

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

---

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

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 1675 МЕТРОВ НА ВАНКОРСКОМ НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

УДК – 622.323'324:622.243.23(24:181m1675)(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Янков А.С.		

Руководитель

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

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

---

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

УТВЕРЖДАЮ:  
ИО зав. кафедрой  
\_\_\_\_\_ Ковалев А.В.  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**  
в форме бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б32Т	Янков А.С.

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 1675 МЕТРОВ НА ВАНКОРСКОМ НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<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>	Геологические данные Ванкорского нефтегазового месторождения, специальная литература, периодическая литература и электронные источники
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<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>Перечень графического материала</b>  <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>1. Геолого-технический наряд  2. Компоновка бурильной колонны</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>  <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Общая и геологическая часть</p>	<p>Морев А.А.</p>
<p>Технологическая часть</p>	<p>Морев А.А.</p>
<p>Финансовый менеджмент</p>	<p>Вазим А.А.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Гуляев М.В.</p>
<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	

**Задание выдал руководитель:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Янков А.С.		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б32Т	Янков А.С.

<b>Институт</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Кафедра</b>	<b>Бурения скважин</b>
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. <i>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.</i>
2. <i>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>
3. <i>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:**

1. <i>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>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Нормативная карта строительства скважины</i>
3. <i>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):**

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Янков А.С.		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б32Т	Янков А.С.

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

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

1. Характеристика объекта исследования	<p><i>Бурение эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Ванкорском НГМ.</i></p> <p><i>-Рассматриваемое рабочее место располагается на буровой установке, на открытом воздухе в месте отдаленном от населённых пунктов, в лесной зоне(тайга) Восточной Сибири, в Туруханском районе Красноярского края. Местность заболоченная, равнинная. Климат умеренный.</i></p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Ванкорском НГМ</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Ванкорском НГМ</p>	<p><i>Вредные факторы</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Неудовлетворительные метеорологические условия,</li> <li>2. Недостаточная освещённость,</li> <li>3. Повышенные уровни шума и вибрации,</li> <li>4. Запыленность и загазованность.</li> </ol> <p><i>Опасные факторы</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования</li> <li>2. Поражение электрическим током,</li> <li>3. Пожаро-взрывоопасность.</li> </ol>
2. Экологическая безопасность:	<p><i>-Мероприятия по защите атмосферы</i></p> <p><i>-Мероприятия по защите гидросферы и литосферы</i></p>
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<i>-Мероприятия по устранению ЧС ГНВП</i>
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<i>-федеральный закон РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда»</i>

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

### Задание выдал консультант:

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

### Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Янков А.С.		

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

---

Институт природных ресурсов

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

Уровень образования: бакалавриат

Кафедра бурения скважин

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

Форма представления работы: бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
**выполнения выпускной квалификационной работы**

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

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Общая и геологическая часть	
	Технологическая часть	
	Результаты проведенного исследования	
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
	Социальная ответственность	

Составил преподаватель:

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

**СОГЛАСОВАНО:**

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

## **Аннотация**

Ключевые слова: Верхний силовой привод, полиакриламид, забойная телеметрическая система, винтовой забойный двигатель, немагнитная утяжеленная бурильная труба, многолетнемерзлые породы, универсальный превентор, переводник, нефтегазоносная зона.

Объект исследования - наклонно-направленная цилиндрическая горная выработка для подъема пластовой газожидкостной смеси на дневную поверхность.

Цель работы – разработка технологических решений на строительство эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 1675 метров на Ванкорском нефтегазовом месторождении.

В процессе исследования была спроектирована конструкция скважины с применением современных технологических приемов и технических средств.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: пятиинтервальный профиль с горизонтальным интервалом, роторно-управляемая система,

Экономическая эффективность работы - За счет использования роторно-управляемой системы «Geo-Pilot», обеспечивается сокращение времени строительства скважины на 1,2 суток. Экономический эффект при применении данной технологии бурения 1241,6 тыс. руб.

## **Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки**

ВЗД – винтовой забойный двигатель

РУС – роторная управляемая система

ПЗП – призабойная зона пласта

ГТН – геолого-технический наряд

ГИС – геофизические исследования скважины

КНБК – компоновка низа бурильной колонны

КБК – компоновка бурильной колонны

СБТ – стальные бурильные трубы

ТБТ – толстостенные бурильные трубы

УБТ – утяжеленные бурильные трубы

НУБТ – немагнитная утяжеленная бурильная труба

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента

СНС – статическое напряжение сдвига

ДНС – динамическое напряжение сдвига

ТЭП – технико-экономические показатели

ЦА – цементируемый агрегат

ЦСМ – цементосмесительная машина

ГРП – гидроразрыв пласта

СТН – прибор нейтронного каротажа

ALD – прибор плотностного каротажа

ADR – прибор азимутального каротажа сопротивлений

ЗТС – забойная телеметрическая система

СВП – силовой верхний привод

MWD – измерения в процессе бурения

LMW – каротаж в процессе бурения



## Оглавление

Введение .....	1
<b>I.ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ .....</b>	<b>2</b>
1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ .....	2
1.2. Геологические условия бурения .....	4
1.3.Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) .....	5
1.4. Зоны возможных осложнений .....	8
1.5. Исследовательские работы.....	10
<b>II.ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....</b>	<b>11</b>
2.2. Обоснование конструкции скважины .....	13
2.2.1. Оконструкции эксплуатационного забоя .....	13
2.2.2. Построение совмещенного графика давлений.....	13
2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	15
2.2.4. Выбор интервалов цементирования.....	16
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....	16
2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины.....	18
2.3. Углубление скважины.....	18
2.3.1. Выбор способа бурения.....	18
2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента .....	19
2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород .....	19
2.3.4. Расчет частоты вращения долота .....	20
2.3.5. Выбор и обоснование забойного двигателя .....	21
2.3.6. Расчет требуемого расхода бурового раствора .....	22
2.3.7. Выбор компоновки и расчет буровой колонны .....	24
2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	28
2.3.9.Выбор гидравлической программы промывки скважины .....	32
2.3.10.Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	33
2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин .....	34
2.4.1. Расчет обсадных колонн.....	34
2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений .....	34
2.4.1.2.Расчет внутренних избыточных давлений .....	36
2.4.1.3.Конструирование обсадной колонны по длине .....	39
2.4.2.Расчет процессов цементирования скважины .....	39
2.4.2.1.Выбор способа цементирования обсадных колонн .....	39
2.4.2.2.Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов .....	39
2.4.2.3.Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей .....	40
2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины.....	40
2.4.2.4.1.Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	40
2.4.2.4.2.Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси .....	41
2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн .....	41
2.4.4.Проектирование процессов испытания и освоения скважин.....	42
2.4.5.Выбор буровой установки.....	42
<b>III СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ .....</b>	<b>44</b>
3.1. Преимущества применения полимеров акриловой кислоты для ликвидации поглощений бурового раствора.....	44
<b>IV.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....</b>	<b>49</b>
4.1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважины .....	49
4.2.Расчет скоростей бурения и проходки на долото .....	50
4.3.Расчет необходимого количества буровых бригад, комплектов буровых труб и турбобуров .....	51
4.4.Расчет капитальных вложений .....	53
4.5.Составление сметы.....	53
4.6.Расчет экономической эффективности .....	56
<b>V. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....</b>	<b>58</b>
5.1. Профессиональная социальная безопасность.....	58
5.1.1.Анализ выявленных вредных факторов при строительстве наклонно-направленной скважины на Ванкорском НГМ .....	58
5.1.2.Анализ выявленных опасных факторов при строительстве наклонно-направленной скважины на Ванкорском НГМ .....	62
5.2. Экологическая безопасность.....	65
5.2.1. Мероприятия по защите атмосферы .....	65

5.2.2. Мероприятия по защите гидросферы, литосферы.....	67
5.3.Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	70
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	72
Заключение.....	74
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>75</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А .....</b>	<b>78</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б .....</b>	<b>79</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ В .....</b>	<b>80</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Г .....</b>	<b>81</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Д.....</b>	<b>87</b>

## **Введение**

Технологии наклонно-направленного бурения, все шире применяемые российскими нефтяниками, обеспечивают разрежение сетки эксплуатационных скважин с одновременным увеличением вовлекаемых в разработку запасов, снижение депрессии на пласт, эффективную промышленную разработку запасов, ранее считавшихся не извлекаемыми, а также повышение эффективности применения методов воздействия на пласт. При этом усложняются геологические условия проводки, увеличивается протяженность горизонтальных участков, ужесточаются требования к качеству строительства скважин. Встречаются трудности, такие как: проводка в продуктивном горизонте мощностью менее 2 м, увеличение рисков возникновения прихватов бурильного инструмента с увеличением длины горизонтального участка.

Для решения нависших вопросов и трудностей необходима:

- разработка систем оптимального управления траекторией для различных геологических условий;
- разработка эффективных технических средств бурения (отклоняющих, стабилизирующих и измерительных) позволяющих выйти на новый уровень эффективности при сокращении затрат;
- разработка рецептуры буровых растворов.

## I. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

В таблице 1 представлена географо-экономическая характеристика района бурения.

Таблица 1 - Географическая характеристика района бурения

Наименование	Значение
1	2
Площадь (месторождение)	Ванкорское
Административное расположение:	
-республика	РФ
-область (край)	Красноярский
-район	Туруханский
Температура воздуха, °С:	
-среднегодовая	-10
-наибольшая летняя	+30
-наименьшая зимняя	-57
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	289
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	258
Азимут преобладающего направления ветра	Весной и летом -С, С-З. Зимой – Ю, Ю-З.
Наибольшая скорость ветра, м/с	25
Среднегодовое количество осадков, мм	441
Сейсмичность района	нет
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м:	0-500
Активированные дни в году	25

Таблица 2 – Источники и характеристики водо- и энергосбережения, связи и местных стройматериалов

Название вида снабжения	Источник заданного типа снабжения	Расстояние от источника до буровой, м	характеристика водо- и энергопривода, связи и местных стройматериалов
1	2	3	4
Водоснабжение	Поверхностный водоем (река, озеро)	0.60	Насос К45/20 – 2 шт (1 резерв). Водопровод из труб с вн. D=50мм, параллельно паропровод из труб с вн. D=25мм, с теплоизоляцией.
Энергоснабжение	Внутрипромысловые электросети (ЛЭП 6кВ)		ЛЭП – 6 кВ. Опоры деревянные с железобетонными приставками. Провод АС-50/8.
Связь	Спутниковая станция		АФС, передатчик, МШУ, Linkway 2100
	Мини АТС «Меридиан»		
	Коммутационное оборудование		Cisco 2600, Cisco 2950, Cisco AS 2509-RJ, D-Link 16 портов, 3COM 16 портов
	Радиодоступ		Aironet 1300 – 6шт., Aironet 350 (база) – 1шт., Aironet 350 (точка) – 7шт., АТА-188 – 3шт., АТА-186 – 8 шт., D-Link VoIP – 1 шт.
	TETRA SENSАО 2 комплекта		Комплект базовой станции, Motorola МТН-800 – 6шт., Motorola МТМ-800 – 12 шт., Motorola МТР-700 – 7 шт., Motorola МТМ 700 – 8шт.
	Теплофикационная котельная установка	На буровой	ПКН-2М (на 3 котла), топливо – нефть (диз. топливо).
Стройматериалы: -пиломатериалы	п/б Ванкор - берег (завоз с БПТОиК)	15	Доска, брус Лес круглый, длина ствола до 18 м, диаметр ствола до 300 мм. Грунт II категории, песок, гравий
-лесоматериал	п/б Ванкор – берег	15	
-карьерные материалы	(завоз с БПТОиК) п/б Ванкор - берег	15	

Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1



Рисунок-1

## 1.2. Геологические условия бурения

Стратиграфическая характеристика разреза скважины представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Стратиграфическая характеристика разреза скважины

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Угол падения пластов по подошве	Коэффициент кавернозности в интервале
от	до	название	индекс	угол, град	
0	75	Четвертичная	Q	0	1,3
75	505	Таманская	K <sub>2</sub> tn	2	1,2
505	540	Салпадаяхинская	K <sub>2</sub> sp	2	1,2
540	905	Насоновская	K <sub>2</sub> ns	2	1,1
905	1000	Дорожковская	K <sub>2</sub> dr	2	1,2
1000	1350	Долганская	K <sub>1</sub> dl	2	1,1
1350	1700	Яковлевская	K <sub>1</sub> jak	2	1,2

Таблица 4 – Литологическая характеристика разреза

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Стандартное описание горной породы
от	до	название	индекс	
0	75	Четвертичная	Q	Пески, глины, супеси, суглинки, с редкой галькой изверженных пород. Имеют место ледниковые отложения, в виде валунно-галечниковых отложений.
75	505	Таманская	K <sub>2</sub> tn	Алевриты светло-серые, слюдистые с прослоями песков, серых, плотных, мелкозернистых, и глин темно-серых
505	540	Салпадаяхинская	K <sub>2</sub> sp	Глины, темно-серые, зеленовато –серые, с прослоями алевритов, светло-серых, слюдистых и песков желтовато-серых, мелкозернистых, глинистых
540	905	Насоновская	K <sub>2</sub> ns	Алевриты серые и серо-зеленые, плотные с прослоями песков серых и глин темно-серых
905	1000	Дорожковская	K <sub>2</sub> dr	Глины, темно-серые, с зеленоватым оттенком, алевриты серые зеленовато-серые,
1000	1350	Долганская	K <sub>1</sub> dl	Чередование песчаников серых, светло-серых, разнозернистых, кварцполеошпатовых, с алевролитами и аргиллитами зеленовато-серыми, кварцполеошпатовыми реже аркозовыми.
1350	1700	Яковлевская	K <sub>1</sub> jak	Неравномерное переслаивание песчаников серых, желтовато-серых, мелкозернистых с прослоями углистых аргиллитов, аргиллитов темно-серых, зеленовато-серых, тонкослоистых, плитчатых, и алевролитов серых тонкозернистых, плотных, массивных. Встречаются прослои углей бурых.

### 1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

В таблицах 5 и 6 представлена характеристика нефтегазоводоносности по разрезу скважины.

Таблица 5 – Нефтеносность скважины

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал по вертикали, м		Тип кол- лектора	Плотность, кг/м <sup>3</sup>		По- движ- ность, д/спз	Содер- жание серы, процент по весу	Содержа- ние пара- фина, про- цент по весу	Свобод- ный де- бит, м <sup>3</sup> /сут	Параметры растворенного газа				
	от	до		в пла- стовых усло- виях	после дега- зации					газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	содержа- ние серо- водорода, % по объ- ему	содержа- ние угле- кислого газа, % по объему	относи- тельная по воздуху плотность газа	давление насыще- ния в пла- стовых условиях, МПа
K <sub>1jak</sub> -VII	1650	1680	поровый	846	900	<0,03	0,15	2,7	300	27,9	отс	0,2	0,71	11,6

Таблица 6 – Водоносность скважины

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал по вертикали, м		Тип кол- лектора	Плот- ность, кг/м <sup>3</sup>	Свобод- ный де- бит, м <sup>3</sup> /сут	Фазовая проницае- мость, мДа	Химический состав воды, мг/л			Степень минера- лизации, г/л	Источ- ник пи- тьевого водо- снабжение ния	Тип воды по Су- лину:		
	от	до					Катионы							
							Анионы	Катионы						
K <sub>2tp+sp</sub>	500	540	поровый	1000	-	до 1500	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub>	HCO <sub>3</sub>	Na <sup>+</sup> +Me	Mg <sup>+</sup>	Ca <sup>+</sup>	да	ГКК
K <sub>2ns</sub>	850	890	поровый	1015	50	до 1000	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	нет	ХЛН
K <sub>1jak</sub>	1350	1700	поровый	1015	15	до 1950	3947	5,8	378	2612	22	84	нет	ХЛН

Газоносные пласты отсутствуют. Проектируется сооружение скважины с целью добычи нефти.

В нефтеносном интервале продуктивного пласта строим горизонтальный участок ствкола, с целью увеличения притока флюида.



Физико-механические и фильтрационно-емкостные свойства представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Физико-механические и фильтрационно-емкостные свойства

Индекс стратигра- фического подразделе- ния	Интервал по вертикали, м		Краткое назва- ние горной по- роды	Плот- ность, кг/м <sup>3</sup>	Пори- стость %	Проницае- мость, мД	Глинистость %	Карбо- нат- ность, %	Твёр- дость, кгс/мм <sup>2</sup>	Расслоё- ность породы	Абразив- ность	Категория породы по твёрдости
	от	до										
Q	0	75	Супески	1500	30-35	1500	10	0	<10	1	10	Мягкая
			Суглинки	1800	25-30	10	90	0	<10	2	4	Мягкая
			Пески	1500	30-35	1500	5	0	<10	1	10	Мягкая
K <sub>2tn</sub>	75	505	Глины	2000	25-30	0	95	0	<10	2	4	Мягкая
			Алевриты	1900	25-30	10	55	0	10	2	4	Мягкая
			Пески	1800	30-35	1500	5	0	5	1	10	Мягкая
K <sub>2sp</sub>	505	540	Глины	2000	25-30	0	95	0	10	2	4	Мягкая
			Глины	2000	15	0	95	0	10	2	4	Мягкая
			Алевриты	1900	15	0	55	2	10	2	4	Мягкая
K <sub>2ns</sub>	540	905	Пески	1800	25	10	10	0	5	1	10	Мягкая
			Алевриты	1900	15	0	55	2	10	2	4	Мягкая
			Пески	1800	30-35	1500	5	0	5	1	10	Мягкая
K <sub>2dr</sub>	905	1000	Глины	2000	15	0	95	0	10	2	4	Мягкая
			Глины	2200	10	0	100	0	10	3	4	средняя
			Алевриты	2000	12	0	55	3	10	2	4	средняя
K <sub>1dl</sub>	1000	1350	Песчанки	1900	25	100-1500	5	до 18	20	2	10	Мягкая
			Алевриты	2100	12	20-50	35	5	15	3	6	Мягкая
			Глины	2100	10	0	95	3	20	3	4	Мягкая
K <sub>1jak</sub>	1350	1700	Песчанки	1900	30	200-1950	5	5	30	2	10	средняя
			Алевриты	2200	10	0	95	3	35	3	4	средняя
			Аргиллиты	2000	12	20-50	25	2	30	3	4	средняя
			Глины	1300	5	0	0	15	1	4	Мягкая	

Давление и температура по разрезу представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс подразделения	Интервал, м		Градиент давления								Температура
			Пластового, МПа на м		Порового, МПа на м		Гидроразрыва пород, МПа на м		Горного, МПа на м		
	от	до	от	до	от	до	от	до	от	до	градус
Q	0	75	0,01	0,01	0,01	0,01	0	0,0165	0	0,018	-1
K <sub>2tn</sub>	75	505	0,01	0,01	0,01	0,01	0,0165	0,0165	0,019	0,019	-1
K <sub>2sp</sub>	505	540	0,01	0,01	0,01	0,01	0,0165	0,0165	0,019	0,019	0
K <sub>2ns</sub>	540	905	0,01	0,01	0,01	0,01	0,0178	0,0165	0,02	0,02	5
K <sub>2dr</sub>	905	1000	0,01	0,01	0,01	0,01	0,0178	0,0165	0,021	0,021	8
K <sub>1dl</sub>	1000	1350	0,01	0,01	0,01	0,01	0,0178	0,0165	0,021	0,021	21
K <sub>1jak</sub>	1350	1700	0,01	0,01	0,01	0,01	0,0178	0,0165	0,021	0,021	37

#### 1.4. Зоны возможных осложнений

В таблицах 9, 10, 11,12 представлены ожидаемые осложнения и их характеристика.

Таблица 9– Кавернообразование и сужение ствола

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Вид осложнения	Характеристика осложнения и условия возникновения
	от	до		
Q-K <sub>2tn</sub>	0	500	Кавернообразование	Растепление ММП
K <sub>2dr</sub>	905	1000	Кавернообразование	Разбухание глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола из-за некачественного раствора
K <sub>1jak</sub>	1630	1680	Сужение ствола	В интервалах поглощений за счет глинистой корки

Таблица 10 – Прогноз возможных поглощений бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Максимальная интенсивность поглощения, м <sup>3</sup> /час	Потери циркуляции (да/нет)	Градиент давления поглощения, МПа на м		Условия возникновения
	от	до			при вскрытии	после изоляционных работ	
K <sub>2</sub> tn+sp	500	540	частичное	нет	0,0149	0,0165	При прохождении песчаных пластов за счет естественной фильтрации в пласт. Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20 % гидростатического давления
K <sub>2</sub> ns	540	905	частичное	нет	0,0160	0,0178	
K <sub>1</sub> dl	1000	1350	частичное	нет	0,0160	0,0178	
K <sub>1</sub> jak	1350	1700	частичное	нет	0,0160	0,0178	

Таблица 11 – Прогноз возможных осыпей и обвалов стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее	Дополнительные данные по раствору влияющие на устойчивость породы	Условия возникновения и мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т. д.)
	от	до			
Q-K <sub>2</sub> tn	0	505	глинистый	ПФ>10 см <sup>3</sup> /30 мин	Растепление ММП. Необходимо соблюдение технологической скорости бурения, температурного режима промывки
K <sub>2</sub> dr	905	1000	глинистый	ПФ>10 см <sup>3</sup> /30 мин	Условие возникновения - несоблюдение параметров раствора и скорости бурения. Необходимо повышение ингибирующих свойств раствора.

Таблица 12 – Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Вид проявляемого флюида	Условия возникновения	Характер проявления
	от	до			
K <sub>2</sub> tn+ns K <sub>2</sub> ns	500	540	Вода	Несоблюдение параметров бурового раствора и скорости СПО, снижение противодавления на пласт.	Снижение плотности, увеличение водоотдачи
	850	890	Вода		
K <sub>1</sub> jak	1650	1680	Нефть		

### 1.5. Исследовательские работы

Отбор керна проектом не предусмотрен. Проводятся геофизические исследования скважины по интервалам представленных в таблице 13.

Таблица 13 – Геофизические исследования

Исследования	Интервал по стволу
Кондуктор (в открытом стволе)	
- ГК в режиме реального времени и в записи, инклинометрия; - Комплекс ГИС на кабеле: Инклинометрия, кавернометрия, резистивиметрия, ВИКИЗ, ГК, КС, ПС, термометр.	0-750
Кондуктор (в колонне)	
АКЦ, ЦМ-8-12, ГК, МЛМ	0-750
Эксплуатационная колонна (в открытом стволе)	
Каротаж в режиме реального времени и в записи приборами ADR/CTN/ALD (многозондовый индукционный каротаж, гамма-каротаж, каротаж пористости, плотностной каротаж, кавернометрия), инклинометрия	700-2555
Эксплуатационная колонна (в колонне)	
ГИС на жестком кабеле: АКЦ, СГДТ, ГК, МЛМ	0-2555
Горизонтальный ствол	
Каротаж в режиме реального времени и в записи приборами ADR/CTN/ALD (многозондовый высокочастотный индукционный каротаж, гамма-каротаж, нейтронный каротаж, плотностной каротаж, акустический каротаж), инклинометрия	2505-3935
Станция ГТИ	0-3935

## II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 2.1. Обоснование и расчет профиля скважины

Запроектирован пятиинтервальный профиль скважины с пятым условно горизонтальным интервалом. Профиль скважины представлен в таблице 14.

Таблица 14– Данные по запроектированному профилю скважины

Тип профиля		пятиинтервальный			
Исходные данные для расчета					
Глубина скважины по вертикали, м	по	1675	интенсивность набора зенитного угла после вертикального участка, град/м		1
Глубина вертикального участка скважины, м		200	интенсивность набора зенитного угла после участка стабилизации параметров кривизны, град /м		0,67
Отход скважины по кровле, м		1750	интенсивность набора зенитного угла до 90 градусов, град/м		0,67
Длина интервала бурения по пласту, м		1173			
Номер участка	Наименование участка	Горизонтальная проекция, м	Вертикальная проекция, м	Длина по стволу скважины, м	Зенитный угол в конце интервала, градус
1	Вертикальный	0,0	200	200	0
2	Набор зенитного угла	244	469	550	55°
3	Стабилизация зенитного угла	1220	851	1490	55°
4 <sup>a</sup>	Набор зенитного угла	285	130	315	76,1°
Итого по кровле:		1750	1650	2555	76,1°
4 <sup>b</sup>	Набор зенитного угла	205	25	207	90°
5	Горизонтальный	1173	0	1173	90°
Итого по скважине:		3128	1675	3935	90°

На рисунке 2 представлен пятиинтервальный профиль проектируемый скважины с горизонтальным участком ствола.

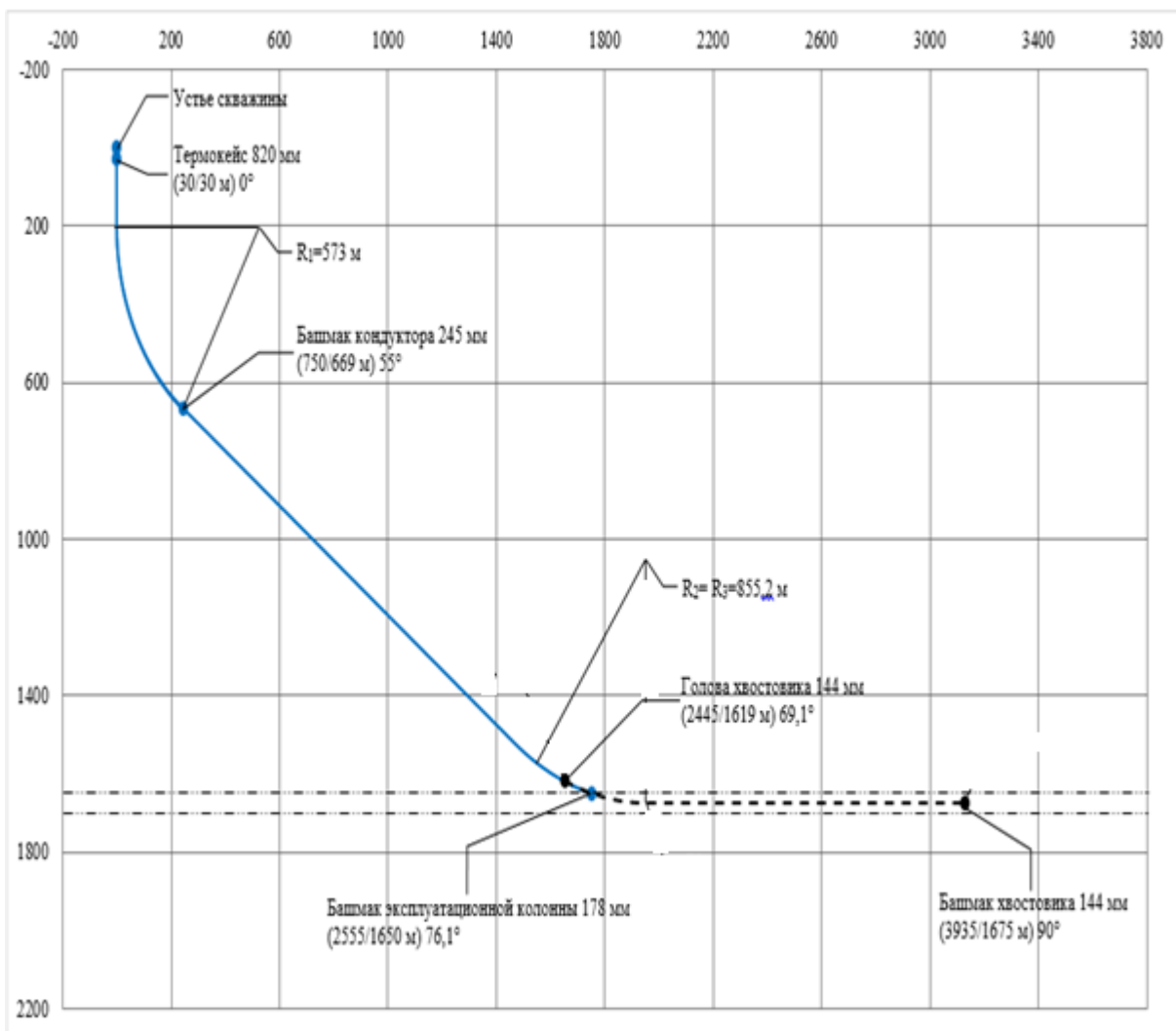


Рисунок 2 – Профиль скважины

Как наиболее технологичный выбирается плоский профиль, состоящий из 5 участков: вертикального, набора зенитного угла, наклонно-прямолинейного, набора зенитного угла и условно горизонтального. Интенсивности набора зенитных углов выбираются из условия прохождения обсадной колонны без посадок.

## 2.2. Обоснование конструкции скважины

### 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

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

Согласно геологическим данным, коллектор – поровый, неоднородный по проницаемости и литологическому составу, сложен слабосцементированными породами. На основании вышеизложенного выбираем конструкцию забоя смешанного типа, с установкой скважинного фильтра для предотвращения выноса песка.

Схема выбора конструкции эксплуатационного забоя скважины с учетом влияния основных факторов представлена на рис. 3.

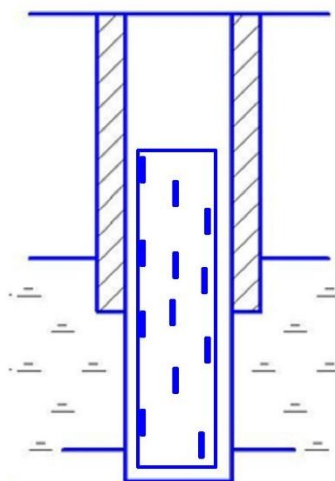


Рисунок 3 – Конструкция забоя смешанного типа

Проектируется применение фильтра-хвостовика, характеризующегося следующими параметрами: диаметр хвостовика 114,3 мм, диаметр долота под хвостовик 146 мм. Для подвески хвостовика проектируется использование гидравлической клиновой подвески.

### 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений

столба бурового раствора. График строится на основании горно-геологических условий. При недостатке фактических данных они могут быть получены эмпирическим путем (прогнозные данные).

На рисунке 4 представлен совмещенный график давлений, полученный на основе геологических данных разреза скважины.

Глубина по вертикали	Индекс стратиграфического подразделения	Давление, МПа		Характеристика давлений пластового (порового), гидроразрыва пород и столба бурового раствора					Градиент давления, МПа·м		Плотность бурового раствора, кг/м <sup>3</sup>	Глубина по стволу, м
		пластовое	гидроразрыва	эквивалент градиента давлений					пластового	гидроразрыва		
				1,000	1,200	1,400	1,600	1,800				
75	Q	0,75	1,24									75
504	K <sub>2tn</sub>	5,04	8,32						0,0165		1180	520
540		K <sub>2sp</sub>	5,40	8,91								
905	K <sub>2ns</sub>	9,05	16,11						0,010			1168
1000	K <sub>2dr</sub>	10,00	17,80						0,0178		1130	1333
1350	K <sub>1dl</sub>	13,50	24,03									
1675			16,75	29,82								1100

Рисунок 4 – График совмещенных давлений



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

На Ванкорском месторождении в конструкцию скважины включены следующие типы обсадных колонн: направление (термокейс), кондуктор, техническая, эксплуатационная колонны и хвостовик.

Термокейс спускается для предотвращения размыва устья скважины и перекрытия четвертичных отложений таких как почвенно-растительного слоя, неустойчивых глин и суглинок. В данном случае руководствуясь литологической характеристикой разреза скважины и из опыта ранее пробуренных скважин спускаем термокейс на глубину 30 метров.

Кондуктор – колонна обсадных труб, предназначенных для разобщения верхнего интервала разреза горных пород, изоляции пресных вод от загрязнения, монтажа противовыбросового оборудования и подвески последующих обсадных колонн. Глубина спуска кондуктора до 750 м (669 м по вертикали), принятая из опыта строительства скважин на Ванкорском месторождении бурящихся на Яковлевский горизонт.

Эксплуатационная колонна устанавливается до кровли пласта 1650 м (по вертикали). Цементируется с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м.

В качестве хвостовика используется фильтр скважинный типа ФС-114 диаметром 114 мм, предназначенный для предотвращения разрушения призабойной зоны продуктивного пласта, попадания в скважину песка и других механических примесей. Башмак устанавливается согласно расчетам в условно горизонтальной части продуктивного пласта на глубине 1675 м (по вертикали). Для перекрытия голова хвостовика устанавливается на 110 м (по стволу) выше башмака эксплуатационной колонны. Хвостовик не цементируется.

## 2.2.4. Выбор интервалов цементирования

Таблица 15- Интервалы цементирования

Наименование колонны	Интервалы установки, м				Интервалы цементирования, м	
	По вертикали		По стволу		По стволу	
	От	до	от	до	от	До
Направление	0	30	0	30	0	30
Кондуктор	0	669	0	750	0	750
Эксплуатационная колонна	0	1675	0	2555	600	2555

## 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр хвостовика колонны выбирается по ожидаемому дебиту скважины 114,3 мм. Ожидаемый дебит скважины 10-20 м<sup>3</sup>/сут, но будут проведены работы по увеличению дебита до возможных 150-300 м<sup>3</sup>/сут, например, за счёт гидроразрыва пласта.

Таблица 16 – Диаметры обсадных колонн и долот

Наименование колонны	Интервал спуска, м (по вертикали)	Интервал спуска, м (по стволу)	Номинальный диаметр ствола скважины (долота), мм	Номинальный наружный диаметр обсадных труб, мм
Направление	0-30	0-30	1050	820
Кондуктор	0-669	0-750	295,3	244,5
Эксплуатационная	0-1650	0-2555	215,9	177,8
Хвостовик	1619-1675	2455-3935	152,4	114,3

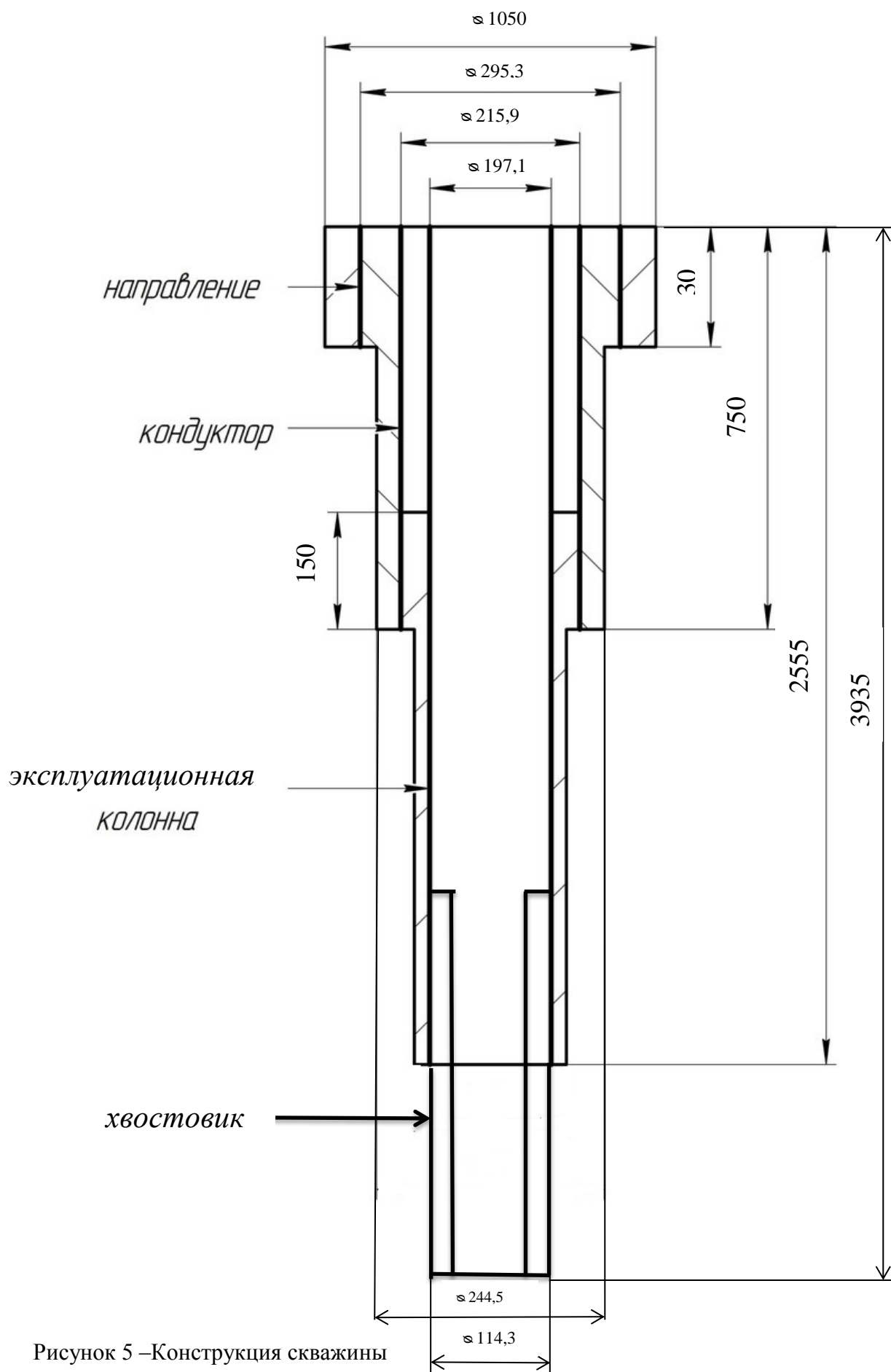


Рисунок 5 – Конструкция скважины

## 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

Величина максимального устьевого давления составляет 7,9 МПа.

Исходя из этого, а также согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» проектируем после спуска кондуктора смонтировать ПВО ОП5-230/80×35 (ПУГ 230×35 – одна штука; ППГ2 230×35 сдвоенный), состоящее из двух плашечных превенторов и одного универсального превентора.

Колонная головка – ОКК2-35-178×245 К1ХЛ (выбирается по диаметру обсадных колонн и наибольшему давлению на устье; давление на устье скважины при опрессовке составит 6,3 МПа, а диаметры обвязываемых обсадных колонн равны 177,8 и 244,5 мм).

## 2.3. Углубление скважины

### 2.3.1. Выбор способа бурения

Выбор способа 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 17.

Таблица 17- Способы бурения по интервалам скважины

Интервал по вертикали, м		Интервал по стволу, м		Способ бурения
от	до	от	до	
0	30	0	30	роторный
30	669	30	750	ВЗД
669	1650	750	2555	роторный
1650	1675	2555	3935	роторный

### 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

Таблица 18– Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-750	750-2555	2555-3935
Шифр долота		Ш490 Сп	BS-295,3 SD619- 003	BS215,9 RD 616- 001	BS-152,4 RD 613- 001
Тип долота		шарошечное	PDC		
Диаметр долота, мм		490	295,3	215,9	152,4
Тип горных пород		М	МС	МС, С	МС,С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-152	3-168	3-117	3-88
Длина, м		0,5	0,27	0,36	0,22
Масса, кг		115	68	35	20
G, КН	Рекомендуемая	19-49	57 -126	64-126	60-79
	Предельная	89	157	157	98
n, об/мин	Рекомендуемая	80-160	130	90	125
	Предельная	210	180	150	150

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

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

Данные осевых нагрузок по интервалам бурения представлены в таблице 19.

Таблица 19– Осевые нагрузки на долото

Интервал бурения по вертикали, м		Осевая нагрузка, кН			Принимаемая нагрузка, кН
от	до	$G^1$	$G^2$	$G^3$	
30	669	12,7	57,9	125,5	126
669	1650	17,6	63,5	125,5	126
1650	1675	12,2	59,8	78,5	79

### 2.3.4. Расчет частоты вращения долота

Каждому классу пород соответствуют свои оптимальные частоты вращения долот, при которых разрушение горных пород максимально. Высокая частота вращения не является ограничивающим фактором для долот PDC. К ограничивающим факторам относятся буровая колонна и привод. Рекомендуется придерживаться той частоты вращения, при которой без осложнений будет обеспечиваться наиболее высокая механическая скорость проходки.

Следует отметить, что если в мягких породах увеличение частоты вращения приводит к соответствующему увеличению механической скорости, в более твёрдых породах это может привести к обратному результату.

В табл. 20 представлены данные о проектировании частоты вращения ПРИ по интервалам бурения скважины.

Таблица 20 - Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал	0-30	30-750	750-2555	2555-3935	
Исходные данные					
$V_d$ , м/с	3,4	2	1	1	
$D_d$	м	0,490	0,2953	0,2159	0,1524
	мм	490	295,3	215,9	152,4
$\tau$ , мс	5	-	-	-	
$z$	84	-	-	-	
$\alpha$	0,7	-	-	-	
Результаты проектирования					
$n_1$ , об/мин	132	129	88	125	
$n_2$ , об/мин	116	-	-	-	
$n_3$ , об/мин	848	-	-	-	
$n_{\text{проект}}$ , об/мин	132	130	190	125	

### 2.3.5. Выбор и обоснование забойного двигателя

В интервале 30-750 м используем винтовой забойный двигатель, компании Halliburton, для бурения в режимах скольжения и вращения бурильной колонны в связи с участком стабилизации и набора параметров кривизны.

Применение роторно-управляемого способа бурения из-под кондуктора является наиболее выгодным.

РУС компании Halliburton «Geo-Pilot» будет включен в КНБК для бурения интервалов 750-2555 м под эксплуатационную колонну и 2555-3935 м под хвостовик в связи с малой вертикалью и большим горизонтальным отходом для передачи необходимой нагрузки на долото, гладкого и качественного ствола, и сокращения времени на строительство данных участков.

Для передачи вращения колонне бурильных труб на Ванкорском месторождении применяется верхний силовой привод компании Canrig.

Таблица 21 - Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-750	750-2555	2555-3935
Исходные данные					
D <sub>д</sub>	м	Не требуется	0,2935	0,2159	0,1524
	мм		295,3	215,9	152,4
G <sub>ос</sub> , кН			126	126	79
Q, Н*м/кН			1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
D <sub>зд</sub> , мм		Не требуется	265,8	194,3	137,2
M <sub>р</sub> , кН			3,75	2,8	2,07
M <sub>о</sub> , Н*м			146,75	107,95	76,2
M <sub>уд</sub> , Н*м/кН			36	27	20

В таблице 22 приведены технические характеристик запроктированных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 22 – Технические характеристики запроктированных 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
Geo-Force	30-750	203,2	9,54	1750	30-50	72-132	14	190

### 2.3.6. Расчет требуемого расхода бурового раствора

Таблица 23 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	30-750	750-2555	2555-3935
Исходные данные			
$D_d$ , м	0,2953	0,2159	0,1524
$a$ , м/с	0,65	0,65	0,65
$F_H$ , см <sup>2</sup>	4,2	4,2	4,2
$S_{min}$ , м <sup>2</sup>	0,04	0,02	0,004
$S_{max}$ , м <sup>2</sup>	0,05	0,03	0,006
$d_{от}$ , м	0,1651	0,1651	0,120
$V_{мех}$ , м/с	0,011	0,008	0,012
$V_{кп min}$ , м/с	0,5	0,5	0,5
$V_k$ , м/с	0,9	0,9	0,9
$V_{кп max}$ , м/с	1,3	1,5	1,5
$\rho_{п} - \rho_{ж}$ , г/см <sup>3</sup>	1,02	1,07	1,10
$\rho_{п}$ , г/см <sup>3</sup>	2,2	2,2	2,2
$\rho_{ж}$ , г/см <sup>3</sup>	1,18	1,13	1,10
$V_{кр}$ , м/с	0,14	0,14	0,14
Результаты проектирования			
$Q_1$ , м <sup>3</sup> /с	0,044	0,024	0,012
$Q_2$ , м <sup>3</sup> /с	0,039	30	0,008
$Q_3$ , м <sup>3</sup> /с	0,059	0,029	0,021
$Q_4$ , м <sup>3</sup> /с	0,027	0,013	0,006
$Q_5$ , м <sup>3</sup> /с	0,035	0,02	0,007
$Q_6$ , м <sup>3</sup> /с	0,019	0,028	0,016



Продолжение таблицы-23

Дополнительные проверочные расчеты			
Q <sub>табл</sub> , м <sup>3</sup> /с	0,019	0,028	0,016
ρ <sub>табл</sub> , кг/м <sup>3</sup>	1000	1000	1000
ρ <sub>бр</sub> , кг/м <sup>3</sup>	1180	1130	1100
M, Н*м	12480	8300	8000
M <sub>табл</sub> , Н*м	23538	10800	27116
m	0,8	0,8	0,8
n	2	2	2
Q <sub>н</sub> , м <sup>3</sup> /с	0,019	0,028	0,016
Q <sub>пров1</sub> , м <sup>3</sup> /с	0,013	0,016	0,008
Q <sub>пров2</sub> , м <sup>3</sup> /с	0,059	0,029	0,021

Таблица 24– Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	30-750	750-2555	2555-3935
Исходные данные			
Q <sub>1</sub> , м <sup>3</sup> /с	0,044	0,024	0,012
Q <sub>2</sub> , м <sup>3</sup> /с	0,039	0,018	0,008
Q <sub>3</sub> , м <sup>3</sup> /с	0,059	0,029	0,021
Q <sub>4</sub> , м <sup>3</sup> /с	0,027	0,013	0,006
Q <sub>5</sub> , м <sup>3</sup> /с	0,035	0,02	0,007
Q <sub>6</sub> , м <sup>3</sup> /с	0,019	0,028	0,016
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ, м <sup>3</sup> /с	0,056	0,028	0,016
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q, м <sup>3</sup> /с	0,052	0,028	0,013

Расход промывочной жидкости при бурении должен быть достаточным для удаления выбуренной породы с забоя и выноса ее на поверхность. Для предотвращения сальникообразования, снижения вероятности прихватов, объемное содержание выбуренной породы в промывочной жидкости в кольцевом пространстве не должно превышать 3-5 %.

При выборе расходов, необходимых для наиболее крупных частиц шлама из кольцевого пространства, требуется задать скорость потока, превышающую скорость витания, т.е. скорость частицы была больше нуля. На основании практических данных принимают 20-30 % от скорости витания.

Для предотвращения размыва рыхлых пород в интервале 0-500 м рекомендуется производить бурение на пониженной подаче промывочной жидкости 0,030 м<sup>3</sup>/с. При большом объеме шлама увеличить время промывки.

По техническим характеристикам расход жидкости, необходимый для нормальной работы гидравлического забойного двигателя в интервале 30-750 м составляет 0,019-0,057 м<sup>3</sup>/с.

### 2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Таблица 25 – Проектирование бурильной колонны для интервал бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТС-165	165,1	49,8	3287
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБПК-127*9,19 л	127	2466,27	72755

Таблица 26– Расчеты на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

Расчет на наружное избыточное давление					
$P_H$ , кгс/мм <sup>2</sup>	3,9	Выполняется условие запаса прочности ( $n > 1,15$ )			
$P_{кр}$ , кгс/мм <sup>2</sup>	4,5	Да		Нет	
$P_{кр} / P_H$	1,154				
Расчет на статическую прочности при отрыве долота от забоя					
В вертикальном участке ствола					
№секции	$q$ , кгс/м	$l$ , м	$\gamma_{бр}$ , гс/см <sup>3</sup>	$\gamma_{ст}$ , гс/см <sup>3</sup>	QB, кгс
1	32,1	300	1,13	7,85	15948,4
$\Sigma$					
QКНБК, кгс	10635,6	Выполняется условие запаса прочности ( $n > 1,4$ )			
K	1,15				
$\Delta P$ , кгс	0,2	Да		Нет	
$F_k$ , мм <sup>2</sup>	9300				
$\sigma_T$ , КН	2465				
В наклонном участке ствола					
№секции	$q$ , кгс/м	$l$ , м	$\gamma_{бр}$ , гс/см <sup>3</sup>	$\gamma_{ст}$ , гс/см <sup>3</sup>	QB, кН
2		332	1,13	7,85	66,85
	$E$ , кгс/мм <sup>2</sup>	$I$ , м <sup>4</sup>	$S$ , м	$D_3$ , мм	$D$ , мм

Продолжение таблицы-26

№секции	В наклонном участке ствола				
	2	2,1*10 <sup>6</sup>	1054,5	12	172
$\Psi^+ / \Psi^-$	0,36		Q <sub>р</sub> , кН	167,7	
$\alpha$	24,32		M <sub>иmax</sub>	790,74	
$\mu$	0,25		W, см <sup>3</sup>	99,77	
R, м	381		[ $\sigma$ ], МПа	0,27	
QK, кгс	36537		$\sigma_3$ , МПа	0,1816	
$\sigma_p$ , кгс/мм <sup>2</sup>	10,95				
Выполняется условие $\sigma_3 > [\sigma]$				Да	Нет
Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной секции бурильных труб					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$ , гс/см <sup>3</sup>	$\gamma_{ст}$ , гс/см <sup>3</sup>	QB, кгс
1	26,2	300	1,08	7,85	7839,4
2	16	2211	1,08	7,85	22308
$\Sigma$					
Q' ТК, кгс	171360	Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м		3005	
QКНБК, кгс	19064				
n	3,47				
qm, кгс/м	16				
K <sub>T</sub>	1				
K	1,15	Максимальная длина секции бурильных труб, м		2935	
n	3,47				
F <sub>K</sub> , мм <sup>2</sup>	9263				
$\sigma_T$ , кгс/мм <sup>2</sup>	38				

Таблица 27– КНБК № 1 для бурения под термокейс

Элемент КНБК	Диаметр наружный, мм	Диаметр внутренний, мм	Максимальный диаметр, мм	Резьба (верх)	Длина, м	Суммарная длина КНБК, м
Ш490 Сп	490,00	75,90	490,00	3-152	0,50	0,50
Переводник 102/152	240,00	67,00	240,00	3-М-102	2,00	2,50
Расширитель РШ-660	240,00	66,00	660,00	3-М-102	2,50	5,00
Расширитель РШ-1050	240,00	66,00	1050,00	3-М-102	2,00	7,00
УБТС-240	240,00	67,00	241,00	3-М-102	24,00	31,00

Таблица 28– КНБК № 2 для бурения под кондуктор

Наименование элемента КНБК	Диаметр наружный, мм	Диаметр внутренний, мм	Максимальный диаметр, мм	Резьба (верх)	Длина, м	Суммарная длина КНБК, м
BS-295,3 SD619-003	295,90	75,90	295,30		0,27	0,27
ВЗД Sperry Drill	203,00	133,00	203,00	3-168	9,54	9,81
Обратный клапан КОБ- 201	201,00	72,00	201,00	3-168	0,81	10,62
НУБТ-205	205,00	85,00	205,00	3-168	9,57	21,99
Гибкая НУБТ-205	205,00	83,00	205,00	3-168	9,24	31,23
Т/С MWD- 1200	204,00	73,00	204,00	3-139	0,54	31,77
УБТС-203	203,20	80,00	203,20	3-133	48,00	79,77
УБТС-165	165,10	76,20	165,10	3-133	49,80	129,57
СБТ-168	168,00	108,60	168,00	3-133	620,43	750,00

Таблица 29 – КНБК № 3 для бурения под эксплуатационную колонну

Элемент КНБК	Диаметр наружный, мм	Диаметр внутренний, мм	Максимальный диаметр, мм	Резьба (верх)	Длина, м	Суммарная длина КНБК, м
BS215,9 RD 616-001	158,75	76,20	215,90		0,36	0,36
РУС Geo-Pilot 7600 6-3/4	171,45	41,28	191	3-117	6,15	6,51
Гибкая НУБТ- 127	127,00	79,38	211,07	3-133	2,81	9,32
Стабилизатор КЛС-212,7 СТ-1	171,45	56,79	213,49	3-133	0,67	9,99
Прибор ADR/AGR	171,45	48,77	189,00	3-133	7,19	17,18
Прибор ALD	171,45	48,77	209,55	3-133	4,43	21,61
Прибор CTN	171,45	48,39	189,20	3-133	3,62	25,23
Т/С MWD-650	175,26	82,55	189,90	3-133	4,75	29,98
Стабилизатор КЛС-212,7 СТ-1	171,45	76,20	212,73	3-133	1,52	31,50
ТБПК-127*9,19 Л	127,00	108,60	168,28	3-133	554,82	586,32
УБТС-165	165,10	76,20	165,10	3-133	24,90	611,22
Ясс 6 3/4	174,50	69,85	172,00	3-133	6,61	617,83
УБТС-165	165,10	76,20	165,10	3-133	24,90	642,73
ТБПК-127*9,19 Л	127,00	108,60	168,28	3-133	1912,27	2555,00

Таблица 31 – КНБК № 4 для бурения под хвостовик

Элемент КНБК	Диаметр наружный, мм	Диаметр внутренний, мм	Максимальный диаметр, мм	Резьба (верх)	Длина, м	Суммарная длина КНБК, м
BS-152,4 RD 613-001	152,40	38,00	152,40		0,22	0,22
Наддолотный калибратор КРп-152-2СТ	150,50	52,00	150,50	3-М-102	0,25	0,47
РУС Geo-Pilot 5200 4-3/4	133,00	29,00	149,00	3-М-102	4,98	5,45
Гибкая НУБТ Гео-Пилот	108,00	66,00	133,00	3-М-102	3,52	8,97
Прибор РСД	120,00	32,00	135,00	3-М-102	2,83	11,80
Стабилизатор СК-149	120,00	50,00	149,00	3-М-102	1,09	12,89
Прибор АDR/AGR	120,00	33,00	135,00	3-М-102	7,41	20,30
Прибор ALD	120,00	34,00	137,00	3-М-102	4,37	24,67
Прибор СТН	120,00	32,00	139,00	3-М-102	3,35	28,02
Прибор РWD	120,00	32,00	133,00	3-М-102	2,82	30,84
Т/С MWD-350	123,00	67,00	123,00	3-М-102	3,34	34,18
Стабилизатор СК-149	119,00	54,00	149,00	3-М-102	1,36	35,54
Обратный клапан КОБ-121	121,00	57,00	121,00	3-М-102	0,66	36,20
Переводник с фильтром П102/102	120,00	89,00	120,00	3-М-102	1,36	37,56
Переходный переводник П102/108	130,00	57,00	130,00	М-3-108	0,72	38,28
СБТ-102 S-135	101,60	84,84	133,40	3-М-108	1562,40	1600,68
ТБТ-102	102,00	57,00	134,00	3-М-108	98,40	1698,83
Ясс 4 3/4	121,00	52,00	121,00	3-М-108	9,14	1707,97
ТБТ-102	102,00	57,00	134,00	3-М-108	106,60	1814,57
СБТ-102 S-135	101,60	84,84	133,40	3-М-108	2120,43	3935,00

### **2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов**

Типы применяемых промывочных жидкостей при строительстве скважин зависит от физико-механических свойств разбуриваемых горных пород, горных давлений и забойной температуры.

Бурение под термокейс в интервале 0-30 м осложнений не предполагает, главное обеспечить непрерывность и высокую скорость бурения в интервале. Рекомендуется применять глинистый раствор.

При бурении под кондуктор в интервале 30-750 м по стволу возможны:

- а) потеря устойчивости горных пород в зоне ММП;
- б) интенсивная наработка бурового раствора в интервале залегания активных молодых глин. Рекомендуется применять полимерглинистый раствор.

При бурении под эксплуатационную колонну в интервале 750-2555 м по стволу возможны:

- а) осыпания глинистых покрышек продуктивных пластов при их длительном контакте с буровыми растворами;
- б) интенсивная наработка бурового раствора в интервале залегания активных молодых глин насоновской и дорожковской свит;
- в) сальникообразование;
- г) скопления шлама в кольцевом пространстве, при разбуривании высокопроницаемых слабосцементированных песчаников;
- д) наработка излишних объёмов бурового раствора при использовании пресных растворов. Кроме того, пресные буровые растворы существенно снижают качество первичного вскрытия продуктивного пласта;
- и) опасность механических прихватов инструмента из-за сползания шлама при наборе угла под горизонт (45-90 °);

Рекомендуется применять хлоркалийевый буровой раствор.

Для бурения под хвостовик (2555-3935 м по стволу) горизонтального ствола, с целью обеспечения качества вскрытия продуктивного горизонта рекомендуется применять биополимер карбонатный хлоркалийевый раствор.

Для приготовления бурового раствора используются: техническая вода, глина бентонитовая марки ПБМА, и необходимый комплексный набор химических реагентов. В качестве химреагентов используют КМЦ марки HIBROIL – высоковязкая полианионная целлюлоза, применяется для снижения фильтрации и увеличения вязкости бурового раствора. Хлорид калия KCL, ингибитор набухания и гидратации глин. DUO-VIS относится к классу полиакриламидных реагентов, предназначен для снижения фильтрации пресных растворов с низким содержанием твердой фазы, эффективно стабилизирует вязкость буровых растворов, образует по всей поверхности ствола прочную корку, эффективно уменьшающую фильтрацию раствора. Кальцинированная сода (карбонат натрия), применяется для связывания агрессивных ионов кальция и магния при загрязнении бурового раствора минерализованными хлоркальциевыми и хлормagneиевыми водами и цементом, также применяется как химический диспергатор глин. Каустическая сода – для регулирования pH бурового раствора. DRILL-FREE смазывающая добавка на основе омыленных растительных жиров с поверхностно – активными веществами.

Таблица 32– Рекомендуемые параметры промывочной жидкости

Интервал , м	Тип промывочной жидкости	Плотность, кг/м <sup>3</sup>		СНС <sub>1</sub> , дПа	СНС <sub>10</sub> , дПа	УВ, с	ПФ, см <sup>3</sup> /30 мин	ДНС, дПа	ПВ, Па·с
		от	до						
0-669	Полимер-глинистый	1160	1180	20-50	40-100	≤67	≤8	30,3	0,012-0,017
669-1650	Полимерный хлоркалийевый	1130	1140	15-30	25-50	21-27	≤8	26,1	0,007-0,015
1650-1675	Биополимер карбонатный хлоркалийевый	1060	1120	20-35	30-60	≤23	3-4	23,5	0,005-0,014

Уровень pH по всем интервалам принимается равный 8,5, т.к. применяемый комплекс химреагентов обеспечивает стабильную работу при уровне pH=8-9. Содержание песка не должно превышать 1 % .

В таблице 33 представлен компонентный состав бурового раствора.

Таблица 33 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения

Интервал, м		Название (тип) бурового раствора	Плотность раствора, кг/м <sup>3</sup>	Название компонентов		Содержание компонента в буровом растворе, кг/м <sup>3</sup>
от	до					
0	750	Пресный полимерглинистый	1180	BENTONITE	Бентонит/структурообразователь	80
				SODA ASH	Кальцинированная сода/модификатор бентонита	1
				CAUSTIC SODA	Каустическая сода, регулятор pH	1
				POLYPAC R	ПАЦ высоковязкая/понижитель водоотдачи	1
				POLYPAC EVL	ПАЦ низковязкая/понижитель водоотдачи	1
				BEN-EX	Полиакрилат/структурообразователь	0,2
750	2555	Хлоркалийевый ингибированный	1130	DUOS-VIS	Биополимер/контроль реологии	2,5
				HIBTROL	Эфир целлюлозы/инкапсуляция глин, регулятор водоотдачи	5
				POLYPAC R	ПАЦ высоковязкая/понижитель водоотдачи	2
				POLYPAC EVL	ПАЦ низковязкая/понижитель водоотдачи	6
				M-I PAC UL	ПАЦ средневязкая/понижитель водоотдачи	3
				KCL	Хлористый калий/ингибитор гидратации глин	100
				SODA ASH	Кальцинированная сода/модификатор бентонита	0,5
				KOH	Едкий калий, контроль pH	0,5
				THINSMART	Дефлокулянт (разжижитель)	1,5
				SAAP	Регулятор Ca <sup>+</sup> осаждение цемента, дефлокулянт	0,5
				CaCO <sub>3</sub> Fine	Карбонат кальция мелкого помола/кольматант, утяжелитель	40
				CaCO <sub>3</sub> Medium	Карбонат кальция среднего помола/кольматант, утяжелитель	90
				DEFOAM-A EN	Пеногаситель	0,5
				M-I CIDE	Бактерицид	0,5
				DRILL-FREE	Смазочная добавка	5
				SODIUM BICARBONATE	Бикарбонат натрия/осаждение цемента	0,5
CITRIC ACID	Нейтрализатор ионов Fe, контроль pH	0,1				
LIME	Известь/устранение CO <sub>2</sub> загрязнения	0,5				



Продолжение таблицы 33

Интервал, м		Название (тип) бурового раствора	Плотность раствора, кг/м <sup>3</sup>	Название компонентов		Содержание компонента в буровом растворе, кг/м <sup>3</sup>
2555	3935	Биополимер карбонатный хлоркалийевый	1100	Сода кальцинированная	Регулятор pH и жесткости	1
				Сода каустическая	Регулятор pH	1,7
				Микрорамор МР-3	Карбонатный утяжелитель, кольматант	30
				Микрорамор МР-4	Карбонатный утяжелитель, кольматант	30
				ПолиКР	Понизитель фильтрации	17
				СМЭГ	Смазочная добавка	10
				М-1 СІДЕ	Бактерицид	1
				Биополимер	Структурообразователь	3,5
				Полидэфом	Пеногаситель	1
				Полиэколь	Регулятор реологических свойств, комплексный ингибитор	7,5
				Известь Ca(OH) <sub>2</sub> , известь негашеная CaO	Карбонат кальция мелкого помола/кольматант, утяжелитель	0,2
				KCL	Хлористый калий/ингибитор гидратации глин	50

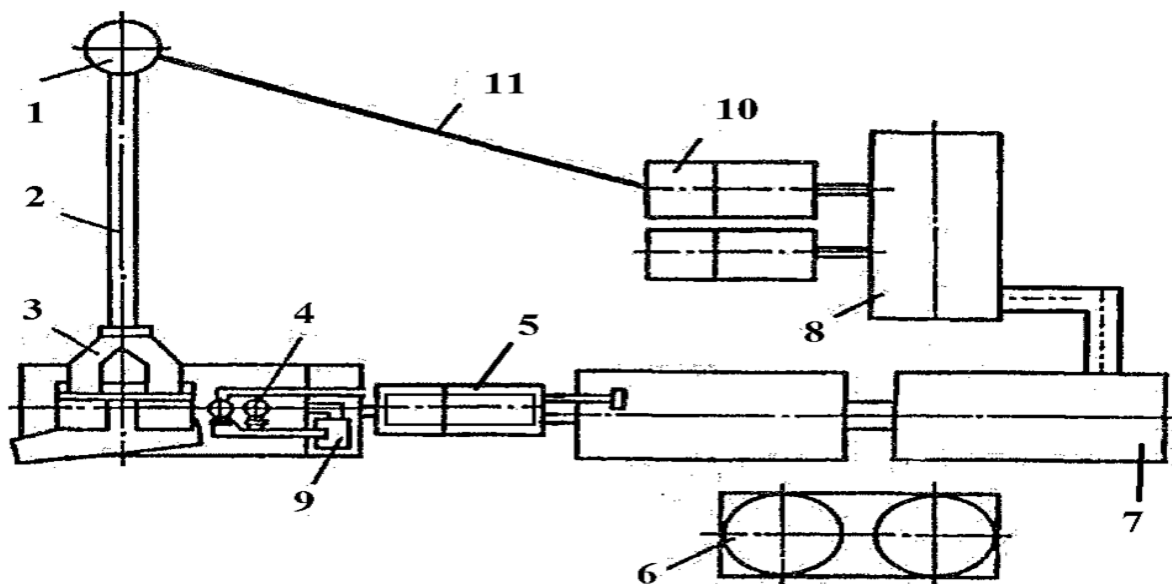


Рисунок 6– Схема очистки бурового раствора: 1- устье скважины, 2- желоб, 3- вибросита СВ-1Л, 4- илоотделитель ИГ-45/75; пескоотделитель ГЦК-360, 5- центрифуга НГ-350, 6- блок приготовления бурового раствора (гидроворонка, механический перемешиватель), 7, 8- емкости для химической обработки, 9- шламонасос, 10- буровой насос УНБТ-950Л, 11- манифольд

### 2.3.9.Выбор гидравлической программы промывки скважины

Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные. Определяются потери давления на гидравлические сопротивления.

Исходные данные для расчета приводятся в таблице 34, а в таблице 35 приводятся результаты расчета гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Таблица 34– Исходные данные для расчета гидравлической программы

Н (по стволу),м	d <sub>д</sub> , м	К	Р <sub>пл</sub> , МПа	Р <sub>гд</sub> , МПа	ρ <sub>п</sub> , кг/м <sup>3</sup>
3935	0,1524	1,14	16,75	29,82	2100
Q, м <sup>3</sup> /с	Тип бурового насоса	V <sub>м</sub> , м/с	η <sub>п</sub> , Па·с	τ <sub>т</sub> , Па	ρ <sub>пж</sub> , кг/м <sup>3</sup>
0,012	УНБТ-950L	0,015	0,0105	2,35	1100
КНБК					
Элемент	d <sub>н</sub> , м	L, м		d	
ТБТ	0,102	205		0,057	
СБТ	0,08484	3682,830			

Таблица 35 – Результаты проектирования гидравлической программы

ρ <sub>кр</sub> , кг/м <sup>3</sup>	φ	d <sub>с</sub> , м	V <sub>кп</sub> , м/с	ΔP <sub>зд</sub> , МПа	ΔP <sub>о</sub> , МПа
1594,62	0,97	0,1828	0,6	-	0,061
ΔP <sub>г</sub> , МПа	ΔP <sub>р</sub> , МПа	V <sub>д</sub> , м/с	Φ, м <sup>2</sup>	d, мм	
1,1	9,24	124,26	0,00022	6,4	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Re <sub>кр</sub>	Re <sub>кп</sub>	S <sub>кп</sub>	ΔP <sub>кп</sub>	ΔP <sub>мк</sub>
ТБТ	9522	21471	-	0,043	-
СБТ	9565	21365	-	0,039	-
Внутри труб					
Элемент	Re <sub>кр</sub>	Re <sub>кп</sub>	λ	ΔP <sub>т</sub>	
ТБТ	9955	18876	0,0224	1,907	
СБТ	7052	28095	0,0266	3,787	

Таблица 36– Потери давления при бурении под хвостовик, в МПа

Наименование элемента КНБК	Режим течения	внутренние	Обсаженный ствол			Необсаженный ствол		
			Режим течения	За колонной	В замках	Режим течения	За колонной	В замках
Долото PDC	Т	2,990	-	-	-	-	-	-
РУС Geo-Pilot 5200	Т	1,258	-	-	-	Т	0,085	-
Гибкая НУБТ Гео-Пилот	Т	0,013	-	-	-	Т	0,005	-
Прибор PCD	Т	0,429	-	-	-	Т	0,010	-
Стабилизатор	Т	0,017	-	-	-	Т	0,004	-
Прибор ADR/AGR	Т	0,957	-	-	-	Т	0,026	-
Прибор ALD/CTN	Т	0,990	-	-	-	Т	0,028	-
Прибор PWD	Т	0,427	-	-	-	Т	0,010	-
Т/С MWD-350	Т	3,915	-	-	-	Т	0,016	-
Стабилизатор	Т	0,014	-	-	-	Т	0,004	-
Обратный клапан	Т	0,005	-	-	-	Т	0,003	-
Переводник с фильтром	Т	0,001	-	-	-	Т	0,005	-
Переходный переводник	Т	0,006	-	-	-	Т	0,008	-
СБТ	Т	1,625	Т	0,094	0,020	Т	1,287	0,282
ТБТ	Т	0,763	Т	0,043	0,018	-	-	-
Гидромеханический ЯСС	Т	0,113	Т	0,012	-	-	-	-
ТБТ	Т	0,826	Т	0,046	0,018	-	-	-
СБТ	Т	2,205	Т	0,903	0,190	-	-	-
Элементы обвязки		0,061						
Учет разности столбов жидкости		0,305						
Общие потери давления:		20,033						

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

При строительстве проектируемой скважины отбор керна не предусматривается.

## 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1. Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$ , кг/м <sup>3</sup>	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$ , кг/м <sup>3</sup>	1100
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тробл}$ , кг/м <sup>3</sup>	1500	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{трн}$ , кг/м <sup>3</sup>	1850
плотность нефти $\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	834	глубина скважины, м	1650
высота столба буферной жидкости $h_1$ , м	519	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2$ , м	20
высота цементного стакана $h_{ст}$ , м	4	динамический уровень скважины $h_d$ , м	1400

#### 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений

На рисунке 7 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

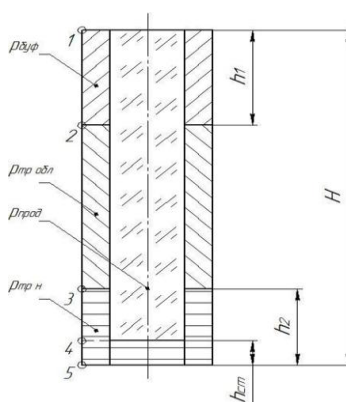


Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

Таблица 38 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продактампонового раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	519	1630	1646	1650
Наружное избыточное давление, МПа	0	5,19	6,074	6,234	6,274

*2 случай: конец эксплуатации скважины*

На рисунке 8 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

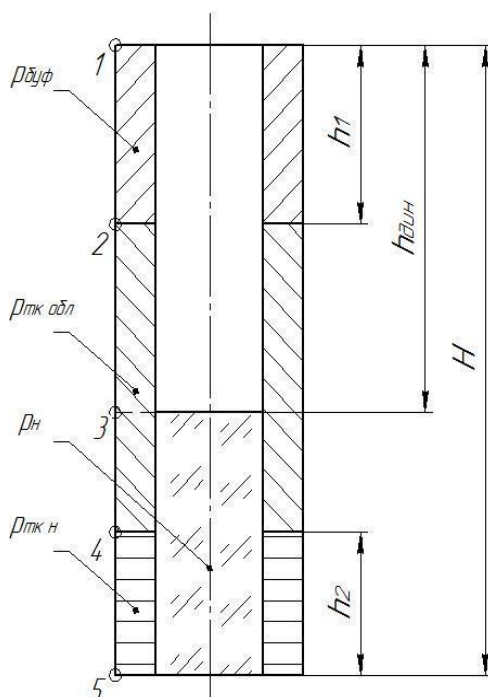


Рисунок 8 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 39 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке в конце эксплуатации скважины.

Таблица 39 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в конце эксплуатации скважины

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	519	1630	1646	1650
Наружное избыточное давление, МПа	0	5,709	15,62	16,29	16,39

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 9.

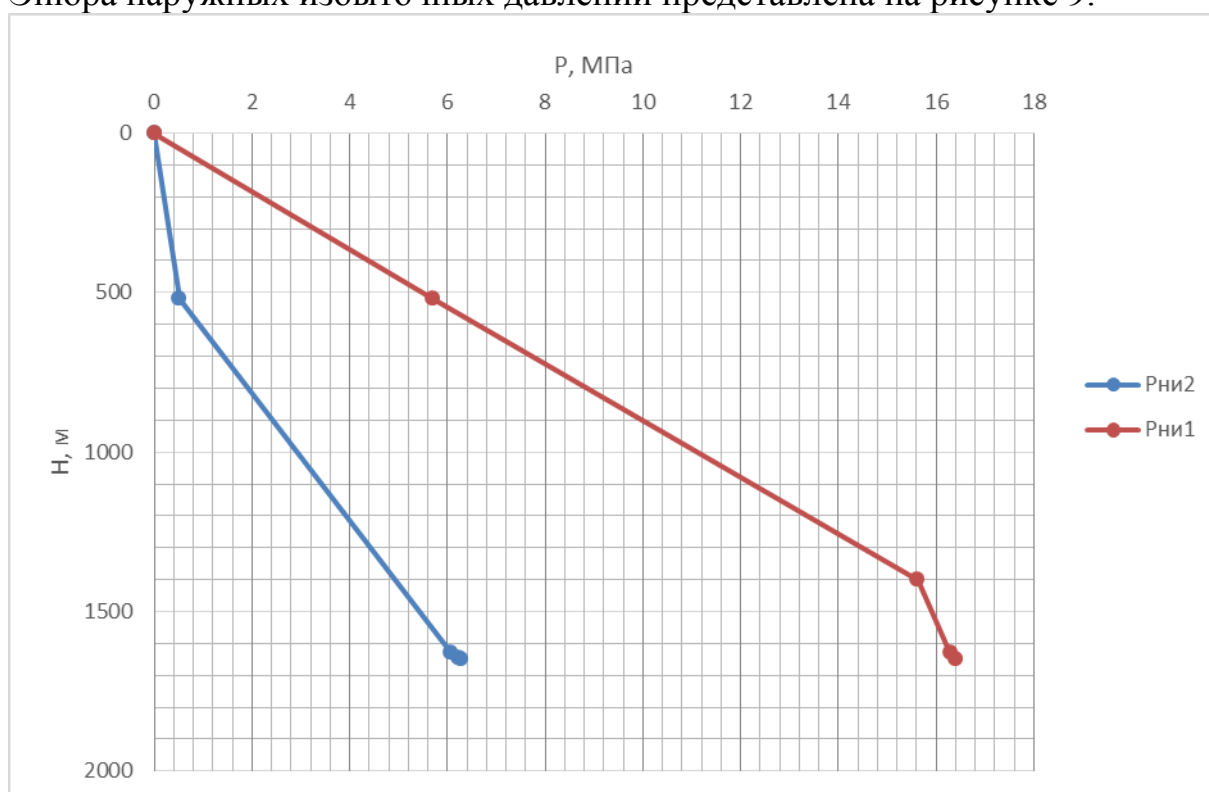


Рисунок 9 - Эпюра наружных избыточных давлений

#### 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений

*1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора*

На рисунке 10 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

Максимальное давление в цементировочной головке  $P_{цг}$  составляет 17,26 МПа.

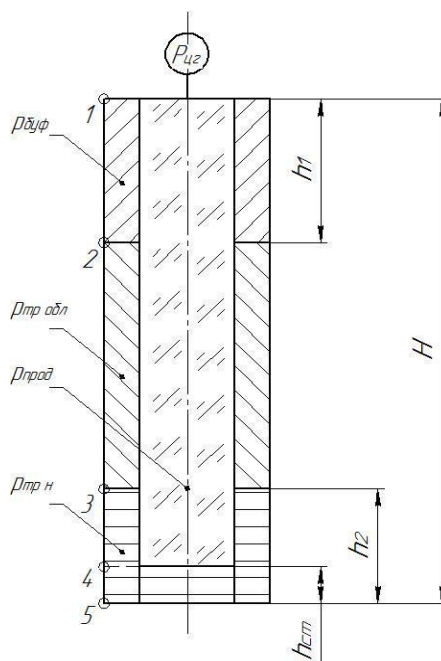


Рисунок 10 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

В таблице 40 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

Таблица 40 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	519	1630	1646	1650
Внутреннее избыточное давление, МПа	14,58	14,061	8,506	8,378	8,378

*2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны*

На рисунке 11 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности). Давление опрессовки  $P_{он}$  составляет 11,5 МПа.

В таблице 41 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 41 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	519	1630	1650
Внутреннее избыточное давление, МПа	11,4	10,88	9,49	9,42

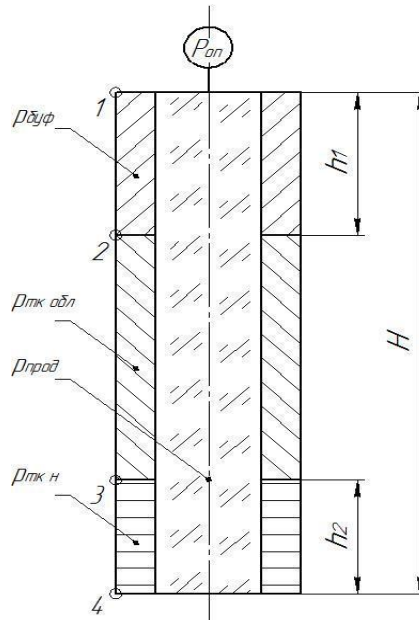


Рисунок 11– Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

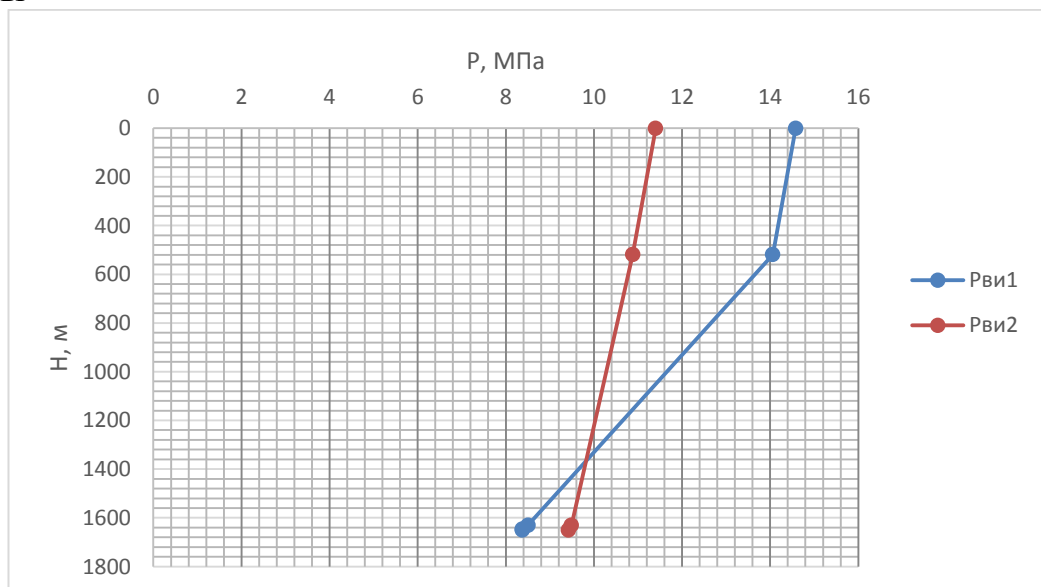




Рисунок 12– Эпюра внутренних избыточных давлений

### 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 42.

Таблица 42 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1м трубы	секций	суммарный	
1	Д	10,4	50	43,64	2182	2182	2555-2505
2	Д	9,2	2505	39,05	97820,3	100002,3	2505-0

### 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины

#### 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

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

24,7 < 26,47 МПа. Условие (2) выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

#### 2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 43.

Таблица 43 – Объём тампонажной смеси и количество составных компонентов

Плотность тампонажного раствора	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м <sup>3</sup>
$\rho_{тр} = 1850 \text{ кг/м}^3$	1834,03	1,53
$\rho_{обтр} = 1500 \text{ кг/м}^3$	42259,4	16,9
Сумма	44093,43	25,8

### 2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 44.

Таблица 44 – Объемы буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Объем, м <sup>3</sup>
Буферная жидкость	18,49
Продавочная жидкость	52,62

### 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементировании скважины

#### 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 13 приведен пример технологической схемы обвязки цементировочного оборудования.

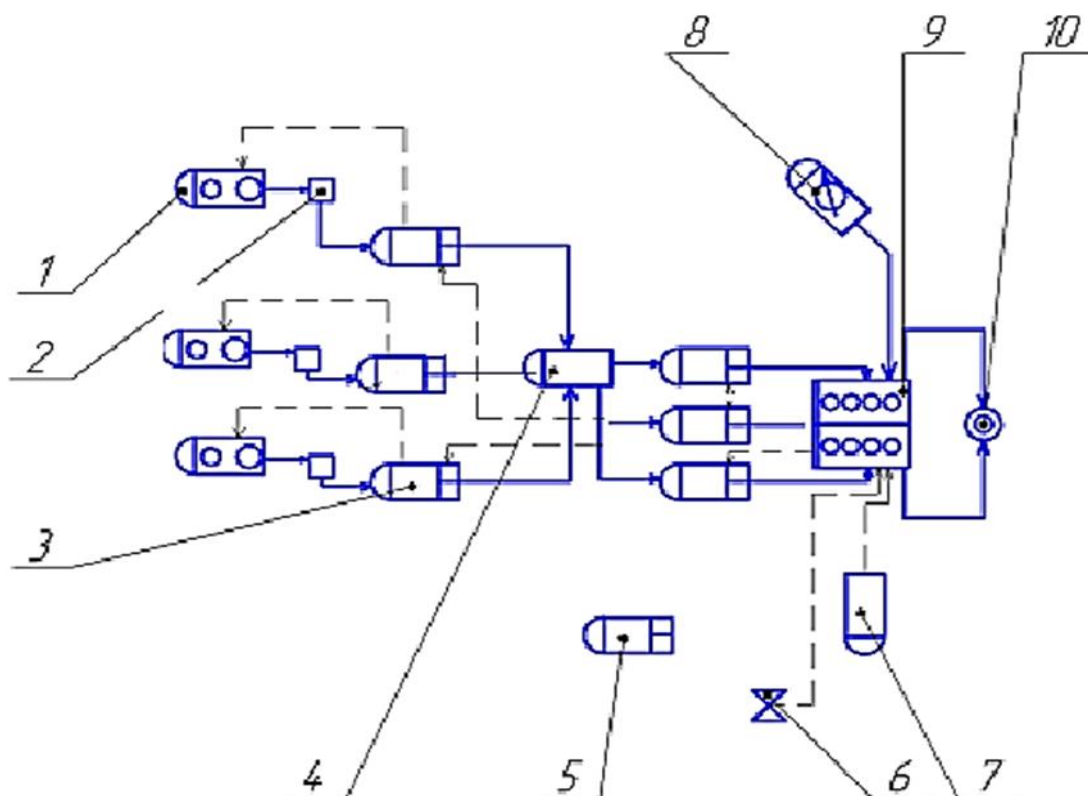


Рисунок 13 – Технологическая схема обвязки цементировочного

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

### 2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементировочной головке представлен на рисунке 14.

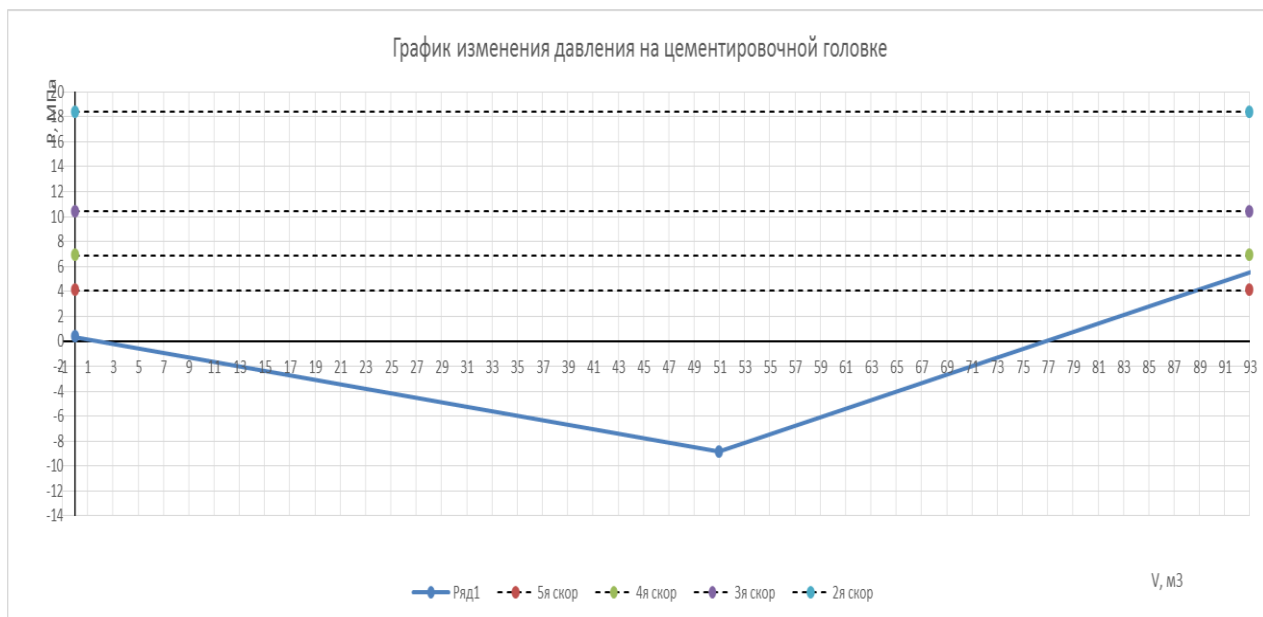


Рисунок 14-График изменения давления на цементировочной головке

Таблица 43 – Режимы работы цементировочных агрегатов

Скорость агрегата	Подача, м <sup>3</sup> /с	Давление, МПа
III	0,009	10,7
IV	0,013	7
V	0,0343	18,23

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора  $t_{ц.ем}$  составляет 80 мин.

### 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Характеристики элементов оснастки обсадной колонны приведены в таблицах 44-45.

Таблица 44 – Технологическая оснастка кондуктора.

Наименование	Шифр, типоразмер	Количество, шт
Башмак	БКМ-245-ОТТМ	1
Обратный клапан	ЦКОДМ-245-1-ОТТМ	1
Центратор	ЦЦ-245	50
Пробка продавочная	ПП-219x245	1

Таблица 45 – Технологическая оснастка эксплуатационной колонны.

Наименование	Шифр, типоразмер	Количество, шт
Башмак	БКМ-178-ОТТМ	1
Обратный клапан	ЦКОД-178-1-ОТТМ	1
Центратор	ЦЦ-178/216-1	270
Пробка продавочная	ПП-178	1

#### 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

В связи с тем, что проектируемая скважина в зоне продуктивного пласта не цементируется и оснащается скважинным фильтром-хвостовиком, вторичное вскрытие продуктивного пласта не производится. На Ванкорском месторождении принимается вызов притока из скважины заменой жидкости в скважине на техническую воду с последующей закачкой пенной системы в соответствии с «Инструкцией по технологии вызова притока из пласта с использованием эжекторов».

#### 2.4.5. Выбор буровой установки

В таблице 46 представлены результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Таблица 46 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

<i>Выбранная буровая установка</i>			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{бк}$ )	101,7	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	2,6
Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{об}$ )	99,9	$[G_{кр}] / Q_{об}$	2,7
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	132,24	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	2,04
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	270		
<i>Расчет фундамента буровой установки</i>			
Вес вышечно-лебёдочного блока, т ( $Q_{влб}$ )	150	$k_{по} = P_o / P_{бо}$ ( $k_{по} > 1,25$ )	3,18
Вес бурильной колонны, т ( $Q_{бк}$ )	101,7		
Вес обсадной колонны, т ( $Q_{ок}$ )	101,7		

Продолжение таблицы 46

<i>Расчет фундамента буровой установки</i>		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ( $K_{п}$ )	1,3	
Вес бурового раствора для долива, т ( $Q_{бр}$ )	55,6	
Площадь опорной поверхности фундаментов, м <sup>2</sup> ( $F_{бo}$ )	475,5	
<i>Расчет режимов СПО</i>		
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН
2	47	268
3	30	171
4	18	103

Проектируется применения буровой установки БУ 4500/270 ЭК-БМ.

### III СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

#### 3.1. Преимущества применения полимеров акриловой кислоты для ликвидации поглощений бурового раствора

Наиболее распространённым осложнением при бурении нефтяных и газовых скважин является поглощение технологических жидкостей, потери которых при разбуривании отдельных месторождений достигают тысяч кубометров в год, являясь причиной материальных затрат, связанных с простоем оборудования и рабочей силы, ухудшением коллекторских свойств продуктивных пластов и некачественным цементированием обсадных колонн. Традиционные методы с использованием с использованием различных кольматантов-наполнителей и установкой цементных мостов не всегда эффективны.

Низкая эффективность кольматантов-наполнителей связана с рядом причин:

- возможные вымывания наполнителей из зоны поглощения при циркуляции бурового раствора и СПО;

- не всегда удается правильно подобрать размер и геометрию наполнителей;

- не все компоновки бурового инструмента позволяют работать с любым размером наполнителя;

Так же есть ограничения при установке цементных мостов:

- необходимо привлекать оборудование для цементирования;

- цементное загрязнение плохо влияет на буровой раствор;

- из-за больших различий плотностей цементного и бурового раствора происходит отслаивание цементного раствора в зоне поглощения.

Применение оборудования локального крепления скважин целесообразно применять при ликвидации катастрофических поглощениях бурового раствора. Технология установки профильного перекрывателя подразумевает спуск на бурильной колонне продольно-гофрированной трубы в

интервал поглощения. За счет давления создаваемого закачкой бурового раствора, профильные трубы выправляются до исходных размеров и плотно прижимаются к стенке расширенного участка скважины. В завершающем этапе установки профильного перекрывателя происходит окончательное расширение трубы специальным развальцевателем.

К недостаткам данного метода можно отнести следующее:

- отрыв или перетирание перекрывателя при развальцовке;
- разрыв перекрывателя во время раздувания;
- во многих случаях после установки перекрывателя вскрывается новая зона поглощения;
- ненадежность в стволах с большой кавернозностью;
- наличие на буровой специального оборудования для установки перекрывателей.

В связи с этим актуальной остается разработка способа ликвидации поглощения бурового раствора, позволяющего добиться эффекта без смены компоновки, без большого количества материалов и в сжатые сроки.

Выходом из данной ситуации может стать применение полимеров акриловой кислоты.

#### **Методы борьбы с поглощениями– «Применение полимерного сшитого гелевого состава»**

Метод основан на применении сшивающихся в проницаемом пласте гидрогелей. При этом потребность реагента для приготовления тампонирующей смеси составляет от 10 до 50 кг/м<sup>3</sup>, что позволяет существенно экономить на транспортных расходах (особенно в труднодоступных регионах).

Гель – непроницаем для бурового раствора и воды, обладает хорошей адгезией к породе. Скорость полимеризации определяется типом полимеров, количеством и составом сшивающего реагента и подбирается индивидуально, исходя из значений пластовой температуры и времени проведения скважинных операций по ликвидации поглощения. Можно сочетать данный состав с

различными наполнителями и типами буровых растворов. Природа сшиваемого полимера и характер сшивки различны в зависимости от пластовой температуры, минерализации и необходимого времени сшивки.

В состав ПСС входит несколько типов синтетических и природных полимеров в различном соотношении. Подбор состава полимеров и сшивателей осуществляется исходя из свойств полученного геля: прочности, эластичности, химической устойчивости. Для контролируемой сшивки полимерной составляющей разработан комплексный сшиватель, позволяющий регулировать время гелеобразования в широких временных рамках.

### **Применение водонабухающих наполнителей Seurvey R для ликвидации поглощений промывочной жидкости в процессе бурения.**

Технология с использованием водонабухающих наполнителей Seurvey R наиболее применима в трещиноватых коллекторах (карбонатных) или терригенных коллекторах с катастрофическим поглощением (от 2 м<sup>3</sup>/час при циркуляции жидкости до условия без выхода циркуляции).

Реагент Seurvey R смешивается с углеводородной жидкостью и закачивается в поглощающий горизонт. При попадании данного тампонирующего состава в проницаемую часть пласта происходит замещение углеводородной основы буровым раствором на водной основе или водой, далее – быстрое набухание полимерных частиц. Распирающее давление прочно удерживает гелевые фрагменты в каналах поглощающей зоны. Однако данный подход имеет ограничения, связанные с особенностями химического строения полиакриламида. Гидратации геля мешает высокое содержание ионов кальция и магния, низкое значение рН и высокая концентрация солей.



## **Применение тампонажного материала ПБС для ликвидации поглощений промывочной жидкости в процессе бурения.**

Применение материала ПБС (патент РФ 2188930) в скважинах для ликвидации катастрофических поглощений и заколонных перетоков обусловлено рядом его физико-химических свойств:

Материал ПБС представляет собой тонкодисперсный порошок с насыпной плотностью 1000-1100кг/м<sup>3</sup>;

- полимеризуется в зоне проведения ремонта при контакте с водой;
- обладает высокой адгезией к поверхности породы;
- после полимеризации устойчив к воздействию агрессивных сред;
- В процессе полимеризации увеличивается в объеме до 20 раз;

Время полимеризации при контакте с водой составляет не менее 1 часа.

Температура в зоне ремонта от 0° С до +130° С

Приемистость в зоне нарушения должна быть не менее 100 м<sup>3</sup>/сутки при давлении 50 атм.

В нефтенасыщенной части пласта материал ПБС остаётся инертен, в объёме не увеличивается и легко выносится из порового пространства.

При воздействии на прореагировавший с водой материал ПБС 15%-м водным раствором каустической соды происходит его деструкция с образованием подвижной маловязкой массы, которая легко удаляется из ПЗП.

Отечественный водонабухающий полимер «Петросорб» является суперабсорбентом, имеющим высокую величину относительного набухания, что указывает на его потенциальную эффективность при использовании в качестве тампонажного материала для создания противofильтрационных завес.

## **Применение тампонажного материала «Петросорб» для ликвидации поглощений промывочной жидкости в процессе бурения.**

- тампонирующую способность «Петросорба» можно существенно повысить при его совместном использовании с глинистым раствором
- интенсивность набухания реагента можно регулировать изменением степени дисперсности исходного порошка
- активность реагента «Петросорб» несколько снижается с повышением степени минерализации дисперсионной среды тампонажного раствора
- для эффективного использования композиционных материалов описываемого типа необходимы технические средства и технологические приемы их оперативной доставки в зону катастрофического поглощения

Таким образом, применение полимеров акриловой является перспективными, потому что:

- 1) Высок процент успешных операций;
- 2) Являются универсальным решением для борьбы с поглощениями для основных геологических условий;
- 3) Для приготовления тампонирующего состава необходимо небольшое количество вещества, что особенно актуально для применения в труднодоступных регионах;
- 4) Проведение работ возможно без привлечения дополнительного персонала и техники;
- 5) Низок риск получения схватывания состава в инструменте;
- 6) Состав имеет хорошую прокачиваемость до начала сшивки или набухания, что позволяет доставить его глубоко в поглощающий пласт;
- 7) Уменьшаются сроки решения проблемы поглощений.

## IV. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### 4.1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

Продолжительность строительства скважины определяется как совокупность затрат времени на всех этапах цикла строительства, а именно: строительные-монтажные работы; подготовительные работы к бурению; бурение и крепление ствола скважины; испытание скважины на продуктивность.

Нормативная продолжительность бурения и крепления на основании нормативной карты и составляет 31,5 сут. Нормативная карта представлена в приложении В.

$$\text{Плановое время бурения и крепления: } T_{\text{б}} = T_{\text{н}} \cdot K_{\text{п}}, \quad (3)$$

где  $K_{\text{п}}$  – коэффициент пересчета,  $K_{\text{п}} = 1,045$ ;  $T_{\text{б2}} = 31,5 \cdot 1,045 = 32,9$  сут.

Продолжительность цикла строительства представлена в таблице 47.

Таблица 47– Плановая продолжительность цикла строительства скважины

Цикл строительства скважины		Нормативная продолжительность		$K_{\text{п}}$	Плановая продолжительность, сут	
		час	сут.		час	сут.
Строительно-монтажные работы		96,0	4,0	1	96,0	4,0
Подготовительные работы к бурению		48,0	2,0	1	48	2
Время бурения и крепления - всего		755,8	31,5	1,045	789,8	32,9
Время бурения - всего		600,3	25,0	1,045	627,3	26,1
В т.ч.	под направление	42,8	1,8	1,045	44,7	1,8
	под кондуктор	126,8	5,3	1,045	132,5	5,5
	под эксплуатационную колонну	286,7	11,9	1,045	299,6	12,5
	хвостовик	144,0	6,0	1,045	150,5	6,3
Время крепления - всего		155,5	6,5	1,045	162,5	6,8

Продолжение таблицы-47

Цикл строительства скважины		Нормативная продолжительность		K <sub>п</sub>	Плановая продолжительность, сут	
		час	сут.		час	сут.
В т.ч.	под направление	17,0	0,7	1,045	17,8	0,8
	под кондуктор	49,1	2,0	1,045	51,3	2,1
	под эксплуатационную колонну	89,3	3,7	1,045	93,3	3,9
Испытание		144	6,0	1	144	6
Итого на скважину		1043,8	43,5		1077,8	44,9

Плановая продолжительность цикла строительства скважины по проекту УБР и предлагаемому проекту представлена в таблице 48.

Таблица 48 – Продолжительность цикла строительства скважины по проекту УБР и предлагаемому проекту

Элемент цикла	Плановая продолжительность по проекту УБР, час	Плановая продолжительность по предлагаемому проекту, час
1. Строительно-монтажные работы	96,0	96,0
2. Подготовительные работы к бурению	48	48
3. Бурение и крепление, в том числе	818,6	789,8
Мех. бурение	252,2	223,4
СПО	82,0	82,0
4. Испытание	144,0	144,0
Итого на скважину	1106,6	1077,8

#### 4.2. Расчет скоростей бурения и проходки на долото

Расчет технико-экономических показателей ведется в следующей последовательности

- механическая скорость:

$$V_m = H/t_{mb} \quad (4)$$

$$V_{m1} = H / t_{mб} = 3600 / 223,4 = 28 \text{ м/час};$$

$$V_{m2} = H / t_{mб} = 3600 / 223,4 = 34 \text{ м/час}.$$

- рейсовая скорость:

$$V_p = H / (t_{mб} + t_{сно}) \quad (5)$$

$$V_{p1} = H / (t_{mб} + t_{сно}) = 3600 / (252,2 + 82) = 18 \text{ м/час};$$

$$V_{p2} = H / (t_{mб} + t_{сно}) = 3600 / (223,4 + 82) = 28 \text{ м/час}.$$

- техническая скорость:

$$V_{т1} = (H \cdot 720) / T_H \quad (6)$$

$$V_{т1} = (H \cdot 720) / T_H = (3600 \cdot 720) / 781,8 = 3316 \text{ м/ст.мес};$$

$$V_{т2} = (H \cdot 720) / T_H = (3600 \cdot 720) / 755,8 = 3429 \text{ м/ст.мес}.$$

- плановая коммерческая скорость:

$$V_{к1} = (H \cdot 720) / T_{б1} \quad (7)$$

$$V_{к1} = (H \cdot 720) / T_{б1} = (3600 \cdot 720) / 818,6 = 3166 \text{ м/ст.мес};$$

$$V_{к1} = (H \cdot 720) / T_{б1} = (3600 \cdot 720) / 789,8 = 3282 \text{ м/ст.мес}.$$

- цикловая скорость:

$$V_{цикл1} = H \cdot 720 / (T_{ц}) \quad (8)$$

$$V_{цикл1} = H \cdot 720 / (T_{ц}) = 3600 \cdot 720 / 1106,6 = 2342 \text{ м/ст.мес};$$

$$V_{цикл1} = H \cdot 720 / (T_{ц}) = 3600 \cdot 720 / 1077,8 = 2405 \text{ м/ст.мес}.$$

- средняя проходка на долото:

$$h = H / N \quad (9)$$

$$h_1 = H / N = 3600 / 4,4 = 818 \text{ м};$$

$$h_2 = H / N = 3600 / 4,4 = 818 \text{ м}.$$

### **4.3. Расчет необходимого количества буровых бригад, комплектов бурильных труб и турбобуров**

Количество буровых бригад:

$$Ч_{бр} = \frac{H}{V_{к}^{пл} \cdot 12,17}, \quad (10)$$

$$Ч_{бр1} = 3600 / 3166 \cdot 12,17 = 0,091 \text{ бр}.$$

$$Ч_{бр2} = 3600 / 3282 \cdot 12,17 = 0,09 \text{ бр}.$$

Количество вышкомотажных бригад:

$$Ч_{\text{ВМР}} = \frac{t_{\text{ВМР}}}{t_{\text{б}} + t_{\text{к}}} \cdot Ч_{\text{бр}} \quad (11)$$

$$Ч_{\text{ВМР1}} = 4 \cdot 0,09 / 34,1 = 0,011 \text{ бр.}$$

$$Ч_{\text{ВМР2}} = 4 \cdot 0,09 / 32,9 = 0,01 \text{ бр.}$$

Количество бригад на испытание:

$$Ч_{\text{исп}} = \frac{t_{\text{исп}}}{t_{\text{б}} + t_{\text{к}}} \cdot Ч_{\text{бр}}, \quad (12)$$

где  $t_{\text{исп}}$  – время испытания, ч;

$$Ч_{\text{исп1}} = 6 \cdot 0,09 / 34,14 = 0,021 \text{ бр.}$$

$$Ч_{\text{исп2}} = 6 \cdot 0,09 / 32,9 = 0,02 \text{ бр.}$$

Количество буровых установок:

$$Ч_{\text{БУ}} = Ч_{\text{бр}} \cdot K_{\text{об}}, \quad (13)$$

где  $K_{\text{об}}$  – коэффициент оборачиваемости, для  $V_{\text{к1}}=1479,87$   $K_{\text{об}}=1,685$ , для  $V_{\text{к1}}=1718,82$   $K_{\text{об}}=1,77$ ;

$$Ч_{\text{бу1}} = 0,091 \cdot 1,685 = 0,183 \text{ установок;}$$

$$Ч_{\text{бу2}} = 0,09 \cdot 1,77 = 0,164 \text{ установок.}$$

Число комплектов бурильных труб определяется по формуле:

$$Ч_{\text{б.т.}} = \frac{H}{V_{\text{к}} \cdot 12,17} \cdot K_{\text{з}}, \quad (14)$$

где  $K_{\text{з}}$  – коэффициент запаса бурильных труб на буровой;

$$Ч_{\text{бр1}} = 3600 \cdot 1,3 / 3166 \cdot 12,17 = 0,141 \text{ комплектов;}$$

$$Ч_{\text{бр2}} = 3600 \cdot 1,3 / 3282 \cdot 12,17 = 0,122 \text{ комплектов.}$$

Число комплектов забойных двигателей:

$$Ч_{\text{т}} = \frac{H}{V_{\text{к}} \cdot 12,17} \cdot H_{\text{т}}, \quad (15)$$

где  $H_{\text{т}}$  – норматив использования забойных двигателей на 1 буровую установку, находящуюся в работе

$$Ч_{\text{зд1}} = 3600 \cdot 3 / 3166 \cdot 12,17 = 0,327 \text{ комплектов;}$$

$$Ч_{зд2} = 3600 \cdot 3 / 3282 \cdot 12,17 = 0,281 \text{ комплектов.}$$

Полученные данные сведем в таблицу 49.

Таблица 49– Техничко-экономические показатели

Показатели	По проекту УБР	По предлагаемому проекту
1.Глубина скважины, м	3600	3600
2.Продолжительность строительства скважины, сут	46,10	44,90
3.Продолжительность бурения скважины, сут	34,10	32,9
4.Скорость бурения:		
- Механическая, м/ч	28	34
- Рейсовая, м/ч	18	28
- Техническая. м/ст.мес	3316	3429
- коммерческая, м/ст.мес	3166	3282
- цикловая, м/ст.мес	2342	2405

#### 4.4.Расчет капитальных вложений

Величина капитальных вложений определяется по формуле:

$$K_{вл} = (C_{б} \cdot Ч_{об} + C_{бт} \cdot Ч_{бт} + C_{зд} \cdot Ч_{зд}) \quad (16)$$

где  $C_{б}$ ,  $C_{бт}$ ,  $C_{зд}$  – стоимость комплекта буровой установки, бурильных труб, забойного двигателя, тыс.руб;

$Ч_{об}$ ,  $Ч_{бт}$ ,  $Ч_{зд}$  – соответственно число бурового оборудования, бурильных труб, забойного двигателя, комплектов;

Капитальные вложения бурового предприятия:

$$K_{вл1} = (4632 + 852,2) \cdot 0,183 + 329 \cdot 0,141 + 900 \cdot 0,327 = 5130,345 \text{ тыс. р.};$$

$$K_{вл2} = (24632 + 300,2) \cdot 0,164 + 2329 \cdot 0,122 + 900 \cdot 0,281 = 10907,69 \text{ тыс. р.}$$

#### 4.5.Составление сметы

Планирование и финансирование буровых работ и расчёты заказчиков производятся на основе сметных расчётов на строительство скважин, по всем статьям затрат.

Для определения затрат на строительство скважин используются следующие проекты и нормативные документы: данные технического проекта от объёма работ; сборник элементарных сметных норм; строительные нормы и правила (СНиП); единые районные единичные расценки; единые и местные цены на материалы.

Смета на бурение и крепление представлена в приложениях Г и Д.

Сводная смета строительства скважины представлена в таблице 50.

Таблица 50 – Сводная смета строительства скважины

Наименование работ	Стоимость, руб	
	по проекту УБР	по предлагаемому проекту
Глава I - Подготовительные работы		
1.1 Подготовка площадки, подъездного пути, ЛЭП и др.	26624	26624
1.2 Демонтаж трубопроводов, ЛЭП и др.	3026	3026
Итого по главе I	29650	29650
Глава II - Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования, монтаж и демонтаж установки для испытания скважины		
2.1 Строительство и монтаж	51934	64153
2.2 Разборка и демонтаж	8387	10361
Итого по главе II	60321	74514
Глава III – Бурение и крепление		
3.1 Бурение скважины	161487	125649
3.2 Крепление скважины	125755	125755
	Стоимость, руб	
	по проекту УБР	по предлагаемому проекту
3.3 Заливка шурфа	997	997
Итого по главе III	288239	252401
Глава IV – Испытание скважины на продуктивность		
4.1 Испытание скважины в колонне	12624	7284
4.2 Дополнительные работы при испытание скважины в колонне	6535	1356
Итого по главе IV	24954	8640
Глава V – Промыслово-геофизические работы		
5.1 Промыслово-геофизические работы (12,5 % от суммы 288239)	51183	31007,5
Итого по главе V	51183	31007,5
Глава VI – Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1 Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время	3509	4062



Продолжение таблицы 50

Наименование работ	Стоимость, руб	
	по проекту УБР	по предлагаемому проекту
6.2 Эксплуатация теплофикационной котельной установки ЭВПА-71 2	7039	6745
Итого по главе VI	10548	10807
Итого по главам I-IV, VI	403164	371671
Глава VII– Накладные расходы		
7.1 Накладные расходы на итог I-IV, VI глав (24,8 % от суммы 403164)	99985	92174
Итого по главе VII	99985	92174
Глава VIII– Плановые накопления		
8.1 Плановые накопления на итог прямых затрат по главам I-IV, VI- VII (20 % от суммы 503149)	100630	92769
Итого по главам I-VIII	654962	556614
Глава IX-Прочие затраты		
9.1 Возмещение землепользователям убытков, причиненных временным занятием земельных участков	7568	7568
9.2 Выплата премий (5 % от суммы 654962)	32748	27830
9.3 Затраты на работу вахтовым методом (1,8 % от суммы 654962)	11789	10019
9.4 Лабораторные работы (0,15 % от суммы 654962)	982	835
9.5 Транспортировка вахт	5835	5321
9.6 Топографо-геодезические работы	352	352
Итого по главе IX	59274	51925
Итого по главам I- IX	714236	608539
Глава X-Авторский надзор		
10.1 Авторский надзор (0,2 % от суммы 714236)	1428	1217
Итого по главе X	1428	1217
Глава XI-Проектные и изыскательские работы		
11.1 Проектные и изыскательские работы (1,5 % от суммы 715664)	10735	9146
Итого по главе XI	10735	9146
Итого по главам I- XI	726399	618902
Глава XII - Резерв средств на непредвиденные работы		
12.1 Резерв средств на непредвиденные работы (5 % от суммы 726399)	36320	30945
Итого по главе XII	36320	30945
Итого по главам I- XII	762719	649847
Всего по сводному сметному расчету	762719	649847
Всего сметная стоимость	762719	749847
Полная сметная стоимость с учётом коэффициента инфляции (К=96)	73221024	71985312

Себестоимость 1 метра проходки:

$$C_c = \frac{C_{см} - П_H}{H}, \quad (17)$$

где  $C_{см}$  – сметная стоимость скважины с учётом коэффициента инфляции;

$П_H$  – плановые накопления с учётом коэффициента инфляции;

$$C_c = \frac{(762719 - 100630) \cdot 96}{3935} = 16142 \text{ р./м.}$$

$$C_c = \frac{(649847 - 92769) \cdot 96}{3935} = 14590 \text{ р./м.}$$

#### 4.6. Расчет экономической эффективности

Учитывая общие усредненные показатели, которые достигаются при строительстве скважин, можно прогнозировать снижение времени на бурение на 20-30 %, экономию электроэнергии на 5-10 %, снижение количества используемого бурового раствора и химреагентов на 15-20 %.

Экономическая эффективность рассчитывается по формуле

$$\mathcal{E} = (C_1 - C_2) \cdot H, \quad (18)$$

где  $C_1$  и  $C_2$  – себестоимость 1 м бурения по сравниваемым вариантам, руб/м;

$H$  – интервал бурения, м.

$$\mathcal{E} = (16142 - 14590) \cdot 500 = 1552 \text{ тыс. р.}$$

Прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия:

$$\text{ЧП} = 1552 - 1552 \cdot 20\% = 1241,6 \text{ тыс. р.}$$

Результаты расчетов ТЭП сведены в таблицу 51.

Таблица 51 – Экономическая эффективность строительства скважины

Показатель	по проекту УБР	по предлагаемому проекту	Отклонение
Глубина скважины, м	3935	3935	-
Продолжительность строительства скважины, сут	46,10	44,90	1,2
Продолжительность бурения скважины, сут	34,10	32,9	1,2

Продолжение таблицы 51

Скорости			
- механическая, м/ч	28	34	6
- рейсовая, м/ч	18	28	10
- техническая, м/ст.мес	3316	3429	113
- коммерческая, м/ст.мес	3166	3282	116
- цикловая, м/ст.мес	2342	2405	63
Сметная стоимость строительства, тыс.руб	73221	71985	1236
Себестоимость метра проходки, руб./м.	16142	14590	1552
Экономический эффект бурового предприятия, тыс. руб.	-	1552	
Прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия, тыс.руб.		1241,6	

## V. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### 5.1. Профессиональная социальная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при обслуживании бурового оборудования, таблица 52.

Таблица 52 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с изменениями 1999 г.		Нормативные документы
Работа непосредственно на месте, на кустовой площадке	Вредные	Опасные	ПБ 08-624-03, ГОСТ 12.1.012-90, ГОСТ 12.1.029-80
	Неудовлетворительные метеорологические условия	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	
	Недостаточная освещённость	Поражения электрическим током	
	Повышенные уровни шума и вибрации	Пожаро-взрывоопасность	
	Запыленность и загазованность		

#### 5.1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве наклонно-направленной скважины на Ванкорском НГМ

*Неудовлетворительные метеорологические условия.*

Неудовлетворительные метеорологические условия на рабочем месте. Работы производятся в плохих климатических условиях на открытом воздухе – воздействие пониженных температур, атмосферных осадков (дождь, снег, град) и ветра (таблица 53).

Таблица 53 – Режим работ на открытой территории в климатическом регионе IA «особый» (работа категории Па - Пб)

Температура воздуха, °С	Скорость ветра, м/с											
	1		2		4		6		8		10	
	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б
-10	не регламентируется <*>											
-15	не регламентируется <*>										154	1
-20	не регламентируется <*>						180	1	130	1	98	2
-25	не регламентируется <*>				150	1	114	1	90	2	72	2
-30	150	1	130	1	103	2	83	2	68	2	63	3
-35	106	1	95	2	79	2	66	3	55	3	47	4
-40	82	2	75	2	64	3	54	3	46	4	40	4
-45	67	3	62	3	53	3	46	4	40	4	35	5

Примечание:

а - продолжительность непрерывного пребывания на холоде, мин.;

б - число 10-минутных перерывов для обогрева за 4-часовой период рабочей смены.

<\*> Отдых по причине физической усталости вследствие возможного перегревания следует проводить в теплом помещении.

*Недостаточная освещенность:*

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение". Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное.

В таблице 54 представлены нормируемые параметры естественного и искусственного освещения.

Таблица 54 - Нормируемые параметры естественного и искусственного освещения

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

#### *Повышенные уровни шума и вибрации*

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

В процессе бурения, рабочие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации. Согласно ГОСТ 12.1.003-01

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

Таблица 55- Уровень звукового давления на буровой

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

Таблица 56 - Предельно допустимые уровни колебательной скорости вибрации

Вибрация	Направление формирования вибрации	Среднегеометрические частоты, Гц									
		1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500
Общая	Вертикальное (по оси)	20 132	7,1 123	2,5 114	1,3 108	1,1 107	1,1 107	1,1 107	1,1 107	-	-
Локальная	по каждой оси	-	-	-	5,0 120	5,0 120	3,5 117	2,5 114	1,8 111	1,3 108	0,9 110

### Запыленность и загазованность

Для контроля запыленности и загазованности используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1005-88 ССБТ "Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования". Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные средства защиты (распираторы, противогазы) и коллективные средства защиты (вентиляция). Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование".

## **5.1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве наклонно-направленной скважины на Ванкорском НГМ**

### **Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.**

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

Источник: механизмы, оборудование и транспортные средства.

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

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

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

Для этого проводят следующие мероприятия:

1. Устанавливают защитные устройства (местные ограждения, крышки, кожуха и прочее).
2. Крупногабаритные перемещающиеся части оборудования и транспортные устройства окрашивают чередующимися под углом 45° полосами желтого и черного цветов, для оповещения об опасности.
3. На наружной стороне ограждений наносят предупреждающий знак опасности по ГОСТ 12.4.026-76.
4. Устанавливают предохранительные и блокирующие устройства предотвращающие поломку деталей станков, самопроизвольное опускание



шпинделей, головок, бабок, поперечен и других частей.

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

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

*Поражения электрическим током:*

Источник: провода и оборудование под напряжением.

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

Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. При опасности возникновения коррозии необходимо предусмотреть дополнительные меры по защите оборудования. Для цифрового и цветового обозначения всех отдельных изолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462. Оборудование относится к электроустановкам с напряжением до 1 кВ. Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

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

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

Также в помещении отсутствует токопроводящая пыль и располагается небольшое количество токопроводящих предметов. Для всех электроустановок используется искусственное заземление, которое необходимо проверять каждые три месяца.

#### *Пожаро-взрывоопасность:*

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

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

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

Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-II (зона, расположенная в помещении, где выделяются горючие пыли или волокна), класс взрывоопасности – 2 (зона, в которых при нормальном режиме работы

оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей только в результате аварии или повреждения технологического оборудования. Категория здания по пожароопасности – В1 (пожароопасное).

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно техническому регламенту. Огнетушители необходимо размещать в заметных и легкодоступных местах, где исключается попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие с нагревательными приборами.

Ручные огнетушители необходимо размещать:

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

- установкой в пожарные шкафы.

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер и номер телефона ближайшей пожарной части. Порядковые номера пожарных щитов и шкафов указывают после следующих буквенных индексов: «ПЩ», «ПК». Пожарный инвентарь необходимо размещать на видных местах, иметь свободный доступ к ним и не препятствовать эвакуации во время пожара.

## **5.2. Экологическая безопасность**

### **5.2.1. Мероприятия по защите атмосферы**

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

- вывод токсичных веществ из помещений общеобменной вентиляцией;

- локализация токсичных веществ в зоне их образования местной вентиляцией, очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах и его возврат в производственной или бытовое помещение, если воздух после очистки в аппарате соответствует нормативным требованиям к приточному воздуху;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования местной вентиляцией, очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах, выброс и рассеивание в атмосфере;
- - очистка технологических газовых выбросов в специальных аппаратах, выброс и рассеивание в атмосфере; в ряде случаев перед выбросом отходящие газы разбавляют атмосферным воздухом;
- очистка отработавших газов энергоустановок, например двигателей внутреннего сгорания, в специальных агрегатах, и выброс в атмосферу или производственную зону.

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

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

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

Таблица 58- Выбросы в атмосферу

Источник	Наименование выбрасываемого вещества	Количество образования (т/год)	Периодичность выбросов
1	2	3	4
Дизеля силового блока (труба выхлопного коллектора)	Диоксид азота	11,0716	На этапе строительного-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Сажа	0,536	
	Диоксид серы	1,3090	
	Оксид углерода	6,8466	
	Бензапирен	$1,5 \cdot 10^{-5}$	
Дизеля насосного блока электростанции (труба выхлопного коллектора)	Диоксид азота	12,8881	На этапе строительного-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Сажа	0,6337	
	Диоксид серы	1,5349	
	Оксид углерода	8,5411	
	Формальдегид	0,1635	
Котельная	Керосин (углеводороды СН)	3,4035	На этапе строительного-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Диоксид азота	4,4844	
	Диоксид серы	12,8433	
	Оксид углерода	3,0679	
	Бензапирен	$1,69 \cdot 10^{-6}$	
Склад ГСМ (емкости)	Мазутная зола (по ванадию)	0,03220	На этапе строительного-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Углеводороды (C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> )	0,3831	
	Углеводороды (C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub> )	0,1582	
	Бензол	0,0021	
	Толуол	0,0012	
Спецтехника (дежурный трактор)	Углеводороды (C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub> )	0,0343	На этапе строительного-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Диоксид азота	0,1703	
	Оксид углерода	0,5346	
	Керосин (углеводороды)	0,2348	

### 5.2.2. Мероприятия по защите гидросферы, литосферы

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

Наиболее прогрессивным направлением утилизации ОБР является их использование в качестве исходного сырья для получения изделий грубой

строительной керамики, в частности, в производстве керамзита и глинистого кирпича. Предпосылкой этого служит компонентный состав ОБР, основу которого составляет высококачественная глина, являющаяся главным компонентом бурового раствора и находящаяся в высокодисперсном состоянии. Глинистая фракция ОБР представлена в подавляющем большинстве случаев глиной высокого качества, что придает такому сырью хорошие технологические свойства.

Несмотря на очевидные преимущества утилизации отходов бурения, самым доступным является их ликвидация путем захоронения. Захоронение отходов бурения в специально отведенных местах предусматривает использование для этих целей шламохранилищ, бросовых земель или оставшихся после разработки карьеров. Такое захоронение сопряжено со значительными транспортными расходами и поэтому экономически невыгодно. В настоящее время в большинстве случаев практикуется захоронение полужидкой массы и не текучего осадка непосредственно в шламовых амбарах на территории буровой после предварительного подсыхания их содержимого. Однако такое захоронение не предотвращает загрязнения природной среды, так как содержащиеся в отходах загрязнители вследствие подвижности и высокой проникающей способности мигрируют в почвогрунты, вызывая в них отрицательные негативные процессы.

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

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

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

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

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

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

Таблица 59- Сточные воды

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

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

#### **Мероприятия по устранению ЧС ГНВП:**

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

Предприятия и организации должны разрабатывать и реализовывать систему оперативного производственного контроля по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов по всему циклу работ, связанных со строительством и эксплуатацией скважины.

В соответствии с Федеральным законом «О промышленной безопасности основных производственных объектов» от 21.07.97 № 116-ФЗ предприятия и организации нефтегазодобывающей промышленности обязаны заключать с профессиональными противofонтанными службами договоры на обслуживание или создавать (в случаях, предусмотренных законодательством) собственные профессиональные аварийно-спасательные службы (формирования). Предприятия и организации могут создавать нештатные аварийно-спасательные формирования из числа своих работников.

#### **Первоочередные действия производственного персонала при возникновении газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов**

Согласно инструкции по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности РД 08-254-98, при появлении признаков поступления пластового флюида в скважину (перелив бурового раствора, увеличение его объема в емкостях, несоответствие расчетного и фактического объемов доливаемого (вытесняемого) раствора при СПО) подается сигнал «Выброс».



При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий. Перед герметизацией канала бурильных труб должны быть сняты показания манометров на стояке и затрубном пространстве.

После закрытия превенторов при газонефтеводопроявлениях необходимо установить наблюдение за возможным возникновением грифонов вокруг скважины.

Ликвидация газонефтеводопроявлений производится с использованием стандартных методов (с учетом фактических условий) под руководством ответственного лица, имеющего необходимую квалификацию.

Первоочередные действия производственного персонала при возникновении открытого фонтана:

- остановить двигатели внутреннего сгорания;
- отключить силовые и осветительные линии электропитания;
- отключить электроэнергию в загазованной зоне;
- потушить технические и бытовые топки, находящиеся вблизи скважины;
- прекратить в газоопасной зоне все огневые работы, курение, а также другие действия, способные вызвать искрообразование;
- обесточить все производственные объекты (трансформаторные будки, станки-качалки, газораспределительные пункты и т.д.), которые могут оказаться в газоопасной зоне;
- оповестить руководство предприятия, противofонтанной службы и пожарной охраны о возникновении открытого фонтана;
- прекратить движение на прилегающих к скважине подъездных дорогах к территории, установить предупреждающие знаки и посты охраны;
- прекратить все работы в опасной зоне и немедленно удалиться за ее пределы;

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

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

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

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

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

- уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше),
- оплачиваемый отпуск, являющийся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней),
- происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада),
- льготы для пенсионного обеспечения,
- бесплатное лечение и оздоровление.

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

Таблица 60 - Нормативно-правовые акты

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

Таблица 61- Нормативно-правовые акты

Номер	Требования безопасности
1	2
ГОСТ 22.9.05-97	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Комплексы средств индивидуальной защиты спасателей. Общие технические требования
ГОСТ 22.9.01-97	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Аварийно-спасательный инструмент и оборудование. Общие технические требования
ГОСТ 22.9.03-97	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Средства инженерного обеспечения аварийно-спасательных работ. Общие технические требования
ГОСТ Р 22.0.01-94	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения
ГОСТ Р 22.0.02-94	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения основных понятий
ГОСТ Р 22.1.01-95	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мониторинг и прогнозирование. Основные положения
ГОСТ Р 22.2.04-94	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные аварии и катастрофы. Метрологическое обеспечение контроля состояния сложных технических систем. Основные положения и правила
ГОСТ Р 22.6.02-95	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мобильные средства очистки поверхностных вод. Общие технические требования
ГОСТ Р 22.8.01-96	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Ликвидация чрезвычайных ситуаций. Общие требования
ГОСТ Р 22.6.02-95	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мобильные средства очистки поверхностных вод. Общие технические требования

### **Заключение**

В выпускной квалификационной работе произведен анализ данных географо-экономических и геологических характеристик района буровых работ. Рассмотрены: газонефтеводоносность месторождения, возможные осложнения. Указаны геофизические исследования в стволе скважины. По полученным данным был произведен расчет пятиинтервального профиля скважины и обоснована ее конструкция. Выбраны и просчитаны данные по углублению скважины. Спроектировано заканчивание скважины. В специальной части рассказывается о преимуществах применения полимеров акриловой кислоты при ликвидации поглощений. При проектировании конструкции скважины были применены современные технико-технологические решения, рассмотрены основные аспекты разделов финансового менеджмента и социальной ответственности.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение. [Текст]: Углеводороды Красноярский край, Туруханский район. – URL: [http://nedradv.ru/mineral/places/mineralobjinfo.cfm?id\\_obj=89410524aade5d65ea62ec919b04e23](http://nedradv.ru/mineral/places/mineralobjinfo.cfm?id_obj=89410524aade5d65ea62ec919b04e23).
- 2 Панфилов, В.П. Ванкорская площадь. [Текст]: Отчёт о результатах сейсмогравведочных работ по методике МОВ ОГТ 2D. – Тверь: Славнефть, 2002.
- 3 Групповой рабочий проект № 605 на строительство эксплуатационных скважин Ванкорского месторождения. [Текст]: Проектная документация. – Томск: ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», 2006.
- 4 Отчёт по разработке Ванкорского месторождения за 2007-2008 год. [Текст]: Отчёт ОАО «Роснефть». – Красноярск: ОАО «Роснефть», 2008.
- 5 Стрельченко, В.В. Геофизические исследования скважин. [Текст]: Учебник для студентов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008.
- 6 Ивакин, Б.Н. Акустический метод исследования скважин. [Текст]: Учебник для студентов. Ивакин Б.Н., Карус Е.В., Кузнецов О.Л. – М.: Недра, 1978.
- 7 Кавернометрия. [Текст]: – URL: [www.uzluga.ru/potrc/Кавернометрия\(КМ\)заключается...скважины/main.html](http://www.uzluga.ru/potrc/Кавернометрия(КМ)заключается...скважины/main.html).
- 8 РД 39-4-220-79. Технические требования на подготовку скважин к проведению геолого-технологического контроля и осуществлению геохимических, геофизических и гидродинамических исследований в бурящихся скважинах. [Текст]: – М.: ВНИИНГ, 1979.
- 9 Ганджумян, Р.А., Расчеты в бурении. [Текст]: Справочное пособие. Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Сердюк Н.И., – М: РГГРУ, 2007.
- 10 Овчинников, В. П. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. [Текст]: Учебник для студентов вузов. – в 5 т. Т. 1 / под общ. ред. В. П. Овчинникова. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014.
- 11 ГОСТ 20692-2003. Долота шарошечные. [Текст]: Технические условия. – М.: ВНИИБТ, 2003.

12 ГОСТ 632-80. Трубы обсадные и муфты к ним. [Текст]: Технические условия. – М.: МЧМ СССР, 1980.

13 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»: [Текст]: Приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101 (ред. от 12.01.2015).

14 Проект производства работ (индивидуальная программа бурения) на скважину № 199 куст № 7 Ванкорского месторождения. [Текст]: Проектная документация. – Красноярск, 2015.

15 ТУ 3 РГ 200-2003. Трубы бурильные утяжелённые сбалансированные спиральные. [Текст]: Технические условия. - М.: 2003.

16 Технология бурения нефтяных и газовых скважин. [Текст]: Учебник для студентов вузов. – в 5 т. Т. 2 / под общ. ред. В. П. Овчинникова. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2014.

17 Технические характеристики Geo-Force. [Текст]: Справочник винтовых забойных двигателей Sperry-Sun. – Хьюстон: 2001.

18 Технические характеристики телесистем MWD. [Текст]: Справочник инженера по телеметрическому сопровождению скважин. – Хьюстон: 2000.

19 Борисов, К.И. Проектирование параметров режима бурения углубления скважины. [Текст]: Учебное пособие. – М.: 2009.

20 Фильтр скважинный ГК «ЗЭРС». [Текст]: – URL: <http://www.zers.ru/catalog/filtry/filtr-skvazhinnyu-fs-fb/>.

21 Методические указания к выполнению лабораторной работы по дисциплине «Заканчивание скважин». [Текст]: – Томск: 2014.

22 РД 39-00147001-767-2000. [Текст]: Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. – М.: ОАО Газпром, 2000.

23 Басарыгин, Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. [Текст]: Учеб. пособие для вузов. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002.

24 Годунов, Е.Б. Крепление скважин, технология бурения нефтяных и газовых скважин. [Текст]: Лекционный материал для студентов. Годунов Е.Б., Баранов А.Н. – Тюмень: ТПУ, 2010.

- 25 Методы оценки качества цементирования обсадных колонн. [Текст]: – URL: <http://studopedia.org/1-25426.html>.
- 26 Инструкция по технологии вызова притока из пласта пенами с использованием эжекторов. [Текст]: Инструкция. – М.: ВНИИТнефть, 2012.
- 27 ГОСТ 2405-88. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры [Текст]: Общие технические условия. – М.: 1988.
- 28 Кустовые буровые установки ООО «Уралмаш НГО Холдинг». – URL: <http://www.uralmash-ngo.com/index.php/2011-07-21-12-48-02/2011-07-21-1249-11/2011-08-04-11-41-45/2011-08-04-11-53-20>.
- 29 Инновационные технологии в строительстве газовых скважин «Нефтегазовая вертикаль». [Текст]: XXXVII научно-практическая конференция Ассоциации Буровых Подрядчиков «Инновационные решения в бурении нефтяных и газовых скважин». – М.: 2007.
- 30 Rotary Steerable Drilling Systems Directory. Offshore, April 2009.
- 31 Гибридная роторная управляемая система бурения - сочетание лучшего. [Текст]: Журнал «Нефтегазовое обозрение» том 23. – М.: 2012.
- 32 Новосельцев, Д.И. Проблемы геологии и освоения недр. Т. 2. [Текст]: Студенческий чаптер международного общества инженеров-нефтяников. – Томск: 2015.
- 33 Акбулатов, Т.О. Роторные управляемые системы. [Текст]: Учебное пособие. Акбулатов Т.О., Левинсон Л.М., Хасанов Р.А. – Уфа: УГНТУ, 2006.
- 34 Технология высокопроизводительного бурения. [Текст]: Презентационный материал «Обзор технологий Halliburton», – М.: 2012.
- 35 Система «Geo-Span». [Текст]: Справочник инженера по телеметрическому сопровождению скважин. – Хьюстон: 2000.
- 36 ГОСТ 13862-90. Оборудование противовыбросовое. [Текст]: Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции. – М.: 1990.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А



## **ПРИЛОЖЕНИЕ Б**

## **ПРИЛОЖЕНИЕ В**

**ПРИЛОЖЕНИЕ Г**  
Сметный расчет № 3.1. Бурение скважины

№ расценки по ЕРЕР и коэффициенты, другие обособляющие источники	Наименование работ или затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы к бурению		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Открытый ствол	
			всего	количество	всего	количество	всего	количество	всего	количество	всего	количество	всего
			в т.ч. основная зарплата рабочих		в т.ч. основная зарплата рабочих								
49.2-2006	Повременная зарплата бур. бригады при глубине скв. от 1500 м до 4000 м вахта 4 человек	сут	125,87	2	252	-	-	-	-	-	-	-	-
49,2-2003	Сдельная зарплата бур. бригады при глубине скв. 1500 м до 4000 м вахта 4 человек	сут	134,61	-	-	1,8	152	-	-	-	-	6,3	1010
49,2-2003 k <sub>1</sub> =1,25	Сдельная зарплата бур. бригады при глубине скв. 1500 м до 4000 м вахта 4 человек	сут	168,26	-	-	-	-	5,5	739	12,5	3074	-	-
49,2-2056	Сдельная зарплата слесаря, 1 смена, экспл. бурение	сут	8,62	-	-	1,8	10	5,5	38	12,5	157	6,3	65
49,2-2059	Повременная без пометровой оплаты, зарплата слесаря, 1 смена экспл. бурение	сут	8,07	2	16	-	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение сметного расчета № 3.1. Бурение скважины

№ расценки по ЕРЕР и коэффициенты, другие обособляющие источники	Наименование работ или затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы к бурению		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Открытый ствол		
			всего	количество	всего	количество	всего	количество	всего	количество	всего	количество	всего	количество
			в т.ч. основная зарплата рабочих		в т.ч. основная зарплата рабочих		в т.ч. основная зарплата рабочих		в т.ч. основная зарплата рабочих		в т.ч. основная зарплата рабочих		в т.ч. основная зарплата рабочих	
49,2-2056-1	Сдельная зарплата электромонт, 1смена экспл.бурение	сут	12,93	-	-	1,8	15	-	-	-	-	6,3	97	
49,2-2059-1	Повременная без пометр. оплаты, зарплата электромонтера, 1 смена экспл.бурени	сут	12,11	2	24	-	-	-	-	-	-	-	-	
49,2-2337	Диз.топливо комплекта ДВС передвижных эл/станций, гл.скв. до 2500 м, скорость 1500 м/ст-мес	сут	7,32	2	15	1,8	8	5,5	32	12,5	134	6,3	55	
49,2-2337-1	Смаз. Матер. комплекта ДВС передвижных эл/станций, гл.скв. до 2500 м, скорость 1500 м/ст-мес	сут	1,22	2	2	1,8	1	5,5	5	12,5	22	6,3	9	
Ср. № 3.1.5	Основная плата за заявленную мощность при бурении	сут	133,33	2	267	1,8	151	-	-	-	-	-	-	
Ср. № 3.1.5	Основная плата за заявленную мощность при бурении	сут	208,77	-	-	-	-	5,5	917	12,5	3814	6,3	1566	
Ср. № 3.1.5	Дополнительная плата за эл/энергию при подготовит. работах к бурению	сут	20,1	2	40	-	-	-	-	-	-	-	-	
Ср. № 3.1.5	Дополнительная плата за эл/энергию при бурении	сут	73,49	-	-	1,8	83	5,5	323	12,5	1343	6,3	551	

Продолжение сметного расчета № 3.1. Бурение скважины

№ расценки по ЕРЕР и коэффициенты, другие обособывающие источники	Наименование работ или затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы к бурению		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Открытый ствол		
			всего	количество	всего	количество	всего	количество	всего	количество	всего	количество	всего	количество
			в т.ч. основная зарплата рабочих		в т.ч. основная зарплата рабочих		в т.ч. основная зарплата рабочих		в т.ч. основная зарплата рабочих		в т.ч. основная зарплата рабочих		в т.ч. основная зарплата рабочих	
Ср. № 09-01	Плата за реактивную эл/энергию	кв.с	0,06	8	-	22	1	90	5	369	22	87	5	
49,2-2387	Материалы и запчасти в экспл.бурении ротором или электробуром гл.скв.до 2500 м	сут	211,53	2	423	-	-	-	-	-	-	-	-	
49,2-2387	Материалы и запчасти в экспл.бурении ротором или электробуром гл.скв.до 2500 м	сут	423,05	-	-	1,8	478	5,5	1857	12,5	7729	-	-	
Ср №2.1.2	Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.	сут	290	2	580	1,8	328	5,5	1273	-	-	6,3	2175	
Ср №2.1.2	Капитальный ремонт бурового оборудования, при бурении, креплении, испытании скв.	сут	139,99	2	280	1,8	158	5,5	615	-	-	-	-	
Ср №2.1.2	Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.	сут	294,52	-	-	-	-	-	-	12,5	5381	-	-	
Ср №2.1.2	Капитальный ремонт бурового оборудования, при бурении, креплении, испытании скв.	сут	142,36	-	-	-	-	-	-	12,5	2601	-	-	

Продолжение сметного расчета № 3.1. Бурение скважины

№ расценки по ЕРЕР и коэффициенты, другие обособляющие источники	Наименование работ или затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы к бурению		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Открытый ствол		
			всего	количество	всего	количество	всего	количество	всего	количество	всего	количество	всего	количество
			в т.ч. основная зарплата рабочих		в т.ч. основная зарплата рабочих		в т.ч. основная зарплата рабочих		в т.ч. основная зарплата рабочих		в т.ч. основная зарплата рабочих		в т.ч. основная зарплата рабочих	
Ср №2.1.2	Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.	сут	458,74	-	-	-	-	-	-	-	-	6,3	3441	
Ср №2.1.2	Капитальный ремонт бурового оборудования, при бурении, креплении, испытании скв.	сут	246,48	-	-	-	-	-	-	-	-	6,3	1849	
49,2-2558 k <sub>1</sub> =0,7	Износ бурового инструмента	сут	18,52	2	37	1,8	21	5,5	81	12,5	338	6,3	139	
49,2-2560 k <sub>1</sub> =0,7	Износ ловильного инструмента экспл.бурение	сут	5,02	-	-	1,8	6	5,5	22	12,5	92	6,3	38	
49,2-2571	Износ бурильных труб	сут	294,02	-	-	1,8	332	5,5	1291	12,5	5372	-	-	
49,2-2571	Износ бурильных труб	сут	479,45	-	-	-	-	-	-	-	-	6,3	3596	
49,2-2594	Содержание буров. оборудования, эл/эн., экспл. бурение 1000≤V<1500 м/ст.мес	сут	$\frac{133,96}{33,96}$	2	$\frac{268}{68}$	1,8	$\frac{150}{37}$	5,5	$\frac{588}{149}$	12,5	$\frac{2447}{615}$	6,3	$\frac{1005}{166}$	
49,2-2640	Содержание ср-в контроля, диспетч.и упр-я проц.бур, 1000≤V<1500 м/ст.мес	сут	$\frac{68,11}{4,19}$	2	$\frac{136}{8}$	1,8	$\frac{77}{5}$	5,5	$\frac{300}{18}$	12,5	$\frac{1233}{76}$	6,3	$\frac{332}{21}$	
49,2-2665 k <sub>1</sub> =1822	Содержание бурильных труб	сут	$\frac{17,91}{3,16}$	2	$\frac{36}{6}$	1,8	$\frac{20}{4}$	5,5	$\frac{79}{14}$	12,5	$\frac{324}{57}$	6,3	$\frac{87}{16}$	

Продолжение сметного расчета № 3.1. Бурение скважины

№ расценки по ЕРЕР и коэффициенты, другие обособывающие источники	Наименование работ или затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы к бурению		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Открытый ствол	
			всего	количество	всего	количество	всего	количество	всего	количество	всего	количество	всего
			в т.ч. основная зарплата рабочих		в т.ч. основная зарплата рабочих		в т.ч. основная зарплата рабочих		в т.ч. основная зарплата рабочих		в т.ч. основная зарплата рабочих		в т.ч. основная зарплата рабочих
49,2-2698	Содержание электробуровой техники, экспл.бурение 1000≤V<1500 м/ст.мес	сут	$\frac{241,55}{22,78}$	-	-	-	-	5,5	$\frac{1063}{100}$	12,5	$\frac{4372}{412}$	-	-
49-2619 k <sub>1</sub> =1,59	Содержание телеметрической системы	сут	$\frac{108,44}{3,73}$	-	-	-	-	-	-	-	-	6,3	$\frac{1388}{48}$
Рас.№2	Вода техническая	сут	3,82	2	6	1,8	4	5,5	17	12,5	69	-	-
Пр.№ 24-19-57	Глинопорошок	т	101,16	-	-	16,8	1699	39,7	4018	-	-	-	-
Пр.№ 05-01	Сода кальцинированная	т	174,13	-	-	0,18	31	0,43	75	-	-	-	-
Рас.№5	Нефть	т	80,42	-	-	-	-	-	-	-	-	68	5469
	КМЦ	т	2552,9	-	-	0,3	766	0,71	1813	-	-	-	-
	Крахмал	т	1576,8	-	-	-	-	-	-	4,6	7253	-	-
	Сонбур-1101	т	1297	-	-	-	-	0,71	921	1,53	1985	-	-
	Гликойл	т	247,28	-	-	-	-	-	-	4,6	1137	-	-
Пр.№ 05-01	Карбонат кальция	т	190,71	-	-	-	-	-	-	4,6	877	-	-
Пр.№ 05-01	Хлористый калий	т	86,23	-	-	-	-	-	-	7,66	661	-	-
Рас.№5	Биополимер	т	32006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Рас.№5	ПАВ ПКД-515	т	1869,9	-	-	-	-	-	-	3,06	5722	-	-
Итого по затратам, зависящим от времени		-	-	-	$\frac{2116}{104}$	-	$\frac{4341}{46}$	-	$\frac{15479}{281}$	-	$\frac{53769}{1160}$	-	$\frac{21521}{251}$
Всего по затратам		-	101997										
Пр. № 01-14	Износ шурфа 10% ст.д. 244,5×8,9 мм	м	2,96	-	-	15	44	-	-	-	-	-	-
Пр. № 01-14	Износ шурфа 10% ст.д. 323,9×9,5мм	м	3,34	-	-	17	57	-	-	-	-	-	-

Продолжение сметного расчета № 3.1. Бурение скважины

№ расценки по ЕРЕР и коэффициенты, другие обособляющие источники	Наименование работ или затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы к бурению		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Открытый ствол		
			всего	количество	всего	количество	всего	количество	всего	количество	всего	количество	всего	количество
			в т.ч. основная зарплата рабочих		в т.ч. основная зарплата рабочих		в т.ч. основная зарплата рабочих		в т.ч. основная зарплата рабочих		в т.ч. основная зарплата рабочих		в т.ч. основная зарплата рабочих	
Пр. № 19-03	Долото III-490 С-ЦВ	шт.	1020,6	-	-	0,35	357	-	-	-	-	-	-	
	Долото III-393,7 С-ЦВ	шт.	962,84	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Долото III-295,3 СЗ-ГНУ-R23	шт.	1736,3	-	-	-	-	1,48	2570	-	-	-	-	
	Долото III-215,9 СЗ-ГАУ-R53	шт.	1011,8	-	-	-	-	-	-	1,62	1639	-	-	
	Долото III-215,9 ТЗ-ГАУ-R40	шт.	1180,7	-	-	-	-	-	-	2,48	2928	-	-	
	Долото III-142,9 СЗ-ГАУ-R239	шт.	2342,2	-	-	-	-	-	-	-	-	2,5	5855	
Справка БК	Калибратор Д-490 мм	шт.	3054	-	-	0,08	244	-	-	-	-	-	-	
	Калибратор Д-393,7 мм	шт.	2939	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Калибратор Д-295,3 мм	шт.	2675	-	-	-	-	0,53	1418	-	-	-	-	
	Калибратор Д-215,9 мм	шт.	2211	-	-	-	-	-	-	2,04	4510	-	-	
	Калибратор Д-214 мм	шт.	2211	-	-	-	-	-	-	0,73	1614	-	-	
	Калибратор Д-142,9 мм	шт.	1475	-	-	-	-	-	-	-	-	0,7	1018	
	Центратор Д-458 мм	шт.	219	-	-	0,01	22	-	-	-	-	-	-	
	Центратор Д-371,0-374,6 мм	шт.	206	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Центратор Д-283-290,2 мм	шт.	206	-	-	-	-	0,66	136	-	-	-	-	
Центратор Д-209,2-211,0 мм	шт.	197	-	-	-	-	-	-	1,4	276	-	-		
Итого по затратам, зависящим от объема работ		-	-	-	-	-	724	-	4124	-	10967	-	6873	
Всего по затратам		-	23652											
Всего по сметному расчету		-	125649											



**ПРИЛОЖЕНИЕ Д**  
Сметный расчет № 3.1. Крепление скважины

№ расценки по ЕРЕР и коэффициенты, другие обособляющие источники	Наименование работ или затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		
			всего	количество	всего	количество	всего	количество	всего	количество
			в т.ч. основная зарплата рабочих		в т.ч. основная зарплата рабочих		в т.ч. основная зарплата рабочих		в т.ч. основная зарплата рабочих	
Затраты, зависящие от времени										
49,2-2003	Сдельная зарплата бур.бригады при глубине скв.1500 м до 4000 м вахта 4 человек	сут	134,61	0,8	162	-	-	-	-	
49,2-2003 k <sub>1</sub> =1,25	Сдельная зарплата бур.бригады при глубине скв.1500 м до 4000 м вахта 4 человек	сут	168,26	-	-	2,1	202	3,9	337	
49,2-2056	Сдельная зарплата слесаря, 1 смена, экспл.бурение	сут	8,62	0,8	10	2,1	9	3,9	38	
49,2-2056-1	Сдельная зарплата электромонт, 1смена экспл.бурение	сут	12,93	0,8	16	2,1	16	3,9	26	
49,2-2337	Диз.топливо комплекта ДВС передвижных эл/станций, гл.скв. до 2500 м, скорость 1500 м/ст-мес	сут	7,32	0,8	9	2,1	9	3,9	15	
49,2-2337-1	Смаз. Матер. комплекта ДВС передвижных эл/станций, гл.скв. до 2500 м, скорость 1500 м/ст-мес	сут	1,22	0,8	1	2,1	1	3,9	2	
Ср. № 3.1.5	Основная плата за заявленную мощность при бурении	сут	133,33	-	-	-	-	-	-	
Ср. № 3.1.5	Основная плата за заявленную мощность при бурении	сут	208,77	0,8	251	2,1	251	3,9	418	
Ср. № 3.1.5	Дополнительная плата за эл/энергию при бурении	сут	73,49	0,8	88	2,1	88	3,9	147	
49,2-2387	Материалы и запчасти в экспл.бурении ротором или электробуром гл.скв.до 2500 м	сут	211,53	0,8	50	2,1	508	3,9	846	
Ср №2.1.2	Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.	сут	290	0,8	348	2,1	348	3,9	580	

Продолжение сметного расчета № 3.1. Крепление скважины

N расценки по ЕРЕР и коэффициенты, другие обособляющие источники	Наименование работ или затрат	Единица измерения	Стои-мость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна	
			всего	количество	всего	количество	всего	количество	всего
Ср №2.1.2	Капитальный ремонт бурового оборудования, при бурении, креплении, испытании скв.	сут	139,99	0,8	168	2,1	168	3,9	280
Ср №2.1.2	Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.	сут	294,52	-	-	-	-	-	-
Ср №2.1.2	Капитальный ремонт бурового оборудования, при бурении, креплении, испытании скв.	сут	142,36	-	-	-	-	-	-
49,2-2558 k <sub>1</sub> =0,7	Износ бурового инструмента	сут	18,52	0,8	22	2,1	22	3,9	37
49,2-2560 k <sub>1</sub> =0,7	Износ ловильного инструмента экспл.бурение	сут	5,01	0,8	6	2,1	6	3,9	10
49,2-2594	Содержание буров. оборудования, эл/эн.,экспл.бурение 1000≤V<1500 м/ст.мес	сут	$\frac{133,96}{33,96}$	0,8	161/41	2,1	161/41	3,9	268/68
49,2-2640	Содержание ср-в контроля, диспетч.и упр-я проц.бур, 1000≤V<1500 м/ст.мес	сут	68,11/4,19	0,8	82/5	2,1	82/5	3,9	136/8
49,2-2665 k <sub>1</sub> =1822	Содержание бурильных труб	сут	17,91/3,16	0,8	21/4	2,1	21/4	3,9	36/6
49,2-2698	Содержание электробуровой техники, экспл.бурение 1000≤V<1500 м/ст.мес	сут	$\frac{241,55}{22,78}$	-	-	2,1	290/27	3,9	483/46
Рас.№2	Вода техническая	сут	3,82	0,8	5	2,1	5	3,9	8
Пр. № 19-03	Долото Ш-393,7 С-ЦВ	шт.	962,84	-	-	0,1	96	-	-
	Долото Ш-295,3 СЗ-ГНУ-R23	шт.	1736,3	-	-	-	-	0,1	174
	Долото Ш-215,9 СЗ-ГАУ-R53	шт.	1011,8	-	-	-	-	-	-
	Долото Ш-142,9 СЗ-ГАУ-R239	шт.	91,55	-	-	-	-	-	-
Пр. № 24-18-57	Башмак колонный БК-426	шт.	167,83	1	168	-	-	-	-
	Пробка ПП-407×426	шт.	174,48	1	174	-	-	-	-
	Башмак колонный БК-324	шт.	122,96	-	-	1	123	-	-
	Пробка ПП-324×351	шт.	280,82	-	-	1	281	-	-

Продолжение сметного расчета № 3.1. Крепление скважины

N расценки по ЕРЕР и коэффициенты, другие обособывающие источники	Наименование работ или затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна	
			всего	количество	всего	количество	всего	количество	всего
			в т.ч. основная зарплата рабочих		в т.ч. основная зарплата рабочих		в т.ч. основная зарплата рабочих		в т.ч. основная зарплата рабочих
Пр. № 24-18-57	Башмак колонный БК-245	шт.	89,73	-	-	-	-	1	90
	Клапан обратный ЦКОД-245-2	шт.	157,86	-	-	-	-	1	158
	Пробка ПП-245	шт.	222,66	-	-	-	-	1	223
	Центратор ЦЦ-4-245/295	шт.	29,58	-	-	-	-	5	148
	Башмак колонный БК-168	шт.	60,65	-	-	-	-	-	-
	Клапан обратный ЦКОД-168-1	шт.	126,29	-	-	-	-	-	-
	Пробка ПП-168	шт.	83,08	-	-	-	-	-	-
	Центратор ЦЦ-2-168/216	шт.	29,08	-	-	-	-	-	-
	Турбулизатор ЦТ-168/212-216	шт.	11,63	-	-	-	-	-	-
Итого по затратам, зависящим от времени		-	-	-	2128/51	-	2688/77	-	4439/128
Всего по затратам		-	17054						
Затраты, зависящие от объема работ									
Пр. № 01-14	Обсадные трубы ст. д 426×11 мм	м	49,58	50	2479	-	-	-	-
Пр. № 01-14	Обсадные трубы ст. д 323,9×8,5 мм	м	59,31	-	-	130	7710	-	-
Пр. № 01-14	Обсадные трубы ст. д 244,5×8,9 мм	м	45,43	-	-	-	-	460	20898
Пр. № 01-14	Обсадные трубы ст. д 244,5×7,3 мм	м	28,81	-	-	-	-	-	-
49,2-2670	Содержание обсадных труб	тр	5,7/1,51	5	29/8	13	74/20	46	262/69
Рас.№ 5	Смазка для резьбовых соединений	т	4452,2	0,01	4	0,01	13	0,01	31
Пр. № 06-01	Портландцемент тампонажный ПЦТ-ДО-50	т	77,98	9,25	721	12,4	967	22,9	1783
Пр. № 05-01	Кальций хлористый сорт I	т	729,67	0,27	197	0,37	270	0,15	109
Рас.№ 5	Крепль-1	т	4303,7	-	-	-	-	-	-
Рас.№ 5	ПАВ ПКД-515	т	1869,9	-	-	-	-	0,02	37
Пр.№ 05-01	Сода кальцинированная	т	174,13	0,07	12	0,07	12	-	-
49,2-2760	Заливка колонны , тампонажный цех, эксп. бурение	а/о	$\frac{109,26}{44}$	1	109/25	1	109/25	3	328/76

Продолжение сметного расчета № 3.1. Крепление скважины

№ расценки по ЕРЕР и коэффициенты, другие обособляющие источники	Наименование работ или затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		
			всего	количество	всего	количество	всего	количество	всего	количество
			в т.ч. основная зарплата рабочих		в т.ч. основная зарплата рабочих		в т.ч. основная зарплата рабочих		в т.ч. основная зарплата рабочих	
49,2-2805-1	Пробег цементировочного агрегата, группа дорог 1 и городская	км	0,49	448	220	448	220	896	439	
49,2-2806-1	Пробег цементировочного агрегата, группа дорог 2	км	0,61	80	49	80	49	160	98	
49,2-2807	Пробег цементировочного агрегата, группа дорог 3	км	0,82	40	33	40	33	80	66	
49,2-2767	Работа ЦСМ	ч	27,98/5,39	1,1	31/6	1,13	32/6	-	-	
49,2-2771	Затворение цемента	т	6,16/1,19	-	-	-	-	22,9	141/27	
49,2-2805-1	Пробег ЦСМ, группа дорог 1 и городская	км	0,49	224	110	224	110	448	220	
49,2-2806-1	Пробег ЦСМ, группа дорог 2	км	0,61	40	24	40	24	80	49	
49,2-2807	Пробег ЦСМ, группа дорог 3	км	0,82	20	16	20	16	40	33	
49,2-2767	Работа СКЦ-2М	а/о	69,96/13,8	-	-	-	-	1	70/14	
49,2-2805-1	Пробег СКЦ-2М, группа дорог 1 и городская	км	0,49	-	-	-	-	224	110	
49,2-2806-1	Пробег СКЦ-2М, группа дорог 2	км	0,61	-	-	-	-	40	24	
49,2-2807	Пробег СКЦ-2М, группа дорог 3	км	0,82	-	-	-	-	20	16	
49,2-2763	Работа осреднительной техники	а/о	98,11/23,7	-	-	-	-	1	98/24	
49,2-2805-1	Пробег ОЕ, группа дорог 1 и городская	км	0,49	-	-	-	-	224	110	
49,2-2806-1	Пробег ОЕ, группа дорог 2	км	0,61	-	-	-	-	40	24	
49,2-2807	Пробег ОЕ, группа дорог 3	км	0,82	-	-	-	-	20	16	
49,2-2796-1	Содержание ППУ-1600/100-1	ч	13,86/1,81	1,52	21/3	1,48	21/3	2,42	34/4	
49,2-2805-1	Пробег ОЕ, группа дорог 1 и городская	км	0,29	224	65	224	65	224	65	
49,2-2806-1	Пробег ОЕ, группа дорог 2	км	0,36	40	14	40	14	40	14	
49,2-2807	Пробег ОЕ, группа дорог 3	км	0,48	20	10	20	10	20	10	
	Опрессовка колонны	а/о	43,81/10,2	-	-	-	-	3	131/31	
49,2-2805-1	Пробег цементировочного агрегата, группа дорог 1 и городская	км	0,49	-	-	-	-	672	329	
49,2-2806-1	Пробег цементировочного агрегата, группа дорог 2	км	0,61	-	-	-	-	120	73	
49,2-2807	Пробег цементировочного агрегата, группа дорог 3	км	0,82	-	-	-	-	60	49	
Пр. № 06-01	Портландцемент тампонажный ПЦТ-ДО-50	т	77,98	-	-	-	-	-	-	
Пр. № 24-19	Глинопорошок	т	116,08	-	-	-	-	-	-	

Продолжение сметного расчета № 3.1. Крепление скважины

N расценки по ЕРЕР и коэффициенты, другие обособывающие источники	Наименование работ или затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна	
			всего	количество	всего	количество	всего	количество	всего
			в т.ч. основная зарплата рабочих		в т.ч. основная зарплата рабочих				
Справка БК	Опилки	т	20	-	-	-	-	-	-
Справка БК	Резиновая крошка	т	210	-	-	-	-	-	-
Пр. № 05-01	Кальций хлористый сорт I	т	729,67	-	-	-	-	-	-
Пр. № 24-19	ФХЛС	т	515,74	-	-	-	-	-	-
Рас. № 5	БРЭГ-2	т	280,12	-	-	-	-	-	-
Пр. № 05-01	КМЦ-М-карбоалюминат	т	2552,9	-	-	-	-	-	-
Пр. № 05-01	Алюминат сернокислый	т	227,2	-	-	-	-	-	-
Пр. № 05-01	Полиакриламид	т	3814,8	-	-	-	-	-	-
Пр. № 05-01	Сода кальцинированная	т	174,13	-	-	-	-	-	-
Пр. № 05-01	Натр едкий водный	т	248,75	-	-	-	-	-	-
49,2-2805-1	Пробег цементировочного агрегата, группа дорог 1 и городская	км	0,49	-	-	-	-	-	-
49,2-2806-1	Пробег цементировочного агрегата, группа дорог 2	км	0,61	-	-	-	-	-	-
49,2-2807	Пробег цементировочного агрегата, группа дорог 3	км	0,82	-	-	-	-	-	-
49,2-2765	Работа цементировочного агрегата	ч	25,77/6	-	-	-	-	-	-
49,2-2767	Работа ЦСМ	ч	27,98/5,39	-	-	-	-	-	-
Итого по затратам, зависящим от объема работ		-	-	-	4294/42	-	9899/54	-	25969/245
Всего по затратам		-	108701						
Всего по сметному расчету		-	125755						