

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

---

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

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3120 метров на газовом месторождении (Тюменская область)</b>

УДК 622.243.22:622.143:622.276(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Нугманов Рамиль Закарьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

Томск – 2018г.

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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

Инженерная школа природных ресурсов  
Специальность Нефтегазовое дело 21.03.01  
Отделение нефтегазового дела

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

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

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б3Б	Нугманову Рамилю Закарьевичу

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3120 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b> <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p><b>Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Тюменская область), с ожидаемым притоком <math>Q = 150</math> м<sup>3</sup>/сутки</b></p>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p><b>- Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины;</b> <b>- Обоснование конструкции скважины</b> (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); <b>- Углубление скважины:</b> (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины,</p>

	<p>технические средства и режимы бурения при отборе керна;</p> <p><b>- Проектирование процессов заканчивания скважин</b></p> <p>(Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин);</p> <p><b>- Выбор буровой установки.</b></p> <p><b>- Совершенствование колонных башмаков</b></p>
--	---

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

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

**1. Общая и геологическая часть**

**2. Технологическая часть**

**3.**

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

**5. Социальная ответственность**

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	15.02.2018г
---	-------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Нугманов Рамиль Закарьевич		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит. Ключевые слова: разведочная скважина, буровая установка, режим бурения, буровой раствор, профиль скважины, обсадная колонна.

Объектом исследования является разведочная скважина месторождения Западной Сибири.

Цель работы – проектирование строительства разведочной скважины на Н месторождении.

В процессе исследования проводились рассмотрены вопросы, связанные с технологией турботорного бурения разведочной скважины.

В результате исследования был составлен проект на строительство разведочной скважины на нефть глубиной 3120 м на нефтяном месторождении(Тюменская область).

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: спроектирована конструкция и технология проводки скважины глубиной 3120 метров.

Степень внедрения: работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин.

Область применения: Расчет, обоснование проектирование вертикальной скважины для конкретных геологических условий.

Экономическая эффективность/значимость работы расчет нормативных карт по повышению ТЭП предприятия.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>13</b>
<b>1. Общая и геологическая часть .....</b>	<b>14</b>
<b>1.1 Геологические условия бурения скважины .....</b>	<b>14</b>
<b>1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)....</b>	<b>14</b>
<b>1.3 Зоны возможных осложнений .....</b>	<b>14</b>
<b>2. Технологическая часть проекта.....</b>	<b>15</b>
<b>2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины .....</b>	<b>15</b>
<b>2.2 Обоснование конструкции скважины .....</b>	<b>15</b>
<b>2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин .....</b>	<b>15</b>
<b>2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....</b>	<b>16</b>
<b>2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска .....</b>	<b>16</b>
<b>2.2.4 Выбор интервалов цементирования .....</b>	<b>17</b>
<b>2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....</b>	<b>17</b>
<b>2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн .....</b>	<b>19</b>
<b>2.3. Углубление скважины .....</b>	<b>19</b>
<b>2.3.1 Выбор способа бурения .....</b>	<b>19</b>
<b>2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента .....</b>	<b>20</b>
<b>2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород .....</b>	<b>21</b>
<b>2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....</b>	<b>22</b>
<b>2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....</b>	<b>23</b>
<b>2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны .....</b>	<b>24</b>
<b>2.3.7.Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов .....</b>	<b>24</b>
<b>2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....</b>	<b>31</b>

2.3.9	Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	31
2.4	Проектирование процессов заканчивания скважин .....	33
2.4.1	Расчет обсадных колонн на прочность.....	33
2.4.1.1	Исходные данные для расчета действующих нагрузок .....	33
2.4.1.2	Расчет наружных избыточных давлений.....	33
2.4.1.3	Расчет внутренних избыточных давлений .....	35
2.4.1.4	Конструирование обсадной колонны по длине.....	37
2.4.2	Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны.....	38
2.4.2.1	Обоснование способа цементирования.....	38
2.4.2.2	Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости.....	39
2.4.2.2	Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости.....	40
2.4.2.3	Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора .....	40
2.4.4	Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	42
2.4.3	Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	43
2.4.4	Проектирование процесса испытания и освоения скважины.....	44
2.4.4.1	Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта .....	44
2.4.4.2	Проектирование пластоиспытателя .....	45
2.4.4.3	Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования.....	46
2.5	Выбор буровой установки.....	47
3.	Совершенствование колонных башмаков.....	48
3.1	Башмак колонный типа БКМ.....	48

<b>3.2 Башмак клапан.....</b>	<b>48</b>
<b>3.3 Башмак колонный с возможностью вращения БК-Вр .....</b>	<b>49</b>
<b>3.4 Механический прорабатывающий башмак .....</b>	<b>49</b>
<b>3.5 Колонный башмак TURBOShoe.....</b>	<b>50</b>
<b>3.6 Башмак прорабатывающий GRS .....</b>	<b>51</b>
<b>4.Организационно-экономическая часть .....</b>	<b>53</b>
<b>4.1 Структура и организационные формы работы ОАО «Сургутнефтегаз» .....</b>	<b>53</b>
<b>4.1.1 Организационная структура управления предприятием.....</b>	<b>54</b>
<b>4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение .....</b>	<b>55</b>
<b>4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции .....</b>	<b>57</b>
<b>4.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей .....</b>	<b>59</b>
<b>4.2.4. Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....</b>	<b>59</b>
<b>4.2.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки ..</b>	<b>59</b>
<b>4.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы.....</b>	<b>61</b>
<b>4.2.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами.....</b>	<b>61</b>
<b>4.2.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ .....</b>	<b>62</b>
<b>4.3 Линейный календарный график выполнения работ .....</b>	<b>65</b>
<b>4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины .....</b>	<b>66</b>
<b>4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины .....</b>	<b>66</b>
<b>4.5 Расчет технико-экономических показателей .....</b>	<b>67</b>
<b>5. Социальная ответственность .....</b>	<b>71</b>
<b>5.1.Производственная безопасность .....</b>	<b>71</b>

<b>5.2. Анализ вредных факторов производственной среды .....</b>	<b>71</b>
<b>5.2.1. Недостаточная освещенность рабочей зоны .....</b>	<b>71</b>
<b>5.2.2. Повышенный уровень шума .....</b>	<b>72</b>
<b>5.2.3. Повышенный уровень вибрации .....</b>	<b>72</b>
<b>5.2.4 Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу .....</b>	<b>73</b>
<b>5.2.5. Отклонение параметров климата на открытом воздухе .....</b>	<b>74</b>
<b>5.3 Анализ опасных факторов .....</b>	<b>74</b>
<b>5.3.1 Пожарная безопасность .....</b>	<b>74</b>
<b>5.3.2 Электробезопасность .....</b>	<b>76</b>
<b>5.3.3. Движущиеся машины и механизмы .....</b>	<b>76</b>
<b>5.3.4 Экологическая безопасность .....</b>	<b>76</b>
<b>5.4 Безопасность в ЧС .....</b>	<b>79</b>
<b>5.5. Правовые и организационные мероприятия .....</b>	<b>80</b>
<b>Заключение .....</b>	<b>84</b>
<b>Список литературы .....</b>	<b>85</b>
<b>Приложение А. 1 .....</b>	<b>86</b>
<b>(Обязательное) .....</b>	<b>86</b>
<b>Стратиграфический разрез скважины .....</b>	<b>86</b>
<b>Приложение А. 2 .....</b>	<b>87</b>
<b>(Обязательное) .....</b>	<b>87</b>
<b>Литологическая характеристика разреза скважин .....</b>	<b>87</b>
<b>Приложение А. 3 .....</b>	<b>88</b>
<b>(Обязательное) .....</b>	<b>88</b>
<b>Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины .....</b>	<b>88</b>
<b>Приложение А. 4 .....</b>	<b>89</b>

<b>(Обязательное)</b> .....	<b>89</b>
<b>Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины</b> .....	<b>89</b>
<b>Приложение Б</b> .....	<b>90</b>
<b>Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)</b> .....	<b>90</b>
<b>Приложение В.1</b> .....	<b>91</b>
<b>Водоносность</b> .....	<b>91</b>
<b>Приложение В.2</b> .....	<b>92</b>
<b>Поглощение бурового раствора</b> .....	<b>92</b>
<b>Приложение В.3</b> .....	<b>93</b>
<b>Осопи и обвалы</b> .....	<b>93</b>
<b>Приложение В.4</b> .....	<b>94</b>
<b>Нефтегазоводопроявления</b> .....	<b>94</b>
<b>Приложение В.5</b> .....	<b>95</b>
<b>Прочие возможные осложнения</b> .....	<b>95</b>
<b>Приложение В.5</b> .....	<b>96</b>
<b>Прихватоопасные зоны</b> .....	<b>96</b>
<b>Приложение Г</b> .....	<b>97</b>
<b>Совмещенный график давлений</b> .....	<b>97</b>
<b>Приложение Д</b> .....	<b>98</b>
<b>Конструкция скважины</b> .....	<b>98</b>
<b>Приложение Е</b> .....	<b>99</b>
<b>Таблица Е.1-КНБК для бурения секции</b> .....	<b>99</b>
<b>Приложение Ж</b> .....	<b>101</b>
<b>Компонентный состав полимерглинистого раствора</b> .....	<b>101</b>

<b>Приложение И.....</b>	<b>102</b>
<b>Компонентный состав полимерглинистого раствора .....</b>	<b>102</b>
<b>Приложение К.....</b>	<b>103</b>
<b>Компонентный состав полимерного (инкапсулированного) раствора.....</b>	<b>103</b>
<b>Приложение Л.....</b>	<b>104</b>
<b>Компонентный состав KCL/полимерного (биополимерного) раствора ....</b>	<b>104</b>
<b>Приложение М.1 .....</b>	<b>105</b>
<b>Гидравлические показатели промывки скважины .....</b>	<b>105</b>
<b>Приложение М.2 .....</b>	<b>106</b>
<b>Режим работы буровых насосов.....</b>	<b>106</b>
<b>Приложение М.3 .....</b>	<b>107</b>
<b>Распределение потерь давлений в циркуляционной системе.....</b>	<b>107</b>
<b>Приложение И.....</b>	<b>108</b>
<b>Состав комплекса и технические характеристики .....</b>	<b>108</b>
<b>Приложение П.....</b>	<b>109</b>
<b>Состав оборудования свабиования и технические характеристики.....</b>	<b>109</b>
<b>Приложение Р.....</b>	<b>110</b>
<b>Сметный расчет на бурение скважины .....</b>	<b>110</b>
<b>Приложение С .....</b>	<b>117</b>
<b>Сводный сметный расчет .....</b>	<b>117</b>
<b>Приложение Т .....</b>	<b>119</b>
<b>Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия.....</b>	<b>119</b>

**Таблица Т.2 - Выбросы в атмосферу..... 121**

## **ВВЕДЕНИЕ**

Проблема повышения темпов буровых работ, выполнение на основе ресурсо-сберегаемых технологий очень актуальна, особенно в настоящее время. Поэтому в разрабатываемом проекте выбраны технические решения, которые позволяют строить с высоким технико-экономическим показателем и качественно. Кроме того, конструкция скважины, технология проводки и предлагаемые решения обеспечат ее высокую продуктивность и долговечность, как инженерно-технического сооружения.

Материалы и инструменты, указанные в проекте, доступны для потребления, выпускаются на заводах России, что позволит избежать простоев при строительстве скважины.

## **1. Общая и геологическая часть**

### **1.1 Геологические условия бурения скважины**

Геологические условия бурения скважины представлены в приложении

А :

- Стратиграфический разрез скважины.
- Литологическая характеристика разреза скважин.
- Физико-механические свойства пород по разрезу скважины.
- Давление и температура по разрезу скважины.

### **1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)**

Нефтегазоносность представлена в Приложении Б.

### **1.3 Зоны возможных осложнений**

Зоны возможных осложнений представлены в приложении В:

- Поглощение бурового раствора.
- Осопи и обвалы.
- Нефтегазоводопроявления.
- Прочие возможные осложнения.
- Прихватопасные зоны.

## **2. Технологическая часть проекта**

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

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

### **2.2 Обоснование конструкции скважины**

Конструкция скважины – это совокупность

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

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

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

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

## **2.2.2 Построение совмещенного графика давлений**

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

Совмещенный график давлений представлен на в приложении Г.

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

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

Направление: перекрываем четвертичные отложения на 10 м, соответственно, глубина спуска колонны направления, составляет 30м.

Кондуктор: на глубине 640-670 м преобладают глиняные отложения. Начиная с 670 м, в горной породе наблюдается малое содержание глины, 10% от общего объема. Перекрываем интервал в 670 м на 50 м. Глубина спуска кондуктора, составляет 750 м.

Эксплуатационная колонна: нам необходимо перекрыть подошву продуктивного пласта, на высоту рассчитываемую из условия, что на каждые 1000 м скважины величина перекрытия составляет 10 м. Глубина залегания продуктивного пласта, составляет 3075-3090м. Перекрываем подошву пласта флюида на 30м, Общая длина эксплуатационной колонны, составляет 3120 м.

Конструкция нашей скважины является одноколонной, так как отсутствуют промежуточные и потайные колонны, т.е. в конструкцию скважины входят направление, кондуктор и эксплуатационная колонна.

## 2.2.4 Выбор интервалов цементирования

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

1. Направление, кондуктор цементируются на всю длину. В нашем случае, на 30м направление и 750 м кондуктор.
2. Промежуточные и эксплуатационные колонны цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту не менее 150 м для нефтяных скважин и не менее 500 м – для газовых.  $3120-750 - 150 = 2220\text{м}$ .

## 2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу вверх. При этом исходным является диаметр хвостовика (см. техническое задание) либо эксплуатационной колонны  $D_{\text{эк н}}$ , который принимается в зависимости от ожидаемого притока, планируемого диаметра керна и условий опробования, эксплуатации и ремонта скважин. Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн в зависимости от дебита приведены в табл. 1.

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

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

$$D_{\text{эк д расч}} \geq D_{\text{эк м}} + \Delta, \quad (3)$$

где  $D_{\text{эк м}}$  – наружный диаметр муфты обсадной трубы (табл. 2), мм;

$\Delta$  – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм (табл. 3).

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

зазорами. Диапазон варьирования внутреннего диаметра кондуктора  $D_{k \text{ вн}}$  определяется по формуле:

$$D_{k \text{ вн}} = D_{\text{эк д}} + (10 \div 14), \quad (4)$$

где  $D_{\text{эк д}}$  – диаметр долота под эксплуатационную колонну, мм;

$(10 \div 14)$  – зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора.

Выбор наружного диаметра обсадных труб для кондуктора  $D_{k \text{ нар}}$  производится по результатам расчёта из **табл. 3**.

Выбор диаметра долота под кондуктор  $D_{k \text{ д}}$ , диаметры других обсадных колонн и долот производится аналогично вышепредставленным расчетам.

На основании выполненных расчетов необходимо изобразить схему конструкции скважины. Пример схемы конструкции скважины представлен в приложении Д.

$$Q = 150 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$D_{\text{н н}} = 298.5 \text{ мм}$$

$$D_{\text{эк н}} = 146 \text{ мм}$$

$$D_{\text{н д}} = 393.7 \text{ мм}$$

$$D_{\text{эк д}} = 190.5 \text{ мм (PDC)}$$

$$D_{k \text{ н}} = 219.1 \text{ мм}$$

$$D_{k \text{ д}} = 269.9 \text{ мм (PDC)}$$

Данные расчета конструкции скважины представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Конструкция скважины

Наименование обсадной колонны	Интервал установки по стволу, м		Интервал цементирования по стволу, м		Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр долота, мм
	от	до	от	до		
Направление	0	50	0	50	273,1	349,2
Кондуктор	0	1180	0	1180	177,8	220,7
Эксплуатационная колонна	0	2670	1990	2670	114,3	152,4

## 2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

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

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр}, \quad (5)$$

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

$\rho_n$  – плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с<sup>2</sup>;

$H_{кр}$  – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

$P_{му} = 8.2$  Мпа,

Устанавливаем ОКК1-21-146х219, ОП5-230/80х35.

Данные расчета конструкции скважины представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Конструкция скважины

Наименование обсадной колонны	Интервал установки по стволу, м		Интервал цементирования по стволу, м		Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр долота, мм
	от	до	от	до		
Направление	0	30	0	30	298,5	393,7
Кондуктор	0	750	0	750	219,1	269,9
Эксплуатационная колонна	0	3120	2520	3120	146,1	190,5

## 2.3. Углубление скважины

### 2.3.1 Выбор способа бурения

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

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

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

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-30	Направление	Роторный
30-750	Кондуктор	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
750-3120	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

### 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

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

Характеристики выбранных долот представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-750	750-3120
Шифр долота		393.7Z1RSJ	269.9FD616SMF	190,5FD613MH
Тип долота		RC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	269,9	190,5
Тип горных пород		М	М, М-С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-171	3-152	3-117
	API	7-5/8" Reg	6-5/8 Reg	4-1/2 Reg
Длина, м		0,4	0,29	0,25
Масса, кг		160	76	37
G, тс	Рекомендуемая	18	10	10
	Предельная	23	13	13
n, об/мин	Рекомендуемая	145-160	400-60	250-60
	Предельная	160	400	250

1. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 393,7 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

2. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC диаметром 269,9 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом PDC.

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC диаметром 190,5 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средними твердыми горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с PDC, требуемая проходка обеспечена не будет.

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

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

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

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

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Таблица 5 - Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-30	30-750	750-3120
Исходные данные			
$\alpha$	1	1	1
$R_{ш}, \text{кг/см}^2$	1000-2500	500-1000	1000-1500
$D_{д}, \text{см}$	39,37	26,99	19,5
$\eta$	1	-	-
$\delta, \text{см}$	1.5	-	-
$q, \text{кН/мм}$	0.4	100	80
$G_{пред}, \text{кН}$	230	140	80
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	3	5.3	2.5
$G_2, \text{кН}$	156	39	95
$G_3, \text{кН}$	181	110	104
$G_{проект}, \text{кН}$	160-180	100-110	95-104

### 2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 6.

Таблица 6 - Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал	0-30	30-750	750-3120
Исходные данные			
$V_{л}, \text{м/с}$	3.4	2	1.8
$D_{д}$	м	0.3937	0.2699
	мм	393,7	269,9
$\tau, \text{мс}$	8	-	-
$z$	26	-	-
$\alpha$	0.9	-	-
Результаты проектирования			
$n_1, \text{об/мин}$	145	106	100
$n_2, \text{об/мин}$	180	-	-
$n_3, \text{об/мин}$	681	-	-
$n_{проект}, \text{об/мин}$	145-160	145-180	180-200

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

### 2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

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

Таблица 7 - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-750	750-3120
Исходные данные				
D <sub>д</sub>	м	-	0,2699	0,1905
	мм	-	269,9	190,5
G <sub>ос</sub> , кН		-	110	60
Q, Н*м/кН		-	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D <sub>зд</sub> , мм		-	195	172
Продолжение таблицы 7				
M <sub>р</sub> , Н*м		-	36200	25300
M <sub>о</sub> , Н*м		-	134	95
M <sub>уд</sub> , Н*м/кН		-	328	243

Для интервала бурения 30-750 метров (интервал бурения под кондуктор) расчетное значение крутящего момента на долото составило 36кН\*м, из опыта бурения выбирается винтовой забойный двигатель Д-195.4000.7/8. который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы для достижения плановой механической скорости проходки. Для интервала бурения 750-3120м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-172.7/8.56, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород.

Таблица 8 - Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Тип двигателя	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
Д-195.4000.7/8	30-750	195	7,5	1300	19-57	200	12,5-21,5	48-200
ДГР172.7/8.56	750-3120	172	8,6	1189	17-38	84	10,0-15,5	211

### 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

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

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

Результаты проектирования компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в Приложении Е.

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

Необходимо учитывать, что каждый буровой раствор имеет границы применения. Выбор типа бурового раствора ставит целью:

- достижение такого соответствия свойств бурового раствора геолого-техническим условиям, при котором исключаются или сводятся к

минимуму нарушение устойчивости пород и другие осложнения в процессе бурения;

- ограничение возможности возникновения необратимых процессов при вскрытии продуктивных пластов.

Источником информации для составления программ промывочных жидкостей являются геолого-технические условия бурения, приведенные в предыдущем пункте.

В этом разделе необходимо указать типы буровых растворов, применяемых при бурении интервалов под все выбранные обсадные колонны с обоснованием их выбора.

Основные типы буровых растворов, используемые для бурения в районах западной Сибири:

- бентонитовый;
- полимер - глинистый;
- ингибирующие;
- полимерный (инкапсулированный);
- КСЛ/полимерный (биополимерный).

По назначению все основные химические реагенты можно разделить на следующие классы:

- структурообразователи;
- понизители фильтрации;
- понизители вязкости;
- регуляторы щелочности (рН);
- ингибиторы;
- регуляторы термостойкости;
- пеногасители;
- эмульгаторы;
- смазочные добавки;
- понизители твердости горных пород;

- утяжелители;
- закупоривающие материалы;
- бактерициды;
- реагенты, связывающие ионы кальция;
- ингибиторы коррозии и нейтрализаторы.
- флокулянты;
- поверхностно-активные вещества (ПАВ);
- загустители.

Тем не менее стоит учитывать, что выбор раствора не ограничивается приведенными ниже, и что приведенная рецептура не является строго фиксированной. Концентрации допускается варьировать для корректировки свойств, если это действие обоснованно с технико-экономической стороны. В первую очередь стоит обратить внимание на плотности приведенных рецептур и скорректировать их величину в соответствии с требуемыми.

Выбор бурового раствора в рамках курсового проекта должен быть основан на так называемой «щадящей» стратегии формирования призабойной зоны пласта, когда буровой раствор выбирается исходя из минимизации вредного воздействия на продуктивные горизонты. Для бурения остальных интервалов буровой раствор выбирается исходя из предупреждения возникновения основных осложнений при бурении и минимизации затрат на его приготовление.

Бентонитовый буровой раствор.

Бентонитовый буровой раствор предназначен для бурения верхней части разреза скважины, обычно представленной слабосцементированными песками, глинами и песчаниками (интервал под направление). Для бурения этих отложений требуется достаточно вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую эти породы фильтрационную корку. Разбуриваемые глины и суглинки частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой.

Компонентный состав бентонитового раствора представлен в табл. 9.

Таблица 9 – Компонентный состав бентонитового раствора

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Каустическая сода	Регулятор щелочности (рН)	Регулирование щелочности среды	0,7-1,2
Глинопопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	50-60

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в табл. 10.

Таблица 10 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,05-1,06
Условная вязкость, с	30-40
Содержание песка, %	< 2

Полимерглинистый буровой раствор.

Предназначен для массового бурения эксплуатационных и разведочных скважин в различных отложениях.

Полимерглинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин (под кондуктор и техническую колонну), в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород, крепких пород (кондуктор). Характеризуется высокой гидрофильностью и псевдопластичностью - способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига.

Компонентный состав полимерглинистого раствора представлен в приложении Ж.

Данные растворы после приготовления обеспечивают технологические свойства, представленные в табл. 11.

Таблица 11 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение	
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,02-1,03	1,04-1,05
Условная вязкость, с	30-40	20-35
Пластическая вязкость, сПз	15-20	10-18
ДНС, дПа	35-80	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	15-38/35-75	10-30/20-60
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	8-10	6-10
рН	8-9	8-9
Содержание песка, %	< 1,5	< 1,5

### Ингибирующий буровой раствор.

Применяется при бурении интервалов, сложенными активными глинами, склонными к гидратации и набуханию. Существует множество рецептур растворов, служащих для предупреждения осложнений, вызванных набуханием глин, однако механизм их действия несколько различается. Основные разновидности: известковые, гипсоизвестковые, хлоркалийевые, гипсокалийевые, хлоркальциевые, малосиликатные, алюмосиликатные. Механизмами могут выступать: перевод натриевых глин в кальциевые, модифицирование поверхности глин, ингибирование ионами калия. В настоящее время самым распространенным является хлоркалийевый как наиболее универсальный. Механизм ингибирования заключается в том, что молекулы модифицированных гликолей адсорбируются на активных участках поверхности глин. В результате экранирования этих участков происходит подавление процессов гидратации и набухания глинистых минералов. Однако достаточно широкого внедрения этого раствора не наблюдается ввиду высоких затрат на его приготовление.

Также данный вид растворов применяется при бурении интервалов, сложенных соляными пластами с пропластками глинистых отложений. Основная цель данного типа раствора – предупреждение образования каверн в результате растворения солей, т.е. ингибирование этого процесса. К особенностям приготовления данного вида раствора относится применение специальных реагентов: палыгорскитовых глин (однако, допускается

применение обычного глинопорошка с добавкой стабилизаторов) и солестойких полимеров.

Компонентный состав ингибирующих растворов представлен в приложении И.

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 12.

Таблица 12 – Технологические свойства ингибирующих растворов

Регламентируемые свойства	Значение		
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,10-1,12	1,2-1,3	1,03-1,1
Условная вязкость, с	40-60	25-60	30-50
Пластическая вязкость, сПз	12-35	10-25	10-20
ДНС, дПа	50-90	40-80	40-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60	24-90/36-135	10-20/30-60
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	< 6	3-5	4-6
рН	8-10	8-9	9-10
Содержание песка, %	< 0,5	< 0,5	< 0,5

Полимерный (инкапсулированный) буровой раствор.

Системы инкапсулированных буровых растворов проявляют свои ингибирующие свойства, когда полимер присоединяется к глинам на стенках скважины и препятствует обычным явлениям гидратации и дисперсии. Анионные карбоксильные группы прикрепляются к положительным зарядам по краям частиц глин. В силу того, что полимер имеет высокий молекулярный вес и разветвленную полимерную цепочку, он эффективно обволакивает глинистые частицы. Таким образом, на стенках ствола скважины образуется покрытие, препятствующее проникновению воды в глины. В силу того, что инкапсулированный буровой раствор предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку, содержащую легкорастворимую мраморную крошку, он прекрасно подходит для бурения в интервале продуктивного пласта (под эксплуатационную колонну или хвостовик).

Компонентный состав полимерного (инкапсулированного) раствора представлен в приложении К.

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 13.

Таблица 13 – Технологические свойства полимерного (инкапсулированного) раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,10-1,12
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

КСЛ/полимерный (биополимерный) буровой раствор.

Биополимерный буровой раствор, которые используются для бурения в сложных горно-геологических условиях, в том числе в хемогенных отложениях и при высоких забойных температурах, а также наклонно-направленных и горизонтальных участках скважин. Технический результат – уменьшение количества и концентрации компонентов для приготовления бурового раствора при сохранении ингибирующих, смазочных, фильтрационных и противоприхватных свойств, а также повышение структурно-реологических свойств и термостойкости, обеспечение солестойкости, снижение вредного влияния на окружающую среду.

В силу того, что КСЛ/полимерный (биополимерный) раствор предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку, содержащую легкорастворимый карбонат кальция, он подходит для бурения в интервале продуктивного пласта (под эксплуатационную колонну или хвостовик).

Компонентный состав КСЛ/полимерного (биополимерного) раствора представлен в приложении Л.

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 14.

Таблица 14 – Технологические свойства полимерного (инкапсулированного) раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,07-1,08
Условная вязкость, с	40-50
Пластическая вязкость, сПз	10-15
ДНС, дПа	60-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-40/40-70
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

### 2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

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

Результаты расчета представлены в Приложении М:

Гидравлические показатели промывки представлены в таблице М.1.

Режим работы буровых насосов представлен в М.2.

Распределение потерь давлений в циркуляционной системе представлен в таблице М.3.

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

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервале: 3050-3090м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируем интервалы отбора керна следующие:

1. Первый интервал отбора керна 3050-3090м;

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

Из геолого-технического условия тип коллектора поровый – представлен песчаником. Для сохранения отобранного керна планируется использование керноприемного устройства с максимальной длиной приема керна и диаметром керна 100мм, а также с использованием керна приемных стеклопластиковых труб и цангового кернорвателя. Данное техническое решение позволит произвести максимально качественно отбор керна в планируемых интервалах.

Таблица 15 – Тип проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б	Масса, кг
БИТ-190,5/100 В 613 С9	190,5	100	3-150 (м)	12

Таблица 16 – Тип проектируемого для бурения интервала отбора керна керноотборного снаряда

Керноприемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м (кол-во секций)	Диаметр керна, мм	Длина керноприема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					верхняя	нижняя	
СК-178/100 «ТРИАС»	178	18	100	18	3-171	3-189	2300

Таблица 17 - Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
3050-3090	СК-178/100«ТРИАС»	2-5	60-120	18-25

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

#### 2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок

В качестве продавочной жидкости могут использоваться буровой раствор, на котором вскрывали продуктивный пласт, соленой раствор, на котором будет производиться вторичное вскрытие пласта.

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

Плотность нефти  $\rho_n = 748 \text{ кг/м}^3$ .

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

Плотность тампонажного раствора нормальной плотности  $\rho_{тпн} = 1800 \text{ кг/м}^3$ .

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

Глубина эксплуатационной колонны  $H = 3120 \text{ м}$ .

Глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора  $h_1 = 600 \text{ м}$ .

Высота тампонажного раствора нормальной плотности  $h_2 = 115 \text{ м}$ , рассчитывается из условия его поднятия над кровлей продуктивного пласта на 50 м для нефтяной скважины.

Высота цементного стакана  $h_{см} = 20 \text{ м}$ .

#### 2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений

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

$$P_{ни} = P_n - P_в, (1)$$

где  $P_n$  – наружное давление;

$P_в$  – внутреннее давление.

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

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
2. При снижении уровня жидкости в колонне при испытании на герметичность и при вызове притока (в начале эксплуатации);
3. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

Расчет соответствующего случая начинается с построения схемы расположения всех возможных (геолого-технологических) уровней за колонной и внутри колонны и по этой схеме выбираются расчётные точки (в местах изменения плотности или высоты расположения жидкостей), рис. 1 и 2.

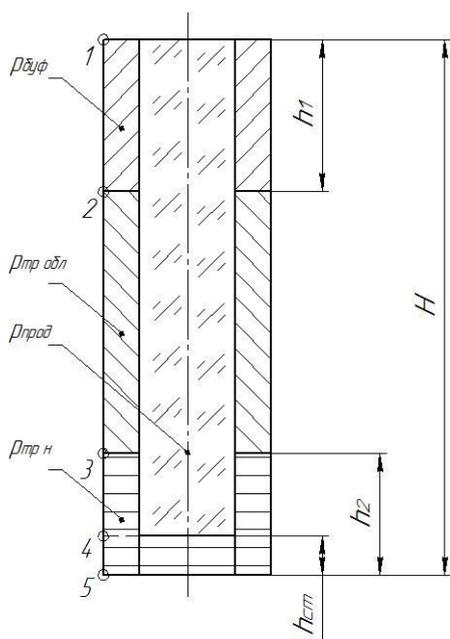


Рисунок 1 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

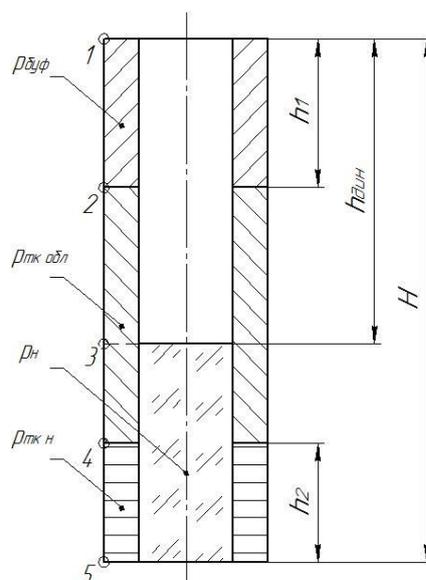


Рисунок 2 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 18 и по этим данным строится эпюра наружных избыточных давлений, рис. 3.

Таблица 18

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении			Конец эксплуатации скважины		
№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)	№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)
1	0	0	1	0	0
2	600	0.5886	2	600	6.468
3	3005	12,3851	3	2080	22.785
4	3100	13,1307	4	3005	26.203
5	3120	13,1307	5	3120	26.881

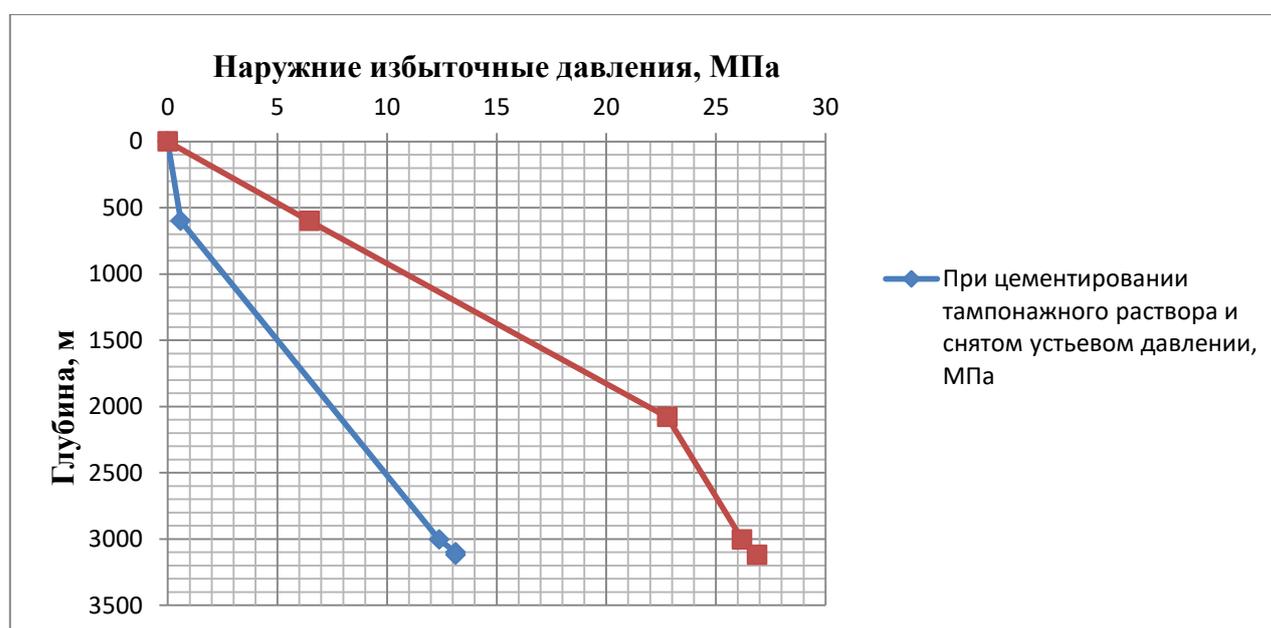


Рисунок 3 - Эюра наружных избыточных давлений

### 2.4.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений

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

$$P_{ви} = P_{в} - P_{н}, \quad (2)$$

где  $P_{в}$  – внутреннее давление;

$P_{н}$  – наружное давление.

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

1. при цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения, схема изображена на рисунке 4.

2. при опрессовке колонны с целью проверки её герметичности, схема изображена на рисунке 5.

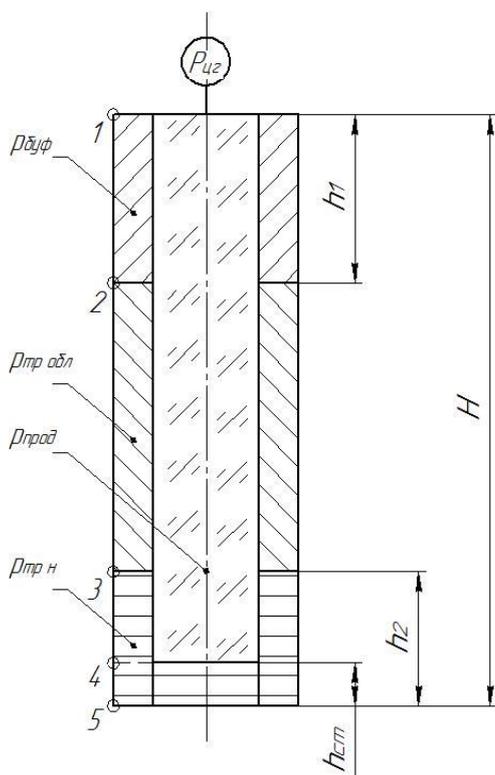


Рисунок 4 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

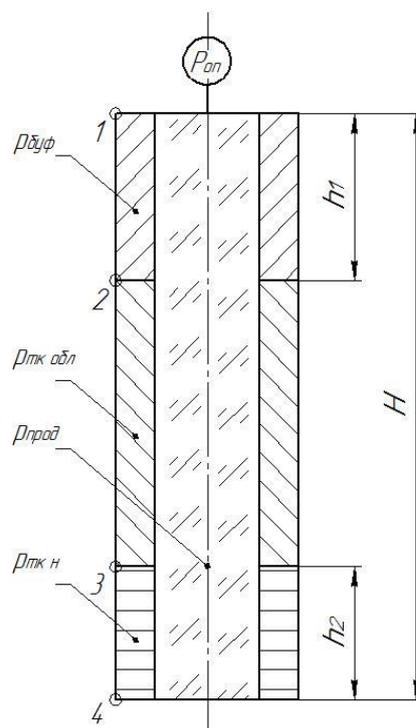


Рисунок 5 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 19 и по этим данным строится эпюра внутренних избыточных давлений, рис. 6.

Таблица 19 - Данные расчета внешних избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора			Опрессовка эксплуатационной колонны		
№ т.	Глубина (метры)	Внутреннее избыточное давление (МПа)	№ т.	Глубина (метры)	Внутреннее избыточное давление (МПа)
1	0	23.171	1	0	12.5
2	600	22.572	2	600	8.9114
3	3005	10.786	3	3005	5.9623
4	3100	10.04	4	3120	5.5673
5	3120	10.04			

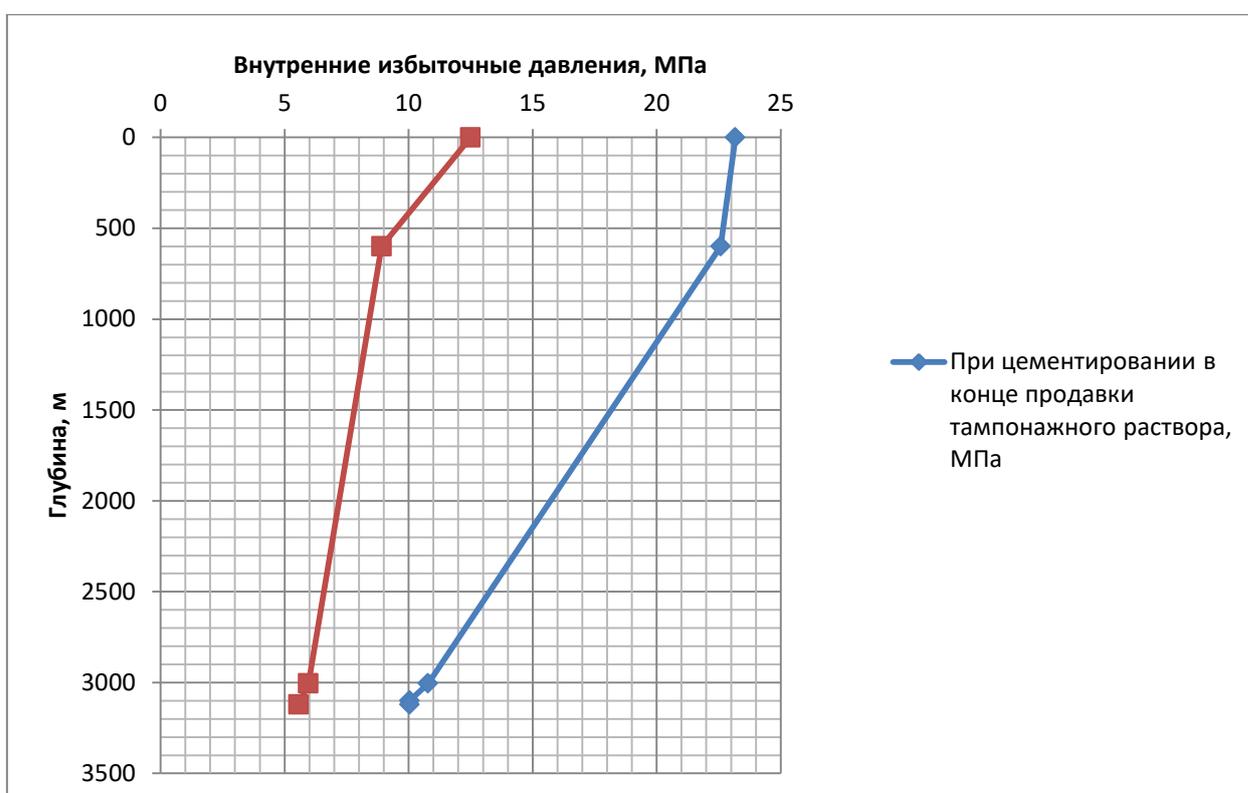


Рисунок 6 - Эпюра внутренних избыточных давлений

#### 2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине

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

Рекомендуется использовать по возможности наиболее дешёвые

обсадные трубы, поэтому для начала расчёта выбираются трубы группы прочности Д. Принимаются также тип обсадных труб и вид исполнения категории «А». Для нефтяных скважин рекомендуется использование обсадных труб типа ОТТМ.

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 20.

Таблица 20 - Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Д	8,5	115	29	3335	3335	3120-3005
2	Д	7,7	955	27	25785	29120	3005-2050
3	Д	7	300	23	6900	36020	2050-1750
4	Д	6,5	1750	23	40250	76270	1750-0

## 2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны

### 2.4.2.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (3)$$

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

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

$P_{гр}$  – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным  $P_{гр} = 55.26$  МПа.

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве  $P_{гд\ кп}$  определяются по формуле:

$$P_{гд\ кп} = \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв\ зс} \cdot V_{зс}^2 \cdot L_{к}}{2 \cdot (D_{к\ вн} - D_{эк\ н})} + \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв\ ос} \cdot V_{ос}^2 \cdot (L - L_{к})}{2 \cdot (D_{эк\ д} \cdot \sqrt{k_{срвзв}} - D_{эк\ н})}, \quad (4)$$

$$P_{гд\ кп} = 0.222 \text{ МПа.}$$

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве  $P_{гс\ кп}$  определяется по формуле:

$$P_{гс\ кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\ тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\ тр} \cdot h_2), \quad (5)$$

$$P_{гс\ кп} = 43.85 \text{ МПа.}$$

Производим сравнения давлений по формуле 1.1:

$$44.73 \text{ МПа} \leq 52.49 \text{ МПа,}$$

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

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

Таблица 21 – Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наименование жидкости	Объем жидкости, м <sup>3</sup>	Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для приготовления жидкости, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонента, т
Продавочная жидкость	59,52	1000	59,52	Техническая вода	59,52
Буферная жидкость №1	4,16	-	~5	МБП-СМ	0,2912
Буферная жидкость №2	16,64	-	~15,6	МБП-ПВ	0,2496
Тампонажный раствор нормальной плотности	11,04	1900	7,92	ПЦТ - II - 100	14,4
Облегченный тампонажный раствор	47,77	1500	40,59	ПЦТ - III - Об (5) - 100	36,9

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

Таблица 22 – Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наименование жидкости	Объем жидкости, м <sup>3</sup>	Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для приготовления жидкости, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонента, т
Продавочная жидкость	59,52	1000	59,52	Техническая вода	59,52
Буферная жидкость №1	4,16	-	~5	МБП-СМ	0,2912
Буферная жидкость №2	16,64	-	~15,6	МБП-ПВ	0,2496
Тампонажный раствор нормальной плотности	11,04	1900	7,92	ПЦТ - II - 100	14,4
Облегченный тампонажный раствор	47,77	1500	40,59	ПЦТ - III - Об (5) - 100	36,9

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

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

1. Цемент для приготовления облегченного тампонажного раствора:

- Диапазон температур в интервале закачки облегченного тампонажного раствора (600-3005): 20-100С.

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

- Согласно данным регламентирующих выбор тампонажного цемента: тип цемента: ПЦТ - III - Об (5) – 100.

- Рекомендуемое водоцементное отношение:  $m = 1.1$

- Плотность сухого цемента, кг/м<sup>3</sup>: 2700-2900.

Определяем массу сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема облегченного тампонажного раствора по формуле:

$$G_{\text{сух.обл}} = (K_{\text{ц}} \cdot \rho_{\text{тп}} \cdot V_{\text{тп}} \cdot 10^{-3}) / (1 + m), \quad (6)$$

$$G_{\text{сух.обл}} = 26.9 \text{ т.}$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м<sup>3</sup>) определяется по формуле:

$$V_в = K_в \cdot G_{\text{сух}} \cdot m, \quad (7)$$

$$V_{\text{в.обл}} = 31.9 \text{ м}^3.$$

2. Цемент для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности:

- Диапазон температур в интервале закачки тампонажного раствора нормальной плотности: (3005-3120м): 100-110<sup>0</sup>С.

- Плотность тампонажного раствора нормальной плотности  $\rho_{\text{ТРнорм}} = 1800 \text{ кг/м}^3$ .

- Согласно данным регламентирующих выбор тампонажного цемента: тип цемента: ПЦТ - II - 150.

- Рекомендуемое водоцементное отношение:  $m = 0.45$ .

- Плотность сухого цемента, кг/м<sup>3</sup>: 2880-2950.

Масса сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора нормальной плотности:

$$G_{\text{сух.норм}} = 2.6 \text{ т.}$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м<sup>3</sup>):

$$V_{\text{в.норм}} = 1.2 \text{ м}^3.$$

По опыту цементировочных работ в рецептуру тампонажных растворов необходимо включать Нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ), являющейся добавкой, повышающей время загустевания тампонажного раствора. Рекомендуемый расход НТФ составляет 0,41 кг/м<sup>3</sup>.

В качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водные растворы материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» (обладает хорошей моющей способностью) и «МБП-МВ» (обеспечивает улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважин) в пропорции 1 к 4 по объему буферной жидкости. Причем расход «МБП-СМ» составляет 70 кг/м<sup>3</sup>, а «МБП-МВ» – 15 кг/м<sup>3</sup>. (Расчет представлен в таблице 23)

Таблица 23 - Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наимен. жидкости	Объем жидк., м <sup>3</sup>	Плотн. жидк., кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для пригот. жидк., м <sup>3</sup>	Наимен. компонента	Масса компон. (кг) / колич. мешков (шт.)	Наимен. цемента	Масса цемента (т) / колич. мешков (шт.)
Буферная	2.72	1100	15.2	МБП-СМ	212.8 / 9	-	-
	11.08			МБП-МВ	182.4 / 8	-	-
Обл.тамп. р-р	36.5	1500	31.9	НТФ	13 / 1	ПЦТ-III-Об(5)-100	26.9 / 27
Тамп.р-р норм.плотн.	2.	1800	1.2	НТФ	0.49 / 1	ПЦТ-II-150	2.6 / 3

#### 2.4.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата (в МПа):

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0.8, \quad (8)$$

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

$$P_{цг} = 23.17 \text{ МПа};$$

$$32 \text{ МПа} \geq 28.96 \text{ МПа}.$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементировочным агрегатом ЦА-320 (технические характеристики насоса 9Т приведены в таблице 24).

Таблица 33 - Технические характеристики насоса 9Т цементировочного агрегата ЦА-320

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

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

$$m = G_{\text{сyx}} / G_{\text{б}}, \quad (9)$$

1. Для облегченной тампонажной смеси:  $m = 2$  машины типа УС6-30Н(У);

2. Для тампонажной смеси нормальной плотности:  $m = 1$  машина типа УС6-30Н(У).

3. Число цементировочных агрегатов, работающих для затворения тампонажного раствора определяется с таким учетом, что на каждую цементосмесительную машину работает один агрегат: 2 машины ЦА-320.

По результатам расчёта количества и выбора цементировочной техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементировочного оборудования (Рисунок 7).

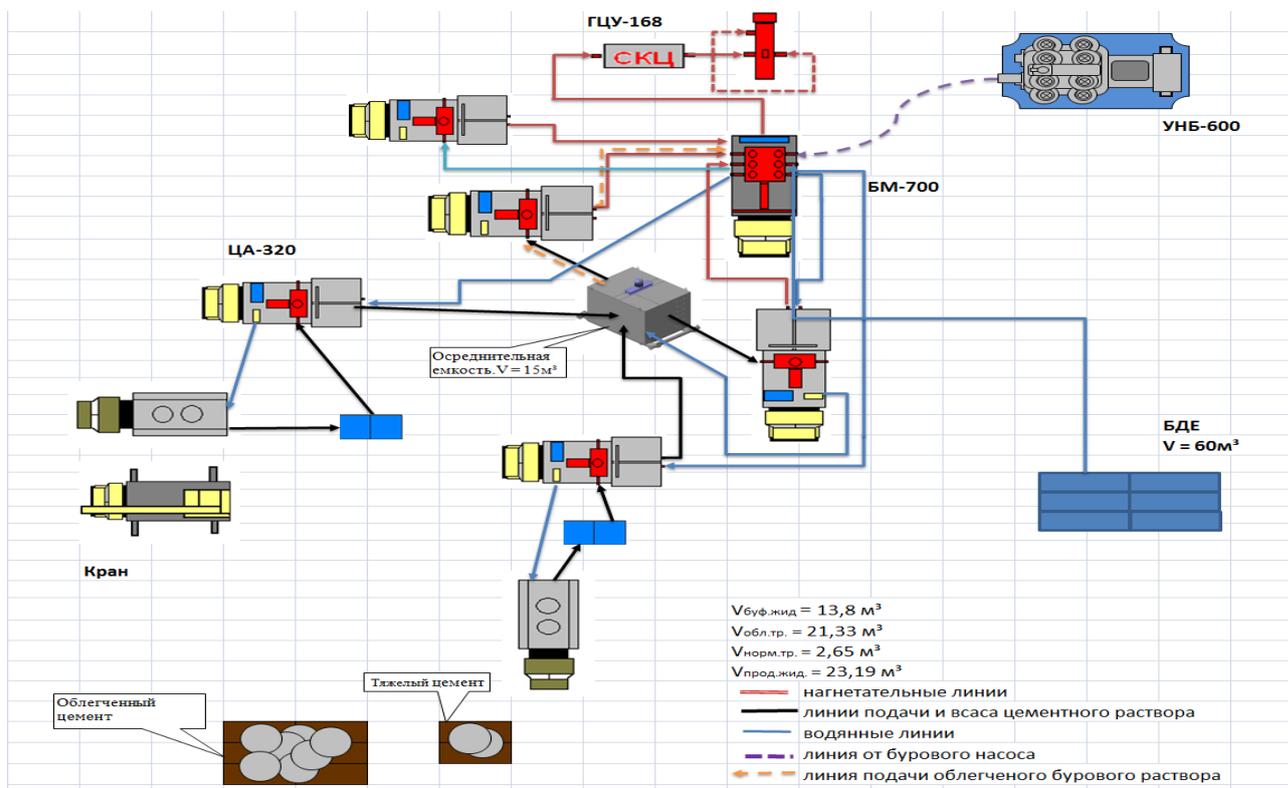


Рисунок 7. Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

### 2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 25

Таблица 25 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Тип колонны, D <sub>усл</sub> , мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка разделительная продавочная	Центратор, (количество, шт)	Цементиро- вочная головка
Направление, D <sub>усл</sub> =299мм	БКМ-299 ОТТМ	-	-	-	Глухой переводник с КП-1
Кондуктор, D <sub>усл</sub> =219мм	БКМ-219 ОТТМ	ЦКОДМ - 219 ОТТМ	ПРП-Ц -219	ЦЦ-219/270	ГЦУ-219 А
Экспл. колонна, D <sub>усл</sub> =146мм	БКМ- 146 ОТТМ	ЦКОДМ - 146 ОТТМ	ПРП-Ц 146	ЦЦ-146/191-216	ГЦУ-146 А

## 2.4.4 Проектирование процесса испытания и освоения скважины

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

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 15м (гл.3075-3090м).

Кумулятивные корпусные перфорационные системы однократного применения КПО114 предназначены для проведения прострелочно-взрывных работ в нефтяных, газовых и других скважинах как при низких, так и при высоких гидростатических давлениях, с температурой до 170°С.

Перфорационные системы КПО могут применяться в вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважинах при спуске как на геофизическом кабеле, так и на насосно-компрессорных трубах. Перфорационная система КПО114 комбинированная и представляет собой совместное использование зарядов «Глубокое пробитие» и «Большое отверстие» в одном корпусе перфоратора.

Таблица 26 - Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения КПО-114

Обозначение перфоратора	КПО 114		
Вес ВВ одного заряда, г	30		
Тип заряда	ГП-00	ГП-01	БО
Диаметр перфоратора, мм*2	114		
Минимальный диаметр обсадной колонны, мм	145		
Максимальная температура применения, °С	170		
Давление (min/max), МПа*	0,3/80		
Максимальная плотность перфорации, отв./м.	20		
Фазировка, град.	60		
Глубина пробития по комбинированной мишени, мм	1000	1200	260
Диаметр входного отверстия, мм	12	11	22,5
Глубина перфоканала по АРІ-19В, мм	-	1215	285
Диаметр входного отверстия перфоканала по АРІ-19В, мм	-	10,22	20,94
Длина секции, м	1-2		

Для перфорации продуктивной зоны пласта перфоратором КПО-114 потребуется три спуско-подъемные операции перфорационного комплекса в составе из 5 секций (15м).

#### 2.4.4.2 Проектирование пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный ИПТ-116 предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов. Проведение испытаний в многоцикловом режиме, отбор герметизированных проб пластовой жидкости в конце подъема комплекса из скважины (при наличии контейнеров).

Условия эксплуатации - исследование в открытых стволах от 135 от 170мм, исследование в обсаженных колонной скважинах диаметрами 146, 168 мм. Работа в среде глинистого раствора, нефти, пластовой воды и т.д.

Таблица 27 - Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-116

Наружный диаметр, мм	116
Минимальный диаметр проходного канала, мм	35
Максимальный перепад давления, МПа	35
Максимальное давление, МПа	60
Температура в скважине, °С	150
Размер присоединительных резьб	3-86, 3-102

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

Комплекс оборудования для свабирования скважин состоит из двух основных частей:

- Устьевое оборудование;
- Скважинное оборудование.

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

Комплекс наземного оборудования для свабирования скважин предназначенный для безопасного вызова притока жидкости при освоении нефтяных скважин методом свабирования при герметичном устье. КНОС обеспечивает приток жидкости из пласта без ухудшения коллекторских свойств призабойной зоны скважины. Состав комплекса и технические характеристики представлены в приложении Н.

##### **2.Скважинное оборудование для свабирования КС-62**

Колонна сваба предназначена для безопасного вызова притока жидкости при освоении нефтяных скважин методом свабирования при герметичном устье. КС обеспечивает приток жидкости из пласта без ухудшения коллекторских свойств призабойной зоны скважины. Состав оборудования свабирования и технические характеристики представленные в таблице 38 приложение П.

## 2.5 Выбор буровой установки

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

При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия:

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

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

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

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

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

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

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

Параметр веса колонны при ликвидации прихвата определяется по формуле:

$$Q_{пр} = k * Q_{max}, \quad (13)$$

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

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

Для расчета примем буровую установку БУ-3д-76

Результаты расчета выбора буровой установки представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Расчет выбора буровой установки

Наименование БУ		Допустимая нагрузка на крюке, тс	Оснастка талевой системы
БУ-3д-76		225	6х7
Вес, тс		Условие соответствия	
Максимальный вес бурильной колонны	98	$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6$	2,29
Максимальный вес обсадной колонны	76,3	$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9$	2,96
веса колонны при ликвидации прихвата	127,1	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1,0$	1,77

### 3. Совершенствование колонных башмаков

#### 3.1 Башмак колонный типа БКМ

Башмак колонный типа БКМ предназначен для оборудования нижней части обсадной трубы для направления колонны обсадных труб по стволу скважины, придания жёсткости нижнему концу обсадной колонны и защиты от повреждений при их спуске в скважину. Башмак состоит из стального толстостенного корпуса и неразъемно-соединенной с ним формованной полусферической бетонной насадки.

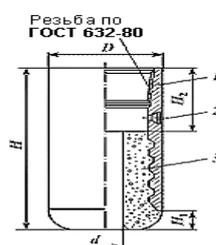


Рисунок 8- Башмак колонный типа БКМ

1 – корпус металлический; 2 – щелевидное отверстие; 3 – бетонная насадка.

#### 3.2 Башмак клапан

Башмак-клапан одновременно выполняет функции башмака и обратного клапана. При применении обязательно использование стоп-кольца!

Для обеспечения надежной работы обратного клапана иногда в колонне устанавливают два обратных клапана: один на башмачный патрубок, второй - в муфту первой трубы.

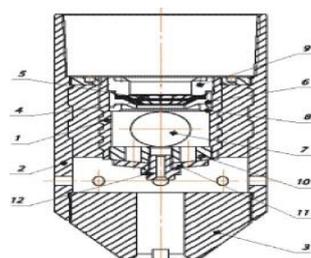


Рисунок 9 Башмак колонный с обратным клапаном

1 – корпус рубашки; 2 – корпус (БТС); 3 – пробка; 4,5 – шайба разрезная; 6 – диафрагма; 7 – шар; 8 – кольцо опорное; 9 – гайка нажимная;  
10 – ограничитель; 11 – мембрана; 12 – дроссель; 13 – цементная пробка.

### 3.3 Башмак колонный с возможностью вращения БК-Вр

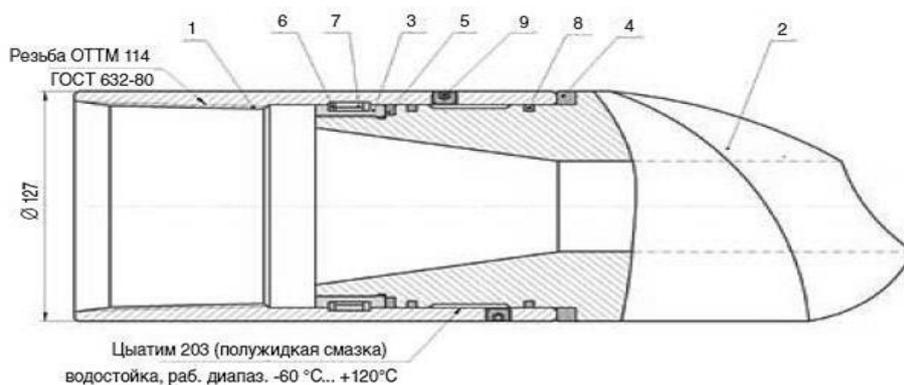


Рисунок 10

Башмак колонный с возможностью вращения БК-Вр:

*1 – муфта, 2 – эксцентричная насадка, 3 – гайка упорная, 4, 5, 6 – опоры скольжения, 7 – фиксатор, 8 – кольца уплотнительные, 9 – пробка*

Башмак колонный с возможностью вращения БК-Вр предназначен для прохождения осложненных зон без посадок. Эксцентричная насадка 2 башмака преодолевает уступы и огибает преграды, периодически проворачиваясь за счет наличия опор скольжения 4, 5 и 6.

### 3.4 Механический прорабатывающий башмак

MechanoREAM является механическим прорабатывающим башмаком с вооружением по калибру корпуса. Данный башмак устанавливается в направляющей части колонны или хвостовика и совершает механические вращения после каждой посадки на носовую часть более 500 кг. После подъема на 2-3 метра башмак возвращается в активное положение и может быть приведен в действие после очередной посадки. Высоко моментное механическое вращение гарантирует качественную проработку ствола скважины в местах мобильных пород, осыпей, обвалов, а также каверн и уступов. После «проработки» ствола скважины можно продолжить быстрый и эффективный спуск колонны/хвостовика. Башмак MechanoREAM оснащен алюминиевым или полимерным носом EasyDrillOut, который легко разбурируется, не повреждая оборудование. Корпусной центратор с прямыми

лопастями и покрытие вооружением по всему калибру придает стабильности и уменьшает риск прихвата и недохода до конечного забоя. Башмак оснащается одним или двумя премиальными высокопрочными клапанами TrueLOCK Valve. Конструкция носа EasyDrillOut позволяет разбуривать носовую часть башмака за самое короткое время в индустрии с экономией непроизводительного времени. По специальному заказу башмак MechanoREAM может поставляться с боковыми промывочными отверстиями. В стандартной комплектации башмак поставляется с тремя центральными промывочными отверстиями.

Башмаки исполняются в размерах от 102 мм (4 дюйма) до 340 мм (13 3/8 дюйма) с соединительными резьбами ОТТГ и ОТТМ, а также Батресс или премиальными резьбами типа ТМК PF, ТМК GF, ТМК FMC, VAM TOP, ChT-VT.

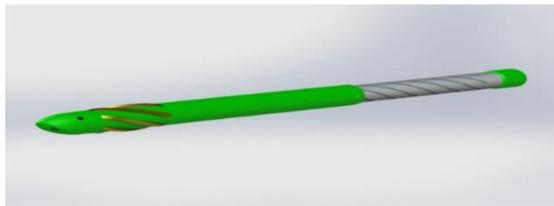


Рисунок 11- Механический прорабатывающий башмак

### **3.5 Колонный башмак TURBOShoe**

Колонный башмак TURBOShoe является изделием с силовым приводом, что позволяет активировать устройство за счет гидравлического расхода буровой жидкости. Башмак предназначен для активной очистки ствола скважины при спуске колонны или заканчивания. Особенно актуально применение башмака в ERD скважинах, а так же в сложных скважинах с осложнениями. Башмак TURBOShoe гарантирует качественную проработку и доведение колонны до конечного забоя без осложнений.

Основным преимуществом являются, высокая скорость вращения носовой части при низком моменте, что гарантирует отсутствие зарезок.

В зависимости от требований заказчика изделие может иметь равнопроходное сечение или разбуриваемые внутренние части. Башмак TURBOShoe пригоден для цементирования и дальнейшего разрубания PDC долотами.



Рисунок 12 Колонный башмак TURBOShoe

### 3.6 Башмак прорабатывающий GRS

Предназначен для спуска осложненных участков.

Принцип работы:

В корпусе имеется медный штифт который можно открутить перед спуском или приложив усилие в 0.5т срезать его непосредственно перед проработкой осложненного участка. При посадке обсадной колонны, на обсадной колонне ставим метку подрываем обсадную колонну чтоб снять нагрузку на башмак и выше еще на метр даем циркуляцию с расходом 8.5л .убеждаемся что есть циркуляция далее можно увеличить расход согласно программе и начинаем проработку участка не превышая нагрузки 10-12т.

Достоинства: безаварийный спуск до заданной глубины ,произвольное подворачивание башмачной зоны.

Недостатки: дороговизна



Рисунок 13- Башмак прорабатывающий GRS

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2БЗБ	Нугманову Рамилю Закарьевичу

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

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

<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>
<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>
<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:**

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

<i>Организационная структура управления организацией Линейный календарный график выполнения работ Нормативная карта</i>
---

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
ст. преп-ль	Вершкова Елена Михайловна			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2БЗБ	Нугманов Рамиль Закарьевич		

## **4. Организационно-экономическая часть**

### **4.1 Структура и организационные формы работы ОАО «Сургутнефтегаз»**

Открытое акционерное общество «СУРГУТНЕФТЕГАЗ» – одна из крупнейших российских нефтяных компаний. Сфера деятельности компании охватывает разведку, обустройство и разработку нефтяных и нефтегазовых месторождений, добычу и реализацию нефти и газа, производство и сбыт нефтепродуктов и продуктов нефтехимии. «Сургутнефтегаз» отличается стабильная динамика роста, основанная на высоких темпах роста производства и постоянном наращивании сырьевого потенциала. Гибкая долгосрочная стратегия развития компании основана на многолетнем опыте и использовании новейших технологий.

Территория по среднему течению реки Оби, в районе города Сургута, в середине шестидесятых годов стала одним из первых районов добычи нефти и газа в Западной Сибири. В 1993 году на базе имущественного комплекса производственного объединения «Сургутнефтегаз» было основано одноименное акционерное общество. В настоящее время более чем 50 подразделений ОАО «Сургутнефтегаз» выполняют полный комплекс работ по разведке, обустройству и разработке нефтяных и нефтегазовых месторождений, добыче и реализации нефти и газа. Согласно независимой оценке, проведенной по международным стандартам, извлекаемые запасы нефти и газа ОАО «Сургутнефтегаз» составляют около 2,5 миллиардов тонн нефтяного эквивалента. Пополнение сырьевой базы происходит за счет приобретения новых перспективных участков и проведения геологоразведочных работ на месторождениях.

Одна из главных задач ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ» – максимально быстро реагировать на все изменения рынка. Мы внедряем современные методы управления бизнесом, стремимся к повышению его конкурентоспособности и укреплению деловой репутации, создавая новые

продукты и идеи, развивая дополнительные сервисы, которые нужны нашим клиентам. основополагающими принципами в работе на протяжении многих лет были и остаются социальная ответственность и забота об окружающей среде.

#### 4.1.1 Организационная структура управления предприятием

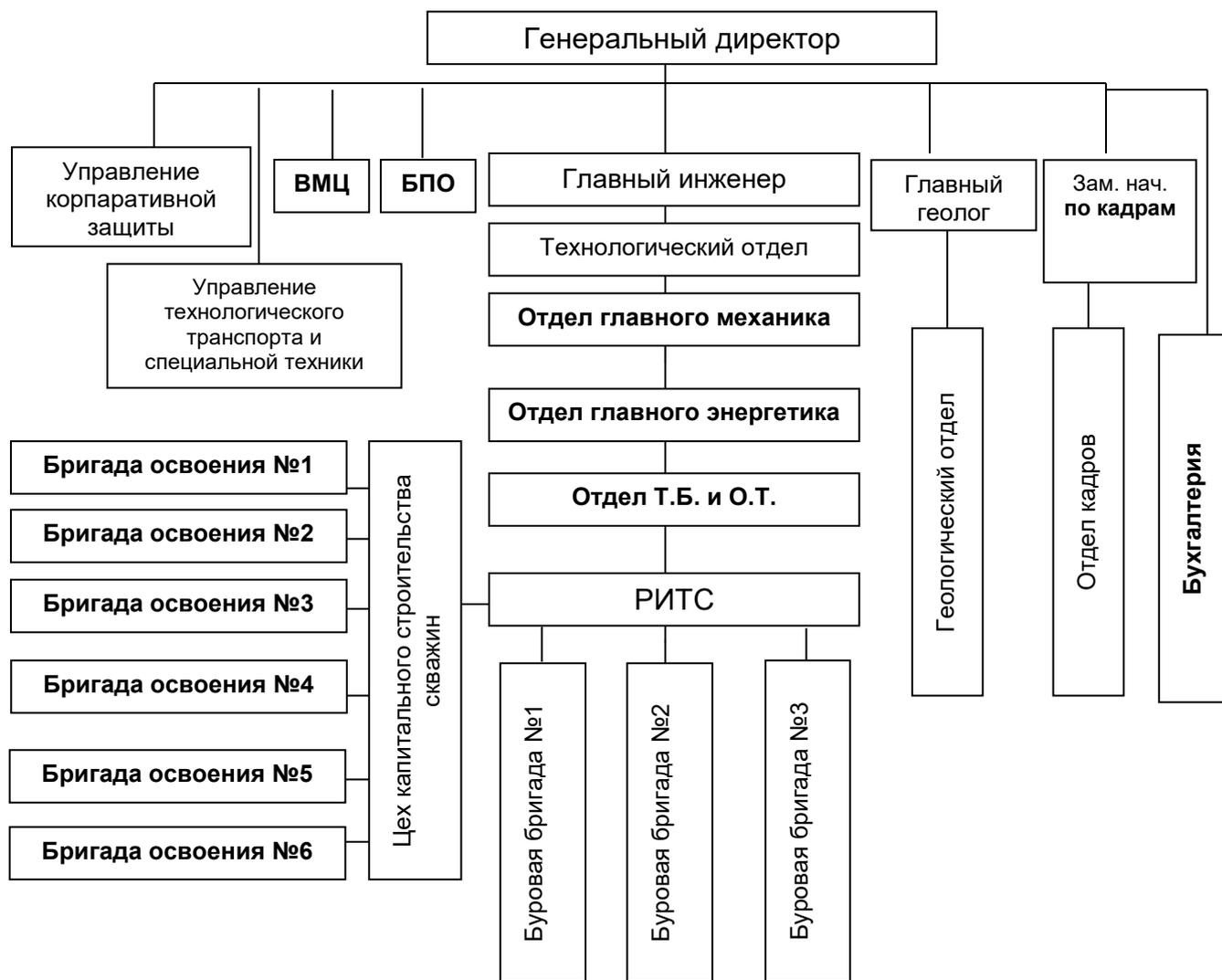


Рисунок 14- Организационная структура ОАО «Сургутнефтегаз»

## 4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

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

Таблица 29 Исходные данные для расчета нормативной карты

Наименование скважины	
Проектная глубина, м:	3120
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонны	Турбинный
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 298,5 мм на глубину 30 м
- кондуктор	d 219,1 мм на глубину 750 м
- эксплуатационная	d 146 мм на глубину 3120 м
Буровая установка	Уралмаш 3000 ЭУК-1М
Оснастка талевого системы	5'6
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-950 2 шт
производительность, л/с:	
- в интервале 0-30м	60
- в интервале 30-750м	57
- в интервале 750-3120м	31
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 172мм 57м d 184мм 63м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 30-750 м	Д-195.4000. 7/8
- в интервале 750-3120 м	ДГР-172.7/8.56
- при отборе керна	СК-178/100 «ТРИАС»
Бурильные трубы: длина свечей, м	24

### 4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а так же действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото по представлены в таблице 30.

Таблица 30 - Нормы механического бурения на нефтяном месторождении (Тюменская область)

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	30	30	0,028	460
2	30	750	720	0,028	810
3	750	3120	2370	0,038	310

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

$$N = T \cdot H, \quad (14)$$

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

$H$  - количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 30 \cdot 0,027 = 0,81 \text{ ч.}$$

Аналогично произведем расчет остальных интервалов, результаты представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
30	0,028	0,81
720	0,028	20,16
2370	0,032	75,84
<b>Итого</b>		<b>96,81</b>

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

$$n = H / P, \quad (15)$$

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

Для направления:

$$n = 30 / 460 = 0,06$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 32.

Таблица 4 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	<i>n</i>
30	460	0,06
720	810	0,88
2370	1400	1,69
<b>Итого на скважину</b>		<b>2,63</b>

#### 4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

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

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

Расчет производится по формуле

$$T_{СПО} = П \cdot n_{сно}, \quad (16)$$

где  $t_{\text{СПО}}$  - нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м

$L$  – длина интервала, м

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в таблице 32.

Таблица 32 - Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долота, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-30	393,7	460	11	24	0-30	0,0119	0,35
II	30-750	295,3	810	12	32	30-100	0,0120	0,84
						100-200	0,0131	1,31
						200-300	0,0144	1,44
						300-400	0,0144	1,44
						400-500	0,0144	1,44
						500-600	0,0153	1,53
						600-700	0,0156	1,56
						700-750	0,0157	0,78
<b>ИТОГО</b>								<b>10,34</b>
III	750-3120	190,5	310	12	32	750-800	0,0157	0,78
						800-900	0,0158	1,58
						900-1000	0,0164	1,64
						1000-1100	0,0175	1,75
						1100-1200	0,0186	1,86
						1200-1300	0,0188	1,88
						1300-1400	0,0191	1,91
						1400-1500	0,0197	1,97
						1500-1600	0,0208	2,08
						1600-1700	0,0228	2,28
						1700-1800	0,0231	2,31
						1800-1900	0,0238	2,38
						1900-2000	0,0244	2,44
						2000-2100	0,0247	2,47
						2100-2200	0,0250	2,50
						2200-2300	0,0253	2,53
						2300-2400	0,0254	2,54
2400-2500	0,0256	2,56						
2500-2600	0,0264	2,64						
2600-2700	0,0276	2,76						
2700-2800	0,0288	2,88						
2800-2900	0,0300	3,00						
2900-3120	0,0312	6,8						
<b>Итого</b>								<b>55,54</b>

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

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

- кондуктор:  $15 \cdot 1 = 15$  мин;
- эксплуатационная колонна:  $62 \cdot 1 = 62$  мин.

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

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления - 8 ч, кондуктора - 12 ч, эксплуатационной колонны - 24 ч.

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

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

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;

- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

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

Отвертывание долота - 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

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

$$L_c = L_k - L_n, \quad (17)$$

где  $L_k$  - глубина кондуктора, м;

$L_n$  -длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 30 - 10 = 20 \text{ м}$$

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

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

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

$$L_T = L_c - L_n, \quad (17)$$

Для направления:

$$L_T = 20 - 25 = 0 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей  $N$  по формуле

$$N = L_T / l_c, \quad (18)$$

где  $l_c$  - длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 0 \approx 0 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

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

Для кондуктора:

$$L_c = 750 - 10 = 740 \text{ м}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 740 - 25 = 715 \text{ м}$$

$$N = 715/24 = 29,79 \approx 30 \text{ шт.}$$

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

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 3120 - 10 = 3110 \text{ м}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 3110 - 24 = 3086 \text{ м}$$

$$N = 3086/24 = 129$$

$$T_{\text{конд.}} = 129 \cdot 2 + 5 = 263 \text{ мин}$$

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

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин.

Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

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

$$\Sigma = 5 + 65 + 263 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 531 \text{ мин} = 8,85 \text{ ч.}$$

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

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

#### **4.2.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами**

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

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

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

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

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 163,04 часов или 6,79 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:  $163,04 \times 0,066 = 10,76$  ч.

Общее нормативное время проводки скважины составляет  $163,04 + 10,76 + 25 = 198,8$ ч = 8,28 суток.

Таблица 33- Нормативная карта вертикальной разведочной скважины на нефтяном месторождении(Тюменская область)

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	393.7Z1RSJ	460	0,06	0-30	30	0,028	0,81	0,35	1,16
<b>3.3.1.1.1 Итого</b>			0,06		30		0,81	0,35	1,16
Бурение под кондуктор	269.9FD616SM F	810	0,88	30-750	720	0,028	20,16	10,34	30,5
Итого			0,88		720		20,16	10,34	30,5
Бурение под эксплуатационную колонну	190,5FD613MH	310	7,64	750-3120	2370	0,038	75,84	55,54	131,38
Итого			7,64		2370		75,84	55,54	131,38
Всего			8,58		3120		96,81	66,03	163,04
Крепление:									
- направления									3,80
- кондуктора									19,0
- эксплуатационная									33,4
- хвостовик									

Установка центраторов									
-направление			-						-
-кондуктор			15						0,15
- эксплуатационная			62						0,62
- хвостовик			-						-
ОЗЦ:									
-направление									8,0
-кондуктора									12,0
- эксплуатационной									24,0
Разбуривание цементной пробки (10 м)									
-направление									1,05
-кондуктор				20-30					2,12
- эксплуатационной				740-750					5,42
Промывка скважины (1 цикл)				3110-3120					
-направление									0,05
-кондуктор									0,30
- эксплуатационная									1,20
Спуск и подъем при ГИС									5,89
Геофизические работы									25,0
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ									7,65
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)									281,8
Ремонтные работы (3,3 %)									10,76
Общее время на скважину									323,45

### 4.3 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала приведенного в таблице 34.

Таблица 34 Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
буровой мастер	1
помощник бурового мастера	3
бурильщик 6 разряда	4
бурильщик 5 разряда	4
помощник бурильщика 5 разряда	4
помощник бурильщика 4 разряда	4
электромонтёр 5 разряда	4
слесарь 5 разряда	2
лаборант	2

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 35.

Таблица 35 Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

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

## 4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

### 4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

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

$$T_{пр} = T_n \cdot k, \quad 163,04 \cdot 1,06 = 172,82 \text{ ч} \quad (19)$$

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

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{np} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (20)$$

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

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

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

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	нормативная, ч	Продолжительность	
		ч	сут.
Бурение: направление кондуктор эксплуатационная колонна	1,16	1,23	0,05
	30,5	32,33	1,34
	131,38	139,26	5,8
Крепление: направление кондуктор эксплуатационная колонна	3,80		
	19,0	4,02	0,16
	33,4	20,14	0,83
		35,4	1,47
Итого	219,24	232,38	9,65

Уточненный сводный сметный расчет представлен в Приложении С.

#### 4.5 Расчет технико-экономических показателей

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

а) механическая скорость  $V_M$ , м/ч

$$V_M = H/T_M, \quad (21)$$

где  $H$  - глубина скважины, м;

$T_M$  - время механического бурения, ч.

$$V_M = 3120/96,81 = 32 \text{ м/час.}$$

б) рейсовая скорость  $V_p$ , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{сно}), \quad (22)$$

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

$$V_p = 3120/(55,54+96,81) = 20,5 \text{ м/час}$$

в) коммерческая скорость  $V_K$ , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720)/T_H, \quad (23)$$

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

$$V_K = 3120 \cdot 720/219,24 = 10246 \text{ м/ст.мес.}$$

г) проходка на долото  $h_\delta$ , м

$$h_\delta = H/n, \quad (24)$$

где  $n$  - количество долот.

$$h_\delta = 3120/2,63 = 1186 \text{ м.}$$

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{clm} = (C_{cm} - П_n)/H, \quad (25)$$

где  $C_{cm}$  - сметная стоимость строительства скважины, руб;

$П_n$  - плановые накопления, руб.

$$C_{clm} = (150446420 - 39556)/3120 = 48207 \text{ руб}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 38.

Таблица 38 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	3120
Продолжительность бурения, сут.	8,58
Механическая скорость, м/ч	32
Рейсовая скорость, м/ч	20,5
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	10246
Проходка на долото, м	1186
Стоимость одного метра	48207

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2БЗБ	Нугманову Рамилю Закарьевичу

<b>ШКОЛА</b>	<b>ИШПР ТПУ</b>	<b>Отделение</b>	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Бурение нефтяных и газовых скважин

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

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Бурение вертикальной разведочной скважины глубиной 3120м (Тюменская область)
--	--

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

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты;</li> <li>– (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).</li> </ul> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).</li> </ul>	<p>Воздействие на окружающую среду сводится к минимуму, так как используемые вещества КМЦ, Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>, минимально токсичны. Некоторые из них могут быть отправлены на вторичное производство, а остальные утилизируются с помощью дополнительных средств защиты.</p>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> </ul>	<p>Рассмотрены наиболее характерные ЧС: 1. техногенные (несчастные случаи,</p>

<ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>нефте-газо-проявления, пожары);  2.природные (наводнения, ураганы, морозы);  3.военные.</p>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	<p>Руководитель (ответственный) принимает обязательства выполнения и организации правил эвакуации и соблюдение требования безопасности на буровой площадке, а также контроль за исправностью работы в помещении.</p>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3Б	Нугманов Рамиль Закарьевич		

## 5. Социальная ответственность

### 5.1. Производственная безопасность

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины глубиной 3120 м которое расположено в Тюменской области. При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары.

### 5.2. Анализ вредных факторов производственной среды

#### 5.2.1. Недостаточная освещенность рабочей зоны

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

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 39.

Таблица 39 - Нормы освещенности [1]

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещённости, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-50 <sup>0</sup> . Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-30 <sup>0</sup> .	75
Щит КИП	Перед приборами	100
Полаты верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м. от пола полатей под углом не менее 50 <sup>0</sup> .	75
Путь талевого блока.	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-70 <sup>0</sup> .	20
Кронблок.	Над кронблоком.	50
Приемный мост	На ногах вышки на высоте не менее 6м.	20

Редукторное помещение	На высоте не менее 3 м.	30
Насосный блок-пусковые ящики	На высоте не менее 3 м.	50
Насосный блок - насосы	На высоте не менее 3 м.	25
ПВО	Под полом буровой	100
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 м.	100

### 5.2.2. Повышенный уровень шума

Применяются следующие мероприятия по устранению шума:

- проводить планово-предупредительные ремонты, смазки,
- применение средств индивидуальной защиты (наушники, вкладыши, противощумный шлем);

При бурении скважин используются различные машины и механизмы, при работе которых, в ряде случаев увеличивается уровень шума и вибраций, к ним относятся: электромоторы, лебедки, вибросита, буровые насосы, ротор и др.

Шум на рабочем месте не должен превышать 80 дБА и соответствовать требованиям СанПиН 2.2.4 3359-16

### 5.2.3. Повышенный уровень вибрации

Мероприятия по устранению вибрации:

- балансировка, установка амортизаторов, проведение планово-предупредительных ремонтов;
- применение средств индивидуальной защиты
- Источником вибрации являются вибросита, ротор, буровые насосы.

- Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду  $0 \div 28$  мм. Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ12.1.012-90 ССБТ "Вибрация. Общие требования безопасности".

#### 5.2.4 Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

С целью исключения вредного воздействия отработанного бурового раствора, ГСМ, химических реагентов и веществ в процессе бурения скважины на окружающую среду необходимо выполнение следующих мероприятий:

- вести бурение скважины по без амбарной технологии;
- буровая установка оснащается поддоном для сбора буровых сточных вод, которые потом вместе с буровым раствором подлежат утилизации. Твёрдая фаза образовавшаяся после утилизации подлежит вывозу в могильник;
- площадка под буровую установку должна иметь лежнёвку с устройством дренажной системы;
- хранение запаса бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических ёмкостях.

Таблица 40-ПДК и классы опасности.[13]

Загрязняющее вещество	Предельно допустимая концентрация, мг/м <sup>3</sup>			Загрязняющее вещество	Предельно допустимая концентрация, мг/м <sup>3</sup>		
	рабочей зоны	максимальная разовая	среднесуточная		рабочей зоны	максимальная разовая	среднесуточная
Азота диоксид	5,0	0,085	0,085	Бензол	5,0	1,50	0,80
Аммиак	20	0,20	0,20	Дихлорэтан	10	3,0	1,0
Ацетон	200	0,35	0,35	Серы диоксид	10	0,5	0,05
Сероводород	10	0,008	0,008	Метанол	5,0	1,0	0,5
Фенол	5	0,01	0,01	Фтористые соединения (в пересчете на фтор)	0,5	0,02	0,005
Формальдегид	0,5	0,035	0,012	Пыль нетоксичная (известняк)	6	0,5	0,05
Хлор	1,0	0,10	0,03	Этанол	1000	5	5

### 5.2.5. Отклонение параметров климата на открытом воздухе

Климатические условия. Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала. Для предупреждения заболеваний необходимо предусмотреть укрытия рабочих мест, индивидуальные средства защиты (спецодежда), необходимые перерывы в работе. Климатические нормы представлены в таблице 41.

Таблица 41- Климатические нормативы.

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

## 5.3 Анализ опасных факторов

### 5.3.1 Пожарная безопасность

Пожарная безопасность согласуется со следующими нормативными документами: ГОСТ 12.1.044-84 "Пожаровзрывоопасность взрывчатых веществ и материалов", "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" 2000 г.

Для предупреждения возникновения пожара необходимо:

- устанавливать молниезащиту;
- устье скважины обвязывать противовыбросовым оборудованием и осуществлять постоянный контроль за ним;

- выхлопные трубы дизелей и автомобилей оборудовать искрогасителями;
- организовывать места для курения за пределами буровой установки; осторожное обращение с открытым огнем (сварные работы, курение); применять омеднённый инструмент;
- устанавливать коммутирующую аппаратуру;
- проверять сопротивление изоляции (один раз в год);
- соблюдать правила хранения и эксплуатации горюче смазочных материалов.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. Первичные средства пожаротушения представлены в табл. 42.

Таблица 42- Первичные средства пожаротушения

Наименование	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Количество, шт
Огнетушитель пенный	ГОСТ 16005-70	8
Ящик с песком объемом 0.5 м <sup>3</sup>	-	4
Ящик с песком объемом 1 м <sup>3</sup>	-	2
Лопаты	ГОСТ 3620-76	5
Ломы	ГОСТ 16714-71	2
Топоры	ГОСТ 16714-71	2
Багры	ГОСТ 16714-71	2
Ведра пожарные	-	4

### **5.3.2 Электробезопасность**

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств;
- применение защитного заземления буровой установки;
  - допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

### **5.3.3. Движущиеся машины и механизмы**

Мероприятия по устранению механических травм

Необходимо проводить следующие мероприятия:

- проверка наличия на вращающихся и двигающихся частях механизмов кожухов и защитных ограждений;
- проверка состояния пусковых и тормозных устройств, ремней, тросов, цепей;
- проведение инструктажей по технике безопасности;

### **5.3.4 Экологическая безопасность**

Во время проведения работ по сооружению скважины естественно происходит загрязнение окружающей среды. Вредные воздействия на окружающую среду природоохранные мероприятия представлены в Приложении Т.

## **Разработка мероприятий по охране окружающей природной среды**

Для обеспечения предотвращения загрязнения окружающей среды необходимо обеспечить строгое соблюдение действующих норм, правил и инструкций Госкомприроды, Минводхоза, Минрыбхоза, Минздрава России, а также местных директивных и контролирующих органов.

При проведении строительного-монтажных работ с целью предотвращения загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод необходимо выполнение следующих мероприятий:

- произвести оформление земельного участка для строительства буровой установки и жилого посёлка;
- на основании норм отвода земельных участков и руководствуясь схемой расположения оборудования, установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку.

С целью исключения вредного воздействия отработанного бурового раствора, ГСМ, химических реагентов и веществ в процессе бурения скважины на окружающую среду необходимо выполнение следующих мероприятий:

- вести бурение скважины по без амбарной технологии;
- буровая установка оснащается поддоном для сбора буровых сточных вод, которые потом вместе с буровым раствором подлежат утилизации. Твёрдая фаза образовавшаяся после утилизации подлежит вывозу в могильник;
- площадка под буровую установку должна иметь лежнёвку с устройством дренажной системы;
- хранение запаса бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических ёмкостях.

На этапе бурения и крепления скважины, для защиты окружающей среды от вредного воздействия должны выполняться следующие мероприятия:

- с целью предотвращения в аварийных ситуациях открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилегающих территорий, устье скважины

оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 “Оборудование противовыбросовое”;

- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом, например типа цементовозов или смесительных машин;

- транспортировку жидких веществ (нефть, хим. реагенты, ГСМ и др.) осуществлять только в цистернах или специальных ёмкостях;

- образующиеся во время СПО переливы бурового раствора и сточные воды после мытья пола буровой или оборудования должны быть собраны в специальную ёмкость и подлежат утилизации при помощи оборудования для безамбарного бурения.

Для надёжной охраны недр в процессе бурения скважины необходимо:

- строго соблюдать запроектированную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытия интервалов поглощений бурового раствора;

- создать по всей длине интервалов цементирования колонны прочное цементное кольцо с целью исключения межпластовых, за колонных перетоков;

- при ликвидации и консервации скважин производить все работы согласно требованиям “Инструкции о порядке ведения работ по ликвидации и консервации опасных производственных объектов, связанных с использованием недрами (Госгортехнадзор России, 02. 06. 99 г.) “Инструкции о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудовании их устьев и стволов” (Госгортехнадзор России, 22. 03. 2000 г.). [3]

После окончания бурения скважины и её крепления с последующим демонтажем оборудования необходимо приступить к рекультивации земель:

- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;

- засыпать все ямы, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;

- произвести восстановление плодородного слоя земли.

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы (ГОСТ 17.0.02-76 ОП):

- ГОСТ 17.1.02-79, охрана гидросферы;

- ГОСТ 17.2.02-79, охрана атмосферы;

- ГОСТ 17.4.02-79, охрана почв;

- ГОСТ 17.5.02-79, охрана земель;

- ГОСТ 17.6.02-79, охрана флоры.

#### **5.4 Безопасность в ЧС**

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – состояние при котором в результате возникновения источника ЧС на объекте, определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей среде.

ЧС могут носить следующий характер:

- техногенные (несчастные случаи, нефте-газо-проявления, пожары);
- природные (наводнения, ураганы, морозы);
- военные.

При возникновении лесных пожаров оповещают все близлежащие населенные пункты. Производится эвакуация людей в безопасные места, вырубка просек поперек направления движения пожара, тушение пожара с помощью наземных сил и авиации, оказание первой медицинской помощи пострадавшим.

В случае наводнения на буровую площадку дополнительно завозится грунт, производится устройство защитных дамб. Разрабатываются мероприятия на случай необходимого вывоза людей.

При возможности возникновения ураганов необходимо согласовывать работы метеослужбы с диспетчерской связью. Применять необходимые меры к укрытию людей. Отменять все виды работ при возникновении ураганов.

В настоящее время на территории Российской Федерации существуют угрозы террористических актов. Для их предупреждения необходимо:

- усилить службу безопасности бурового предприятия;
- назначить ответственного работника по организации против террористических мероприятий;
- всем работникам сделать пропуска для прохождения на рабочие объекты и в вахтовый транспорт;
- уведомлять службу безопасности о посторонних людях и предметах на территории предприятия.

Индивидуальная защита людей предусматривается с помощью противогазов, специальной изолирующей защитной одежды.

При существовании угрозы нападения со стороны противника буровое предприятие переводится на особый режим работы.

Разрабатываются мероприятия по осуществлению неотложных аварийно-восстановительных работ на случай разрушения буровой установки при применении ОМП противником.

## **5.5. Правовые и организационные мероприятия**

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

данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Каждый рабочий должен быть проинструктирован по безопасности труда. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты. Каждый участок, место, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка данного объекта. На рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи. При возникновении несчастного случая пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт, а также сообщить о случившемся руководителю подразделения [6].

Рабочий несет ответственность за:

1. соблюдение правил внутреннего трудового распорядка;
2. выполнение требований инструкций (паспортов) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда, правил пожаробезопасности и электробезопасности;
3. качественное выполнение работ;
4. сохранность закрепленного за ним оборудования, приспособлений и инструмента;
5. аварии, несчастные случаи и другие нарушения, причиной которых явились действия рабочего, нарушающего требования инструкций (паспортов) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда.

Перед началом работ рабочий должен:

1. проверить наличие защитных средств;

2. проверить наличие средств пожаротушения;

3. ознакомиться с условиями производства и характером работ и поучить разрешение на производство работ у лица, ответственного за безопасное производство работ.

Перед началом работ должны быть определены опасные зоны, в которых возможно воздействие опасных производственных факторов, связанных или не связанных с технологией и характером выполняемых работ.

Все работники лаборатории обязаны пройти инструктаж по технике безопасности: знать меры при возникновении ЧС, расположение первичных средств пожаротушения, план эвакуации и нахождение кнопок оповещения.

Существуют некоторые правила, которые необходимо соблюдать работнику лаборатории [7]:

- к работе не допускаются лица, не прошедшие инструктаж (периодичность для студентов- 2 раза в год);

- продолжительность работы в лаборатории составляет не более 8 часов в день (перерывы через каждые 45-50 минут);

- работа с химическими веществами запрещена беременным женщинам и несовершеннолетним;

- периодичность медосмотров- раз в год.

Законодательством об охране труда для работников, занятых на работах с вредными условиями труда или связанных с загрязнением, устанавливаются компенсации и льготы:

Согласно ст.117 Трудового Кодекса Российской Федерации [8], в соответствии со «Списком производств, цехов, профессий и должностей с вредными условиями труда» утвержденным Постановлением Государственного Комитета Труда СССР № 298/П-22, утвержденным 25 октября 1974 г., для работников следующих профессий, устанавливается дополнительный отпуск в рабочих днях:

- машинист буровой установки – 6 рабочих дней;
- картограф, топограф, чертежник, занятые составлением, вычерчиванием топографических, географических, геологических, морских и специальных планов и карт – 6 рабочих дней;

Согласно ст. 221 Трудового Кодекса РФ и ст. 37 Конституции Российской Федерации [9] работникам выдаются бесплатно по установленным нормам специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (средства защиты рук, средства защиты ног, средства защиты головы, средства защиты лица, средства защиты глаз, средства защиты органов слуха, средства защиты органов дыхания [10]).

В соответствии со ст. 27 Федерального закона №173-ФЗ от 17.12.2001 г (ред. От 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации», сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии имеют следующие лица:

- мужчины по достижении возраста 55 лет, женщины по достижении возраста 50 лет, если они проработали соответственно не менее 12 лет 6 месяцев и 10 лет в экспедициях, партиях, отрядах, на участках и в бригадах непосредственно на полевых геолого-разведочных, поисковых, топографо-геодезических, геофизических, гидрографических, гидрологических, лесоустроительных и изыскательских работах и имеют страховой стаж соответственно не менее 25 и 20 лет;

## **Заключение**

Согласно проведенного анализа геолого-технического условия бурения разведочной вертикальной скважины глубиной 3120м на нефтяном месторождении (Тюменская область), дебитом 150 м<sup>3</sup>/сут., требованиям промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли и технико-экономическим обоснованиям в курсовом проекте был произведен расчет конструкции скважины, расчет обсадных труб на прочность, проектирование технологической оснастки обсадной колонны, расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны, проектирование процесса испытания и освоения скважины.

## Список литературы

1. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.
2. СП 51.13330.2011. Защита от шума.
3. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности"
4. Серeda Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. - М.: Недра, 1988. - 359с.
5. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
6. ПРИКАЗ от 12 марта 2013 года N 101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"»;
7. Коваленко В.П. Загрязнения и очистка нефтяных масел / В.П. Коваленко. – М.: Химия. 1978. – 320 с.
8. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 03.07.2016) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2017);
9. Конституции Российской Федерации.
10. ГОСТ 12.4.011-89 - Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация;
11. ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»;
12. <https://ru.wikipedia>
13. ГН 2.1.5.1315-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) хи

## Приложение А. 1

(Обязательное)

### Стратиграфический разрез скважины

Таблица А.1 - Стратиграфический разрез скважины

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернзности интервала
от (кровля)	До (подошва)	название	индекс	угол	азимут	
				град.	град	
1	2	3	4	5	6	7
0	20	Четвертичные отл.	Q	0	-	1,45
20	140	Некрасовская свита	Pg <sub>3</sub> nk	0	-	1,45
140	190	Чеганская свита	Pg <sub>2-3</sub> cg	0	-	1,45
190	240	Люлинворская свита	Pg <sub>2</sub> ll	0	-	1,45
240	280	Талицкая свита	Pg <sub>1</sub> tl	0	-	1,45
280	430	Ганькинская свита	K <sub>2</sub> gn	0	-	1,45
430	490	Славгородская свита	K <sub>2</sub> sl	0	-	1,45
490	680	Ипатовская свита	K <sub>2</sub> ip	0	-	1,45
680	700	Кузнецовская свита	K <sub>2</sub> kz	0	-	1,45
700	1690	Покурская свита	K <sub>1-2</sub> pk	0	-	1,10
1690	1760	Алымская свита	K <sub>1</sub> al	0	-	1,10
1760	2260	Киялинская свита	K <sub>1</sub> kls	0	-	1,10
2260	2350	Тарская свита	K <sub>1</sub> tr	0	-	1,10
2350	2580	Куломзинская свита	K <sub>1</sub> klm	0	-	1,10
2580	2605	Баженовская свита	J <sub>3</sub> bg	0	-	1,10
2605	2610	Георгиевская свита	J <sub>3</sub> gr	0	-	1,10
2610	2680	Васюганская свита	J <sub>3</sub> vs	0	-	1,10
2680	3015	Тюменская свита	J <sub>2</sub> tm	0	-	1,20
3015	3025	Тогурская свита	J <sub>1</sub> tog	0	-	1,20
3025	3055	Урманская свита	J <sub>1</sub> urm	0	-	1,20
3055	3150	Кора выветривания	к. в.	10-15	-	1,30

## Приложение А. 2

(Обязательное)

### Литологическая характеристика разреза скважин

Таблица А. 2 - Литологическая характеристика разреза скважин

Индекс разреза	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
Q	0	20	Глины Суглинки Пески Супеси	40 40 10 10	Почвенно-растительный слой; пески, глины, суглинки и супеси
Pg <sub>3</sub> nk	20	140	Пески Глины	70 30	Пески серые и светло-серые мелко- и среднезернистые, суглинки буровато-серые и глины с прослоями лигнита
Pg <sub>2-3</sub> cg	140	190	Глины Алевролиты Пески	80 10 10	Глины голубовато-зеленые, зеленовато-серые, с многочисленными прослоями и линзами песков серых, светло-серых, буровато-серых, кварцевых и кварц-полевошпатовых и алевритовых
Pg <sub>2</sub> ll	190	240	Глины	100	Глины зеленовато-серые, желто-зеленые, жирные на ощупь, в нижней части свиты - опоковидные
Pg <sub>1</sub> tl	240	280	Глины Песчаники	80 20	Глины темно-серые до черных, жирные, вязкие, плотные, иногда алевритистые с прослойками песчаников
K <sub>2</sub> gn	280	430	Глины	100	Глины серые, темно-серые, известковистые, иногда алевритистые. В верхней части – мергели серые, зеленовато-серые.
K <sub>2</sub> sl	430	490	Глины	100	Глины серые, темно-серые, комковатые, участками опоковидные, с редкими прослойками песчаников и алевритов
K <sub>2</sub> ip	490	680	Глины Песчаники	80 20	Глины серые, темно-серые и зеленовато-серые алевритистые, иногда опоковидные с переслаиванием песчаников
K <sub>2</sub> kz	680	700	Глины	100	Глины серые, темно-серые, тонко-полосчатые, листоватые, плитчатые, иногда известковые
K <sub>1-2</sub> pk	700	1690	Пески Глины Песчаники Алевролиты	50 20 20 10	Неравномерное переслаивание песчаников серых, светло-серых мелкозернистых, кварц-полевошпатовых, иногда известковистых, с пологой и косою слоистостью, алевритов серых, комковатых, иногда уплотненных, аргилитоподобных, с зеркалами скольжения, с обильным обугленным растительным детритом. Пласты песчаников не выдержаны по простиранию, часто линзовидные. Песчаная толща в подошве свиты сравнительно выдержанная по простиранию
K <sub>1</sub> al	1690	1760	Глины Песчаники Алевролиты	50 30 20	Неравномерное переслаивание глин, песчаников и алевралитов
K <sub>1</sub> cls	1760	2260	Алевролиты Песчаники Глины	40 30 30	Глины серые, буровато-серые, зеленовато-серые, коричневые, пятнистые, комковатые, часто алевритистые. Песчаники серые, светло-серые, мелкозернистые, преимущественно кварц-полевошпатовые

## Приложение А. 3

(Обязательное)

### Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Таблица А.3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического разреза	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость, мДарси	Глинность, %	Карбонатность, %	Твердость, МПА	Расслоенность	Абразивность	Категория породы
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	20	Глины	2,1	-	0	95	0	98	2	4	мягкая
			Суглинки	2,0	-	0	30	0	98	2	4	мягкая
			Пески	1,9	-	500	-	0	0	1	10	мягкая
			Супеси	2,0	-	0	-	0	147	3	10	мягкая
Pg <sub>3</sub> nk	20	140	Пески	2,4	-	600	-	0	0	1	10	мягкая
			Глины	2,4	-	0	95	0	98	2	4	мягкая
Pg <sub>2-3</sub> cg	140	190	Глины	2,5	-	600	-	0	98	2	10	Мягкая
			Алевриты	2,6	-	50	-	0	98	3	10	Мягкая
			Пески	2,4	-	0	95	0	0	1	4	мягкая
Pg <sub>2</sub> ll	190	240	Глины	2,1	-	0	95	0	98	2	4	мягкая
Pg <sub>1</sub> tl	240	280	Глины	2,4	-	1	90	0	98	2	4	мягкая
			Песчаники	2,6	35	600	8	0	0	1	10	мягкая
K <sub>2</sub> gn	280	430	Глины	2,4	-	0	95	5	98	3	4	мягкая
K <sub>2</sub> sl	430	490	Глины	2,4	-	0	95	0	98	3	4	мягкая
K <sub>2</sub> ip	490	680	Глины	2,4	-	0	90	0	147	3	4	Мягкая
			Песчаники	2,6	32	450	8	3	245	2	10	мягкая
K <sub>2</sub> kz	680	700	Глины	2,4	-	0	90	2	147	3	4	мягкая
K <sub>1-2</sub> pk	700	1690	Пески	2,4	-	0	95	2	245	3	4	мягкая
			Глины	2,6	31,5	1000	5	3	294	2	10	средняя
			Песчаники	2,6	13,5	10	18	5	343	3	6	средняя
			Алевриты	2,5	38	1450-1500	7	3	196	1	10	средняя
K <sub>1</sub> al	1690	1760	Глины	2,67	-	10	95	2	245	3	4	мягкая
			Песчаники	2,69	-	5	25	5	-	3	10	средняя
			Алевриты	2,6	17,6	12	5	5	294	2	10	средняя
K <sub>1</sub> kls	1760	2260	Алевриты	2,6	26,2	100	5	5	294	2	10	средняя
			Песчаники	2,69	-	30	25	5	-	3	10	средняя
			Глины	2,6	-	5	95	2	245	3	4	мягкая

## Приложение А. 4

(Обязательное)

### Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Таблица А.4- Градиенты давлений и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического под разделения	Интервал по вертикали, м		Градиент давления											Температура в конце интервала		
			пластового			порового			гидроразрыва пород			горного				
	от (верх)	до (низ)	МПа/м		источник получ.	МПа/м		источник получ.	МПа/м		источник получения	МПа/м		источник получ.	°С	источник получения
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
Q	0	20	0,00	0,01	ПГФ	0,00	0,01	ПГФ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,0000	0,0220	ПГФ	3	ПГФ
Pg <sub>3</sub> nk	20	140	0,01	0,01	ПГФ	0,01	0,01	ПГФ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,0220	0,0220	ПГФ	10	ПГФ
Pg <sub>2-3</sub> cg	140	190	0,01	0,01	ПГФ	0,01	0,01	ПГФ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,0220	0,0220	ПГФ	15	ПГФ
Pg <sub>2</sub> ll	190	240	0,01	0,01	ПГФ	0,01	0,01	ПГФ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,0220	0,0220	ПГФ	16	ПГФ
Pg <sub>1</sub> tl	240	280	0,01	0,01	ПГФ	0,01	0,01	ПГФ	0,0190	0,0190	РФЗ	0,0220	0,0220	ПГФ	18	ПГФ
K <sub>2</sub> gn	280	430	0,01	0,01	ПГФ	0,01	0,01	ПГФ	0,0190	0,0190	РФЗ	0,0230	0,0230	ПГФ	20	ПГФ
K <sub>2</sub> sl	430	490	0,01	0,01	ПГФ	0,01	0,01	ПГФ	0,0190	0,0190	РФЗ	0,0230	0,0230	ПГФ	20	ПГФ
K <sub>2</sub> ip	490	680	0,01	0,01	ПГФ	0,01	0,01	ПГФ	0,0190	0,0190	РФЗ	0,0230	0,0230	ПГФ	21	ПГФ
K <sub>2</sub> kz	680	700	0,01	0,01	ПГФ	0,01	0,01	ПГФ	0,0190	0,0190	РФЗ	0,0230	0,0230	ПГФ	21	ПГФ
K <sub>1-2</sub> pk	700	1690	0,01	0,01	РФЗ	0,01	0,01	РФЗ	0,0190	0,0190	РФЗ	0,0230	0,0230	ПГФ	52	ПГФ
K <sub>1</sub> al	1690	1760	0,01	0,01	РФЗ	0,01	0,01	РФЗ	0,0170	0,0170	РФЗ	0,0230	0,0230	ПГФ	65	ПГФ
K <sub>1</sub> kls	1760	2260	0,01	0,01	РФЗ	0,01	0,01	РФЗ	0,0160	0,0160	РФЗ	0,0230	0,0230	ПГФ	75	ПГФ
K <sub>1</sub> tr	2260	2350	0,01	0,01	РФЗ	0,01	0,01	РФЗ	0,0160	0,0160	РФЗ	0,0230	0,0230	ПГФ	79	ПГФ
K <sub>1</sub> klm	2350	2580	0,01	0,01	РФЗ	0,01	0,01	РФЗ	0,0160	0,0160	РФЗ	0,0230	0,0230	ПГФ	85	ПГФ
J <sub>3</sub> bg	2580	2605	0,01	0,01	РФЗ	0,01	0,01	РФЗ	0,0160	0,0160	РФЗ	0,0240	0,0240	ПГФ	88	ПГФ
J <sub>3</sub> gr	2605	2610	0,01	0,01	РФЗ	0,01	0,01	РФЗ	0,0160	0,0160	РФЗ	0,0240	0,0240	ПГФ	90	ПГФ
J <sub>3</sub> vs	2610	2680	0,01	0,01	РФЗ	0,01	0,01	РФЗ	0,0160	0,0160	РФЗ	0,0240	0,0240	ПГФ	101	ПГФ
J <sub>2</sub> tm	2680	3015	0,01	0,01	РФЗ	0,01	0,01	РФЗ	0,0160	0,0160	РФЗ	0,0240	0,0240	ПГФ	102	ПГФ
J <sub>1</sub> tog	3015	3025	0,01	0,01	РФЗ	0,01	0,01	РФЗ	0,0160	0,0160	РФЗ	0,0240	0,0240	ПГФ	103	ПГФ
J <sub>1</sub> urm	3025	3055	0,01	0,01	РФЗ	0,01	0,01	РФЗ	0,0160	0,0160	РФЗ	0,0240	0,0240	ПГФ	104	ПГФ
к. в	3055	3065	0,0104	0,0104	РФЗ	0,0104	0,0104	РФЗ	0,0155	0,0155	РФЗ	0,0240	0,0240	ПГФ	107	ПГФ
Pz	3065	3150	0,0105	0,0105	РФЗ	0,0105	0,0105	РФЗ	0,0155	0,0155	РФЗ	0,025	0,025	ПГФ	107	ПГФ

**Приложение Б**  
(Обязательная)

**Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)**

Таблица Б.1-Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>		Подвижность, дарси на сантипуаз	Содержание серы, процент по весу	Содержание парафина, процент по весу	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации					газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	содержание сероводорода, процент по объему	содержание углекислого газа, процент по объему	относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости 1/МПа НУ <sup>4</sup>	давление насыщения в пластовых условиях, МПа
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
к.в(М)	3055	3065	порово-каверновый	0.748	0.87	0.0223	0.55	10.63	80-150	256.0	-	2.61	0.7	0.90	25.62
PZ(М1)	3075	3090	каверново-трещинный												

**Приложение В.1**  
(Обязательная)

**Водоносность**

Таблица В.1-водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Фазовая проницаемость, пиарен	Химический состав воды в мг-эквивалентной форме						Степень минерализации М, г/л	Тип воды по Сулину:	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	НСO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Na <sup>+</sup> , K <sup>+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Ca <sup>2+</sup>			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
<b>1. Палеоген-четвертичный комплекс.</b>															
О	0	20	поровый	1.00	20-160	25	89	—	11	82	4	14	0,1-0,2	ГКН	нет
Pg <sub>3</sub> nk	20	140	поровый	1.00	до 300	500	89	-	11	82	4	14	0,11-0,87	ГКН	да
<b>2. Апт-альб-сеноманский комплекс.</b>															
К <sub>2</sub> рк	700	1690	поровый	1.004	168-492	500	97	-	3	89	3	8	0,15	ХЛК	нет
<b>3. Неокомский водоносный комплекс.</b>															
К, kls - К, klm	1690	2580	поровый	1.01	100-2001		394.5	-	2	291.3	2.7	37	17-27	ХЛК	нет
<b>4. Юре ко-палеозойский комплекс.</b>															
J <sub>3</sub> vs-J <sub>2</sub> tm	2610	3015	порово-каверновый	1,019 - 1,031	до 125	-	557.7	-	4	465.4	1,4	95	32-51	ХЛК	нет
Pz	3095	3135	каверново-трещинный	1.027	до 125	0.01	564	-	19,2	526.04	9,6	48	32-44,8	ХЛК	нет

**Приложение В.2**  
(Обязательная)

**Поглощение бурового раствора**

Таблица В.2 -Поглощение бурового раствора

Индекс страти графического подразде	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м <sup>3</sup> / час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при максимальном снижении, м	Имеется ли циркуляции (да, его нет)	Градиент давления поглощения, кгс/ см <sup>2</sup> на м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляци- онных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q - P& nk	0	140	1	10	Нет	0.17	0.22	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидро- статического давления.
K .2 рк	700	1690	1	30	Нет	0.13	0.18	
К.В.	3055	3065	1	30	Нет	0.10	0.15	

**Приложение В.3**  
(Обязательная)

**Осопи и обвалы**

Таблица В.3-осопи и обвалы

Индекс страт игра- фическог о подразде-	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее			Время начала осложнения, сут.	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка И Т.д.)
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, г/см <sup>3</sup>	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчи- вость попо-		
1	2	3	4	5	6	7	8
Q-Pg <sub>3</sub> пк	0	140	Глинистый	<1,16	V> 10 см <sup>3</sup> за 30 мин	3.0	Соблюдение технологической скорости бурения, проработка ствола скважины, увеличение плотности и снижение водоотдачи промывочной жидкости.
К  <sub>2</sub> рк	700	1690	Глинистый	<1,10-в интервале под эксплуатацио- нную колонну	V>10 см <sup>3</sup> за 30 мин	2.5	
К. В	305 5	3065	Глинистый	<1,10-в интервале под эксплуатацио- нную колонну	V>10 см <sup>3</sup> за 30 мин	2.5	

**Приложение В.4**  
(Обязательная)

**Нефтегазоводопроявления**

Таблица В.4- Нефтегазоводопроявления

Индекс страти графичес кого подразде ления	Интервал, м		Вид проявля- емого флюида (вода, нефть, конден- сат, газ)	Длина столба газа при ликвидаци и газопро- явления, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см <sup>3</sup>		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.п.)
	от (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q-Pg <sub>3</sub> nk	0	140	вода	-	1.00	1.00	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического.	Увеличение водоотдачи, перелив бурового раствора.
K <sub>2</sub> ip	490	680	вода	-	1.00	1.00	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического.	Увеличение водоотдачи, перелив бурового раствора.
K 2 pk	700	1690	вода	-	1.004	1.004		-//-
K, al - K, klm	1690	2580	вода	-	1.01	1.01		-//-
J <sub>3</sub> vs	2610	2680	вода	-	1.02	1.02		-//-
J <sub>2</sub> tm	26 80	3015	вода	-	1.02	1.02		-//-
K.B	305 5	3065	нефть, газ	-	0,75 1,05	0,75 1,05	Несоблюдение параметров бурового раствора.	Перелив бурового раствора, пленка нефти, пузырьки газа.
Pz	3075	3090	нефть, газ		0,75 1,06	0,75 1,06		
	3095	3135	вода		1.031	1.031	Снижение противодавлен ия на пласт ниже гидро- статического.	Увеличение водоотдачи, перелив бурового раствора. Полное поглощение

**Приложение В.5**  
(Обязательная)

**Прочие возможные осложнения**

Таблица В.5- Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифообразование и пр.	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Pg <sub>2.3cg</sub> + K <sub>2sl</sub>	140	490	Кавернообразование	За счет потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора
K, -2 к2	680	700	Кавернообразование, сужение ствола	За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора
K, al+kls	1690	2260	значительное кавернообразование, сужение ствола	За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора

**Приложение В.5**  
**(Обязательная)**

**Прихватоопасные зоны**

Таблица В.6- Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования и пр.)	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	плотность, г/см <sup>3</sup>	водоотдача, см <sup>3</sup> 30 мин	смазывающие добавки (название)		
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q - Pg2-3Cg	0	190	От перепада давления, от обвала неустойчивых пород	Глинистый	<1,16	>10	нет	да	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы.
Pg <sub>2</sub> 11- K <sub>2</sub> 81	190	490	От обвала неустойчивых пород	Глинистый	<1,16	>10	нет	да	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы.
K, 2 pk	700	1690	От перепада давления	Глинистый	>1,15	>10	нет	да	Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной.
K, al	1690	1760	От заклинки и сапья и кообразовая и я, разбухание глинистых пород, от перепада давления	Глинистый	>1,15	>10	нет	да	Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной
к.в	3055	3065	От перепада давления	Глинистый	>1,15	>10	нефть	да	Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной.

## Приложение Г (Обязательная)

### Совмещенный график давлений

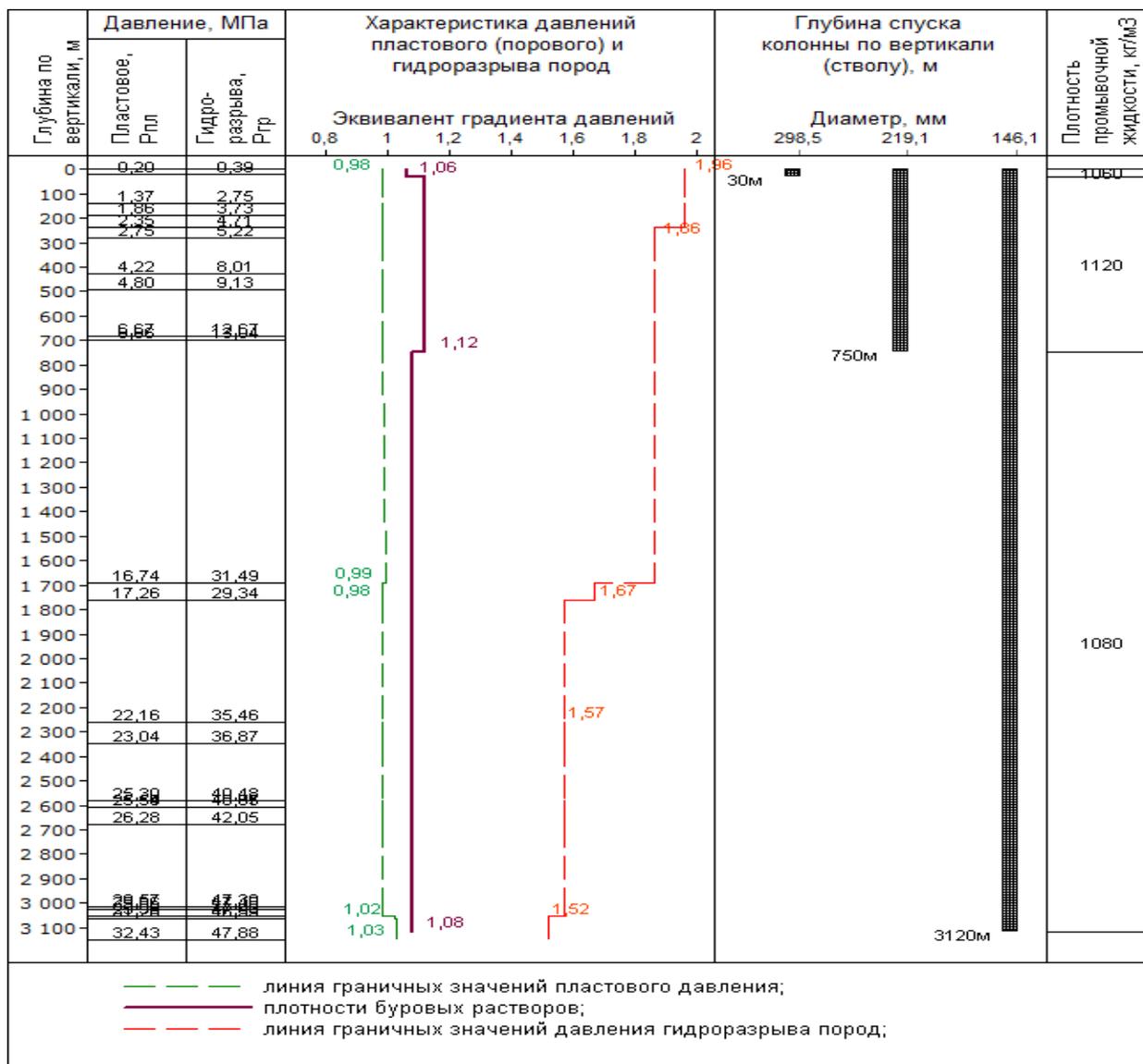


Рисунок Г.1 – Совмещенный график давлений

Приложение Д  
(Обязательная)

Конструкция скважины

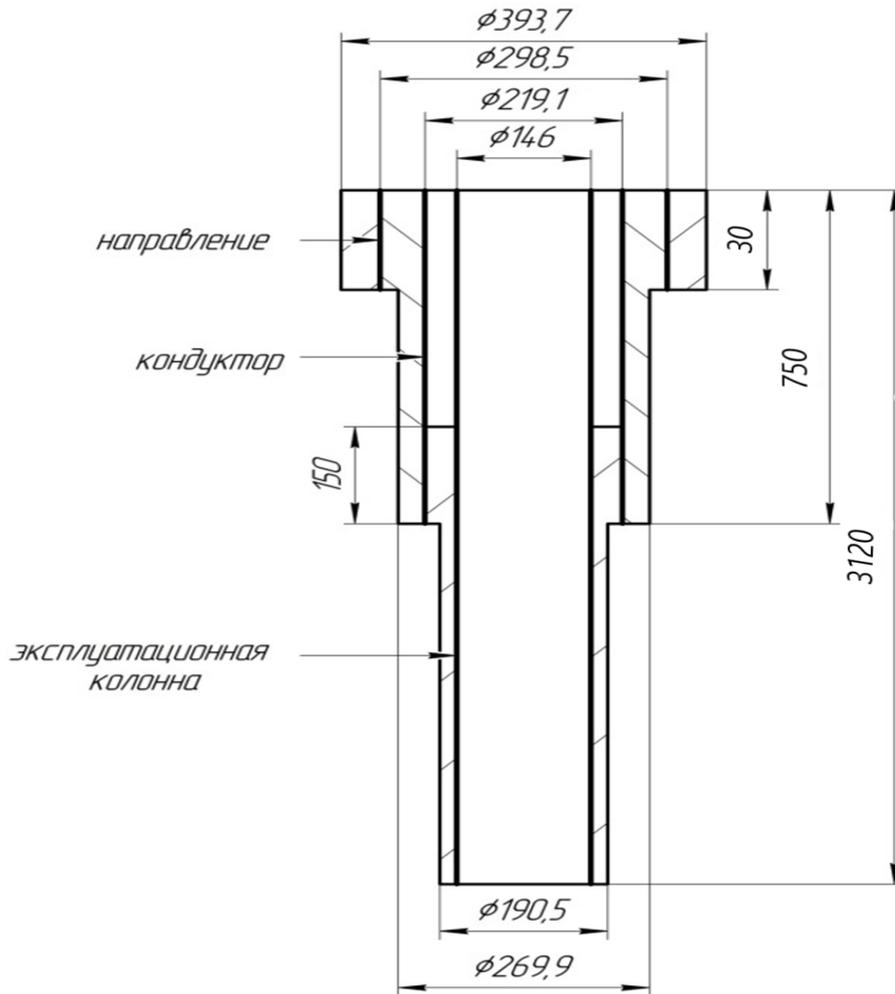


Рисунок Д.1 - Конструкция скважины

**Приложение Е**  
(Обязательная)

Таблица Е.1-КНБК для бурения секции

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
<b>Бурение под направление (0-30м)</b>							
1	Долото RC 393,7 Z1RSJ	0,40	393,7	-	3-171	Ниппель	0.16
2	Переводник М 3-171/181	0,50	245	135	3-171	Муфта	0.285
					3-181	Муфта	
3	УБТ УБТ 245x135 Д	12	245	135	3-181	Ниппель	3.485
					3-147	Муфта	
4	Переводник П 3-147/133	0,52	178	89	3-147	Ниппель	3.597
					3-133	Муфта	
5	Бурильная труба ТБВК 127x10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	4.129

Таблица Е.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (30-750м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
<b>Бурение под кондуктор (30-750м)</b>							
1	269.9FD616SMF	0,29	269,9	-	3-152	Ниппель	0,076
2	ВЗД Д-195.4000. 7/8	9,5	195	-	3-152	Муфта	1.476
					3-152	Муфта	
3	Клапан обратный КО-195	0,64	195	67	3-152	Ниппель	1.608
					3-152	Муфта	
4	Переводник П 3-147/152	0,52	195	90	3-152	Ниппель	1.778
					3-147	Муфта	
5	УБТ УБТ 184.4x80 Д	63	185	80	3-147	Ниппель	12,8
					3-133	Муфта	
7	Бурильная труба ТБВК 127x10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	34,59
					3-133	Муфта	

Таблица Е.3– КНБК для бурения секции под эксплуатационную (750-3120)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
<b>Бурение под эксплуатационную колонну (750-3120м)</b>							
1	190,5FD613МН	0,25	190,5	-			0.037
					3-117	Ниппель	
2	ВЗД ДГР-172.7/8.56	8,65	172	-	3-117	Муфта	1.277
					3-147	Муфта	
3	Клапан обратный КО-172	0,51	172	72	3-147	Ниппель	1.375
					3-133	Муфта	
4	Переводник П 3-121/133	0,4	162	80	3-133	Ниппель	1.444
					3-121	Муфта	
5	УБТ УБТ 171.4Ах68 Д	71.4	171.4	68	3-121	Ниппель	9.934
					3-121	Муфта	
6	Переводник П 3-133/121	0,50	170	80	3-121	Ниппель	9.974
					3-133	Муфта	
7	Бурильная труба ТБВК 114х10 Е	До устья	114	94	3-133	Ниппель	98.184
					3-133	Муфта	

Таблица Е.4 – КНБК для отбора керна (3050-3090м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
<b>Отбор керна (3050-3090м)</b>							
1	БИТ-190,5/100 В 613 С9	0,25	190.5	-			0.012
					3-150	Муфта	
2	СК-178/100 «ТРИАС»	18	178	100	3-150	Ниппель	2.312
					3-133	Муфта	
3	УБТ УБТ 171.4х68 Д	12	171.4	68	3-133	Ниппель	4.09
					3-121	Муфта	
4	Переводник П 3-121/122	0,4	163	80	3-121	Ниппель	4.169
					3-122	Муфта	
5	Бурильная труба ТБВК 114х10 Е	До устья	114	94	3-122	Ниппель	92.9
					3-122	Муфта	

**Приложение Ж**  
(Обязательная)

**Компонентный состав полимерглинистого раствора**

Таблица Ж.1 – Компонентный состав полимерглинистого раствора (2 варианта)

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>	
Плотность, г/см <sup>3</sup>			1,02-1,03	1,04-1,05
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование щелочности среды	0,2-0,3	0,4-0,5
Глинопопрошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	7-15	30-40
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,3-0,5	0,2-0,5
ПАВ	ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1	-
Полиакрилат	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	0,1-0,15	-
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	0,5-0,6	5
Смазывающая добавка	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5-5,5	3-5
Ингибитор	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1	-

## Приложение И (Обязательная)

### Компонентный состав полимерглинистого раствора

Таблица И.1 – Компонентный состав ингибирующих растворов (столбцы слева направо: для ингибирования глин, для ингибирования солей, высокоингибирующий)

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>		
			1	0,4-0,5	1-2
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование щелочности среды	1	0,4-0,5	1-2
Биополимер, либо глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	30-40	80-100	2-4
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	8	8-10	4-10
ПАЦ ВВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	2	-	-
ПАА	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	-	5-6	1-2
ФХЛС	Понизитель вязкости	Снижение вязкости	-	10-20	-
Электролит (соль) КСl, NaCl, и пр.	Ингибитор	Предотвращение набухания глин, растворения солей	50	50-200	20-50
Смазочная добавка	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5	3-5	-
Пенегаситель Пента-465	Пенегаситель	Предотвращение пенообразования	0,2	0,2	0,2
Мраморная крошка	Утяжелители	Регулирование плотности, кольматация каналов	-	-	40-45

Приложение К  
(Обязательная)

**Компонентный состав полимерного (инкапсулированного) раствора**

Таблица К.1 – Компонентный состав полимерного (инкапсулированного) раствора

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование щелочности среды	0,2-0,3
ПАВ	ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1
Биополимер	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	0,3-0,4
ПАЦ ВВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	1-1,2
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	4-5
Инкапсулятор	Понизитель фильтрации	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	0,8-1
Смазывающая добавка	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	9-10
Мраморная крошка	Утяжелители	Регулирование плотности	40-45

## Приложение Л

(Обязательная)

### Компонентный состав КСЛ/полимерного (биополимерного) раствора

Таблица Л.1 – Компонентный состав КСЛ/полимерного (биополимерного) раствора

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование щелочности среды	2-2,1
Ксантановая камедь	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	3,4-3,6
КСЛ	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	30-50
Крахмал	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	16-18
Ингибитор	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	4
Смазывающая добавка	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	18-22
Карбонат кальция 5 мкр	Утяжелители, закупоривающие материалы	Регулирование плотности, кольматация каналов	10-15
Карбонат кальция 50 мкр	Утяжелители, закупоривающие материалы	Регулирование плотности, кольматация каналов	20-25
Карбонат кальция 150 мкр	Утяжелители, закупоривающие материалы	Регулирование плотности, кольматация каналов	10-12
Бактерицид	Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	0,4-0,5
Пенегаситель	Пенегасители	Предотвращение пенообразования	0,4-0,5

**Приложение М.1**  
(Обязательная)

**Гидравлические показатели промывки скважины**

Таблица М.1 - Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см <sup>2</sup> к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм <sup>2</sup>
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под направление									
0	30	БУРЕНИЕ	0.40	0.054	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	17	96.3	2.75
Под кондуктор									
30	750	БУРЕНИЕ	1.15	0.101	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	6*10 - 2*12	82.60	3.98
Под эксплуатационную колонну									
750	3120	БУРЕНИЕ	1.15	0.108	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	9	80.7	3.94
Отбор керна									
3050	3090	Отбор керна	0.78	0.067	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	84.20	2.65

Приложение М.2  
(Обязательная)

**Режим работы буровых насосов**

Таблица М.2 - Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
От (верх)	До (низ)				КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	30	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	170	245	1	100	32.80	65.60
30	750	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	160	245	1	100	28.80	57.60
750	3120	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	100	160	245	1	107	30.82	30.82
3050	3090	Отбор керна	УНБТ-950	1	100	140	326	1	85	19.04	19.04

Приложение М.3  
(Обязательная)

**Распределение потерь давлений в циркуляционной системе**

Таблица М.3 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup>	Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в				
				Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
От (верх)	До (низ)			Насадках долота	Забойном двигателе			
0	30	БУРЕНИЕ	69.7	58.1	0	1.5	0.1	10
30	750	БУРЕНИЕ	176.5	45.1	53.7	65.4	2.3	10
750	3120	БУРЕНИЕ	204	41.5	36.7	96.2	19.9	10
3050	3090	Отбор керна	89	45.2	0	18.4	21.4	4

## Приложение Н (Обязательная)

### Состав комплекса и технические характеристики

Таблица Н.1 - Состав комплекса и технические характеристики

<b>Очиститель сальниковый ОС2.1-000 предназначен для очистки и герметизации каната</b>	
Диаметром, мм	от 9,5 до 19
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	25
Присоединительная резьба НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
<b>Устройство освобождающее УО1-25.000 предназначено для автоматического отсоединения очистителя сальникового от лубризатора.</b>	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	25
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
<b>Лубризатор Л-89.000 предназначен для извлечения (спуска) колонны сваба из скважины без ее разгерметизации.</b>	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	75,9
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
<b>Ловушка сваба механическая ЛСМ-78.000 предназначена для удержания колонны сваба во время замены манжеты.</b>	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	76
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
<b>Быстро-разъемное соединение БРС-73 предназначено для быстрого соединения НКТ 73 ГОСТ 633-80.</b>	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	62
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
<b>Кран шаровый КШН-73x21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала коллоны НКТ 73 ГОСТ 633-80.</b>	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	38
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
<b>Превентор малогабаритный ПМТ1.3-80x21 предназначен для герметизации НКТ ГОСТ 633-80, штанг (ШН), геофизического кабеля.</b>	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	80
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89 ГОСТ 633-80, низ - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, патрубок-ниппель - НКТ 73, муфта - НКТ 60 ГОСТ 633-80.	
<b>Затвор шаровый ЗШ1 78x21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала коллоны НКТ 89 ГОСТ 633-80.</b>	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	78
Присоединительные резьбы: верх - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, низ - НКТ 89ВН ГОСТ 633-80.	
<b>Фланец трубодержатель ФТ-89.000 предназначен для соединения устьевого оборудования с крестовиной фонтанной арматуры.</b>	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	211,1
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89ВН, низ - НКТ 89 ГОСТ 633-80.	

**Приложение П**  
(Обязательная)

**Состав оборудования свабиrowания и технические характеристики**  
Таблица П - Состав оборудования свабиrowания и технические характеристики

<b>Узел заделки каната КС 62.01.000 предназначен для закрепления каната диаметром от 9,5 до 15 мм (при смене сухарей) к колонне сваба.</b>	
Диаметр наружный, мм	60
<b>Шаблон КС 62.00.006 предназначен для шаблонирования колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80. Диаметр наружный 60 мм.</b>	
Диаметр наружный, мм	60
<b>Штанга КС 62.00.001 предназначена для ускорения погружения колонны сваба в колонне НКТ ГОСТ 633-80.</b>	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	10
<b>Скрепер КС 62.08.000 предназначен для очищения колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80.</b>	
Диаметр наружный, мм	65
<b>Ударник сваба КС 62.02.000 предназначен для создания ударных нагрузок на колонну сваба с низу в верх при ее заклинивании в колонне НКТ ГОСТ 633-80.</b>	
Диаметр наружный, мм	55
<b>Извлекатель сваба КС.62.03.000 предназначен для извлечения колонны сваба из скважины при обрыве каната. Диаметр наружный 57 мм.</b>	
Диаметр наружный, мм	57
<b>Сваб КС 62.03.000 предназначен для герметизации трубного канала колонны НКТ ГОСТ 633-80 при подъеме колонны сваба.</b>	
Диаметр наружный манжеты, мм.	61 и 75
<b>Штанга грузовая КС 62.00.002 предназначена для ускорения погружения скрепера в колонне НКТ ГОСТ 633-80.</b>	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	45

**Приложение Р**  
(Обязательная)

**Сметный расчет на бурение скважины**

Таблица Р.1 - Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	-	-	0,05	6,9095	1,34	185,174	5,8	801,5
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,05	0,995	1,34	26,666	5,8	115,42
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,05	1,3835	1,34	37,0778	5,8	160,48
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	-	-	0,05	0,377	1,34	10,1036	5,8	43,732
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,05	12,643	1,34	338,8324	5,8	1466,5
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,05	1,4255	1,34	38,2034	5,8	165,35
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,05	0,3475	1,34	9,313	5,8	40,31
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,05	65,85	1,34	1764,78	5,8	7638,6
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-	-	1,34	1143,40	5,8	4949,1

Продолжение таблицы Р.1

1	2	3	4	5	6	7	8		
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,05	0,806	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	-	-	1,34	330,47	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	-	-	-	-	-	-	5,8	2148,03
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,05	1,161	1,34	31,11	5,8	134,67
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,05	6,9445	1,34	186,12	5,8	805,56
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	-	-	-	-		
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	-	-	0,05	5,042	1,34	135,125	5,8	584,872
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,05	0,445	1,34	11,92	5,8	51,62
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,05	1,696	1,34	45,45	5,8	196,736
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,05	5,02	1,34	134,5	5,8	582,32
Транспортировка вагон домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	-	-	-	-	-	-
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,05	8,4645	1,34	226,84	5,8	981,882
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,05	0,746	1,34	19,99	5,8	86,536
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	-	-	14,2	1070,68	25,4	1915,16	-	-
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	-	-	0,17	338,98	0,38	757,72	-	-

Продолжение таблицы Р.1

1	2	3	4	5	6	7	8		
Биолуп LVL, т	324,74	-	-	-	-	-	-	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	-	-	-	-	-	-		
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	-	-	0,085	1,56	0,06	1,0998	-	-
НТФ, т	916	-	-	-	-	-	-	0,42	384,72
POLY KEM D, т	328	-	-	-	-	-	-	0,63	206,64
Барит, т	320	-	-	-	-	-	-	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	-	-	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	-	-	6,39	175,33	63,3	1738,2		
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61		
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			8266,35		2187,1286		10520,832		21854,5655
<b>Затраты зависящие от объема работ</b>									
393,7 VU-K11TG-R227	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-
219,3V-54X-R175	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-
146,0 AUP-LS54Y-R296A	1030	-	-	-	-	-	-	-	-
Обратный клапан КОБ – 178	552,3	-	-	-	-	-	-		
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	-	-	50	78	672	39	2409	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	-	-	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657

Продолжение таблицы Р.1

1	2	3	4	5	6	7	8		
Транспортировка долот, т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб									
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб			0		169,944		747,883		5979,951
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб			8266,35		2357,07265		11268,715		27834,5165
Всего по сметному расчету, руб							49726,65		

Таблица Р.2 - Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,16	22,1104	0,83	114,6977	1,47	203,1393
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,16	3,184	0,83	16,517	1,47	29,253
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,16	4,4272	0,83	22,9661	1,47	40,6749
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,16	1,2064	0,83	6,2582	1,47	11,0838
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,16	40,4576	0,83	209,8738	1,47	371,7042
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,16	4,5616	0,83	23,6633	1,47	41,9097

Продолжение таблицы Р.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,16	1,112	0,83	5,7685	1,47	10,2165
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,16	210,72	0,83	1093,11	1,47	1935,99
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,16	218,88	0,83	1135,44	1,47	2010,96
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,16	67,104	0,83	348,102	1,47	616,518
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	0,16	22,2224	0,83	115,2787	1,47	204,1683
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,16	16,1344	0,83	83,6972	1,47	148,2348
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,16	1,424	0,83	7,387	1,47	13,083
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,16	16,064	0,83	83,332	1,47	147,588
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	0,16	27,0864	0,83	140,5107	1,47	248,8563
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,16	2,944	0,83	15,272	1,47	27,048
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,16	5,4272	0,83	28,1536	1,47	49,8624
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93
Башмак колонный БК-298, шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-
Башмак колонный БК-219, шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БК-146, шт	32	-	-	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-245/295, шт	25,4	-	-	3	76,2	-	-

Продолжение таблицы Р.2

Центратор ЦЦ-215/255, шт	18,7	-	-	-	-	8	149,6
ЦОКДМ-298, шт	125,6	1	125,6	-	-	-	-
ЦКОДМ-219, шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-
ЦКОД-146-, шт	95,4	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-298 351, шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-219 245, шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ППЦ-126 168, шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12
ПНХ 114, шт	700	-	-	-	-	-	-
Пакер заколонный ППП-168	590,9	-	-	-	-	1	590,9
Головка цементировочная ГЦУ-219	3320	-	-	1	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-146	2880	-	-	-	3320	-	-
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		4930,62 3	7288,728	9921,3 4		- 1	2880
Обсадные трубы 298x9,5, м	37,21	30	1116,3	-			
Обсадные трубы 219x7,9, м	28,53		-	-			702
Обсадные трубы 146x8,9, м	23,67	-	-	-	-	1864	-
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	-	1247	37205,44
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-I-100, т	29,95	-	-	-	694,3508	-	29516,49
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100, т	32	-	-	-	-	4,38	-
Хлористый кальций, т	77,62	0,11	8,5382	1,03	-	50	131,181
					79,9486	0,193	1600
							14,98066

Продолжение таблицы Р.2

Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	-	-	-	-	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб, т	18,76	2,23	41,8348	21,15	396,774	73,4	1376,984
Транспортировка обсадных труб запаса, т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8
Транспортировка вахт, руб	738						
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	1828,9985		22742,0521		70653,34566		
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	117365,081						
Всего по сметному расчету, руб	118103,081						

**Приложение С**  
(Обязательная)

**Сводный сметный расчет**

Таблица С.1 - Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
1	2
<b>Глава 1</b>	
<b>Подготовительные работы к строительству скважины</b>	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
<b>Итого по главе 1</b>	<b>62424</b>
<b>Глава 2</b>	
<b>Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины</b>	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
<b>Итого по главе 2</b>	<b>153101</b>
<b>Глава 3</b>	
<b>Бурение и крепление скважины</b>	
Бурение скважины	49726,65
Крепление скважины	118103,08
<b>Итого по главе 3</b>	<b>167829,73</b>
<b>Глава 4</b>	
<b>Испытание скважины на продуктивность</b>	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
<b>Итого по главе 4</b>	<b>12844</b>
<b>Глава 5</b>	
<b>Промыслово-геофизические исследования</b>	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	18428,720
<b>Итого по главе 5</b>	<b>18428,720</b>
<b>Глава 6</b>	
<b>Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период</b>	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829,1
Эксплуатация котельной	2935
<b>Итого по главе 6</b>	<b>12764,1</b>
<b>Итого по главам 1-6</b>	<b>427391</b>
<b>Глава 7</b>	
<b>Накладные расходы</b>	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	67069

<b>Итого по главе 7</b>	<b>67069</b>
<b>Глава 8</b>	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	39556
<b>Итого по главе 8</b>	<b>39556</b>
<b>Глава 9</b>	
<b>Прочие работы и затраты</b>	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	24564
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав 1-8)	15486
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав 1-8)	
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав 3-4)	9613
Топографо-геодезические работы	271
Скважины на воду	123
	4771
<b>Итого по главе 9</b>	<b>54828</b>
<b>Итого по главам 1-9</b>	<b>588844</b>
<b>Глава 10</b>	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1177
<b>Итого по главе 10</b>	<b>1177</b>
<b>Глава 11</b>	
<b>Проектные и исследовательские работы</b>	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830
<b>Итого по главе 11</b>	<b>4620</b>
<b>Глава 12</b>	
<b>Резерв средств на непредвиденные работы и затраты</b>	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	29732
<b>Итого по главе 12</b>	<b>29732</b>
<b>Итого по сводному сметному расчету</b>	<b>624373</b>
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 204,2	
НДС 18%	
<b>Итого в ценах 2018 года с учетом коэффициента</b>	<b>127496966</b>
	<b>22949454</b>
	<b>150446420</b>

**Приложение Т**  
(Обязательная)

**Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия**

Таблица Т.1- Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы, компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
1	2	3
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя сельхозугодий и других земель	1. Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. 2. Соблюдение нормативов отвода земель (СН 459-74). 3. Рекультивация земель.
	Загрязнение почвы нефтепродуктами, хим. реагентами и другими веществами	1. Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники и др. 2. Вывоз и уничтожение, захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов и других веществ.
	Засорение почвы производственными отходами и мусором	Вывоз и захоронение производственных отходов (металлолом, керн, шлам и т.д.) и мусора.
	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной активности	Засыпка горных выработок.
	Уничтожение сельскохозяйственной растительности	Оплата потрав.
Лес и лесные ресурсы	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова	Мероприятия по охране почв (см. графу “земля и земельные ресурсы”).
	Лесные пожары	Уборка и уничтожение
	Оставление недорубов, захламление лесосек	1. Оборудование пожароопасных объектов, создание минерализованных полос. 2. Использование вырубленной древесины.
	Прорубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций и посёлков	1. Попоенная оплата 2. Соблюдение нормативов отвода земель в залесных территориях.
Продолжение таблицы Т.1		

Вода и водные ресурсы.	Загрязнение производственными сточными водами и буровым раствором, нефтепродуктами, минерализованными водами и рассолами и др.	1. Отвод, складирование и дальнейшая утилизация при помощи оборудования для бурения по без амбарной технологии и сточных вод 2. сооружение водоотводов, наполнителей и отстойников.
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых и бытовых стоков (канализационные устройства).
	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад, засыпка выработок в русле.
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж скважин.
	Нарушение циркуляции подземных вод и иссушение водоносных горизонтов при разрушении водоупоров буровыми скважинами и подземными выработками	Оборудование скважины обваловками.
Недра	Нарушение естественных свойств геологической среды (инженерно-геологические свойства, подземные воды и т.д.)	1. Ликвидационный тампонаж скважин. 2. Гидрогеологические, гидрохимические и инженерно-геологические наблюдения в скважинах и выработках.
	Не комплексное изучение недр	1. Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрытия и отходы будущего производства. 2. Тематические и научно – исследовательские работы по повышению комплексности изучения недр.
	Неполное использование извлечённых из недр полезных компонентов и застройка месторождений их затопление и т.д	1. Ведение работ позволяющих извлечь из недр как можно больше полезных компонентов. 2. Геологические работы с целью проверки “стерильности” зон застройки и организация рудных отвалов и складов, хранение образцов
Воздушный бассейн	1. Выбросы вредных веществ при бурении с продувкой забоя, выхлопные газы автомобилей, работа котельных.	Мероприятия предусматриваются в случае непосредственного вредного воздействия
Животный мир	1. Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение. 2. Браконьерство	Проведение комплекса природоохранных мероприятий, планирование работ по охране животных. Профилактическая работа.

Таблица Т.2 - Выбросы в атмосферу.[13]

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	
	Керосин (углеводороды СН)	3,4035	
Котельная	Диоксид азота	4,4844	На этапе строительного-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Диоксид серы	12,8433	
	Оксид углерода	3,0679	
	Бензапирен	$1,69 \cdot 10^{-6}$	
	Мазутная зола (по ванадию)	0,03220	
Склад ГСМ (емкости)	Углеводороды (C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> )	0,3831	На этапе строительного-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Углеводороды (C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub> )	0,1582	
	Бензол	0,0021	
	Толуол	0,0012	
	Углеводороды (C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub> )	0,0343	
	Оксид углерода	0,5346	
	Керосин (углеводороды)	0,2348	