	0,019
2	ВЗД ДР 127.4000.56	6,45	127	-	3-88	Муфта	0,519
					3-102	Муфта	
3	Клапан обратный КО-127	0,5	127	10	3-102	Ниппель	0,56
					3-102	Муфта	
4	ТБТ ТБТ 127x76.2 Д	74	127	76.2	3-102	Ниппель	3.7
					3-101	Муфта	
5	Переводник Sperry Drilling H-101/M-122	0,42	127	58	3-101	Ниппель	0.028
					3-122	Муфта	
6	Бурильная труба ТБВК 114x89 Е	До устья	114	89	3-122	Ниппель	69.13
					3-122	Муфта	

Таблица 18 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (750-2680м)

Таблица 19 – КНБК для отбора керна (2610-2655м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2610-2655м)							
1	Бурголовка PDC У6-165,1/80 SC-4 MC	0,25	165,1	-	3-133	Муфта	0.021
2	Кернотборный снаряд СК-136/80	7	136	80	3-133	Ниппель	0,27
					3-108	Муфта	
3	УБТ УБТ 108x45 Д	60	108	45	3-108	Ниппель	4
					3-108	Муфта	
4	Переводник Sperry Drilling 3- 108/101	0,437	122	64	3-108	Ниппель	4,4
					3-101	Муфта	
5	Бурильная труба ТБВК 89x11 Е	До устья	89	67	3-101	Ниппель	52.05
					3-101	Муфта	

### 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Согласно геолого-технического условия бурения разведочной скважине, требованиям промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли и технико-экономическим обоснованиям рекомендуется использовать тип и рецептуру промывочной жидкости для бурения интервалов под спуски обсадных колонн скважины и первичного вскрытия продуктивного пласта:

- Интервал бурения 0-50м под направления - бентонитовый буровой раствор.

- Интервал бурения 50-750м под кондуктор - полимерглинистый буровой раствор.

- Интервал бурения 750-2510м под эксплуатационную колонну - полимерглинистого буровой раствор.

- Интервал бурения 2510-2680 под эксплуатационную колонну для первичного вскрытия продуктивного пласта - КСЛ/полимерный (биополимерный) буровой раствор. Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам

бурения приведены в таблице 20. В таблице 21 представлен компонентный состав бурового раствора.

Таблица 20 - Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Параметры бурового раствора							
	от	до	Плотность, г/см <sup>3</sup>	УВ, с	ПВ, сПз	ДНС, дПа	СНС 10 сек / 10 мин, дПа	Водоотдача см <sup>3</sup> /30 мин	рН	Содержание песка, %
Бентонитовый	0	50	1,19	40	-	-	-	-	-	< 2
Полимерглинистый	50	750	1,15	45	25	90	20-60	10	9	< 1,5
Полимерглинистый	750	2510	1,06	40	20	70	35-75	10	9	< 1,5

КСЛ/поли- мерный	2510	2680	1,06	40	10	60	30-40	< 6	8	< 0,5
---------------------	------	------	------	----	----	----	-------	-----	---	-------

Таблица 21 – Компонентный состав бурового раствора

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Компонентный состав бурового раствора
	от	до	
Бенто- нитовый	0	50	Техническая вода, глинопопорошок, каустическая сода
Полимер- глинистый	50	750	Техническая вода, глинопопорошок, каустическая сода, барит, полиакриламид, ПАЦ НВ, ингибитор
Полимер- глинистый	750	2510	Техническая вода, глинопопорошок, каустическая сода, полиакриламид, ПАЦ НВ, ингибитор
КСЛ/поли- мерный (биополи- мерный)	2510	2680	Техническая вода, каустическая сода, ксантановая камедь, КСЛ, крахмал, ингибитор, смазывающая добавка, карбонат кальция 5 мкр, карбонат кальция 50 мкр, карбонат кальция 150 мкр, бактерицид, пеногаситель

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов представленных в приложении А.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины».

### 2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- обеспечение гидромониторного эффекта;

- предотвращение размыва стенки скважины и т.д.

Расчет гидравлической программы промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

- Результаты расчета гидравлической программы промывки скважины представлены в таблицах 22-24.

Таблица 22 - Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см <sup>2</sup> к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм <sup>2</sup>
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
<b>Под направление</b>									
0	50	БУРЕНИЕ	0.53	0.062	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	17	86,7	2.86
<b>Под кондуктор</b>									
50	750	БУРЕНИЕ	1.02	0.099	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	11	80,8	3,87
<b>Под эксплуатационную колонну</b>									
750	2680	БУРЕНИЕ	1.54	0.118	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	9х3;9,5х2	76,2	3.77
<b>Отбор керна</b>									
2610	2655	Отбор керна	0.76	0.073	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	92.4	3.44

Таблица 23 - Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
От (верх)	До (низ)				КПД	Диаметр цилиндровых втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	50	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	170	214	1	90	29,52	59,04
50	750	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	160	245	1	80	23	46
750	2680	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	100	160	245	1	88	25,34	25,34
2610	2655	Отбор керна	УНБТ-950	1	100	140	326	1	70	15,68	15,68

Таблица 24 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup>	Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в				
От (верх)	До (низ)			Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				Насадках долота	Забойном двигателе			
0	50	БУРЕНИЕ	73.5	52.8	0	10.6	0.1	10
50	750	БУРЕНИЕ	134.8	44.4	44.1	33.4	2.9	10
750	2680	БУРЕНИЕ	196.3	36.4	63.9	49.7	39.4	6.9
2610	2655	Отбор керна	162.1	53.5	0	82.2	23.6	2.8

### 2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Согласно геолого-техническому условию газаносность по разрезу скважины присутствует в интервале: 2615-2650 м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируются интервалы отбора керна следующие:

- интервал отбора керна 2610-2655 м;

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна и обеспечения данной бурголовкой бурения трех запланируемых интервалов. Выбор бурголовки с PDC вооружением обусловлен так же тем, что интервал сложен горными породами средней твердости.

Из геолого-технического условия тип коллектора поровый – представлен песчаником. Для сохранения отобранного керна планируется использование керноприемного устройства с максимальной длиной приема керна и диаметром керна 80мм, а также с использования керна приемных стеклопластиковых труб и цангового кернорвателя. Данное техническое решение позволит произвести максимально качественно отбор керна в планируемых интервалах.

Характеристика проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки представлена в таблице 25.

Таблица 25 – Тип проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки

<b>Типоразмер</b>	<b>Наружный диаметр, мм</b>	<b>Диаметр керна, мм</b>	<b>Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б</b>	<b>Масса, кг</b>
PDC У6-165,1/67 SC-4 MC	165,1	80	3-133	0,21

Таблица 26 – Тип проектируемого кернотборного снаряда

Керноприемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м (кол-во секций)	Диаметр керна, мм	Длина керноприема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					верхняя	нижняя	
СК-136/80 «ТРИАС»	136	18 (3)	80	14835	3-88	3-88	2300

Таблица 27 - Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2610-2655	СК-136/80 «ТРИАС»	2-5	60-120	18-25

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

#### 2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок

Для расчетов применяем техническую воду  $\rho_{прод} = 1000 \text{ кг/м}^3$ .

Минимальное забойное давление  $P_{кэз}$  для газовых скважин принимается равным 0,5 Мпа.

Плотность буферной жидкости  $\rho_{буф} = 1100 \text{ кг/м}^3$ . (Рекомендации к выбору буферной жидкости представлены в РД 39-00147001-767-2000.)

Плотность тампонажного раствора нормальной плотности  $\rho_{тпн} = 1820 \text{ кг/м}^3$ .

Плотность облегченного тампонажного раствора  $\rho_{тп обл} = 1500 \text{ кг/м}^3$ .

Глубина эксплуатационной колонны  $H = 2680 \text{ м}$ .

Глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора  $h_1 = 250 \text{ м}$ .

Высота тампонажного раствора нормальной плотности  $h_2 = 215 \text{ м}$ , рассчитывается из условия его поднятия над кровлей продуктивного пласта на 150 м для газовой скважины.

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

### 2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

$$P_{ни} = P_n - P_в, \quad (5)$$

где  $P_n$  – наружное давление;

$P_в$  – внутреннее давление.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются три таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;

2. При снижении уровня жидкости в колонне при испытании на герметичность и при вызове притока (в начале эксплуатации);

3. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

Расчет соответствующего случая начинается с построения схемы расположения всех возможных (геолого-технологических) уровней за колонной и внутри колонны и по этой схеме выбираются расчётные точки (в местах изменения плотности или высоты расположения жидкостей), рисунок 3 и 4

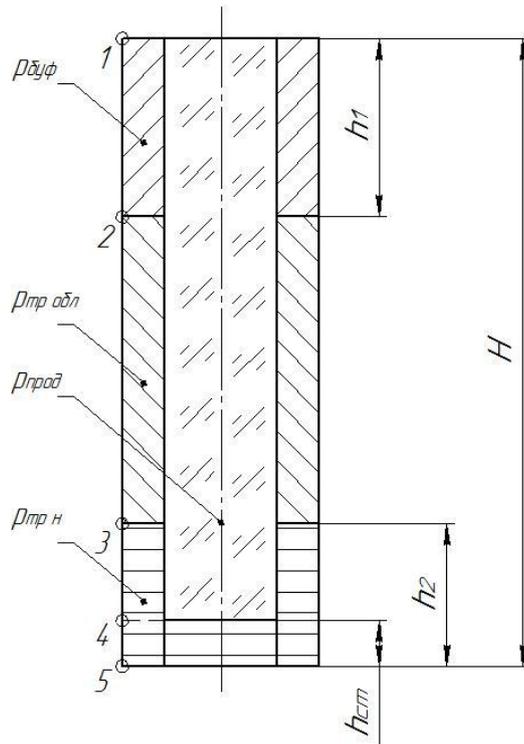


Рисунок 3 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

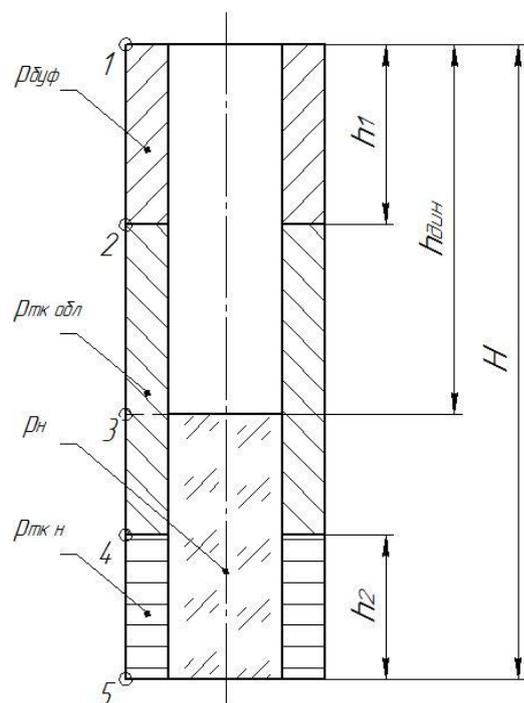


Рисунок 4 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 28 и по этим данным строится эпюра наружных избыточных давлений, рисунок 5.

Таблица 28 – Данные расчета наружных избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении			Конец эксплуатации скважины		
№ точки	Глубина, м	Наружное избыточное давление, МПа	№ точки	Глубина, м	Наружное избыточное давление, МПа
1	0	0	1	0	0
2	250	0.25	2	250	2.20
3	2465	11.11	3	2465	26.64
4	2670	12.76	4	2680	29.52
5	2680	12.76	-	-	-

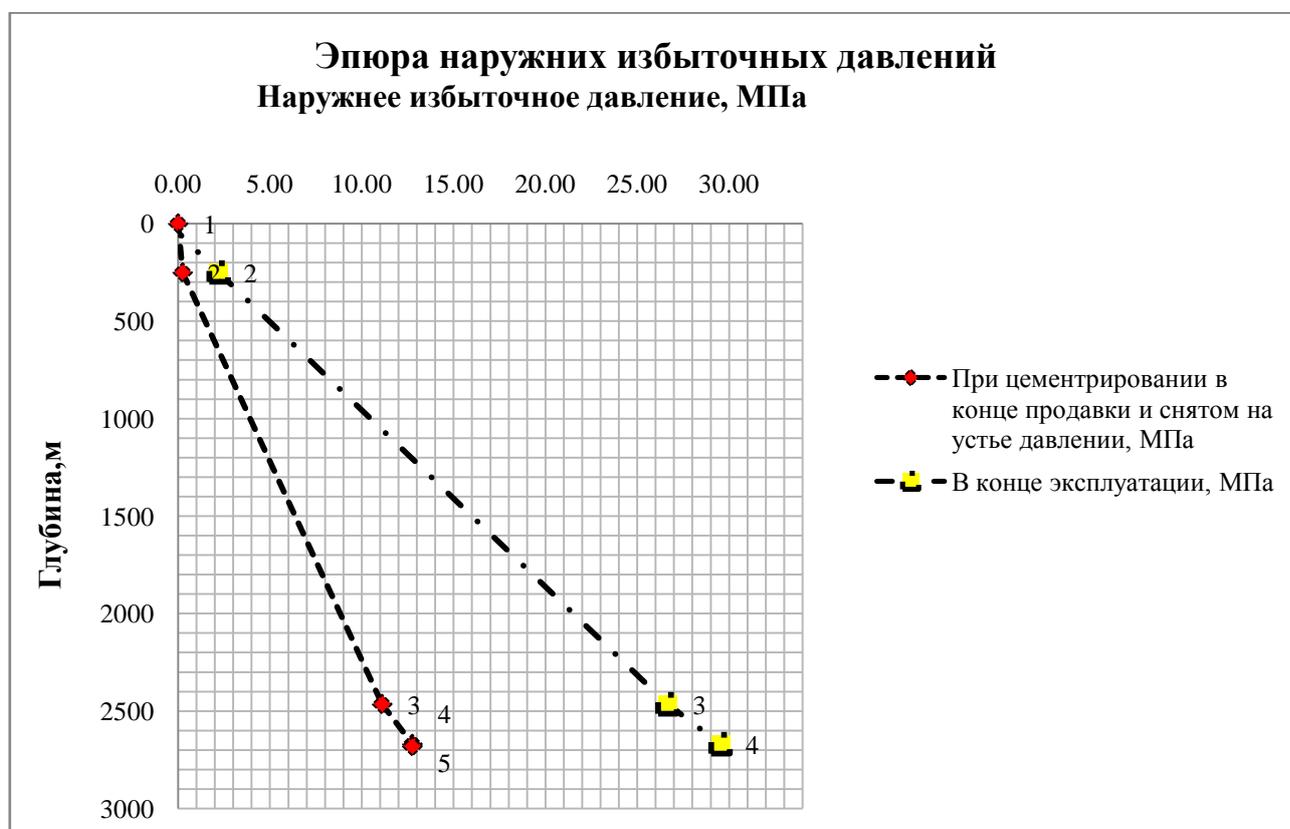


Рисунок 5 - Эпюра наружных избыточных давлений

### 2.4.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства.

$$P_{ви} = P_в - P_н, \quad (6)$$

где  $P_в$  – внутреннее давление, МПа;

$P_н$  – наружное давление, МПа.

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая.

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения, схема изображена на рисунке 6.

2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности, схема изображена на рисунке 7.

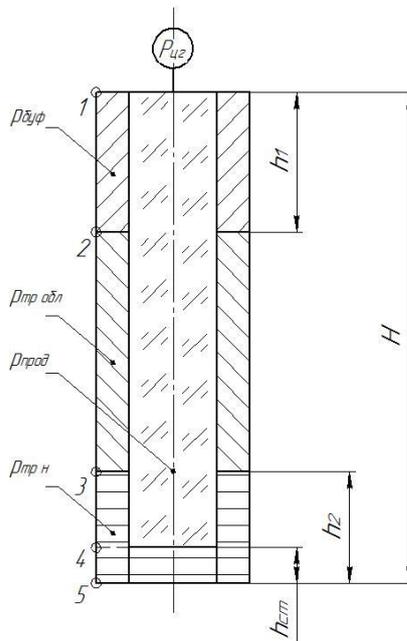


Рисунок 6 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

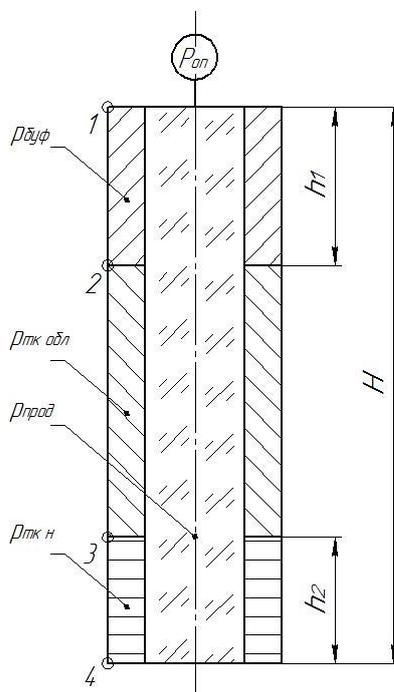


Рисунок 7 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 28 и по этим данным строится эпюра внутренних избыточных давлений, рисунок 8.

Таблица 28 - Данные расчета внешних избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора			Опрессовка эксплуатационной колонны		
№ точки	Глубина, м	Внутреннее избыточное давление, МПа	№ точки	Глубина, м	Внутреннее избыточное давление, МПа
1	0	21.92	1	0	12.50
2	250	21.67	2	250	12.25
3	2465	10.81	3	2465	11.17
4	2670	9.16	4	2680	10.59
5	2680	9.16	-	-	-

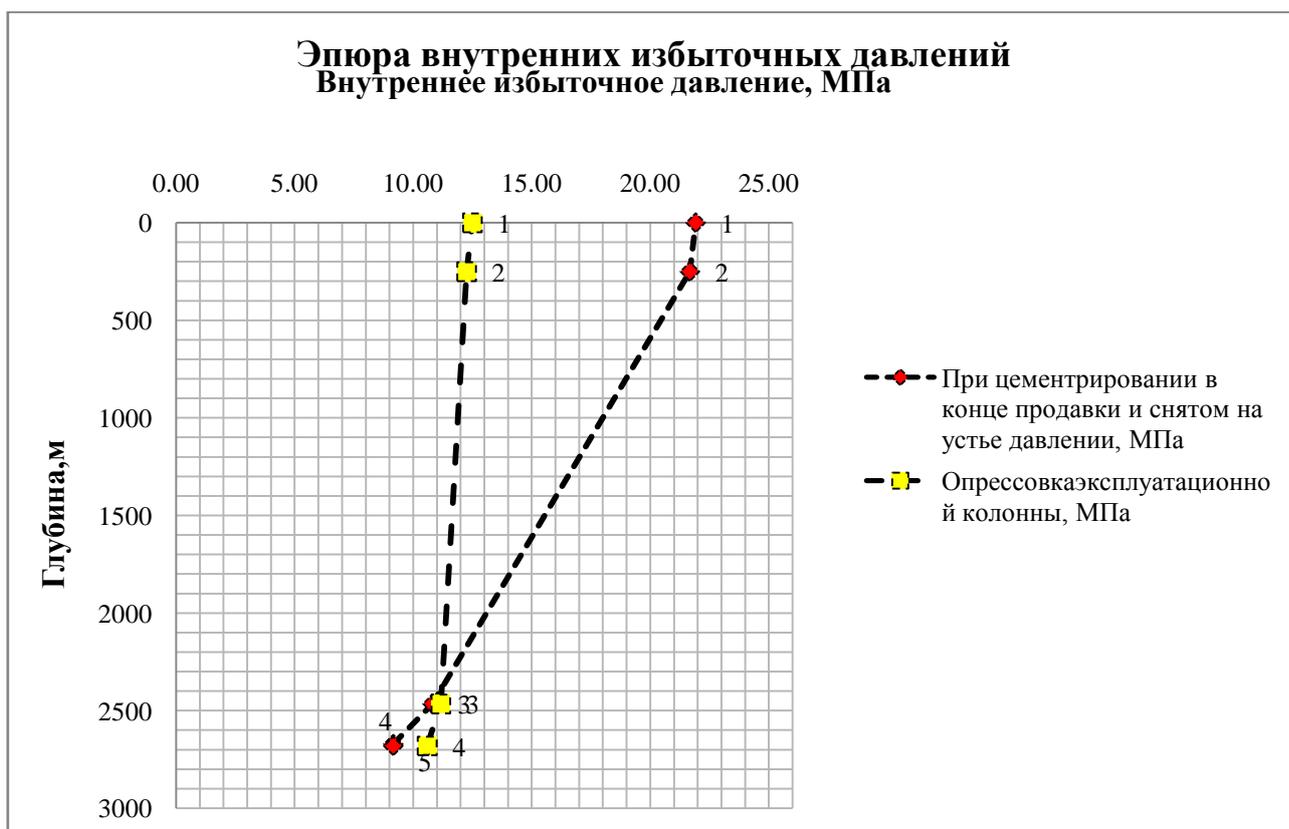


Рисунок 8 - Эпюры внутренних избыточных давлений

#### 2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группой прочности и толщиной стенки.

Рекомендуется использовать по возможности наиболее дешёвые обсадные трубы, поэтому для начала расчёта выбираются трубы группы прочности Д. Принимаются также тип обсадных труб и вид исполнения категории «А». Для газовых скважин рекомендуется использование обсадных труб типа ОТТГ.

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 29.

Таблица 29 - Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Д	7,4	105	19,4	2037	2037	2670-2565
2	Д	6,4	265	16,9	4487	6524	2565-2300
3	Д	5,7	440	14,7	6468	12992	2300-1860
4	Д	5,2	1860	12,8	23808	36800	1860-0

## 2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны

### 2.4.2.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (7)$$

где  $P_{гс\ кп}$  – гидростатическое давление в кольцевом пространстве,  $P_{гс\ кп} = 39,1$  МПа;

$P_{гд\ кп}$  – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве,  $P_{гд\ кп} = 0,22$  МПа;

$P_{гр}$  – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным  $P_{гр} = 48,26$  МПа.

Производим сравнения давлений по формуле 7:

$$35,6 \text{ МПа} \leq 45,8 \text{ МПа}.$$

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

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

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Объем буферной и продавочной жидкости.

Наименование жидкости		Расчётный объём, м <sup>3</sup>
Объем буферной жидкости		14,1
Объем тампонажного раствора	Облегченный тампонажный раствор	3,1
	Тампонажный раствор нормальной плотности	32,6
Объем продавочной жидкости		26,2

### 2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водоцементного отношения и оптимальной плотности цементного раствора.

Количество составных компонентов тампонажной смеси представлены в таблице 31.

Таблица 31 - Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наименование жидкости	Объем жидкости, м <sup>3</sup>	Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для приготовления жидкости, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонентов, кг / количества мешков, шт	Наименование цемента	Масса цемента, т / количества мешков, шт
Буферная	3	1100	14,1	МБП-СМ	193.2 / 8	-	-
	11.1			МБП-МВ	165.6 / 8	-	-
Облегченный тампонажный раствор	32,6	1500	27,2	НТФ	8.75 / 1	ПЦТ-Ш-Об(4)-100	16.6 / 17
Тампонажный раствор нормальной плотности	3,1	1820	2	НТФ	1.1 / 1	ПЦТ-П-100	3.5 / 4

## 2.4.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата:

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8, \quad (8)$$

где  $P_{цг}$  – давление на цементировочной головке в конце цементирования,

$$P_{цг} = 21,92 \text{ МПа};$$

$$32 \text{ МПа} \geq 27,4 \text{ МПа}.$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементировочным агрегатом ЦА-320. Технические характеристики насоса 9Т агрегата ЦА-320 приведены в таблице 32

Таблица 32 - Технические характеристики насоса 9Т цементировочного агрегата ЦА-320

Диаметр штулок, мм	Развиваемое давление, МПа					Идеальная подача, л/с				
	Скорость коробки передач					Скорость коробки передач				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
<b>100</b>	-	<b>32</b>	18	12	7,6	-	<b>3,2</b>	6,1	9,3	14,1

Рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = G_{сyx} / G_b, \quad (9)$$

1. Для облегченной тампонажной смеси:  $m = 1$  машины типа УС6-30Н(У);
2. Для тампонажной смеси нормальной плотности:  $m = 1$  машина типа УС6-30Н(У).
3. Число цементировочных агрегатов, работающих для затворения тампонажного раствора определяется с таким учетом, что на каждую цементосмесительную машину работает один агрегат: 2 машины ЦА - 320.

По результатам расчёта количества и выбора цементировочной техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементировочного оборудования, представлена на рисунке 9.

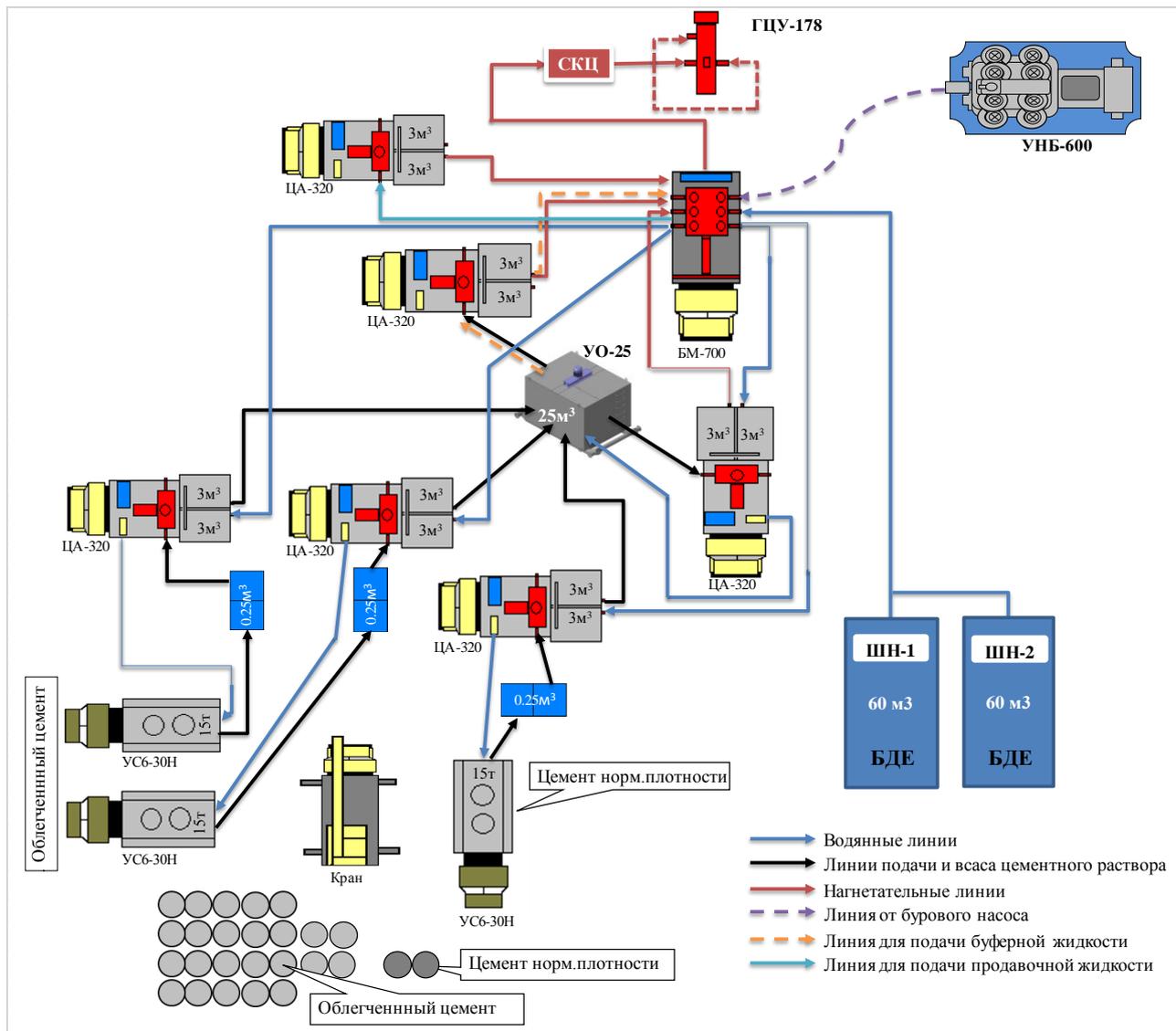


Рисунок 9 - Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

### 2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 33.

Таблица 33 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Тип колонны, D <sub>усл</sub> , мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка разделительная продавочная	Центратор, (количество, шт)	Цементиро- вочная головка
Направление, D <sub>усл</sub> =273мм	БКМ- 273 ОТТГ	-	-	-	Глухой переводник с КП-1
Кондуктор, D <sub>усл</sub> =194мм	БКМ- 194 ОТТГ	ЦКОДМ - 194 ОТТГ	ПРП-Ц -194	ЦЦ-194/245-270 (15)	ГУЦ-194
Экспл.колонна, D <sub>усл</sub> =127мм	БКМ- 127 ОТТГ	ЦКОДМ- 127 ОТТГ	ПРП-Ц -127	ЦЦ-127/151 (53)	ГЦУ-127Р1

## 2.4.4 Проектирование процесса испытания и освоения скважины

### 2.4.4.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор ПКТ-89. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 35 м, гл.2615-2655 м.

Для перфорации продуктивной зоны пласта перфоратором КПО-73 потребуется три спуско-подъемной операции перфорационного комплекса в составе из 5 секций по 10 м и одну спуско-подъемную операцию перфорационного комплекса в составе из 3 секций 5 м.

### 2.4.4.2 Проектирование пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный КИИ 3-95 предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов.

Проведение испытаний в многоцикловом режиме, отбор герметизированных проб пластовой жидкости в конце подъема комплекса из скважины (при наличии контейнеров).

#### Состав комплекса:

1. Испытатель пластов гидравлический ИПГ-95У
2. Приставка многоцикловая ПМ-95М

3. Пакер цилиндрический ПЦ1-95
4. Ясс гидравлический закрытого типа ЯГЗ-95
5. Якорь ЯК-110/135 (ЯК-132/168, ЯК-140/178)
6. Замок аварийный ЗА-95
7. Фильтр Ф1-95
8. Клапан циркуляционный комбинированный КЦК-95
9. Патрубок приборный ПП-95
10. Башмак Б-95

#### **2.4.4.3 Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования**

Комплекс оборудования для свабирования скважин состоит из двух основных частей:

- Устьевое оборудование;
- Скважинное оборудование.

#### **Комплекс наземного оборудования для свабирования скважин КНОС.**

Состав комплекса и технические характеристики представлены в таблице

34.

Таблица 34 - Состав комплекса и технические характеристики

<b>Очиститель сальниковый ОС2.1-000 предназначен для очистки и герметизации каната</b>	
<b>Диаметром, мм</b>	от 9,5 до 19
<b>Рабочее давление, МПа</b>	14
<b>Диаметр прохода, мм</b>	25
Присоединительная резьба НКТ 89 ГОСТ 633-80	
<b>Устройство освобождающее УО1-25.000 предназначено для автоматического отсоединения очистителя сальникового от лубрикатора</b>	
<b>Рабочее давление, МПа</b>	14
<b>Диаметр прохода, мм</b>	25
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80	

Продолжение таблицы 34

<b>Лубрикатор Л-89.000 предназначен для извлечения (спуска) колонны сваба из скважины без ее разгерметизации</b>	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	75,9
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80	
<b>Ловушка сваба механическая ЛСМ-78.000 предназначена для удержания колонны сваба во время замены манжеты</b>	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	76
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80	
<b>Быстро-разъемное соединение БРС-73 предназначено для быстрого соединения НКТ 73 ГОСТ 633-80</b>	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	62
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80	
<b>Кран шаровый КШН-73x21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала коллоны НКТ 73 ГОСТ 633-80</b>	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	38
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80	
<b>Превентор малогабаритный ПМТ1.3-80x21 предназначен для герметизации НКТ ГОСТ 633-80, штанг (ШН), геофизического кабеля</b>	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	80
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89 ГОСТ 633-80, низ - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, патрубок-ниппель - НКТ 73, муфта - НКТ 60 ГОСТ 633-80	
<b>Затвор шаровый ЗШ1 78x21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала коллоны НКТ 89 ГОСТ 633-80</b>	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	78
Присоединительные резьбы: верх - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, низ - НКТ 89ВН ГОСТ 633-80	
<b>Фланец трубодержатель ФТ-89.000 предназначен для соединения устьевого оборудования с крестовиной фонтанной арматуры</b>	
Рабочее давление, МПа	21

**Скважинное оборудование для свабирования КС-62**

Состав оборудования свабирования и технические характеристики

представлены в таблице 35.

Таблица 35 - Состав оборудования свабиrowания и технические характеристики

<b>Узел заделки каната КС 62.01.000 предназначен для закрепления каната диаметром от 9,5 до 15 мм (при смене сухарей) к колонне сваба</b>	
Диаметр наружный, мм	60
<b>Шаблон КС 62.00.006 предназначен для шаблонирования колонны НКТ ГОСТ 633-80. Диаметр наружный 60 мм</b>	
Диаметр наружный, мм	60
<b>Штанга КС 62.00.001 предназначена для ускорения погружения колонны сваба в колонне НКТ ГОСТ 633-80</b>	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	10
<b>Скрепер КС 62.08.000 предназначен для очищения колонны НКТ ГОСТ 633-80</b>	
Диаметр наружный, мм	65
<b>Ударник сваба КС 62.02.000 предназначен для создания ударных нагрузок на колонну сваба с низу в верх при ее заклинивании в колонне НКТ ГОСТ 633-80</b>	
Диаметр наружный, мм	55
<b>Извлекатель сваба КС.62.03.000 предназначен для извлечения колонны сваба из скважины при обрыве каната. Диаметр наружный 57 мм</b>	
Диаметр наружный, мм	57
<b>Сваб КС 62.03.000 предназначен для герметизации трубного канала колонны НКТ ГОСТ 633-80 при подъеме колонны сваба</b>	
Диаметр наружный манжеты, мм	61 и 75
<b>Штанга грузовая КС 62.00.002 предназначена для ускорения погружения скрепера в колонне НКТ ГОСТ 633-80</b>	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	45

## 2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами.

При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия :

$$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6; \quad (10)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9; \quad (11)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1, \quad (12)$$

где  $G_{кр}$  – допустимая нагрузка на крюке, тс;

$Q_{ок}$  – максимальный вес бурильной колонны, тс;

$Q_{об}$  – максимальный вес обсадной колонны, тс;

$Q_{пр}$  – параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс.

Параметр веса колонны при ликвидации прихвата определяется по формуле:

$$Q_{пр} = k * Q_{max}, \quad (13)$$

где  $k$  – коэффициент увеличения веса колонны при ликвидации прихвата ( $k = 1,3$ );

$Q_{max}$  – наибольший вес одной из колонн, тс.

Для расчета примем буровую установку БУ-3000 ЭУК-1М.

Результаты расчета выбора буровой установки предствалены в таблице 33.

Таблица 36 – Расчет выбора буровой установки

Наименование БУ		Допустимая нагрузка на крюке, тс	Оснастка талевой системы
БУ-3000 ЭУК-1М		200	5х6
<b>Вес, тс</b>		<b>Условие соответствия</b>	
Максимальный вес бурильной колонны	61,80	$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6$	3,23
Максимальный вес обсадной колонны	65,60	$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9$	3,04
веса колонны при ликвидации прихвата	85,28	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1,0$	2,31

### **3.Специальная часть**

#### **Многоствольное и многозабойное бурение.**

##### **3.1.Технология бурения многоствольных скважин**

Под термином «многоствольная скважина» понимается скважина, в состав которой входит несколько стволов, отходящих от основного. Преимуществом такого бурения является повышенный коэффициент охвата. Без многоствольных скважин объемы добычи нефти в мире были бы значительно ниже, так как часто нет технической возможности провести бурение новых скважин с поверхности, или если расходы на проект окажутся излишне высокими. Особенно актуальна технология строительства многоствольных скважин для нефтедобывающих платформ (не хватает слотов для бурения).

Несмотря на то, что первые патенты на технологию многоствольного бурения были зарегистрированы еще в 20-х годах прошлого века, данный метод нефтедобычи продолжает развиваться до сих пор. Сейчас в мире действуют тысячи скважин, построенных по многоствольной технологии. Три основных разновидности таких скважин:

- стандартные эксплуатационные;
- уплотняющие;
- боковые стволы, отходящие от центрального ствола.

Строительство скважин по многоствольной технологии дает следующие преимущества:

- Снижается общая стоимость работ, так как вначале проводится бурение до рабочей глубины, после чего добавляются горизонтальные ответвления.
- Увеличивается объем нефти, извлекаемой в расчете на одну платформу - соответственно, повышается и экономичность.

- Наличие нескольких стволов позволяет разрабатывать коллектор на большей площади.
- Можно с большей точностью оценить текущие объемы запасов. Применение многоствольных скважин делает выгодной разработку даже маргинальных месторождений.
- Меньше скважин с поверхности, за счет чего отрицательное влияние на окружающую среду снижается.
- Буровые раствор и шлам утилизируются в меньших объемах.

Перспективное решение – строительство многоствольных скважин на основе уже имеющихся в действующем фонде (для повышения экономической эффективности). Увеличивается охват разрабатываемых объектов, тогда как расходы снижаются – уже есть основа в виде пробуренных скважин и сопутствующей инфраструктуры.

Для бурения на морских платформах альтернативы многоствольной технологии практически нет – исходное количество скважин ограничено, и повышения эффективности можно добиться только за счет дополнительных стволов-ответвлений.

Процесс выполнения многоствольного бурения может производиться для осуществления большого разнообразия геологических задач, в частности, крайне эффективно такое бурение при исполнении площадных геологических заданий, если скважина предназначена для разведки достаточно объемной площади рудного тела, при этом будет обеспечиваться самая высокая скорость выполнения поставленной задачи. Чтобы данные задачи были выполнены успешно, скважины с несколькими стволами должны быть спроектированы и забурены по наиболее подходящим и целесообразным проектным трассам, в свою очередь бурение и дальнейшая проходка неосновных стволов выполняется с учетом искривления

естественных природных источников и технических приспособлений, способствующих наиболее эффективному процессу выполнения бурения. Разработано несколько вариантов бурения многоствольных скважин.

### **Метод «снизу-вверх»**

Главный ствол забурируется на максимальную глубину для выполнения подсечки самого глубокорасположенного горизонта на объекте изучения, а бурение побочных стволов выполняется, чтобы подсечь залежи полезного ископаемого в порядке от самых нижних горизонтов по порядку к расположенным выше.

Все исследования, связанные с геофизическими данными будут выполняться непосредственно после заканчивания бурения каждого ствола.

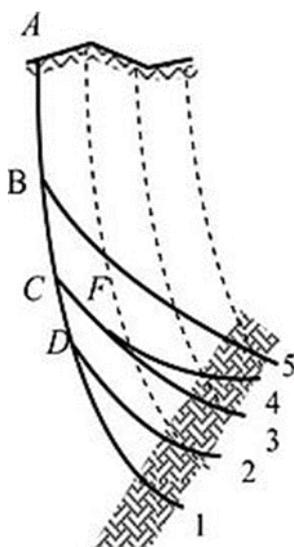


Рисунок - 10. Метод строительства снизу-вверх.

### **Метод «сверху-вниз»**

Данный метод выполняется следующим образом. Производится забуривание главного ствола скважины до необходимой определенной глубины, где в следствии довольно резкого искривления производится забуривание первого побочного ствола для подсечения крайнего сверху горизонта рудного тела.

Затем выполняется забуривание главного ствола скважины до последующего интервала, где на той же глубине бурится второй и все остальные побочные стволы, в частности, бурение может производиться и из предыдущих пробуренных дополнительных стволов. Данная схема позволяет изучать промышленную минерализацию на различных глубинах постепенно, проходя от верхних к нижним, помимо этого также и в геологических разрезах, которые параллельны. При этом сохраняется необходимый геологический принцип чередования разведки интересующего месторождения от изучаемого к ранее неизвестному. Данный принцип дает возможность остановить бурение при необходимости, если наблюдается выклинивание рудной зоны.

При использовании такого метода, главный ствол сохраняет свою свободу, что, в свою очередь, дает возможность выполнение необходимого комплекса всех исследований геофизических данных во время забуривания каждого из стволов.

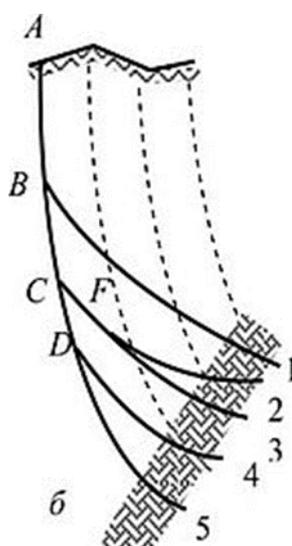


Рисунок - 11. Метод строительства сверху вниз

### Метод «параллельный»

Главный ствол забуривается при соблюдении принципа параллельности по отношению к крутопадающей рудной зоне с расположенного на весу, либо лежащем боку, а все побочные стволы бурятся от него с использованием первого или второго метода, а также осуществляется преревод по азимуту на 180 градусов.

Схема принципиальной технологической последовательности выполнения операций, которые включает данный метод представлены на рисунке 12:

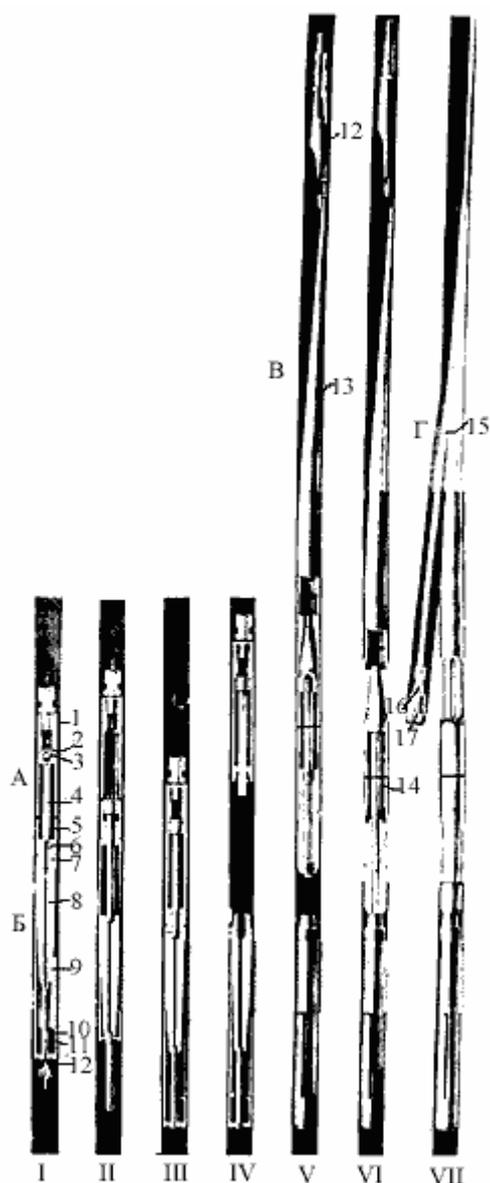


Рисунок - 12. Изображение принципиальной схемы установки пробки-забоя ПЗ и стационарного клина КОС для выполнения бурения дополнительного ствола.

### **3.2. Технология бурения многозабойных скважин**

Наклонно-направленные многозабойные скважины – это скважины, которые состоят из нескольких стволов, изначально ответвляющихся от одного общего. Наклонными они называются из-за того, что для бурения дополнительной ветви следует сделать отклонение от первоначальной. Если же многозабойная скважина является горизонтально-разветвленной, показатель зенитного угла при бурении достигает до 90 градусов.

Для бурения многозабойных скважин используется стандартное буровое оборудование. По ряду параметров определяются оптимальные показатели грузоподъемности и мощности такой техники. Учитываются силы сопротивления, возникающие при резком искривлении и в стволах с горизонтальным направлением. Правильное соблюдение данных критериев гарантирует корректную работу обсадной и бурильной колонны. Три основных требования к конструкции многозабойной скважины:

- свободный проход по стволу скважины к забоям;
- должна быть предусмотрена возможность для интенсивных искривлений в любой части ствола;
- возможность крепления любого интервала скважины с помощью обсадных труб.

Для конструкций, выбираемых для исполнения многозабойных скважин, необходимо предъявлять нижеперечисленные важные требования:

1. Компоновка инструмента, предназначенная для выполнения отклонения, должно без помех проходить сквозь ствол главной скважины непосредственно к забоям побочных стволов.

2. Необходимо, чтобы постоянно имелась возможность искривления скважины при максимальной интенсивности непосредственно в каждом интервале ствола.

3. При необходимости должна иметься возможность для проведения инклинометрических и геофизических работ в стволе скважины.

Для осуществления выбора формы разветвления скважины необходимо учитывать следующие параметры: толщина продуктивного пласта с углеводородами и характеристики его по литологии, присутствие подстилающих водяных пластов и др. радиусы искривления стволов и глубина их бурения имеют зависимость от пластового давления, различных режимов движения пластовой жидкости, комплексам мер по сохранению постоянного уровня пластового давления. Профили стволов, их длина и число ответвлений зависят от степени неоднородности, толщины и литологии пласта и устойчивости разреза.

Характеристика геологического разреза является основным параметром для осуществления выбора необходимого профиля многозабойной скважины. Помимо этого учитываются эксплуатационные условия скважины и разработки залежи, условия при которых выполнялось крепление освоение и ремонт, как всей скважины так и каждого отдельного ствола. Кроме того необходимо принимать во внимание технико-технологические возможности конкретного предприятия по бурению.

Процесс выполнения проектирования необходимого профиля многозабойной скважины выполняют последовательно, начиная с ее нижней части: выбирают подходящий тип профиля, необходимое оптимальное число ответвлений и их

конфигурационные параметры. Исходя из технических возможностей определяется конструкция основного (маточного) ствола, конструкция дополнительных стволов; по заданной интенсивности набора определяют их радиусы, КНБК, их проходимость по стволам; по допустимой величине изгиба труб выбирают диаметры бурильных и обсадных колонн.

До кровли продуктивного пласта бурят обычную скважину. Затем от основного ствола в продуктивном пласте в разные стороны бурят ответвления. Причем, в первую очередь бурят ствол, который имеет максимальное проектное отклонение. Последующие ответвления забуривают из него последовательно снизу вверх.

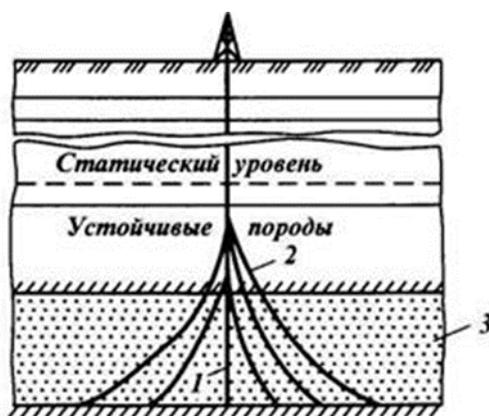


Рисунок - 12. Профиль МЗС с разветвленным стволом над продуктивным пластом:

1 – основной ствол, 2– дополнительный ствол, 3 – нефтяной пласт.

В случае, когда продуктивный пласт складывается из неустойчивых пород, бурение выполняют, используя горизонтальное вхождение в данный пласт. По завершении бурения многозабойной скважины, производят ее обсаживание обсадной колонны непосредственно до места зарезки самого верхнего ствола.

В однородном пласте стволы МЗС размещают в средней по толщине части пласта при напорных режимах, в залежах с гравитационным режимом – в нижней части. Желательно, чтобы форма ствола была с небольшим подъемом, как показано на

рисунке 5. В однородном пласте достаточно пробурить не более 4 дополнительных стволов, чтобы получить оптимальный дебит.

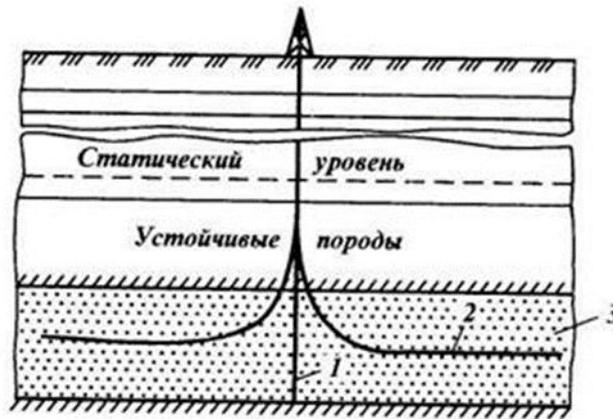


Рисунок - 13. Профиль с вертикальным основанием:

1 — основной ствол; 2 – вертикальный ствол; 3 — нефтяной пласт

Пологонаклонные стволы в слоистом пласте должны быть пробурены с зенитным углом не менее 60 градусов, возможна их волнообразная форма

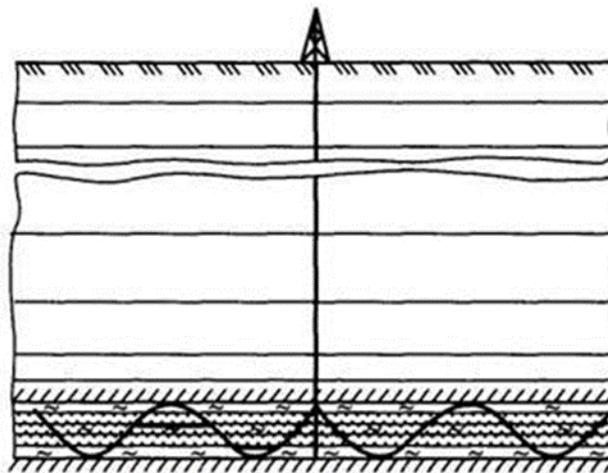


Рисунок - 14. Профиль МЗС с вертикальным основным и волнообразными дополнительными стволами в слоистом продуктивном пласте

С целью эффективной эксплуатации продуктивных пластов большой толщины (100м и более) или многопластовых целесообразно использовать многоярусные скважины (МЯС). В каждом ярусе бурят по 3-4 дополнительных ствола (рисунок

7). Число ярусов может быть равно 2-3. Их бурят обычно на месторождениях с высоковязкой нефтью.

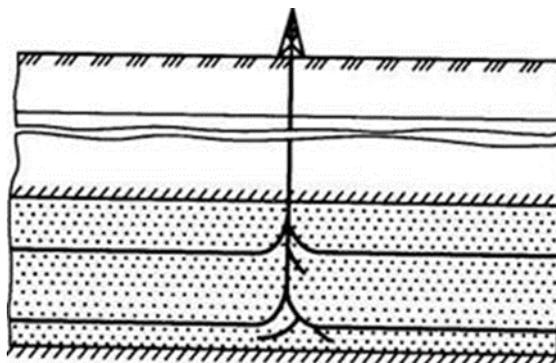


Рисунок - 15. Профиль многоярусной скважины.

### **Вывод**

Рост объема и качественное улучшение работ по бурению в настоящее время становится первостепенным условием для заблаговременного и неуклонного повышения запасов углеводородного сырья, которые в дальнейшем будут обеспечивать стабильную и бесперебойную работу всех заинтересованных отраслей промышленности и сельского хозяйства.

Разработка и строительство многозабойных скважин является ключевой технологией, разработанной и получившей свое развитие в последнее время. На сегодняшний день жизненно необходимо грамотно разработать и выбрать системы и условия для строительства многоствольных скважин, которые будут наиболее полно соответствовать условиям продуктивных пластов, разработке в полевых условиях, общим экономическим затратам.

Бесспорно, каждая буровая и нефтяная компания должна способствовать и стремиться к наиболее высокой экономической эффективности при выполнении работ на месторождениях, в связи с чем базовые методы и технологии строительства при исполнении многоствольного бурения будут неуклонно развиваться и совершенствоваться.

## **4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

### **4.1.1 Основные направления деятельности нефтяной компании «Газпромнефть-Восток»**

ООО «Газпромнефть - Восток» является дочерним предприятием ОАО «Газпромнефть» по добыче нефти и газа.

#### Основные виды деятельности

Согласно ст.2 (2.12) Устава Общества, основными видами деятельности Общества являются осуществление операторских услуг по следующим основным направлениям:

- Добыча нефти и газа
- Капитальное строительство
- Бурение

Также предусматривает другие виды деятельности:

- Добыча сырой нефти и нефтяного (попутного) газа
- Транспортирование по трубопроводам нефти
- Транспортирование по трубопроводам нефтепродуктов
- Транспортирование по трубопроводам газа
- Хранение и складирование нефти и продуктов ее переработки
- Хранение и складирование газа и продуктов его переработки
- Хранение и складирование прочих грузов

- Геологоразведочные, геофизические и геохимические работы в области изучения недр

- Топографо - геодезическая деятельность

#### **4.1.2 Организационная структура управления предприятием**

Органами управления Общества являются:

Генеральный директор

Организационная структура данного предприятия представлена в приложении Б. Из структуры можно сделать вывод о том, что данное предприятие достаточно крупное. В подчинении у Генерального директора находятся:

- Директор по экономике и финансам (руководит Службой главного бухгалтера, Планово - бюджетным управлением, Казначейством (отдел проведения платежей), Отделом финансового контроля)

- Главный геолог - заместитель генерального директора (руководит Управлением геологии и контроля за разработкой месторождений, Управлением технологий добычи нефти)

- Начальник управления по бурению - заместитель генерального директора (руководит Управлением строительства и ремонта скважин)

- Главный инженер - первый заместитель генерального директора (в подчинении следующие службы: Центральная инженерно-технологическая служба, Управление эксплуатации объектов нефтедобычи, Управление подготовки нефти и газа, Управление капитального строительства, Служба главного механика, Управление энергоснабжения и тепловодоснабжения, Служба главного метролога, Производственно-технический отдел)

· Директор по обеспечению производства (руководит следующими отделами: Управление материально - технического обеспечения, Отдел автоматизаций, связи и информационных технологий)

· Начальник управления кадровой политики - заместитель генерального директора (в подчинении находятся Управление кадровой политики, Отдел административно - хозяйственного и социально - бытового обеспечения)

· Начальник управления по режиму и охране - заместитель генерального директора (руководит Управлением по режиму и защите информации, Юридическим отделом, Управлением промышленной, пожарной безопасности и охраны окружающей среды, Маркшейдерским отделом, Управлением имущественных отношений, Тендерным комитетом)

Служба главного бухгалтера в ООО «Газпромнефть-Восток» включает отдел учета основных средств и инвестиций, отдел учета реализации и затрат, налоговый отдел, отдел учета материально - технических ресурсов, отдел учета расчетов с персоналом.

#### **4.2. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин**

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины.

По результатам расчетов приведенных в этом разделе составляется нормативная карта.

Таблица 37 - Исходные данные для расчета нормативной карты:

Наименование скважины	газовая
Проектная глубина, м:	2680
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонны	Турбинный

Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 273,1 мм на глубину 50 м

Продолжение таблицы 37

- кондуктор	d 193,7 мм на глубину 750 м
- эксплуатационная	d 127 мм на глубину 2680 м
Буровая установка	Уралмаш 3000 ЭУК-1М
Оснастка талевой системы	5'6
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-950
производительность, л/с:	
- в интервале 0-50м	59,04
- в интервале 50-750м	46,08
- в интервале 750-2680м	25,34
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 203мм – 36м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 50-750 м	Двигатель ДР-195
- в интервале 750-2680 м	Двигатель ДР 127.4000.56
- при отборе керна	Д5-165,1, СК136/80
Бурильные трубы: длина свечей, м	25
- в интервале 0-50 м	127'10
- в интервале 50-750 м	127'10
- в интервале 750-2680 м	114'9
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-50 м	III 349,5 MTR115M-ГВУ
- в интервале 500-750 м	III 243 FD519S
- в интервале 750-2680 м	III 165,1 FD713MH
- в интервале 2615-2655 м	III 165,1 C3-ГНУ-R05M

Расчет нормативного времени по операциям представлен в Приложении В.

Уточненный сводный сметный расчет представлен в таблице 38

Таблица 38 - Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Цена, тыс. руб.
<b>Глава 1</b>	
<b>Подготовительные работы к строительству скважины</b>	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
<b>Итого по главе 1</b>	<b>62424</b>
<b>Глава 2</b>	
<b>Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины</b>	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
<b>Итого по главе 2</b>	<b>153101</b>
<b>Глава 3</b>	
<b>Бурение и крепление скважины</b>	
Бурение скважины	60115,64
Крепление скважины	117119,7
<b>Итого по главе 3</b>	<b>177235,3</b>
<b>Глава 4</b>	
<b>Испытание скважины на продуктивность</b>	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
<b>Итого по главе 4</b>	<b>12844</b>
<b>Глава 5</b>	
<b>Промыслово-геофизические исследования</b>	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	<b>19388,09</b>
<b>Итого по главе 5</b>	<b>19388,09</b>

Продолжение таблицы 38

<b>Глава 6</b>	
<b>Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период</b>	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829,1
Эксплуатация котельной	2935
<b>Итого по главе 6</b>	<b>12764,1</b>
<b>Итого по главам 1-6</b>	<b>437756,5</b>
<b>Глава 7</b>	
<b>Накладные расходы</b>	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	71792,066
<b>Итого по главе 7</b>	<b>71792,066</b>
<b>Глава 8</b>	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	<b>75784,4</b>
<b>Итого по главе 8</b>	<b>75784,4</b>
<b>Глава 9</b>	
<b>Прочие работы и затраты</b>	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	<b>47062,11</b>
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	<b>29669,5942</b>
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8)	<b>2</b>
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	<b>18415,61</b>
Топографо-геодезические работы	<b>285,119</b>
Скважины на воду	<b>123</b>
	<b>4771</b>
<b>Итого по главе 9</b>	<b>100326,4</b>
<b>Итого по главам 1-9</b>	<b>1123415,86</b>
<b>Глава 10</b>	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	2246,832
<b>Итого по главе 10</b>	<b>2246,832</b>
<b>Глава 11</b>	
<b>Проектные и исследовательские работы</b>	
Изыскательные работы и Проектные работы	790
	383
<b>Итого по главе 11</b>	<b>4620</b>
Продолжение таблицы 38	
<b>Глава 12</b>	

<b>Резерв средств на непредвиденные работы и затраты</b>	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	56514,13
<b>Итого по главе 12</b>	<b>56514,13</b>
<b>Итого по сводному сметному расчету</b>	<b>1186796,82</b>
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 204,2 НДС 18%	<b>242343910,6</b>
<b>Итого в ценах 2018 года с учетом коэффициента</b>	<b>43621904</b>
	<b>285965814,6</b>

#### 4.3 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

а) механическая скорость  $V_M$ , м/ч  $V_M = H/T_M$ , (14)

где  $H$  - глубина скважины, м;  $T_M$  - время механического бурения, ч.

$$V_M = 2570/89.66 = 23,04 \text{ м/час.}$$

б) рейсовая скорость  $V_p$ , м/ч  $V_p = H/(T_M + T_{спo})$ , (15)

где  $T_{спo}$  - время спускоподъемных операций, ч.

$$V_p = 2570/(48.96+89,66) = 18,5 \text{ м/час}$$

в) коммерческая скорость  $V_K$ , м/ч  $V_K = (H \cdot 720)/T_H$ , (16)

где  $T_H$  - нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

$$V_K = 2570 \cdot 720/191,08 = 9683 \text{ м/ст.мес.}$$

г) проходка на долото  $h_d$ , м  $h_d = H/p$ , (17)

где  $p$  - количество долот.

$$h_d = 2570/6.96 = 369 \text{ м.}$$

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{с1м} = (C_{см} - П_n)/H, \quad (18)$$

где  $C_{см}$  – сметная стоимость строительства скважины, руб;  $П_n$  – плановые накопления, руб.

$$Cс1м = (15323380 - 39504) / 2570 = 58476 \text{ руб}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 39.

Таблица 39 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2680
Продолжительность бурения, сут.	9,02
Механическая скорость, м/ч	28,41
Рейсовая скорость, м/ч	18,15
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	9560
Проходка на долото, м	379
Стоимость одного метра	106676,9

#### 4.4 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала приведенного в таблице 40

Таблица 40 Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
буровой мастер	1
помощник бурового мастера	3
бурильщик 6 разряда	4
бурильщик 5 разряда	4
помощник бурильщика 5 разряда	4
помощник бурильщика 4 разряда	4
электромонтёр 5 разряда	4

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении приведен в приложении Г.

## **5. Социальная ответственность**

### **Введение**

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины, которое расположено в Томской области. При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары.

### **5.1. Производственная безопасность**

Основные элементы производства формирующие опасные и вредные факторы при проектировании, подготовке и выполнении геолого-технических мероприятий указаны в Приложении Д.

### **5.2. Экологическая безопасность**

Экологическая безопасность - допустимый уровень негативного воздействия природных и антропогенных факторов экологической опасности на окружающую среду и человека. Геологическая среда - неотъемлемая часть окружающей среды и биосферы, охватывающая верхние разрезы гидросферы, в которую входят четыре важнейших компонента: горные породы (вместе с почвой), подземные воды (вместе с жидкими углеводами), природные газы и микроорганизмы, постоянно находящиеся во взаимодействии, формируя в естественных и нарушенных условиях динамическое равновесие.

При производстве буровых работ, загрязнение может приводить к снижению продуктивности почв и ухудшению качества подземных и поверхностных вод. Причины, влияющие на окружающую среду, могут быть следующими: неправильная прокладка дорог и размещение буровых установок; планировка буровых площадок; нерациональное использование земельных участков под буровые установки; несоблюдение правил и требований. При проведении инженерно-геологических работ необходимо выполнение следующих правил и мероприятий по охране природы: обязательна ликвидация возможных вредных последствий от воздействия на природу; не допускается разведение костров, за исключением специально оборудованных для этого мест; не допускается загрязнение участка проведения работ;

для предотвращения пожаров необходимо строго соблюдать правила пожарной безопасности;

установка маслосборников для быстрого удаления ГСМ;

ликвидация скважин методом послойной засыпки ствола, извлеченным грунтом с послойной трамбовкой. С целью уменьшения повреждений земельных угодий и снижение вредных воздействий, геологоразведочные организации должны ежегодно разрабатывать планы-графики перемещения буровых агрегатов с учетом времени посевов и уборки сельскохозяйственных культур. Подъездные дороги и буровые площадки по возможности необходимо располагать на малопродуктивных землях, а размеры их должны быть минимальными, все горные выработки после окончания работ должны быть ликвидированы: скважины - тампоном глиной или цементно-песчаным раствором с целью исключения загрязнения природной среды и активизации геологических и инженерно-геологических процессов. По окончании буровых работ должна быть проведена рекультивация, то есть комплекс мероприятий по восстановлению земельных отводов. Оборудование и железобетонные покрытия демонтируют и

вывозят, остатки дизельного топлива и моторного масла сжигают, глинистый раствор вывозят, нарушенный растительно-почвенный покров закрывают дерном и почвенным слоем. Проводят биологическую рекультивацию – озеленение.

### **5.3.Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайная ситуация (ЧС)—обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Источник ЧС - Опасное техногенное происшествие, авария, катастрофа, опасное природное явление, стихийное бедствие, широко.

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться - в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других.

Рабочий персонал должен быть подготовлен к проведению работ таким образом, чтобы возникновение чрезвычайных ситуаций не вызвало замешательства и трагических последствий. Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях: В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (территория г. Томск) вероятность наступления чрезвычайных ситуаций природного или военного характера крайне мала. Наиболее вероятные ЧС техногенного характера связанные с пожароопасностью.

### **5.4.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

К выполнению буровых работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению

данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Каждый рабочий должен быть проинструктирован по безопасности труда. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты. Каждый участок, место, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка данного объекта. На рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи. При возникновении несчастного случая пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт, а также сообщить о случившемся руководителю подразделения

### **Заключение**

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были рассмотрены технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины на примере газового месторождения в Ханты-мансийском автономном округе. Были изучены и рассчитаны на практике следующие аспекты бурения: поинтервальный расчет обсадных колонн, их спуск и процесс цементирования, режимы и параметры бурения, выбор породоразрушающего инструмента, подбор и выбор соответствующего оборудования для отбора керна, расчет соответствующих компонентов для приготовления оптимальных технологических жидкостей для оптимизации процесса бурения. Помимо этого, был выполнен выбор технологий, методов и оборудования, которые наиболее экономически эффективны при заканчивании скважины в заданных условиях. Был произведен экономический расчет эффективности технологических решений применяемых при разработке данного месторождения. В социальной части данной работы были рассмотрены вопросы соответствия требованиям производственной и экологической безопасности.

### Список используемой литературы

1. Иогансен. К.В. Справочник. “Спутник буровика”. М: «Недра», 1986г. 199с.
2. Методическое руководство к курсовой работе по дисциплине “Заканчивание скважин”. Томск: ТПУ, 2017г. 60 с.
3. Коллектив авторов под ред. У. Лайонза и Г. Плизга. Справочник. «Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Книга 1: Бурение и заканчивание скважин». М: «Профессия», 2009 г.640 с.
4. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Учеб. пособие для вузов «Заканчивание скважин.» М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. 670 с.
5. ООО «Южная нефтегазодобывающая компания» [электронный ресурс] 2018, [ungmk.ru](http://ungmk.ru) (дата обращения 20.03.18).
6. ООО «Промперфоратор» [электронный ресурс] 2018, <http://www.promperforator.ru/> (дата обращения 25.03.18).
7. АО «Башнефтегеофизика» » [электронный ресурс] 2018, <http://www.bngf.ru> (дата обращения 25.03.18).
8. Группа компаний KASC® [электронный ресурс] 2018, <http://kasc.ru> (дата обращения 25.03.18).

## Приложение А

(Обязательное)

### Потребное количество бурового раствора и химических реагентов

Таблица А.1 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0-2680 м

Направление Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup>
от	до					
0	50	50	349	-	1,30	9,12
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,57$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 4,17$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,25$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 16,42$
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						$V_{\text{бр}} = 21,41$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}} = 8,21$
Кондуктор Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup>
от	до					
50	750	700	243	273	1,30-1,25	57,81
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 7,94$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 37,63$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 5,65$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 119,62$
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						$V_{\text{бр}} = 170,84$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев1}} = 8,21$
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						$V_2' = 162,63$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}} = 59,8$

Продолжение таблицы А.1

Экспл. колонна Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup>
от	до					
750	2510	1980	165,1	194	1,25	59,17
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 6,31$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 21,80$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 6,65$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 122,35$
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						$V_{\text{бр}} = 157,11$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев2}} = 59,8$
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						$V_{3'} = 97,31$
Экспл. колонна Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup>
от	до					
2510	2680	170	165,1	-	1,25	62,79
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,76$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 2,61$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,8$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 125,98$
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						$V_{\text{бр}} = 130,15$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев2}} = -$
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						$V_{3'} = 130,15$

# Приложение Б

(Обязательное)

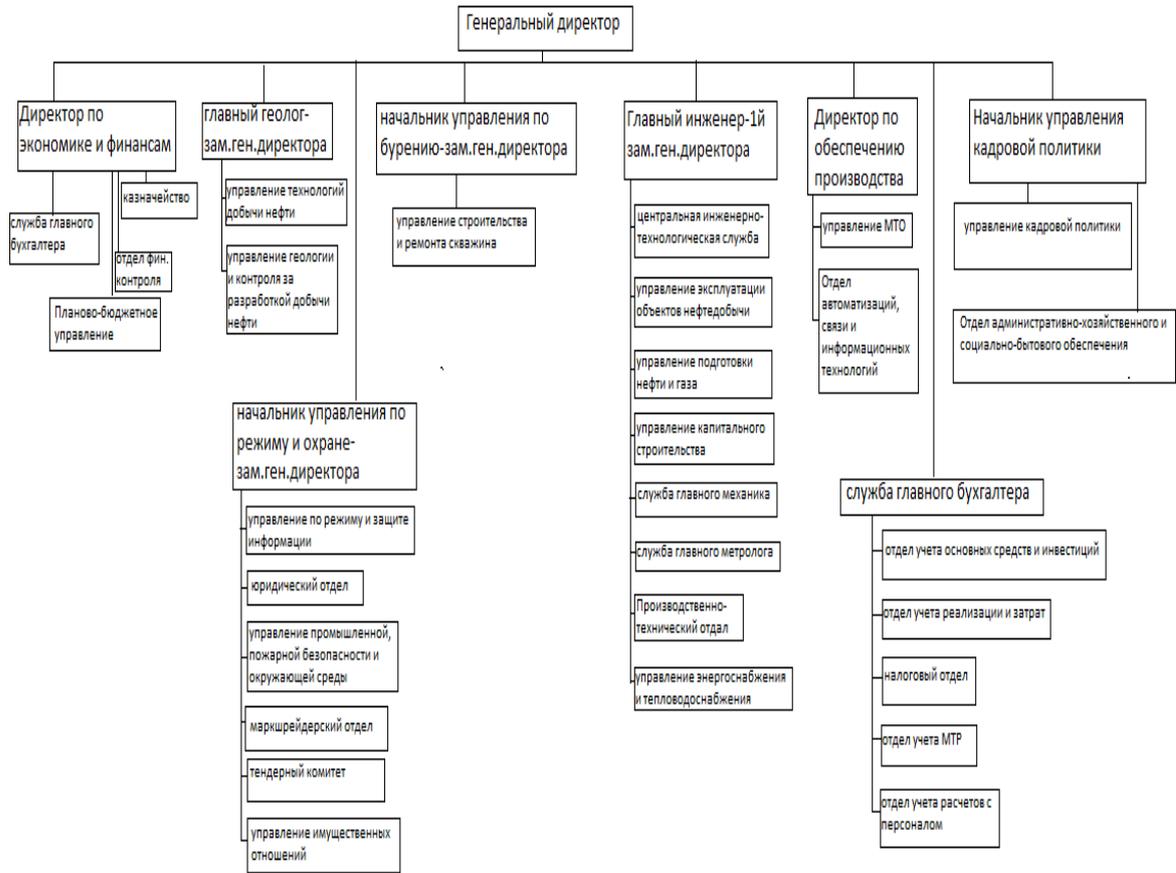


Рисунок – Б1. Организационная структура «Газпромнефть Восток».

## Приложение В

(рекомендуемое)

### Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на интервалы бурения, а так же действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото представлены в таблице 57.

Таблица В1 - Нормы механического бурения

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	50	50	0,028	470
2	50	750	700	0,028	820
3	750	2680	1930	0,038	320

Нормативное время на механическое  $N$ , ч бурение рассчитывается по формуле

$$N = T \cdot H, \quad (B1)$$

где  $T$  - норма времени на бурение 1 метра, ч/м.

$H$  - количество метров в интервале, м

Для направления:

$$N = 50 \cdot 0,028 = 1,4 \text{ ч.}$$

Аналогично произведем расчет остальных интервалов, результаты представлены в таблице 58.

Таблица В2 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
50	0,028	1,4
700	0,028	19,6
1930	0,038	73,34
Итого		94,34

Далее производится расчет нормативного количества долот  $n$  с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле

$$n = H / П, \quad (B2)$$

где  $П$  - нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Для направления:

$$n = 50 / 470 = 0,11$$

Для кондуктора:

$$n = 700 / 820 = 0,85$$

Для ЭК:

$$n = 1930 / 320 = 6,03;$$

Результаты расчета сведены в таблицу В3

Таблица В3 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	<i>n</i>
50	470	0,11
700	820	0,85
1930	320	6,03
Итого на скважину		6,99

### Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- 1) спуск бурильных свечей;
- 2) подъем бурильных свечей;
- 3) подъем и установка УБТ за палец;
- 4) вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- 5) подготовительно-заключительные работы при СПО;
- 6) наращивание инструмента;
- 7) промывка скважины перед подъемом инструмента;
- 8) промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- 9) смена долота;
- 10) проверка люфта турбобура;
- 11) смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- 12) крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО  $T_{СПО}$ , с составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле

$$T_{СПО} = П \cdot n_{сно} \quad (B3)$$

где  $n_{сно}$  - нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м

П – длина интервала, м

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в таблице В4

Таблица В4 - Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	проходки на долото, м	таблицы номер	графы	интервал бурения, м	времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-50	349,5	470	11	24	0-50	0,0119	0,595
II	50- 750	243	820	12	32	50-100	0,0120	0,6
						100-200	0,0131	1,31
						200-300	0,0144	1,44
						300-400	0,0144	1,44
						400-500	0,0144	1,44
						500-600	0,0153	1,53
						600-700	0,0156	1,56
						700-750	0,0157	0,57
<b>ИТОГО</b>								9,89
III	750- 2680	165,1	320	12	32	750-800	0,0157	0,785

						800-900	0,0158	1, 58
						900-1000	0,0164	1,64
						1000-1100	0,0175	1,75
						1100-1200	0,0186	1,86
						1200-1300	0,0188	1,88
						1300-1400	0,0191	1,91
						1400-1500	0,0197	1,97
						1500-1600	0,0208	2,08
						1600-1700	0,0228	2,28
						1700-1800	0,0231	2,31
						1800-1900	0,0238	2,38
						1900-2000	0,0244	2,44
						2000-2100	0,0247	2,47
						2100-2200	0,0250	2,5
						2200-2300	0,0253	2,53
						2300-2400	0,0254	2,54
						2400-2500	0,0256	2,56
						2500-2600	0,0264	2,64
						2600-2680	0,0276	2,76
								42,865
<b>Итого</b>								53,35

### **Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей**

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад, составляет 1 мин. Нормативное время составит:

кондуктор:  $3 \cdot 1 = 3$  мин;

эксплуатационная колонна:  $8 \cdot 1 = 8$  мин.

### **Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента**

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не выше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления-3-4 ч, кондуктора -10 ч, эксплуатационной колонны - 22 ч.

### **Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки**

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора и эксплуатационной колонны. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

Наворачивание долота - 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента  $L_c$ , м по формуле

$$L_c = L_k - L_n, \quad (B4)$$

где  $L_k$  - глубина кондуктора, м;

$L_n$  -длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 50 - 10 = 40 \text{ м}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента  $L_n$ , и ведущая труба 24(м) и переводника 1(м)

$$L_n = 24+1=25 \text{ м}$$

в) определяется, длина бурильных труб  $L_T$ , м по формуле

$$L_T = L_c - L_n, \quad (B5)$$

Для направления:

$$L_T = 40 - 25 = 15 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей  $N$  по формуле

$$N = L_T / l_c, \quad (B6)$$

где  $l_c$  - длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 15/24 = 0,45 \approx 1 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 0,45 \cdot 2 + 5 = 5,9 \text{ мин}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 750 - 10 = 740 \text{ м}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 740 - 25 = 715 \text{ м}$$

$$N = 715/24 = 29,8 \approx 30 \text{ шт.}$$

$$T_{\text{конд.}} = 30 \cdot 2 + 5 = 65 \text{ мин}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2680 - 10 = 2670 \text{ м}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 2670 - 25 = 2645 \text{ м}$$

$$N = 2645/24 = 110,2 \approx 111$$

$$T_{\text{конд.}} = 111 \cdot 2 + 5 = 227 \text{ мин}$$

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут.

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин.

Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 5,9 + 65 + 227 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 495,9 \text{ мин} = 8,265 \text{ ч}$$

### **Расчет нормативного времени на геофизические работы**

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

### **Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные**

укрупненными нормами

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

### **Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ**

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ.

Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 147,69 часов или 6,15 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$147,69 \times 0,066 = 9,75 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$147,69 + 9,75 + 25 = 182,44 \text{ ч} = 7,6 \text{ суток.}$$

Таблица В5 - Нормативная карта вертикальной скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	349,5 MTR115M- ГВУ	470	0,11	0-50	50	0,028	1,4	0,595	1,995
итого			0,11		50		1,4	0,595	1,995
Бурение под кондуктор	243 FD519S	820	0,85	50-750	700	0,028	19,6	9,89	29,49
Итого			0,96		750		21	10,485	31,485
Бурение под эксплуатационную колонну	165,1 FD713MH	320	6,03	750-2680	1930	0,038	73,34	42,865	116,205
Всего			6,99		2680		94,34	53,35	147,69

Продолжение таблицы В5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Крепление:									
- направления									3,76
- кондуктора									17,0
- эксплуатационная									33,4
Установка центраторов									
-направление			-						-
-кондуктор			15						0,15
- эксплуатационная			54						0,85
ОЗЦ:			-						
-направление									5,0
-кондуктора									11,0
- эксплуатационной									21,0
Разбуривание цементной пробки (10 м)									1,94
-направление				40-50					2,32
-кондуктор				740-750					6,42
- эксплуатационная колонна				2670-2680					

Промывка скважины (1 цикл)									0,02
-направление									0,12
-кондуктор									0,52
- эксплуатационная									
Спуск и подъем при ГИС									5,89
Геофизические работы									25,0
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ									7,65
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)									316,21
Ремонтные работы (3,3 %)									10,43
Общее время на скважину									356,64

## Корректировка сметной стоимости строительства скважин

### Определение проектной продолжительности бурения и крепления

#### скважины

Проектная продолжительность  $T_{np}$ , ч определяется по формуле

$$T_{np} = T_n \cdot k, \quad (B7)$$

$$T_{np} = 147,69 \cdot 1,07 = 158,028$$

где  $T_n$ , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{np} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (B8)$$

где  $\Delta t$  - затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независимыми от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

$t_{np}$ ,  $t_{кр}$ ,  $t_{всп}$ ,  $t_p$  - соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года, ч.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в таблице 62.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 63.

Таблица В6– Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная,	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
направление	1,995	2,134	0,09
кондуктор	29,49	31,85	1,33
Эксплуатационная колонна	116,205	124,34	5,18

Крепление:			
направление	3,76		
кондуктор	17,0	4,02	0,17
эксплуатационная колонна	33,4	18,19	0,76
Итого	201,85	216,274	9,02

Таблица В7- Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	-	-	0,09	12,4371	1,33	183,7927	5,18	715,8242
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,09	7,164	1,33	105,868	5,18	412,328
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,09	2,4903	1,33	36,8011	5,18	143,3306
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	-	-	0,09	0,6786	1,33	10,0282	5,18	39,0572
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,09	91,026	1,33	1345,162	5,18	5239,052
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,09	10,2636	1,33	151,6732	5,18	590,7272
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,09	0,6255	1,33	9,2435	5,18	36,001

Продолжение таблицы В7

Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,09	142,236	1,33	2101,932	5,18	8186,4 72
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-	-	1,33	1134,876	5,18	4420,0 42
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,09	1,4508	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	-	-	1,33	328,0046	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	-	-	-	-	-	-	5,18	1918,4 13
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,09	2,0898	1,33	30,8826	5,18	120,27 96
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,09	50,0004	1,33	738,8948	5,18	2877,8 01

Продолжение таблицы В7

Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	-	-	-	-		
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	-	-	0,09	9,0756	1,33	134,1172	5,18	522,35 12
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,09	0,801	1,33	11,837	5,18	46,102
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,09	12,2112	1,33	180,4544	5,18	702,82 24
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,09	36,144	1,33	534,128	5,18	2080,2 88
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,3 2	-	-	1,33	-	-	-
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,09	60,9444	1,33	900,6228	5,18	3507,6 89
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,09	1,3428	1,33	19,8436	5,18	77,285 6
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	-	-	14,2	1070,68	25,4	1915,16	-	-
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	-	-	0,17	338,98	0,38	757,72	-	-

Продолжение таблицы В7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Биолуп LVL, т	324,74	-	-	-	-	-	-	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	-	-	-	-	-	-		
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	-	-	0,085	1,56	0,06	1,0998	-	-
НТФ, т	916	-	-	-	-	-	-	0,42	384,72
POLY KEM D, т	328	-	-	-	-	-	-	0,63	206,64
Барит, т	320	-	-	-	-	-	-	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	-	-	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	-	-	6,39	175,33	63,3	1738,2		
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61		
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		8266,35		1852,201		10631,78		32467,53	
<b>Затраты зависящие от объема работ</b>									

Продолжение таблицы В7

349,5 MTR115M-ГВУ	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-
243 FD519S	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-
165,1 FD713MH	1028,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,512
Обратный клапан КОБ –	552,3	-	-	-	-	-	-		
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	-	-	50	78	672	39	2409	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	-	-	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
1	2	3	4	5	6	7	8		
Транспортировка долот, т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб									
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	0		169,944		747,883		5979,951		
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	8266,35		2022,145		11379,66		38447,48		
Всего по сметному расчету, руб	60115,64								

Таблица В8 - Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,17	23,4923	0,76	105,0244	1,49	205,9031
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,17	3,383	0,76	15,124	1,49	29,651
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,17	4,7039	0,76	21,0292	1,49	41,2283
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,17	1,2818	0,76	5,7304	1,49	11,2346
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,17	42,9862	0,76	192,1736	1,49	376,7614
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,17	4,8467	0,76	21,6676	1,49	42,4799
1	2	3	4	5	6	7	8
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,17	1,1815	0,76	5,282	1,49	10,3555
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,17	223,89	0,76	1000,92	1,49	1962,33

Продолжение таблицы В8

Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,17	232,56	0,76	1039,68	1,49	2038,32
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,17	71,298	0,76	318,744	1,49	624,906
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	0,17	23,6113	0,76	105,5564	1,49	206,9461
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,17	17,1428	0,76	76,6384	1,49	150,2516
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,17	1,513	0,76	6,764	1,49	13,261
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,17	17,068	0,76	76,304	1,49	149,596
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	0,17	28,7793	0,76	128,6604	1,49	252,2421
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,17	3,128	0,76	13,984	1,49	27,416
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,17	1,1815	0,76	5,282	1,49	10,3555
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93
Башмак колонный БК-273, шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-
Башмак колонный БК-194, шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БК-127, шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5
Центратор ЦЦ-194/15, шт	25,4	-	-	3	76,2	-	-

Продолжение таблицы В8

Центратор ЦЦ-127/54, шт	18,7	-	-	-	-	8	149,6
ЦОКДМ-273, шт	125,6	1	125,6	-	-	-	-
ЦКОДМ-194, шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-
ЦКОД-127, шт	105	-	-	-	-	1	105
Продавочная пробка ПП-273, шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-194, шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ППЦ-127, шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12
Пакер за колонный ППП-127	590,9		-	-	-	1	590,9
Головка цементирующая ГЦУ-273	3960	1	3960	-	-	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-194	3320	-	-	1	3320	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-127	2880	-	-	-	-	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			4969,423		6971,982		9953,93
Обсадные трубы 273х9,5, м	37,21	30	1116,3	-	-	-	-
Обсадные трубы 194х7,9, м	28,53	-	-	702	20028,06	-	-
Обсадные трубы 127х8, м	19,96	-	-	-	-	1864	37205,44

Продолжение таблицы В8

Обсадные трубы 127x8,9, м	23,67	-	-	-	-	1247	29516,49
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-I-100, т	29,95	-	-	-	-	4,38	131,181
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100, т	32	-	-	-	-	50	1600
Хлористый кальций, т	77,62	0,11	8,5382	1,03	79,9486	0,193	14,98066
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	-	-	-	-	1	40,8
Транспортировка обсадных труб запаса, т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8

Продолжение таблицы В8

Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	1828,9985	22742,0521	70653,34566
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	6798,421	29714,03	80607,28
Всего по сметному расчету, руб	117119,7		

# Приложение Г

(рекомендуемое)

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

## Приложение Д

(рекомендуемое)

Таблица Д1 - 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
Обслуживание Буровых Установок	<p>1. Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе.</p> <p>2. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды (попутный газ, сероводород).</p> <p>3. Повышение уровней шума;</p> <p>4. Повышение уровней вибрации.</p> <p>5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.</p>	<p>1. Биологические: вирусы переносимые насекомыми, дикие животные.</p> <p>2. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.</p> <p>4. Электрический ток.</p> <p>5. Механические травмы.</p> <p>6. Пожары.</p> <p>7. Взрывы.</p>	<p>MP 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях»</p> <p>MP 2.2.8.0017-10 «Режимы труда и отдыха работающих в нагревающем микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года»</p> <p>СП52.13330.201 Естественное и искусственное освещение</p> <p>ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования</p>

Продолжение таблицы Д1

1	2	3	4
			<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>