

**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 2520 метров на нефтяном месторождении (Томская область)</b> |

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2520)(571.16)

Студент

| Группа | ФИО                      | Подпись | Дата |
|--------|--------------------------|---------|------|
| 3-Б72Т | Федощенко Игорь Олегович |         |      |

Руководитель ВКР

| Должность  | ФИО                          | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------|------------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент ОНД | Глотова Валентина Николаевна | к.т.н.                 |         |      |

**КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность        | ФИО            | Ученая степень, звание     | Подпись | Дата |
|------------------|----------------|----------------------------|---------|------|
| Доцент ОСГН ШБИП | Трубченко Т.Г. | Канд.экон. наук,<br>доцент |         |      |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность     | ФИО                          | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---------------|------------------------------|------------------------|---------|------|
| Ассистент ООД | Аверкиев Алексей Анатольевич | —                      |         |      |

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

| Руководитель ООП      | ФИО                        | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Максимова Юлия Анатольевна | —                      |         |      |

**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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_ (подпись) (дата) (Ф.И.О.)

В форме:

|                     |
|---------------------|
| Бакалаврской работы |
|---------------------|

Студенту:

| Группа  | ФИО                       |
|---------|---------------------------|
| 3-2Б72Т | Федощенко Игорю Олеговичу |

Тема работы:

|  |                         |
|--|-------------------------|
| Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2520 метров на нефтяном месторождении (Томская область) |                         |
| Утверждена приказом директора (дата, номер)  | № 76-62/с от 17.03.2021 |

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

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

|  |   |
|--|---|
| <p><b>Исходные данные к работе</b><br/> <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 align="center">Геолого-технические условия бурения разведочной вертикальной скважины глубиной 2520 метров на нефтяном месторождении (Томская область)</p>  |
| <p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b><br/> <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>1. <u>Общая и геологическая часть</u><br/>                 1.1. <u>Геологические условия бурения</u><br/>                 1.2. <u>Характеристика газонефтеводоносности месторождения</u><br/>                 1.3. <u>Зоны возможных осложнений</u><br/>                 2. <u>Технологическая часть</u><br/>                 2.1. <u>Обоснование и расчет профиля скважины</u><br/>                 2.2. <u>Обоснование конструкции скважины</u><br/>                 2.2.1. <u>Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</u><br/>                 2.2.2. <u>Построение совмещенного графика давлений</u><br/>                 2.2.3. <u>Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</u><br/>                 2.2.4. <u>Выбор интервалов цементирования</u><br/>                 2.2.5. <u>Расчет диаметров скважины и обсадных</u></p> |

|  |   |
|--|---|
|  | <p><u>колонн</u></p> <p><u>2.2.6.Проектирование обвязки обсадных колонн</u></p> <p><u>2.3.Проектирование процессов углубления</u></p> <p><u>2.3.1.Выбор способа бурения</u></p> <p><u>2.3.2.Выбор породоразрушающего инструмента</u></p> <p><u>2.3.3.Расчет осевой нагрузки на долото</u></p> <p><u>2.3.4.Расчет частоты вращения долота</u></p> <p><u>2.3.5.Расчёт необходимого расхода бурового раствора</u></p> <p><u>2.3.6.Выбор и обоснование типа забойного двигателя</u></p> <p><u>2.3.7.Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны</u></p> <p><u>2.3.8.Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</u></p> <p><u>2.3.9.Разработка гидравлической программы промывки скважины</u></p> <p><u>2.3.10.Технические средства и режимы бурения при отборе керна</u></p> <p><u>2.4.Проектирование процессов заканчивания скважин</u></p> <p><u>2.4.1.Расчет обсадных колонн на прочность</u></p> <p><u>2.4.1.1.Расчет наружных избыточных давлений</u></p> <p><u>2.4.1.2.Расчет внутренних избыточных давлений</u></p> <p><u>2.4.1.3.Конструирование обсадной колонны по длине</u></p> <p><u>2.4.2.Выбор технологической оснастки обсадных колонн</u></p> <p><u>2.4.3.Расчет и обоснование параметров цементирования скважины</u></p> <p><u>2.4.3.1.Обоснование способа цементирования</u></p> <p><u>2.4.3.2.Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости</u></p> <p><u>2.4.3.3.Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора</u></p> <p><u>2.4.3.4.Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования</u></p> <p><u>2.4.4.Проектирование процессов испытания и освоения скважины</u></p> <p><u>2.4.4.1.Выбор жидкости глушения</u></p> <p><u>2.4.4.2.Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов</u></p> <p><u>2.4.4.3.Выбор типа пластоиспытателя</u></p> <p><u>2.4.4.4.Выбор способа и технические средства вызова притока.</u></p> <p><u>2.4.4.5.Выбор типа фонтанной арматуры</u></p> <p><u>2.5.Выбор буровой установки</u></p> |
| <p><b>Перечень графического материала</b><br/>(с точным указанием обязательных чертежей)</p> | <p>1. Геолого-технический наряд</p>   |

|  |  |
|--|--|
|  |  |
| <b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>        |  |
| Раздел   | Консультант  |
| <b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>   | Трубченко Татьяна Григорьевна., к.э.н., доцент ОСТН ШБИП |
| <b>Социальная ответственность</b>  | Аверкиев Алексей Анатольевич, ассистент ООД              |
| <b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:</b> |  |
| 1. Общая и геологическая часть   |  |
| 2. Технологическая часть   |  |
| 3. Растворители солеотложений  |  |
| 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение       |  |
| 5. Социальная ответственность  |  |

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

**Задание выдал руководитель:**

| Должность  | ФИО                          | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------|------------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент ОНД | Глотова Валентина Николаевна | К.Т.Н.                 |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа  | ФИО                      | Подпись | Дата |
|---------|--------------------------|---------|------|
| 3-2Б72Т | Федощенко Игорь Олегович |         |      |

**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

Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2020 /2021 учебного года)

Форма представления работы:

|                     |
|---------------------|
| Бакалаврская работа |
|---------------------|

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

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

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

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)              | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|--|------------------------------------|
|               | 1. Горно-геологические условия бурения скважины                    | 5                                  |
|               | 2. Технологическая часть проекта                                   | 40                                 |
|               | 3. Растворители солеотложений                                      | 15                                 |
|               | 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | 15                                 |
|               | 5. Социальная ответственность                                      | 15                                 |
|               | 6. Предварительная защита  | 10                                 |

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

| Должность  | ФИО                          | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------|------------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент ОНД | Глотова Валентина Николаевна | к.т.н.                 |         |      |

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

| Должность             | ФИО                        | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Максимова Юлия Анатольевна | -                      |         |      |

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

### «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Студенту:

|               |                           |
|---------------|---------------------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                |
| 3-2Б72Т       | Федощенко Игорь Олеговичу |

|                            |                    |                |  |
|----------------------------|--------------------|----------------|--|
| <b>Институт</b>            | Природных ресурсов | <b>Кафедра</b> | РЭНГМ  |
| <b>Уровень образования</b> | Бакалавр           | специальность  | 21.03.01<br>Нефтегазовое<br>дело/Бурение нефтяных<br>и газовых скважин |

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

|  |   |
|--|---|
| 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих | Примерный бюджет проекта – 270 млн руб.;<br>В реализации проекта задействованы 28 человек;    |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов   | Районный коэффициент 30%<br>Минимальный размер оплаты труда (на 01.01.2021) 12792 руб.        |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования                                  | Ставка налога на прибыль 20 %;<br>Страховые взносы 30%;<br>Налог на добавленную стоимость 20% |

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

|   |   |
|---|---|
| 1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин                                       | Расчет технико-экономических показателей бурения скважины.              |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов  | Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ. |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования | Расчет сметной стоимости строительства скважины.                        |

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

1. Организационная структура управления организацией
2. Линейный календарный график выполнения работ

#### **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> |
| Доцент ОСГН ШБИП | Трубченко Т. Г. | Канд.экон.наук,<br>доцент     |                |             |

#### **Задание принял к исполнению студент:**

|               |                          |                |             |
|---------------|--------------------------|----------------|-------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>               | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
| 3-2Б72Т       | Федощенко Игорь Олегович |                |             |

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

### «Социальная ответственность»

Студенту:

|         |                          |
|---------|--------------------------|
| Группа  | ФИО                      |
| 3-2Б72Т | Федощенко Игорь Олегович |

|                     |             |                           |   |
|---------------------|-------------|---------------------------|---|
| Школа               | ИШПР        | Отделение (НОЦ)           | Нефтегазовое дело   |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/специальность | 21.03.01<br>Нефтегазовое<br>дело/Бурение<br>нефтяных и<br>газовых скважин |

Тема ВКР:

|   |  |
|---|--|
| Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2520 метров на нефтяном месторождении (Томская область)  |  |
| <b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>  |  |
| 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения  | Технический проект на сооружение разведочной вертикальной скважины глубиной 2520 метров на нефтяном месторождении с использованием БУ 3000/200 - ЭУК 1М. Рабочие зоны: зона роторного стола, зона работы верхового, блок ЦСГО, блок приготовления БР, насосный блок, блок БДЕ, блок ПВО.   |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:  |  |
| <b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <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> | -ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ.<br>-ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ.<br>-ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ.<br>- статья 147 Трудового Кодекса РФ глава 47 настоящего кодекса.<br>-ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ.<br>- ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ.<br>-ГОСТ 17.1.3.06-82<br>-СанПиН 1.2.3685-21<br>-ГОСТ 12.0.002-80<br>- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности |
| <b>2. Производственная безопасность:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</li> <li>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</li> </ul>  | - отклонение показателей климата на открытом воздухе;<br>- превышение уровней шума, вибрации;<br>- недостаточная освещенность рабочей зоны;<br>- движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;<br>- пожаровзрывобезопасность<br>- опасность вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных)                 |

|  |   |
|--|---|
|  |   |
| <b>3. Экологическая безопасность:</b>            | <p>К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной и дорожной техник.</p> <p>Гидросфера: поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдет загрязнение питьевой воды -</p> <p>Литосфера: загрязнения почвы могут быть: отработанный буровой раствор, выбрасываемый в амбар; различные масла, дизельное топливо нефть</p> |
| <b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b> | <p>-Возможные ЧС</p> <p>-лесные пожары;</p> <p>-розливы;</p> <p>-газонефтеводопроявления (ГНВП);</p> <p>-взрывы ГСМ;</p> <p>-разрушение буровой установки;</p> <p>наиболее типичная ЧС является газонефтеводопроявления (ГНВП)</p>  |

|   |  |
|---|--|
| <b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b> |  |
|---|--|

**Задание выдал консультант:**

| Должность | ФИО                          | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|------------------------------|------------------------|---------|------|
| Ассистент | Аверкиев Алексей Анатольевич | ассистент<br>ООД       |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа  | ФИО                      | Подпись | Дата |
|---------|--------------------------|---------|------|
| 3-2Б72Т | Федощенко Игорь Олегович |         |      |



## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 80 страницы без учета приложений, 12 рисунков, 32 таблиц, 23 литературных источника, 12 приложений.

Данная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, заканчивание скважин, скважина, нефть охрана окружающей среды, ресурсоэффективность.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2540 метров на нефтегазовом месторождении (Томская область).

Целью работы является – спроектировать технологические решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2540 м на месторождении Томской области.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины;
2. Спроектировать процессы углубления скважины;
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин;
4. Провести анализ использования растворителей солеотложений, а так же рассмотреть отечественных производителей данного химреагента.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины;
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и «Бурсофтпроект», презентация оформлена в Microsoft PowerPoint.

## **Определения, обозначения, сокращения**

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Скважина – это цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной;

Газонефтеводопроявление – это поступление пластового флюида в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ.

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ГТН – геолого-технический наряд;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

УБТ – утяжеленная бурильная труба;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

ЦКОД – цементировочный клапан обратный дроссельный;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПЦН – пробка цементировочная нижняя;

СКЦ – станция контроля цементирования;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементировочный агрегат.

## Содержание

|  |    |
|--|----|
| <u>Введение</u> .....  | 15 |
| <u>1. Общая и геологическая часть</u> .....                                  | 17 |
| <u>1.1. Геологическая характеристика разреза скважины</u> .....              | 17 |
| <u>1.2. Характеристика нефтегазоводонности месторождения</u> .....           | 18 |
| <u>1.3. Зоны возможных осложнений</u> .....                                  | 18 |
| <u>2. Технологическая часть</u> .....  | 19 |
| <u>2.1. Обоснование и расчет профиля скважины</u> .....                      | 19 |
| <u>2.2. Проектирование конструкции скважины</u> .....                        | 19 |
| <u>2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</u> .....          | 19 |
| <u>2.2.2. Построение совмещенного графика давлений</u> .....                 | 19 |
| <u>2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</u> .....    | 19 |
| <u>2.2.4. Выбор интервалов цементирования</u> .....                          | 21 |
| <u>2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</u> .....              | 21 |
| <u>2.2.6. Проектирование обвязки обсадных колонн</u> .....                   | 22 |
| <u>2.3. Проектирование процессов углубления</u> .....                        | 22 |
| <u>2.3.1. Выбор способа бурения</u> .....                                    | 22 |
| <u>2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента</u> .....                     | 23 |
| <u>2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото</u> .....                         | 24 |
| <u>2.3.4. Расчет частоты вращения долота</u> .....                           | 24 |
| <u>2.3.5. Расчёт необходимого расхода бурового раствора</u> .....            | 25 |
| <u>2.3.6. Выбор и обоснование типа забойного двигателя</u> .....             | 26 |
| <u>2.3.7. Проектирование и расчет компоновок буровой колонны</u> .....       | 27 |
| <u>2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</u> .. | 28 |
| <u>2.3.9. Разработка гидравлической программы промывки скважины</u> .....    | 32 |
| <u>2.3.10. Технические средства и режимы бурения при отборе керна</u> .....  | 35 |
| <u>2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин</u> .....              | 35 |
| <u>2.4.1. Расчет обсадных колонн на прочность</u> .....                      | 35 |
| <u>2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений</u> .....                    | 36 |

|          |   |    |
|----------|---|----|
| 2.4.1.2. | <u>Расчет внутренних избыточных давлений</u> .....  | 38 |
| 2.4.1.3. | <u>Конструирование обсадной колонны по длине</u> .....                                      | 39 |
| 2.4.2.   | <u>Выбор технологической оснастки обсадных колонн</u> .....                                 | 39 |
| 2.4.3.   | <u>Расчет и обоснование параметров цементирования скважины</u> .....                        | 40 |
| 2.4.3.1. | <u>Обоснование способа цементирования</u> .....   | 40 |
| 2.4.3.2. | <u>Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости</u> ..... | 41 |
| 2.4.3.3. | <u>Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования</u> .....      | 42 |
| 2.4.4.   | <u>Проектирование процессов испытания и освоения скважины</u> .....                         | 42 |
| 2.4.4.1. | <u>Выбор жидкости глушения</u> .....  | 42 |
| 2.4.4.2. | <u>Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов</u> .....                              | 44 |
| 2.4.4.3. | <u>Выбор типа пластоиспытателя</u> .....  | 45 |
| 2.4.4.4. | <u>Выбор типа фонтанной арматуры</u> .....  | 45 |
| 2.5.     | <u>Выбор буровой установки</u> .....  | 46 |
| 3.       | <u>Специальный вопрос на тему: «Растворители солеотложений»</u> .....                       | 47 |
| 3.1.     | <u>Солеотложения</u> .....  | 47 |
| 3.2.     | <u>Методы борьбы с солеотложениями</u> .....  | 48 |
| 3.3.     | <u>Особенности растворителей</u> .....  | 49 |
| 3.4.     | <u>Производители солерастворителей в России</u> .....                                       | 50 |
| 3.5.     | <u>Техника и технология применения растворителей</u> .....                                  | 53 |
| 4.       | <u>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</u> ...                  | 58 |
| 4.1.     | <u>Основные направления деятельности ООО «СГК-Бурение»</u> .....                            | 58 |
| 4.2.     | <u>Организационная структура управления предприятием</u> .....                              | 59 |
| 4.3.     | <u>Расчет нормативной продолжительности строительства скважин</u> .....                     | 60 |
| 4.3.1.   | <u>Расчет нормативного времени на механическое бурение</u> .....                            | 61 |
| 4.3.2.   | <u>Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции</u> .....                        | 63 |
| 4.3.3.   | <u>Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей на колонну</u> .....       | 64 |

|        |  |     |
|--------|--|-----|
| 4.3.4. | <u>Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента....</u>                            | 64  |
| 4.3.5. | <u>Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки</u>                              | 64  |
| 4.3.6. | <u>Расчет нормативного времени на геофизические работы .....</u>                                 | 66  |
| 4.3.7. | <u>Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, неучтенные<br/>укрупненными нормами .....</u> | 67  |
| 4.3.8. | <u>Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ<br/>.....</u>                 | 67  |
| 4.4.   | <u>Оплата труда .....</u>  | 68  |
| 4.5.   | <u>Отчисления на социальные страхования .....</u>  | 70  |
| 4.6.   | <u>Линейный календарный график выполнения работ .....</u>  | 71  |
| 4.7.   | <u>Корректировка сметной стоимости строительства скважины .....</u>                              | 72  |
| 4.7.1. | <u>Определение проектной продолжительности бурения и крепления<br/>скважины .....</u>            | 72  |
| 4.7.2. | <u>Расчет технико-экономических показателей .....</u>  | 72  |
| 5.     | <u>Социальная ответственность .....</u>  | 75  |
| 5.1.   | <u>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....</u>                         | 77  |
| 5.1.1. | <u>Организационные мероприятия по компоновке рабочей зоны .....</u>                              | 78  |
| 5.2.   | <u>Производственная безопасность .....</u>   | 79  |
| 5.3.   | <u>Экологическая безопасность .....</u>  | 84  |
| 5.3.1. | <u>Мероприятия по защите атмосферы .....</u>   | 84  |
| 5.3.2. | <u>Мероприятия по защите литосферы, гидросферы.....</u>  | 85  |
| 5.3.3. | <u>Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....</u>   | 86  |
|        | <u>Заключение .....</u>  | 88  |
|        | <u>Список использованной литературы .....</u>  | 91  |
|        | <u>Приложение А .....</u>  | 94  |
|        | <u>Приложение Б.....</u>   | 100 |
|        | <u>Приложение В .....</u>  | 103 |
|        | <u>Приложение Г.....</u>   | 104 |
|        | <u>Приложение Д .....</u>  | 107 |

|                           |     |
|---------------------------|-----|
| <u>Приложение Е</u> ..... | 108 |
| <u>Приложение Ж</u> ..... | 110 |
| <u>Приложение З</u> ..... | 112 |
| <u>Приложение И</u> ..... | 113 |
| <u>Приложение К</u> ..... | 115 |
| <u>Приложение Л</u> ..... | 119 |

## Введение

Добыча нефти и газа играет важную роль в развитии инфраструктуры страны, является одним из главных элементов экономики России. Добытые ископаемые используются не только для выработки топлив и масел, но и как источник ценного сырья для производства синтетических каучуков и волокон, пластмасс и др.

Одним из эффективных средств разведки и эксплуатации нефтегазовых месторождений является бурение глубоких скважин. Следует отметить, что бурение нефтегазовых скважин – это трудоемкий и сложный технологический процесс, который состоит из многочисленных операций. Проектирование конструкции скважины, выбор бурового инструмента и гидравлической программы являются одними из главных этапов перед бурением. Они определяют эффективность и успех строительства скважины, экономическую эффективность разведки и разработки месторождений, а также степень развития нефтегазовой промышленности в целом.

Анализ геологических условий позволяет составить полную картину о месторождении. Характеристика разреза скважины представлена, в основном глинами, алевролитами, песчаниками. Строение геологического разреза месторождения типично для нефтегазовых месторождений Томской области. Продуктивный горизонт – Куломзинская свита, представлена преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов.. На протяжении всей скважины встречаются мягки, мягкие с поропластами средних и средние породы, сложенные из глин, песчаников, аргиллитов, алевролитов.

В верхнем интервале скважины присутствует высокий коэффициент кавернозности, данный коэффициент необходимо учитывать для эффективного цементирования во избежание межпластовых перетоков. Кроме этого в процессе бурения можно столкнуться с рядом проблем, а именно: интенсивные осыпи и обвалы стенок скважины, поглощение бурового раствора, прихватоопасные зоны, нефтеводопроявления.

В интервалах продуктивного горизонта ожидаются нефтегазоводопроявления и поглощения бурового раствора, при бурении аргиллитов возможно осыпание стенок скважины, сальникообразование. Необходимо контролировать репрессию на пласт, придерживаться высокой скорости бурения.

В работе ставится и частная задача: рассмотреть применение растворителей солеотложений, а так же проанализировать производителей растворителей в РФ.

Данная выпускная квалификационная работа представляет собой проект на строительство вертикальной разведочной скважины. Работа включает в себя решение вопросов в нескольких сферах проектирования скважины, а именно технологических, экономических и социальных.



## 1. Общая и геологическая часть

### 1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблице А.1 приложения А.

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице А.2 приложения А.

Градиенты давлений и температура по разрезу скважины представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Градиенты давлений по разрезу скважины

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал  |          | Градиент, кгс/см <sup>2</sup> на м |                    |
|---|-----------|----------|------------------------------------|--------------------|
|   | от (верх) | до (низ) | Пластового давления                | Гидроразрыва пород |
| 1                                       | 2         | 3        | 4                                  | 5                  |
| Q                                       | 0         | 1550     | 0,100                              | 0,2                |
| K <sub>1-2pk</sub>                      | 1550      | 1945     | 0,103                              | 0,18               |
| K <sub>1tr</sub>                        | 1945      | 2115     | 0,104                              | 0,17               |
| K <sub>1klm</sub>                       | 2115      | 2520     | 0,102                              | 0,17               |

По данной таблице можно сделать следующий вывод: аномально высоких пластовых давлений нет.

Краткая характеристика геологических условий бурения.

Литологическая характеристика скважины в интервале 0-2540 м представлена в большей степени глинами, алевролитами с переслаиванием аргиллитов, песчаников. По разрезу скважина представлена мягкими и средними по твердости горными породами, что обосновывает выбор породоразрушающего инструмента и оптимальные режимы бурения, для достижения максимальной механической скорости проходки. Согласно сведениям по градиентам пластового давления и давления гидроразрыва пород, несовместимых интервалов по условию бурения нет.

## 1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения

Характеристика нефтегазоводоносности месторождения представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Нефтеносность по разрезу скважины

| Пласт | Интервал, м |      | Тип флюида | Плотность в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup><br>(для газа - относительная плотность по | Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сутки | Давление насыщения, МПа |
|-------|-------------|------|------------|---|--|-------------------------|
|       | от          | до   |            |   |  |                         |
|       | 1550        | 1556 | нефть      | 735   | 0-7                                    | 5,5                     |
|       | 1716        | 1722 | нефть      | 783   | 0-30                                   | 5,7                     |
|       | 1805        | 1825 | нефть      | 782   | 0-10                                   | 6,0                     |
|       | 1839        | 1843 | нефть      | 742   | 0-100                                  | 6,0                     |
|       | 1947        | 1952 | нефть      | 746   | 0-10                                   | 6,3                     |
|       | 2065        | 2070 | нефть      | 760   | 0-10                                   | 5,7                     |
|       | 2455        | 2490 | нефть      | 740   | 0-110                                  | 11,5                    |

## 1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные зоны осложнений представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Возможные осложнения

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м |      | Тип осложнения       |
|---|-------------|------|----------------------|
|   | От          | До   |                      |
| Q - P3tr                                | 0           | 90   | Поглощение           |
| K1-2pk                                  | 895         | 1620 |                      |
| K1al                                    | 1620        | 1640 |                      |
| K1vr                                    | 1640        | 2420 |                      |
| Q - Pg2ll                               | 0           | 480  | Осыпи и обвалы       |
| K2gn                                    | 560         | 750  |                      |
| K1 al                                   | 1620        | 1640 |                      |
| K1vr - K1tr                             | 1640        | 2155 |                      |
| Q - Pg2ll                               | 0           | 480  | Прихватоопасные зоны |
| Pg1tl - K1klm                           | 480         | 2420 |                      |
| K1-2pk - K1vr                           | 1550        | 1945 | Нефтепроявления      |
| K1tr                                    | 1947        | 2065 |                      |
| K1tr - K1klm                            | 2065        | 2355 |                      |
| K1klm                                   | 2355        | 2370 |                      |
| Patr                                    | 40          | 330  | Водопроявления       |

## **2 Технологическая часть**

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

Проектируется вертикальная скважина, поэтому расчеты профиля не проводятся.

### **2.2 Проектирование конструкции скважины**

#### **2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя**

Для разведочных и параметрических скважин, где предусмотрены работы по перфорации скважины и испытания пласта в закрытом стволе, необходимо проектировать забой закрытого типа [1]. Данный способ заканчивания позволяет добиться качественного крепления стенок скважины, избежать заколонных перетоков, а также сохранить ствол скважины до проведения последующих работ (нередко разведочные скважины переводят в эксплуатационные или нагнетательные). Схема конструкции забоя представлена в приложении Б.

#### **2.2.2 Построение совмещенного графика давлений**

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора [2-4]. График строится на основании горно-геологических условий.

Совмещенный график давлений позволяет выделить в разрезе интервалы, несовместимые по условиям бурения. Анализ совмещенного графика давлений показывает, что зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет, поэтому проектируется одноколонная конструкция скважины. Совмещенный график давлений представлен в приложении Б.

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

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор.

Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Так как в моей скважине 40 м четвертичные отложения, а так же опасность поглощения до 90м, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 100 м [5-6].

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Исходя из расчетов на рис.3, было принято решение спускать кондуктор на 800 м.

| ИМЯ ПЛАСТА            | K1-2pk | K1vr    | K1vr    | K1vr    | K1tr    | K1tr   | K1klm  |
|-----------------------|--------|---------|---------|---------|---------|--------|--------|
| L <sub>кр</sub>       | 1550   | 1716    | 1805    | 1839    | 1947    | 2065   | 2455   |
| Г <sub>пл</sub>       | 0,103  | 0,103   | 0,103   | 0,103   | 0,104   | 0,104  | 0,102  |
| Г <sub>грп</sub>      | 0,2    | 0,2     | 0,2     | 0,2     | 0,2     | 0,2    | 0,2    |
| Р <sub>н</sub>        | 735    | 783     | 782     | 742     | 746     | 760    | 740    |
| Расчетные значения    |        |         |         |         |         |        |        |
| Пластовое давление    | 159,65 | 176,748 | 185,915 | 189,417 | 202,488 | 214,76 | 250,41 |
| L <sub>конд min</sub> | 410    | 400     | 420     | 480     | 520     | 530    | 620    |
| запас                 | 1,09   | 1,10    | 1,09    | 1,10    | 1,10    | 1,09   | 1,09   |
| Принимаемая глубина   | 800    |         |         |         |         |        |        |

Рисунок 1 - Расчет глубины спуска кондуктора

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще по 10 м. на каждую 1000 м глубины скважины. Исходя из этого, ЗУМППФ будет составлять 20 м. Спуск эксплуатационной колонны будет осуществляться до глубины 2540 м.

## 2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [8] предусматриваются следующие интервалы цементирования:

- Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 100 м.
- Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 800 м.
- Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины и на 500 м для газовой скважины. Так как имеется газовый пропласт интервал цементирования будет составлять 1890 м.

## 2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из суммарного дебита скважины [7], выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 146,1 мм. Для данного диаметра эксплуатационной колонны соответствует долото диаметром 190,5 мм. Диаметр кондуктора составляет 244,5 мм, и диаметр долота 295,3 мм. Диаметр колонны составляет 323,9, а диаметр долота 393,7 мм. Данные расчета конструкции скважины представлены в табл. 4.

Таблица 4 – 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                               | 100  | 0                                    | 100  | 323,9                        | 393,7              |
| Кондуктор                     | 0                               | 800  | 0                                    | 800  | 244,5                        | 295,3              |
| Эксплуатационная колонна      | 0                               | 2540 | 650                                  | 2540 | 146,1                        | 190,5              |

### 2.2.6. Проектирование обвязки обсадных колонн

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

- типа колонной головки (ОКК, ОКО, ОУС);
- допустимого давления (14, 21, 35, 70), МПа;
- диаметров обвязываемых колонн, мм;
- коррозионного исполнения (К1, К2, К3);
- исполнение по морозостойкости (ХЛ).

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК1-21-146x245 К1 ХЛ

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-230/80x21.

## 2.3 Проектирование процессов углубление скважины

### 2.3.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Запроектированные способы бурения представлены в таблице 5 [3, 9, 10]

Таблица 5 – Способы бурения по интервалам

| Интервал бурения по вертикали, м |      | Способ бурения        |
|----------------------------------|------|-----------------------|
| от                               | до   |                       |
| 0                                | 100  | Роторный              |
| 100                              | 800  | ВЗД                   |
| 800                              | 2540 | ВЗД                   |
| 1540                             | 2500 | Роторный(Отбор керна) |

### 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 трехшарошечные долота 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. [2,3,4,10]

Данные о типоразмерах используемых долот приведены в приложении Б.

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото марки М (по типу горных пород), 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 [11].

Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC марки «С» (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

### 2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.
2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 6.

Таблица – 6. Результаты осевой нагрузки на долото

| Интервал                  | 0-100 | 100-800 | 800-2540 |
|---------------------------|-------|---------|----------|
| Исходные данные           |       |         |          |
| Порода                    | М     | М       | С        |
| $D_d$ , см                | 39,37 | 29,53   | 19,05    |
| $G_{пред}$ , тс           | 29    | 10      | 10       |
| Результаты проектирования |       |         |          |
| $G_{доп}$ , тс            | 23,2  | 8       | 8        |
| $G_{проект}$ , тс         | 6     | 8       | 7        |

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 3 тоннам, вследствие наличия только мягких пород. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике.

### 2.3.4 Расчет частоты вращения долот

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота.



Эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 7.[4,10]

Таблица – 7. Результаты частоты вращения долота.

| Интервал                            |    | 0-100  | 100-800 | 800-2540 |
|-------------------------------------|----|--------|---------|----------|
| Исходные данные                     |    |        |         |          |
| $V_{л}, \text{ м/с}$                |    | 3,4    | 2       | 2        |
| $D_d$                               | м  | 0,3937 | 0,2953  | 0,1905   |
|                                     | мм | 393,7  | 295,3   | 190,5    |
| Результаты проектирования           |    |        |         |          |
| $n_1, \text{ об/мин}$               |    | 165    | 129     | 201      |
| $n_{\text{стат}}, \text{ об/мин}$   |    | 40-60  | 100-180 | 140-200  |
| $n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$ |    | 60     | 140     | 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 Расчет необходимого расхода бурового раствора

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 79 л/с исходя из возможностей оборудования

буровой установки, для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама произведем промывку на забое.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 52 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 35 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

### 2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 8. [4,10]

Таблица – 8 Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

| Интервал                  |    | 0-100  | 100-800 | 800-2540 |
|---------------------------|----|--------|---------|----------|
| Исходные данные           |    |        |         |          |
| $D_d$                     | м  | 0,3937 | 0,2953  | 0,1905   |
|                           | мм | 393,7  | 295,3   | 190,5    |
| $G_{oc}$ , кН             |    | 59     | 78      | 69       |
| $Q$ , Н*м/кН              |    | 1,5    | 1,5     | 1,5      |
| Результаты проектирования |    |        |         |          |
| $D_{зд}$ , мм             |    | -      | 236     | 152      |
| $M_p$ , Н*м               |    | -      | 3046    | 1768     |
| $M_o$ , Н*м               |    | -      | 148     | 95       |
| $M_{уд}$ , Н*м/кН         |    | -      | 37      | 24       |

Для интервала бурения 100–800 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель Д-240РС который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой

забойный двигатель ДРУ2-172.7/8РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород [8]. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

| Двигатель  | Интервал, м | Наружный диаметр, мм | Длина, м | Вес, кг | Расход жидкости, л/с | Число оборотов, об/мин | Максимальный рабочий момент, кН*м | Мощность двигателя, кВт |
|------------|-------------|----------------------|----------|---------|----------------------|------------------------|-----------------------------------|-------------------------|
| Д-240РС    | 100-800     | 240                  | 10,1     | 2547    | 30-75                | 40-160                 | 16,9                              | 70-282                  |
| ДРУ2-178РС | 800-2540    | 178                  | 5,0      | 1669    | 19-40                | 80-200                 | 25,3                              | 221-565                 |

### 2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения, проверка выбора КНБК и расчет гидравлической программы был проведен в программе «Бурсофтпроект».

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины, геологических условий, бурового раствора и ее конструкции. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор, техническую колонну и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки.[12]

Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Г.

Результаты проверки КНБК на прочность представлены в приложении Е.

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

Промывочная жидкость играет важную роль в эффективном бурении скважин. Она очищает забой скважину от шлама и транспортирует его на поверхность, охлаждает породоразрушающий инструмент, передает энергию от насосов к гидравлическому забойному двигателю, а также выполняет ряд других важных функций, необходимых для качественного бурения.

#### **Направление**

При бурении интервала под направление 0-100м в четвертичных отложениях возможны осыпи и обвалы горных пород , прихваты , активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений.

При бурении интервала песков четвертичных отложений для предотвращения осыпей и обвалов горных пород и увеличения несущей способности поддерживать значения условной вязкости на уровне 120-140 сек.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бентонитовый раствор). Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбуриваемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой.

Компонентный состав бентонитового раствора представлен в табл.10. [13, 14]

Таблица 10 – Компонентный состав бентонитового раствора

| Наименование хим. реагента | Класс                     | Назначение   | Концентрация, кг/м <sup>3</sup> |
|----------------------------|---------------------------|--|---------------------------------|
| Каустическая сода          | Регулятор щелочности (рН) | Регулирование щелочности среды                                   | 0,5                             |
| Глинопорошок               | Структурообразователь     | Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи | 110                             |
| Барит                      | Утяжелители               | Регулирование плотности  | 255                             |

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в табл. 16. [13, 14]

Таблица 11 – Технологические свойства бентонитового раствора

| Регламентируемые свойства    | Значение |
|------------------------------|----------|
| Плотность, г/см <sup>3</sup> | 1,25     |
| Условная вязкость, с         | 120-140  |
| Содержание песка, %          | < 1      |

### Кондуктор

Для бурения интервала 100-800м под кондуктор рекомендуется использовать полимер-глинистый буровой раствор на водной основе.

Полимер-глинистые 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 псевдо пластичностью - способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига. Компонентный состав полимер-глинистого раствора представлен в табл. 12. [13, 14]

Таблица 12 – Компонентный полимер-глинистого раствора

| Наименование хим. реагента   | Класс                     | Назначение   | Концентрация, кг/м <sup>3</sup> |
|------------------------------|---------------------------|--|---------------------------------|
| Плотность, г/см <sup>3</sup> |                           |  | 1,14                            |
| Каустическая сода            | Регулятор щелочности (Ph) | Регулирование щелочности среды                                   | 0,5                             |
| Кальцинированная сода        | Регулятор щелочности (Ph) | Осаждение ионов Ca <sup>++</sup>                                 | 0,5                             |
| Глинопорошок                 | Структурообразователь     | Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи | 84                              |
| Барит                        | Утяжелитель               | Регулирование плотности  | 117                             |
| Полиакриламид                | Понизитель фильтрации     | Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств       | 0,5                             |
| ПАЦ НВ                       | Понизитель фильтрации     | Регулятор фильтрации   | 3                               |
| DRILLING DETERGENT           | ПАВ                       | Противосальниковая добавка                                       | 1                               |

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в табл. 13. [13, 14]

Таблица 13 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

| Регламентируемые свойства           | Значение    |
|-------------------------------------|-------------|
| Плотность, г/см <sup>3</sup>        | 1,14        |
| Условная вязкость, с                | 90-110      |
| Пластическая вязкость, сПз          | 15-35       |
| ДНС, дПа                            | 15-45       |
| СНС 10 сек/10 мин, дПа              | 10-30/25-50 |
| Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин | ≤10         |
| pH                                  | 9,5         |
| Содержание песка, %                 | ≤ 1         |

#### Эксплуатационная колонна

Для бурения интервала 800-2540м под эксплуатационную колонну предлагается использовать переведенный объем полимерглинистого бурового раствора, используемого для бурения интервала под кондуктор, разбавленного водой до необходимой плотности и обработанного реагентами

для выравнивания реологических параметров, плюс необходимый объем свежеприготовленного бурового раствора.

Компонентный состав полимер-глинистого раствора для бурения интервала 800-2540м под эксплуатационную колонну представлен в табл. 14.

[13, 14]

Таблица 14 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора

| Наименование хим. реагента   | Класс                     | Назначение   | Концентрация, кг/м <sup>3</sup> |
|------------------------------|---------------------------|--|---------------------------------|
| Плотность, г/см <sup>3</sup> |                           |  | 1,12                            |
| Каустическая сода            | Регулятор щелочности (Ph) | Регулирование щелочности среды                                   | 0,5                             |
| Кальцинированная сода        | Регулятор щелочности (Ph) | Осаждение ионов Ca <sup>++</sup>                                 | 0,5                             |
| Глинопорошок                 | Структурообразователь     | Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи | 50                              |
| Барит                        | Утяжелитель               | Регулирование плотности  | 115                             |
| Полиакриламид                | Понизитель фильтрации     | Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств       | 1                               |
| ПАЦ НВ                       | Понизитель фильтрации     | Регулятор фильтрации   | 5                               |
| DRILLING DETERGENT           | ПАВ                       | Противосальниковая добавка                                       | 0,8                             |

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в табл. 15.[13, 14]

Таблица 15 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

| Регламентируемые свойства           | Значение  |
|-------------------------------------|-----------|
| Плотность, г/см <sup>3</sup>        | 1,12      |
| Условная вязкость, с                | 40-65     |
| Пластическая вязкость, сПз          | 7-30      |
| ДНС, дПа                            | 10-40     |
| СНС 10 сек/10 мин, дПа              | 2-20/4-35 |
| Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин | ≤ 6       |
| рН                                  | 8,5-10    |
| Содержание песка, %                 | ≤ 1       |

### **2.3.9. Разработка гидравлической программы промывки скважины**

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные. [1, 15-16]

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин («Бурсофтпроект»).

Результаты расчета представлены в таблицах 16, 17, 18.



Таблица 16 – 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, кВт |
|-------------------------------------|----------|------------------------------|---|--|----------------|-------------------------|---------|-------------------------|---------------------------------------|
| от (верх)                           | до (низ) |                              |   |  |                | кол-во                  | диаметр |                         |                                       |
| <b>Под направление</b>              |          |                              |   |  |                |                         |         |                         |                                       |
| 0                                   | 100      | БУРЕНИЕ                      | 0,54  | 0,065  | ПЕРИФЕРИЙНАЯ   | 6                       | 13      | 98,8                    | 548,8                                 |
| <b>Под кондуктор</b>                |          |                              |   |  |                |                         |         |                         |                                       |
| 100                                 | 800      | БУРЕНИЕ                      | 0,57  | 0,081  | ПЕРИФЕРИЙНАЯ   | 6                       | 15,9    | 46,4                    | 84,9                                  |
| <b>Под эксплуатационную колонну</b> |          |                              |   |  |                |                         |         |                         |                                       |
| 800                                 | 2540     | БУРЕНИЕ                      | 1,104   | 0,128  | ПЕРИФЕРИЙНАЯ   | 6                       | 11      | 63,8                    | 98,8                                  |
| <b>Керн</b>                         |          |                              |   |  |                |                         |         |                         |                                       |
| 1540                                | 2500     | Отбор керна                  | 0,87  | 0,090  | ПЕРИФЕРИЙНАЯ   | 6                       | 7       | 51,3                    | 79,3                                  |

Таблица 17 – 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) |                              |         |            | КП Д                         | диаметр цилиндровых втулок, мм | допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup> | коэффициент наполнения | число двойных ходов в мин. | производительность, л/с |   |
| 0                     | 100      | БУРЕНИЕ                      | УНБ-600 | 2          | 90                           | 170                            | 137,7                                    | 1                      | 71                         | 39,33                   | 78,65   |
| 100                   | 800      | БУРЕНИЕ                      | УНБ-600 | 2          | 90                           | 160                            | 156,7                                    | 1                      | 57                         | 27,62                   | 55,25   |
| 800                   | 2540     | БУРЕНИЕ                      | УНБ-600 | 2          | 90                           | 130                            | 237,5                                    | 1                      | 60                         | 18,18                   | 36,37   |
| 1540                  | 2500     | ОТБОР КЕРНА                  | УНБ-600 | 2          | 90                           | 130                            | 156,3                                    | 1                      | 64                         | 14,3                    | 24,5  |

Таблица 18. Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

| Интервал по стволу, м |          | Вид технологической операции | Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup> | Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в |                    |                   |                        |                           |
|-----------------------|----------|------------------------------|---|--|--------------------|-------------------|------------------------|---------------------------|
| от (верх)             | до (низ) |                              |   | элементах КНБК   |                    | бурильной колонне | кольцевом пространстве | Обвязке буровой установки |
|                       |          |                              |   | насадках долота  | забойном двигателе |                   |                        |                           |
| 0                     | 100      | БУРЕНИЕ                      | 103,3   | 69,8   | 0                  | 23,3              | 0,2                    | 10                        |
| 100                   | 800      | БУРЕНИЕ                      | 136,2   | 15,4   | 66,9               | 41,8              | 2,0                    | 10                        |
| 800                   | 2540     | БУРЕНИЕ                      | 236,5   | 27,2   | 106,6              | 56,9              | 35,9                   | 10                        |
| 1540                  | 2500     | ОТБОР КЕРНА                  | 99,5  | 18,6   | 0                  | 51,7              | 28,9                   | 10                        |

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

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтегазоносных пластов. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервалах: 1550 – 2490 м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше или ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируемый интервал отбора керна 1540 – 2500 м. Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением – У8-190,5/100 SCD-4С для получения более качественного отобранного материала.[10] Выбор бурголовки с PDC вооружением обусловлен тем что интервал сложен горными породами средней твердости.

В таблице 19 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 19 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна.

| Интервал  | Тип керноотборного снаряда | Параметры режима бурения |                                      |                                 |
|-----------|----------------------------|--------------------------|--------------------------------------|---------------------------------|
|           |                            | Осевая нагрузка, т       | Частота вращения инструмента, об/мин | Расход бурового раствора, л/сек |
| 1540-2500 | Снаряд УКР 172/100         | 5                        | 40                                   | 20                              |

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Для цементирования обсадных колонн предусматривается применять серийно выпускаемые тампонажные материалы, которые должны соответствовать диапазону статических температур в скважине по всему интервалу. Исходные данные к расчету представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

| Параметр  | Значение | Параметр  | Значение |
|---|----------|---|----------|
| Плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$ , кг/м <sup>3</sup>                 | 1000     | Плотность буферной жидкости кг/м <sup>3</sup>   | 1050     |
| Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$ , кг/м <sup>3</sup> | 1450     | Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$ , кг/м <sup>3</sup> | 1860     |
| Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$ , кг/м <sup>3</sup>                                   | 760      | Глубина скважины, м   | 2520     |
| Высота столба буферной жидкости $h_1$ , м   | 650      | Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2$ , м                            | 400      |
| Высота цементного стакана $h_3$ , м   | 10       | Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$ , м  | 1680     |

#### 2.4.1.1. 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. [1,17-18]

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

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунках 3,4 построена эпюра наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление».

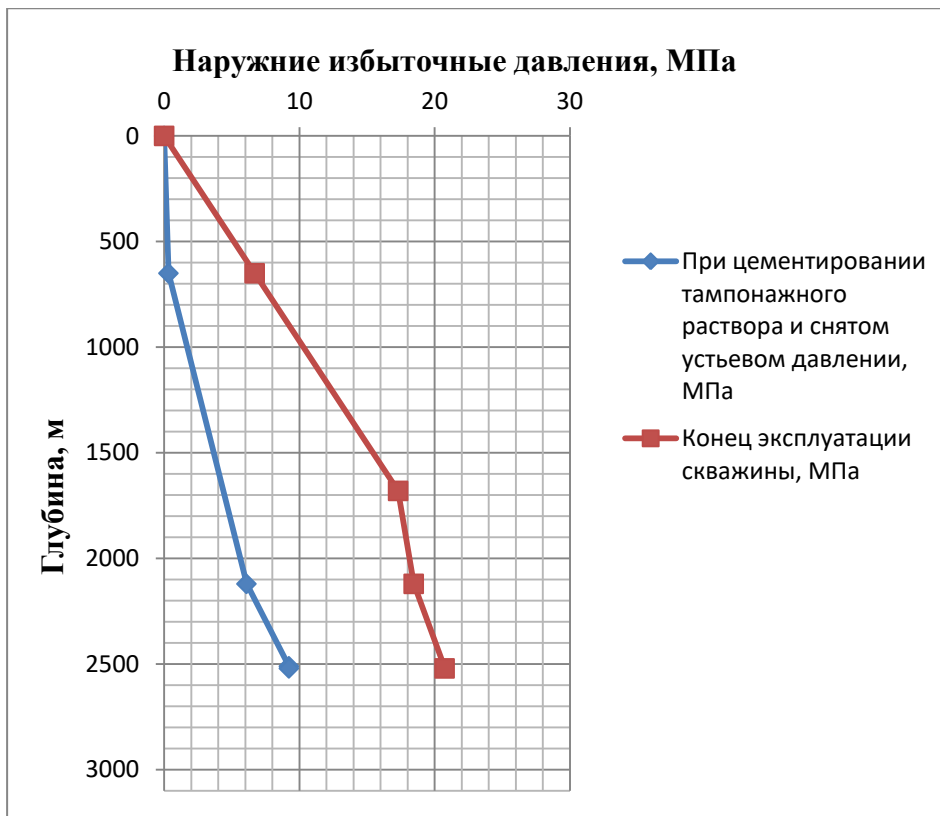


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ

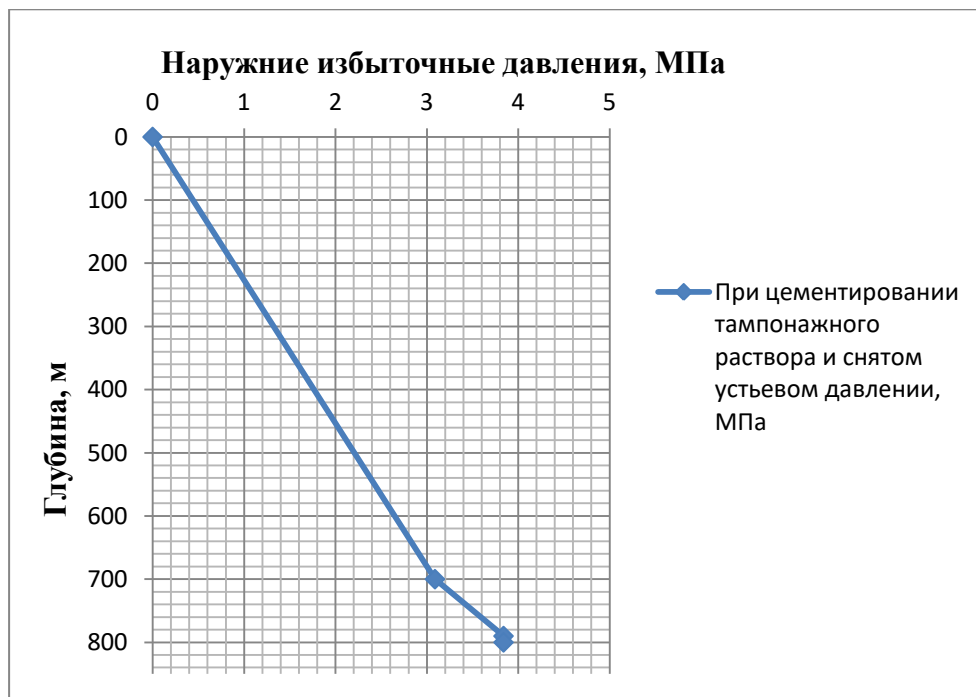


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора.

### 2.4.1.2. 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.

$$P_{\text{ви}} = P_{\text{в}} - P_{\text{н}}, \quad (1)$$

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.

2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.[18]

На рисунках 6 и 7 представлены эпюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление» для эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.



Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны



Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

### 2.4.1.3. 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. [1, 5, 16]

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в приложении Д.

### 2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Результаты выбора элементов технологической оснастки обсадных колонн представлены в приложении Ж.

## 2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

### 2.4.3.1. Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле 2 [3,17, 19] :

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (2)$$

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

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

$P_{гр} = 42,25$  МПа – давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва.

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

$$P_{гд\ кп} = \lambda \cdot L = 0,0013 \cdot 2540 = 3,276 \text{ МПа}, \quad (3)$$

где,  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления при течении жидкости в затрубном пространстве, равный 0,0013;

$L = 2540$  м – длина ствола скважины;

В случае подъема буферной жидкости на устье скважины гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве  $P_{гс\ кп}$  определяется по формуле:

$$P_{гс\ кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\ тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\ тр} \cdot h_2), \quad (4)$$

$$\rho_{буф} = 1010 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{н\ тр} = 1820 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{обл\ тр} = 1400 \text{ кг/м}^3$$

$$h_1 = 650 \text{ м}; \quad h_2 = 400 \text{ м}$$



$$P_{ГС\text{ кп}} = 9,81 \cdot (1010 \cdot 650 + 1400 \cdot (2540 - 650 - 400) + 1820 \cdot 400) = 34,03 \text{ МПа},$$

(5)

Проверка условий:

$$34,03 + 3,27 \leq 0,95 \cdot 42,25,$$

$$37,30 \leq 42,25,$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

#### 2.4.3.2. Расчёт объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водоцементного отношения и оптимальной плотности цементного раствора [3,17, 19].

Объемы компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

| Наименование жидкости           | Объем жидкости, м <sup>3</sup> |      | Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup> | Объем воды для приготовления, м <sup>3</sup> | Наименование компонента | Масса компонента, кг |
|---------------------------------|--------------------------------|------|---------------------------------------|--|-------------------------|----------------------|
| Буферная жидкость               | 8,39                           | 1,67 | 1050                                  | 1,66   | МБП-СМ                  | 116,9кг              |
|                                 |                                | 6,68 | 1050                                  | 6,67   | МБП-МВ                  | 100,2кг              |
| Продавочная жидкость            | 50,8                           |      | 1000                                  | -  | -                       | -                    |
| Облегченный тампонажный раствор | 29,09                          |      | 1450                                  | 26,70  | ПЦТ-III-Об(4-6)-50      | 29090                |

|  |       |      |      |                    |       |
|--|-------|------|------|--------------------|-------|
|  |       |      |      | НТФ                | 11,89 |
| Нормальной плотности тампонажный раствор | 11,28 | 1860 | 4,87 | ПЦТ-III-Об(4-6)-50 | 1128  |
|  |       |      |      | НТФ                | 1,2   |

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

Рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах [3,17, 19]:

$$m = G_{\text{сух}} / G_{\text{б}},$$

(6)

$G_{\text{б}}$  – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого»

- Для цемента нормальной плотности

$m = 11,28/13 = 0,86$  (требуется дозатарка цемента во время приготовления)

- Для облегченного

$m = 29,09/10 = 2,9$  (требуется дозатарка цемента во время приготовления)

Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования представлена в приложении 3.

Понадобится цементосмесительные машины – 4 шт.

Осреднительных установок типа УСО-20 – 1 шт.

Цементировочных агрегатов: ЦА-320 – 2 шт.

## 2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

### 2.4.4.1. Выбор жидкости глушения

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины (перфорации пласта), необходимо обеспечить наличие жидкости глушения

в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

Наиболее доступной и применяемой жидкостью глушения является водный раствор соли NaCl требуемой плотности.

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 7.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 29460000}{9,8 \cdot 2455} = 1285,71 \text{ кг/м}^3, \quad (7)$$

$k$  – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной жидкости должно превышать  $P_{пл}$  на глубине 0–1200 метров на 10% ( $k=0,1$ ), на глубине более 1200 м на 5% ( $k=0,05$ ).

$P_{пл}$  – Пластовое давление испытываемого пласта, Па, (29,46Мпа)

$h$  – глубина испытываемого пласта, м. (2455-2490 м)

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 8.

$$V_{ж.г.} = 2(V_{внЭК1} + V_{внЭК2}) = 2(13,68 + 20,87) = 69,1 \text{ м}^3, \quad (8)$$

$V_{внЭК1}$  – внутренний объем 1 секции ЭК, м<sup>3</sup>,

$V_{внЭК2}$  – внутренний объем 2 секции ЭК, м<sup>3</sup>,

#### 2.4.4.2. Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

Вторичное вскрытие в обсаженной скважине осуществляется с помощью перфорации обсадной колонны. Различают следующие типы перфорации:

- пулевая;
- торпедная;
- кумулятивная;
- пескоструйная.

Применение перфораторов различных типов и конструкций зависит от плотности вскрываемых пород. В твердых породах рекомендуется применять кумулятивную перфорацию.

Типоразмер перфорационной системы выбирается в зависимости от диаметра хвостовика, типа и числа одновременно спускаемых зарядов.

Протяженности интервала перфорации менее 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на кабеле.

В таблицу 22 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 22 – Перфорация скважины

| Мощность перфорируемого объекта, м | Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель) | Вид перфорации | Типоразмер перфоратора  | Плотность перфорации, отв./ м | Количество спусков перфоратора |
|------------------------------------|---|----------------|---|-------------------------------|--------------------------------|
| 35                                 | НКТ                                     | Кумулятивная   | ПКТ114<br>Длина: 150 м<br>Заряд:<br>ЗПКТ105Н -ТВ-<br>СП1<br>Фазировка: 60<br>град | 20                            | 2                              |

### **2.4.4.3. Выбор типа пластоиспытателя**

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

- Пластоиспытатели спускаемые в скважину на колонне буровых труб или НКТ (ИПТ).
- Аппараты спускаемые в скважину на каротажном кабеле. В случае необходимости исследования пласта на отдельных уровнях (прослеживание изменения проницаемости по мощности пласта, определение положения ВНК) используют пробоотборник, спускаемый на каротажном кабеле

При проведении испытаний в открытом стволе (в процессе бурения) обычно используют пластоиспытатели спускаемые на трубах (ИПТ). При испытании скважины в обсаженном стволе чаще всего используют пластоиспытатели спускаемые на кабеле, либо проводят испытания после вызова притока путем спуска геофизического прибора через лубрикаторную задвижку.[20]

Пластоиспытатель выбирается в зависимости от диаметра скважины (внутреннего диаметра колонны), и способа спуска в скважину.

Выбирается комплекс испытательного оборудования на трубах производства Schlumberger SCAR-M для закрытого ствола.

### **2.4.4.4. Выбор типа фонтанной арматуры**

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35 - 105 МПа), а также для газовых

скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчанником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанную по схеме АФ4-65/50х35.

Фонтанной арматуры с подвешиванием скважинного трубопровода в трубной головке, с фонтанной елкой по типовой схеме 4, с условным проходом ствола 65 мм и боковых отводов 50 мм, на рабочее давление 35 Мпа.

## 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. [10]

Проектируется применение буровой установки БУ-3200/200-ЭУК-1М, запроектированная буровая установка представлена в таблице 23.

Таблица 23 – Запроектированная буровая установка

| <b>БУ - 3000 ЭУК-1М</b>  |            |   |                    |
|--|------------|---|--------------------|
| Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{бк}$ )            | 85,73      | $\frac{[G_{кр}] \times 0,6}{Q_{бк}} \geq$ | 120 > 85,73        |
| Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{об}$ )             | 60,93      | $\frac{[G_{кр}] \times 0,9}{Q_{об}} >$    | 180 > 60,93        |
| Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ ) | 117,0      | $\frac{[G_{кр}]}{Q_{пр}} > 1$             | 200/117 = 1,68 > 1 |
| Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )                  | <b>200</b> |   |                    |

### 3. Специальный вопрос на тему: «Растворители солеотложений.»

#### 3.1. Солеотложения

Проблема возникновения механических солеотложений является распространенным явлением при добычи нефти на всех этапах разработки месторождений. Выпадение солей в ПЗП добывающих скважин снижает продуктивность и дебит. Скопление солей на погружном электродвигателе, рабочих колесах УЭЦН приводит к снижению наработки на отказ насосного оборудования, а впоследствии к неисправности и ремонту.



Рис. 6. Солеобразование в эксплуатационных колоннах



Рис.7. Отложения солей на рабочем колесе ЭЦН

### 3.2 Методы борьбы с солеотложениями

Способы борьбы с солеотложениями классифицируются на химические и механические. При применении технологий второй категории скважина очищается либо методом разбуривания крупных отложений, либо с помощью скребков; следует учитывать, что технологии химические, основанные на растворении отложений с помощью реагентов, более доступны и требуют меньших материальных издержек, что и обуславливает их широкую популярность.

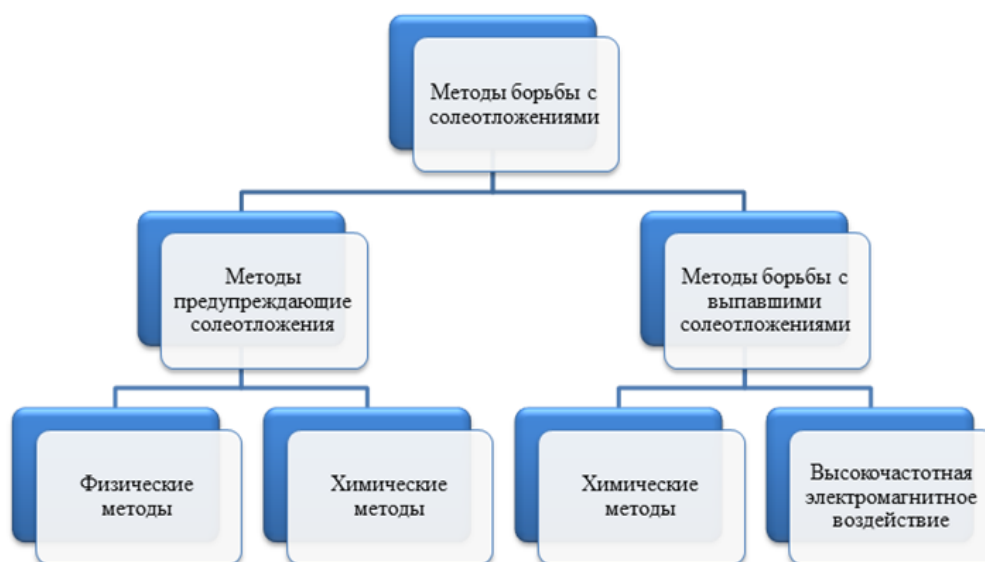


Рисунок 8 – Методы борьбы с солеотложениями



### 3.3. Особенности растворителей

В число замедляющих агентов (ингибиторов) входят элементы, которые способны задержать процесс формирования осадков при добавлении в солевой раствор. В анализируемой сфере деятельности для профилактики отложений различных групп неорганических солей используются разные вещества, при определении их оптимального соотношения в соответствии с конкретными условиями применения технологии. Механизмы воздействия у различных ингибиторов могут существенно отличаться друг от друга; в этом качестве используются: полимеры, поликарбоновые кислоты, производные  $\text{H}_3\text{PO}_4$

В нефтедобывающей отрасли наиболее распространены определённые методы замедления формирования отложений солей – подача агента в скважину в непрерывном режиме; подача агента в определённых дозах через установленные временные промежутки; непрерывная подача ингибитора солеотложения в межтрубное пространство скважин с использованием дозирующих устройств; добавление ингибитора к воде, нагнетаемой в пласт для поддержания давления; нагнетание агента в призабойную зону в целях отложенного поступления агента в ствол.

Последний метод наиболее распространён, причём применяется в рамках проведения капремонта скважины; это обусловлено тем, что, в зависимости от качества применяемого агента, его действие может носить пролонгированный характер. Что касается качества ингибиторов, то основные условия их использования связаны со способностью к адсорбции и десорбции и непосредственно обуславливаются характеристиками соответствующих пород, формирующих пласт.

### 3.4. Производители растворителей в России

В России на на рынке производства и продаж растворителей известны такие компании, как:

1. НПО «Акватек», г. Казань. Серия растворителей «Акватек 500», характеристики: Высокая эффективность, емкость и скорость растворения, а также малая коррозионная агрессивность. За счет высокой скорости растворения время контакта с оборудованием минимально, что в совокупности с низкой коррозионной агрессивностью значительно снижает износ оборудования. Обладает стабилизирующей способностью в отношении катионов железа, предотвращая вторичный процесс осадкообразования и коагуляцию порового пространства коллектора нерастворимой гидроокисью железа, что улучшает процесс освоения скважин в послеремонтный период. Может использоваться как для удаления солеотложений с поверхности промышленного и нефтепромыслового оборудования, так и для обработки призабойной зоны пласта.
2. АО «Опытный завод Нефтехим», г. Уфа. серия «Сонсол», характеристики: Эффективно разрушают застарелые отложения солей и продуктов коррозии; Обладают высокой растворяющей способностью по отношению к осадкам неорганических солей; Не содержат соляной и прочих минеральных кислот; Предотвращают повторное выпадение солей из растворов даже при разбавлении и уменьшении концентрации реагента; Не оказывают отрицательного воздействия на конструкционные материалы нефтепромыслового оборудования; Не влияют на процессы нефтеподготовки, качество товарной нефти и подтоварной воды.
3. «EvaChem технологии», г. Альметьевск – линейка «EvaScale». Характеристики: Ингибиторы солеотложения обеспечивают надежную защиту оборудования от солеотложений различного состава на всех

стадиях добычи, транспорта и подготовки нефти в условиях высокой минерализации промысловых вод. Проявляют высокую противонакипную активность в теплообменниках, в промышленных охлаждающих системах и в системах очистки сточных вод. Позволяет успешно предотвратить выпадение сульфатных (сульфатов бария, кальция) и карбонатных солей (карбонатов магния, кальция), соединений железа.

4. «Efril», г. Ижевск - серия «Эфрил ИСО 72». Характеристики: универсальный ингибитор солеотложений, предназначен для защиты нефтепромыслового оборудования, эффективен в отношении карбонатных отложений. Температура застывания реагента, не выше – 50С.
5. ООО ЭЗ «Нефтехим», р. Башкортостан – линейка растворителей «Ипроден С». Предназначен для предотвращения образования карбонатных, сульфатных и бариевых отложений в системах нефтепромыслового оборудования, в газодобывающей отрасли, теплообменном промышленном оборудовании. Ингибитор солеотложения Ипроден выпускается пяти видов: Ипроден С-1, Ипроден С-2 , Ипроден С-3, Ипроден С-5, Ипроден С-6. В зависимости от назначения и физико-химических характеристик
6. ООО «Виразж», г.Казань – серия «Пральт-31». Характеристики: Предназначен для защиты нефтепромыслового оборудования от отложений сульфида железа и карбоната кальция в высокоминерализованных промысловых водах. Предотвращает повторное выпадение солей после их растворения. Наряду с эффективным предотвращением неорганических отложений реагент обладает высокой растворяющей способностью по отношению к осадкам неорганических солей. Ингибиторы солеотложений Пральт-31 не влияют на процессы подготовки нефти, качество товарной нефти и подтоварной воды. При постоянном применении ингибиторы солеотложений Пральт-31 удаляют застарелые отложения солей и продуктов коррозии.

7. ООО "Райнхардт Восток", г. Москва. Растворители «КФБ-1» и «КФБ-2». Характеристики: Ингибитор для скважин и оборудования в нефтедобыче КФБ обладает низкой антикоррозионностью – менее 0,01 мм/год. Не замерзает при температуре минус 40°C. Ингибитор для защиты скважин и оборудования в нефтедобыче эффективно разрушает застарелые отложения солей и продукты коррозии. Обладает высокой растворяющей способностью по отношению к осадкам неорганических солей. Предотвращает повторное выпадение солей из растворов даже при разбавлении и уменьшении концентрации реагента. Ингибитор солеотложений в водоподготовке КФБ имеет рН (1% раствора). Плотность 0,99±0,02г/см<sup>3</sup>.

### 3.5. Техника и технология применения ингибиторов.

Методы практического применения ингибиторов не менее значимы, нежели их оптимальный химический состав. Технология использования анализируемых агентов, в соответствии с конкретными условиями проведения обработки, может предусматривать либо непрерывное (дозированное) поступление агента (при обеспечении непрерывного контроля насосного оборудования и дозатора), либо его нагнетание в скважину через определённые периоды и затем – продавливание в ПЗП. В некоторых случаях допустимо применение сочетаний различных технологий.

На ниже приведённом рисунке 9 представлена схема поступления в скважину агента в затрубное пространство, а на рисунке 10 – с обвязкой устья скважины. При расположении солеотложений ниже размещения насосного оборудования в скважину спускаются компрессорные трубы, формирующие хвостовик, параметры которого зависят от характеристик самих труб.

Как правило, подача ингибитора осуществляется в форме пресноводного (пяти-десятипроцентного) раствора; если обработка проводится в холодный сезон, применяется не растворённая форма агента. В соответствии с динамикой продуктивности скважины, в показатели расходования ингибитора вносятся те или иные коррективы. Следует отметить, что в случае формирования солеотложений в ПЗП представляется целесообразным использование технологии нагнетания агента в пласт, тогда как посредством системы ППД ингибитор подаётся при разработке заводнённой залежи.

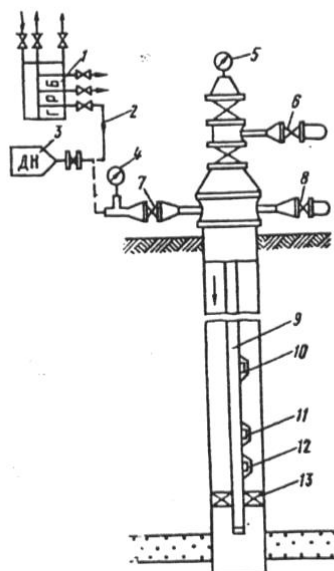


Рисунок 9 - Схема подачи ингибитора в затрубное пространство скважины  
 1 – газораспределительная батарея; 2 – скважинная линия с газом высокого давления; 3 – дозировочный насос; 4,5 – манометры; 6 – задвижка выкидной линии; 7,8 – затрубные задвижки; 9 – НКТ; 10,11 – пусковой и рабочий газлифтные клапаны; 12 – циркуляционный клапан; 13 – пакер

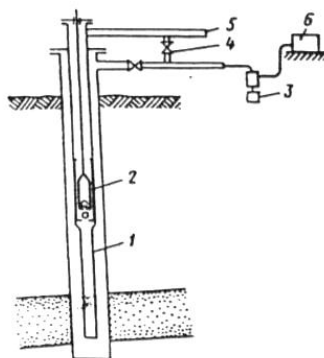


Рисунок 10 - Обвязка устья скважины для дозирования ингибитора предупреждения отложения солей  
 1 – хвостовик; 2 – штанговый насос; 3 – дозировочный насос;  
 4 – обводная линия; 5 – выкидная линия; 6 – емкость для ингибитора.

Агент подаётся в скважину посредством контейнерной технологии либо с помощью дозирующего оборудования. Солеотложение эффективно подавляется за счёт нагнетания агента в ПЗП через определённые временные промежутки и в определённом порядке.

Задавка раствора ингибитора в призабойную зону газлифтных скважин осуществляется по схеме на рис. 11. Предварительно прекращается подача газа высокого давления в скважину путем закрытия задвижки скважинной линии на ГРБ.

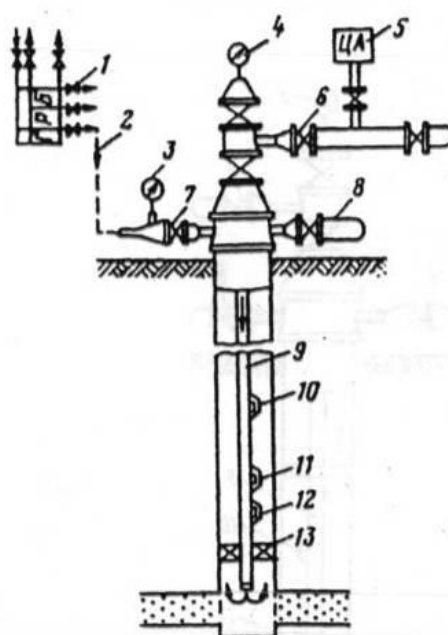


Рисунок 11 - Схема задавки ингибитора в призабойную зону газлифтной скважины.

1 – газораспределительная батарея (ГРБ); 2 – скважинная линия с газом высокого давления; 3,4 – манометры; 5 – цементировочный агрегат; 6 – задвижка выкидной линии; 7,8 – затрубные задвижки; 9 – лифт; 10,11 – пусковой и рабочий газлифтные клапаны; 12 – циркуляционный клапан; 13 – пакер.

После нагнетания агента в ПЗП скважина (при любом используемом методе добычи) должна выдерживаться от полусуток до суток, после чего

процесс снова запускается. Как минимум, раз в две недели необходимо проводить проверку содержания агента в попутной воде.

Таким образом, удаление солей, отложившихся в скважинах и на поверхности нефтепромыслового оборудования, является серьезной проблемой и остается одной из наиболее трудоемких работ. Методы удаления солевого слоя должны быть быстрыми, недеструктивными по отношению к скважине, трубам и среде пласта, а также эффективными в плане предотвращения повторного осаждения. Эффективность действия удалителей и их выбор зависят от конкретных условий каждого месторождения, в частности от состава отложений неорганических солей.



**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»**

Студенту:

|               |                           |
|---------------|---------------------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                |
| 3-2Б72Т       | Федощенко Игорю Олеговичу |

|                            |                    |                      |  |
|----------------------------|--------------------|----------------------|--|
| <b>Институт</b>            | Природных ресурсов | <b>Кафедра</b>       | РЭНГМ  |
| <b>Уровень образования</b> | Бакалавр           | <b>специальность</b> | 21.03.01<br>Нефтегазовое<br>дело/Бурение нефтяных<br>и газовых скважин |

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

|  |   |
|--|---|
| 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих | Примерный бюджет проекта – 270 млн руб.;<br>В реализации проекта задействованы 28 человек;    |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов   | Районный коэффициент 30%<br>Минимальный размер оплаты труда (на 01.01.2021) 12792 руб.        |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования                                  | Ставка налога на прибыль 20 %;<br>Страховые взносы 30%;<br>Налог на добавленную стоимость 20% |

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

|   |   |
|---|---|
| 1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин                                       | Расчет технико-экономических показателей бурения скважины.              |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов  | Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ. |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования | Расчет сметной стоимости строительства скважины.                        |

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

|  |
|--|
| 1. Организационная структура управления организацией |
| 2. Линейный календарный график выполнения работ      |

**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> |
| доцент           | Романюк В.Б. | к.э.н, доцент                 |                |             |

**Задание принял к исполнению студент:**

|               |                          |                |             |
|---------------|--------------------------|----------------|-------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>               | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
| 3-2Б72Т       | Федощенко Игорь Олегович |                |             |

#### **4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Объектом исследования является планирование и формирование бюджета научных исследований для строительства разведочной скважины глубиной 2520м расположенной в Томской области, это является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения исследований.

Для достижения поставленной цели были определены следующие задачи:

1. Произвести расчет норм времени на производимые операции;
2. Спроектировать нормативную карту строительства разведочной скважины;
3. Произвести расчет сметы для строительства разведочной скважины.

##### **4.1. Основные направления деятельности ООО «СГК-Бурение»**

ООО «СГК-Бурение» - мощный и конкурентоспособный поставщик услуг по бурению наклонно-направленных и горизонтальных скважин на нефть и газ, использующий передовые технологии и самое современное оборудование. Компания основана в июле 2001 года и объединила известные предприятия: ОАО «Томскнефтегеофизика», ООО «Салымбурнефть». В связи с реструктуризацией бизнеса в 2007 году произошло переименование ООО «Сибирская Геофизическая Компания» в ООО «СГК-Бурение».

В настоящее время операционная деятельность Компании осуществляется тремя экспедициями, в городах Западной Сибири - в Нефтеюганске и Урае. Головной офис ООО «СГК-Бурение» находится в Москве. Специалисты Компании успешно трудятся на месторождениях, разрабатываемых» ООО «РН-Юганскнефтегаз», АО "РН-Няганьнефтегаз", АО «Томскнефть» ВНК, ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ООО «РИТЭК», ООО "ПИТ "Сибинтэк".

На 01 января 2019 года в ООО «СГК-Бурение» 45 буровых установок отечественного и иностранного производства, а численность сотрудников составляет более 2000 человек.

#### 4.2. Организационная структура управления предприятием

На рисунке 12 представлена организационная структура ООО «СГК-Бурение»

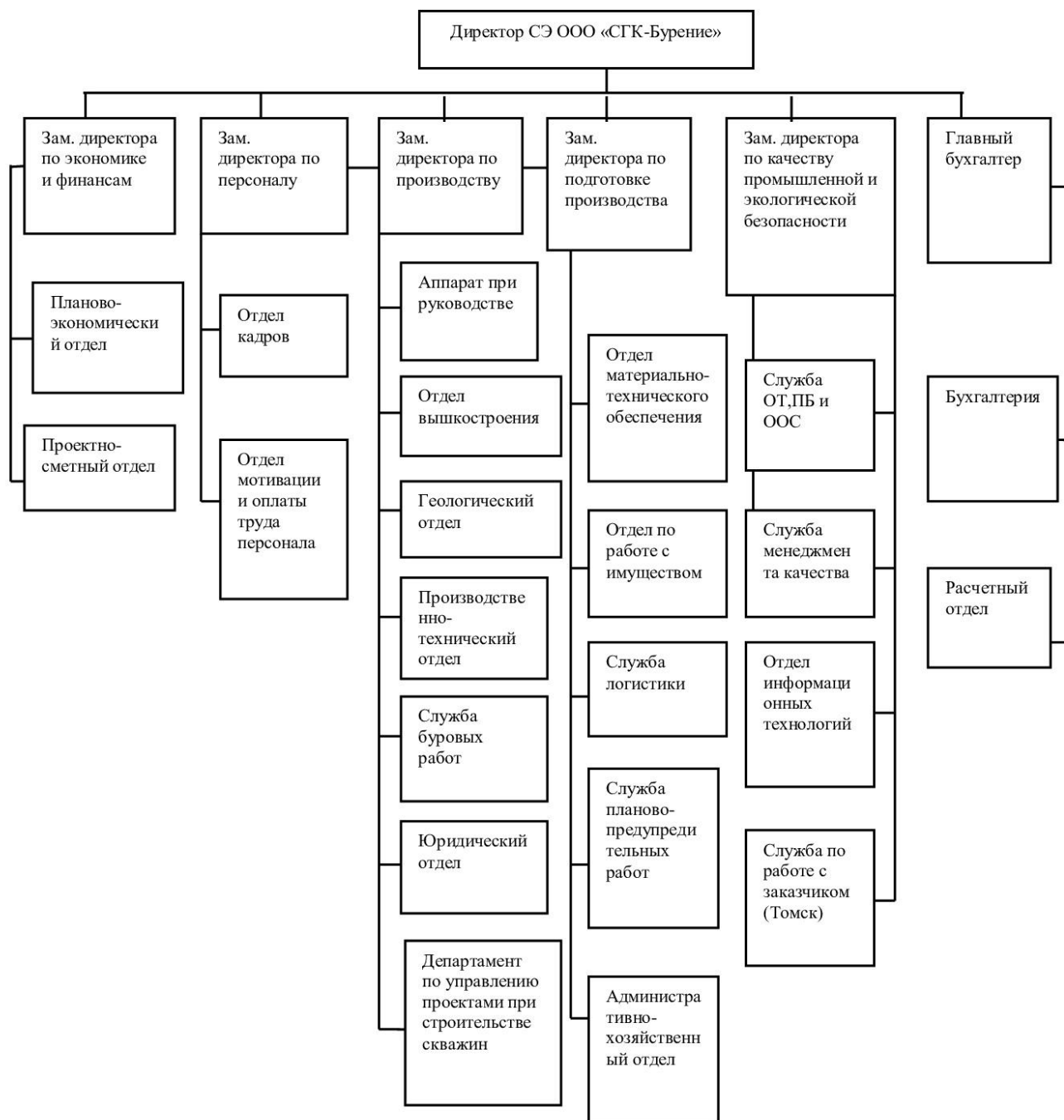


Рисунок 12. Организационная структура предприятия

### 4.3. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Исходные данные для расчета нормативной карты представлены в таблице 24.

Таблица 24 - Исходные данные

|   |                                     |
|---|-------------------------------------|
| Наименование скважины:                    | Нефтяная скважина (Томская область) |
| Проектная глубина, м:                     | 2540                                |
| Способ бурения:                           |                                     |
| - под направление                         | Роторный                            |
| -под кондуктор и эксплуатационную колонны | ВЗД                                 |
| Цель бурения                              | Разведка                            |
| Конструкция скважины:                     |                                     |
| - направление                             | Диаметр – 323,9 мм на глубину 100 м |
| - кондуктор                               | Диаметр – 244,5 мм на глубину 800 м |
| - эксплуатационная                        | Диаметр - 146,1 мм на глубину 2540м |
| Буровая установка                         | БУ - 3000 ЭУК-1М                    |
| Оснастка талевой системы                  | 4x5                                 |
| Насосы:                                   |                                     |
| - тип- количество, шт.                    | УНБТ-600, 2 шт                      |
| производительность, л/с:                  |                                     |
| - в интервале 0-40м                       | 79                                  |
| - в интервале 40-1190м                    | 52                                  |
| - в интервале 1190-25400м                 | 35                                  |
| Утяжеленные бурильные трубы(УБТ):         |                                     |
| - в интервале 100-800м                    | УБТ 203x80 Д – 24 м                 |
| - в интервале 800-2540м                   | УБТ 178x80 Д – 42 м                 |
| Забойный двигатель (тип):                 |                                     |
| - в интервале 40-1190 м                   | Д-240РС                             |

|                                  |                      |
|----------------------------------|----------------------|
| - в интервале 1190-2540 м        | ДРУ2-172.7/8РС       |
| Бурильные трубы: длина свечей, м | 25                   |
| - в интервале 0-100 м            | ТБПК 127х9 Д         |
| - в интервале 100-800 м          | ТБПК 127х9 Д         |
| - в интервале 800-2540 м         | ТБПК 127х9 Д         |
| <b>Типы и размеры долот:</b>     |                      |
| - в интервале 0-100 м            | ГЛУБУР 393,7 МС-ЦГВУ |
| - в интервале 100-800 м          | БИТ 295,3 ВТ 619 УМ  |
| - в интервале 800-2540 м         | БИТ 190.5 В 513 АМ   |
| - отбор керна                    | У8-190,5/100         |

#### 4.3.1. 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 представлены в таблице 25 [21]

Таблица 25 - Нормы механического бурения на нефтяном месторождении

| Интервалы бурения | Интервал, м |          | Количество метров в интервале, м | Норма времени механического бурения 1м породы, ч | Норма проходки на долото, м |
|-------------------|-------------|----------|----------------------------------|--|-----------------------------|
|                   | от (верх)   | до (низ) |                                  |  |                             |
| 1                 | 0           | 100      | 100                              | 0,037  | 590                         |
| 2                 | 100         | 800      | 700                              | 0,042  | 1670                        |
| 3                 | 800         | 2540     | 1720                             | 0,064  | 1970                        |

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин нефть, газ и другие полезные ископаемые»

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

$$N = T \cdot H, \quad (9)$$

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

$H$  – количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 100 \cdot 0,037 = 3,70 \text{ ч.}$$

Аналогично производим расчет для остальных интервалов.

Результаты расчета нормативного времени бурения для остальных интервалов представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Нормативное время бурения

| Количество метров в интервале, м | Норма времени на бурение 1 метра, ч/м | Нормативное время на механическое бурение, ч |
|----------------------------------|---------------------------------------|--|
| 100                              | 0,037                                 | 3,70   |
| 700                              | 0,042                                 | 29,4   |
| 1720                             | 0,064                                 | 110,08                                       |
| <b>Итого</b>                     |                                       | <b>140,96</b>                                |

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

$$n = H/P, \quad (10)$$

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

Для направления:

$$n = 100 / 590 = 0,169$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично.

Результаты расчета нормативного количества долот для остальных интервалов представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Нормативное количество долот

| Количество метров в интервале Н, м | Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м | <i>n</i>    |
|------------------------------------|--|-------------|
| 100                                | 590  | 0,16        |
| 700                                | 1670   | 0,41        |
| 1720                               | 1970   | 0,87        |
| <b>Итого на скважину</b>           |  | <b>1,44</b> |

#### 4.3.2. Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- спуск бурильных свечей;
- подъем бурильных свечей;
- подъем и установка УБТ за палец;
- вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- подготовительно-заключительные работы при СПО;
- наращивание инструмента;
- промывка скважины перед подъемом инструмента;
- промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- смена долота;
- проверка люфта турбобура;
- смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- 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 надолото.

Расчет производится по формуле 11.

$$T_{СПО} = \Pi * n_{сно}, \quad (11)$$

где  $n_{сно}$  – нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м;  $\Pi$  – длина интервала, м.

Результаты расчета времени на СПО приведены в приложении И. [12, 22]

#### **4.3.3. 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: Направление:  $4 * 1 = 4$  мин; Кондуктор:  $28 * 1 = 28$  мин; Экс. колонна:  $80 * 1 = 80$  мин

#### **4.3.4. 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 - 4 ч, кондуктора – 10 ч, эксплуатационной колонны – 22 ч.

#### **4.3.5. 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. 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

$$L_c = L_n - L_p, \quad (12)$$

где  $L_n$  – глубина направления, м;

$L_p$  – длина цементной пробки, м.

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента  $L_n$ , м квадрата (28 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м}$$

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

$$L_T = L_c - L_n, \quad (13)$$

для направления:  $90 - 29 = 61 \text{ м}$

кондуктора  $800 - 29 = 771$

экспл  $2540 - 29 = 2511$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле:

$$N = LT / l_c, \quad (14)$$

где  $l_c$  – длина одной свечи, м

$$N = 61 \sqrt{25} = 2,44$$

$$N = 771 \sqrt{25} = 30,84$$

$$N = 2511 \sqrt{25} = 100,44$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{секции}} = N * 2 + 5$$

$$T_{\text{секции напр}} = 2,44 * 2 + 5 = 9,88 \quad (15)$$

Норма времени для разбуривания цементной пробки по результатам расчета:

1. Для направления:  $T_{\text{напр.}} = 2,44 * 2 + 5 = 9,88$  мин;

2. Для кондуктора:  $T_{\text{конд.}} = 30,84 * 2 + 5 = 66,68$  мин.

3. Для эксплуатационной колонны:  $T_{\text{эк.}} = 100,44 * 2 + 5 = 205,88$  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:

$$\Sigma = 9,88 + 66,68 + 205,88 + 3 * (7 + 17 + 42) = 478,84 \text{ мин} = 7,98 \text{ ч.} \quad (16)$$

#### **4.3.6. 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

#### **4.3.7. Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, неучтенные укрупненными нормами**

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

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

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ [22].

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 243,32 часов или 10,12 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6%.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$243,32 \times 0,066 = 16,05 \text{ ч} \quad (17)$$

$$\text{Общее нормативное время проводки скважины составляет: } 243,32 + 16,05 + 25 = 284,37 = 11,84 \text{ суток.} \quad (18)$$

#### 4.4. Оплата труда

При строительстве скважины применяется сдельно-премиальная оплата труда рабочих, в зависимости от их квалификации.

На основании данных по организации работ, типового состава бригад, а так же проектных сроков по строительству скважины составляется фонд оплаты труда.

Для расчета с рабочими действуют следующие часовые тарифные сетки:

Тарифная сетка №1 – применяется при расчете с основным персоналом (буровой и пусконаладочной бригад).

| Основной персонал                        | Наименование структурного поведения | Разряд |       |       |       |       |       |
|--|-------------------------------------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|
|  |                                     | 1      | 2     | 3     | 4     | 5     | 6     |
| Рабочие буровых и пусконаладочных бригад | Бригады бурения и ПНБ               | 50,20  | 55,14 | 60,38 | 65,25 | 70,25 | 87,35 |

Премииальные выплаты для рабочих и ИТР составляют 25% и 40% от тарифной ставки и должностного оклада соответственно.

Компенсационные выплаты включают в себя доплаты за работу:

-в праздничные дни 3%

-в вечернее время 20%

-за ночное время 40%

-районные и северные надбавки в размере 30% и 50%

-вахтовые 200 руб/чел.дня.

Расчет заработной платы представлен в таблице 28.

Таблица 28 – Расчет заработной платы

| Заграты труда<br>Человек-дня | Наименовани<br>е профессии | Кол-во<br>человек | Разряд | Часовая<br>тарифная<br>ставка,<br>руб/час | Стоимость<br>вахточного<br>часа | Месячный<br>тариф | Вечерние<br>доплаты<br>20% | Ночные<br>доплаты<br>40% | Праздничные<br>доплаты 3% | Итого с<br>доплатами | Премии, 40%,<br>25% | С районным<br>коэффициент<br>ом 1,3 | С северным<br>коэффициент<br>ом 1,5 | Вахтовые<br>200 руб/чел-<br>дня | Итого<br>начислено,<br>руб | Продолжит<br>работ, в<br>месяцах |
|------------------------------|----------------------------|-------------------|--------|---|---------------------------------|-------------------|----------------------------|--------------------------|---------------------------|----------------------|---------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------|----------------------------|----------------------------------|
| 1,0                          | Буровой<br>мастер          | 1                 | 6      | 60  | 60                              | 36700             | 7340                       | 14680                    | 1101                      | 59821                | 14680               | 29360                               |                                     | 12000                           | 115861                     | 1<br>месяц                       |
| 1,0                          | Помощник<br>мастера        | 3                 | 6      | 53  | 53                              | 32890             | 6578                       | 13156                    | 988                       | 53612                | 13156               | 26312                               |                                     | 12000                           | 105080                     |                                  |
| 1,0                          | Бурильщик                  | 4                 | 6      | 45  | 45                              | 30600             | 6120                       | 12240                    | 918                       | 49878                | 12240               | 24480                               |                                     | 12000                           | 98598                      |                                  |
| 1,0                          | Бурильщик                  | 4                 | 5      | 40  | 40                              | 28320             | 5664                       | 11328                    | 850                       | 46162                | 11328               | 22656                               |                                     | 12000                           | 92146                      |                                  |
| 2,0                          | Пом.бур                    | 4                 | 5      | 38  | 76                              | 51680             | 10336                      | 20672                    | 1550                      | 84238                | 20672               | 41344                               |                                     | 24000                           | 170254                     |                                  |
| 2,0                          | Пом.бур                    | 4                 | 4      | 33  | 66                              | 44880             | 8976                       | 17952                    | 1346                      | 73154                | 17952               | 35904                               |                                     | 24000                           | 151010                     |                                  |
| 0,5                          | Электромон<br>тер          | 4                 | 5      | 41  | 20,5                            | 13940             | -                          | -                        | 418,2                     | 14358,2              | 5576                | 11152                               |                                     | 6000                            | 37086,2                    |                                  |
| 0,5                          | Слесарь                    | 2                 | 5      | 37  | 18,5                            | 12580             | -                          | -                        | 377,4                     | 12957,4              | 5032                | 10064                               |                                     | 6000                            | 34053,4                    |                                  |
| 0,5                          | Лаборант                   | 2                 | 3      | 20  | 10                              | 6800              | -                          | -                        | 204                       | 7004                 | 2720                | 5440                                |                                     | 6000                            | 21164                      |                                  |
|                              | Итого                      | 28                |        |   |                                 |                   |                            |                          |                           |                      |                     |                                     |                                     |                                 | 825252                     |                                  |

#### 4.5. Отчисления на социальное страхование

Исходя из норм Налогового кодекса РФ, где прописаны тарифы страховых взносов, на социальные нужды необходимо перечислять 30 % от расходов на заработную плату. Отчисления определяется по формуле:

$$CC = ЗП_{\text{общ}} \times 30\% \quad (19)$$

где, CC – отчисление для социального страхования;

$ЗП_{\text{общ}}$  – общая сумма заработной платы.

Подставляя значения в формулу, получаем:

$$\text{Буровой мастер} = 115861 \times 30\% = 34758,3 \text{ руб}$$

$$\text{Помощник бурового мастера} = 105080 \times 30\% = 31524 \text{ руб}$$

$$\text{Бурильщик 6 разряда} = 98598 \times 30\% = 29579,4 \text{ руб}$$

$$\text{Бурильщик 5 разряда} = 92146 \times 30\% = 27643,8 \text{ руб}$$

$$\text{Помощник бурильщика 6 разряда} = 170254 \times 30\% = 51076,2 \text{ руб}$$

$$\text{Помощник бурильщика 5 разряда} = 151010 \times 30\% = 45303 \text{ руб}$$

$$\text{Электромонтёр 5 разряда} = 37086,2 \times 30\% = 11125,9 \text{ руб}$$

$$\text{Слесарь 5 разряда} = 34053,4 \times 30\% = 10216 \text{ руб}$$

$$\text{Лаборант} = 21164 \times 30\% = 6349,2 \text{ руб}$$

#### 4.6. Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала приведенного в таблице 29.

Таблица 29– 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 30.

Таблица 30 – Линейно-календарный график работ

| Линейно-календарный график работ              |   | Месяцы                |   |   |   |
|---|---|-----------------------|---|---|---|
| бригады, участвующие в строительстве скважины | затраты времени на одну скважину, месяц | 1                     | 2 | 3 | 4 |
|   |   | Вышкомонтажные работы |   |   |   |
|   |   |                       |   |   |   |
|   |   |                       |   |   |   |
| Буровые работы                                |   |                       |   |   |   |
|   |   |                       |   |   |   |





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.

б) рейсовая скорость  $V_p$ , м/ч

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

где  $T_{\text{сно}}$  – время спускоподъемных операций, ч.

в) коммерческая скорость  $V_K$ , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720)/T_H = 2540 \cdot 720 / 243,32 \quad (23)$$

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

г) проходка на долото  $h_d$ , м

$$h_d = H/n, \quad (24)$$

где  $n$  – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{\text{с1м}} = (C_{\text{см}} - П_n)/H, \quad (25)$$

где  $C_{\text{см}}$  – сметная стоимость строительства скважины, руб;

$П_n$  – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 31.

Таблица 31 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины.

| Показатели                        | Величина |
|-----------------------------------|----------|
| Глубина скважины, м               | 2540     |
| Продолжительность бурения, сут.   | 11,84    |
| Механическая скорость, м/ч        | 18,01    |
| Рейсовая скорость, м/ч            | 17,66    |
| Коммерческая скорость, м/ст.-мес. | 7516     |

|                        |        |
|------------------------|--------|
| Проходка на долото, м  | 1763,8 |
| Стоимость одного метра | 71790  |

В данном разделе произведены расчеты технико-экономических показателей проводки скважины, таких как: механической скорости, которая равна 18,01 м/ч, рейсовой скорости –17,66 м/ч, коммерческой скорости – 7516 м/ст.- 74есс., расчет проходки на долото – 1763,8м, расчет себестоимости одного метра строительства скважины – 71790.

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметнофинансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНИП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин, в части II – на строительные и монтажные работы, в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ.

Для перевода цен 2001 года, в которых производится расчет согласно СНИП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый «Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве» составляет на 2021 год 82,1. [23]

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

|         |                          |
|---------|--------------------------|
| Группа  | ФИО                      |
| 3-2Б72Т | Федощенко Игорь Олегович |

|                     |             |                           |   |
|---------------------|-------------|---------------------------|---|
| Школа               | ИШПР        | Отделение (НОЦ)           | Нефтегазовое дело   |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/специальность | 21.03.01<br>Нефтегазовое<br>дело/Бурение<br>нефтяных и<br>газовых скважин |

Тема ВКР:

|   |  |
|---|--|
| Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2520 метров на нефтяном месторождении (Томская область)  |  |
| <b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>  |  |
| 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения  | Технический проект на сооружение разведочной вертикальной скважины глубиной 2520 метров на нефтяном месторождении с использованием БУ 3000/200 - ЭУК 1М. Рабочие зоны: зона роторного стола, зона работы верхового, блок ЦСГО, блок приготовления БР, насосный блок, блок БДЕ, блок ПВО.   |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:  |  |
| <b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <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> | -ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ.<br>-ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ.<br>-ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ.<br>- статья 147 Трудового Кодекса РФ глава 47 настоящего кодекса.<br>-ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ.<br>- ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ.<br>-ГОСТ 17.1.3.06-82<br>-СанПиН 1.2.3685-21<br>-ГОСТ 12.0.002-80<br>- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности<br>-ГОСТ 12.1.038-82<br>-ГОСТ 12.0.003-2015<br>-ГОСТ 12.2.003-91<br>-ГОСТ 12.4.026-2015<br>-ГОСТ 12.1.012-2004<br>-ГОСТ 12.4.303-2016<br>-ГОСТ EN 340-2012<br>-ГОСТ 12.1.003-2014 |
| <b>2. Производственная безопасность:</b><br>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов<br>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия   | - отклонение показателей климата на открытом воздухе;<br>- превышение уровней шума, вибрации;<br>- недостаточная освещенность рабочей  |

|  |   |
|--|---|
|  | <p>зоны;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;</li> <li>- пожаровзрывобезопасность</li> <li>- опасность вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных)</li> </ul>  |
| <b>3. Экологическая безопасность:</b>            | <p>К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной и дорожной техник.</p> <p>Гидросфера: поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдет загрязнение питьевой воды -</p> <p>Литосфера: загрязнения почвы могут быть: отработанный буровой раствор, выбрасываемый в амбар; различные масла, дизельное топливо нефть</p> |
| <b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>-Возможные ЧС</li> <li>-лесные пожары;</li> <li>-розливы;</li> <li>-газонефтеводопроявления (ГНВП);</li> <li>-взрывы ГСМ;</li> <li>-разрушение буровой установки;</li> </ul> <p>наиболее типичная ЧС является газонефтеводопроявления (ГНВП)</p>   |

|   |  |
|---|--|
| <b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b> |  |
|---|--|

**Задание выдал консультант:**

| Должность | ФИО                             | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------------------------|------------------------|---------|------|
| Ассистент | Аверкиев Алексей<br>Анатольевич |                        |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа  | ФИО                      | Подпись | Дата |
|---------|--------------------------|---------|------|
| 3-2Б72Т | Федощенко Игорь Олегович |         |      |

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

Буровая установка является сооружением повышенной опасности и согласно приложению, к Федеральному закону от 21.07.97 № 116 – ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» относится к опасным производственным объектам.

Производство работ повышенной опасности должно осуществляться в соответствии с инструкциями, устанавливающими требования к организации и безопасному проведению таких работ, утвержденными техническим руководителем предприятия.

Профессия буровика входит в список потенциально опасных. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли.

Организация труда на нефтяном месторождении предусматривает применение вахтового метода работы.

Режим труда и отдыха при работе вахтовым методом регламентируется статьей 301 Трудового Кодекса Российской Федерации (далее – ТК РФ). К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Режим труда и отдыха на проектируемом объекте регламентируется ТК РФ. Работа в ночное время регулируется статьей 96 ТК РФ. Ночное время – время с 22 часов до 6 часов. Продолжительность работы (смены) в ночное время сокращается на один час без последующей отработки.

Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностям, регламентируются главой 50 ТК РФ. Работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе в соответствии со статьей 109 ТК РФ, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время.

Государством предусмотрены льготы и компенсации для работников, занятых на вредных производствах, указанные в законе РФ от 28.12.2013 № 426

«О специальной оценке условий труда».

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

Правильное моделирование производственных ситуаций, направленное на снижения влияния опасных и вредных факторов в процессе бурения, позволиткратно улучшить условия труда в буровой отрасли.

### **5.1.1 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места для буровика, должны быть соблюдены следующие основные условия: оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места и достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения.

При организации рабочего места учитываются следующие условия:

- буровой станок должен быть установлен на спланированной площадке, на безопасном расстоянии от

верхней бровки уступа;

– при бурении перфораторами и электросверлами ширина рабочейбермы должна быть не менее 4 метров;

– шнеки у станков вращательного бурения с немеханизированной сборкой-разборкой бурового става и очисткой устья скважины должны иметь ограждения;

– выступающие концы проволок должны быть обрезаны. При наличии в подъемном канате более 10% порванных проволок на длине шага свивки его следует заменить;

– бурение скважин следует производить в соответствии с инструкциями, разработанными организациями на основании типовых для каждого способа бурения.

Каждая скважина, диаметр устья которой более 250 мм, после окончания бурения должна быть перекрыта. Участки пробуренных скважин должны быть ограждены предупредительными знаками. Порядок ограждения зоны пробуренных скважин и их перекрытия утверждается техническим руководством организации.

## **5.2. Производственная безопасность**

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины глубиной 2520 метров, которое расположено в Томской области. При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары. Для анализа опасных и вредных факторов при строительстве скважины, составим таблицу 32.

Таблица 32 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

| Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)      | Этапы работ |              |              | Нормативные документы  |
|-----------------------------------|-------------|--------------|--------------|--|
|                                   | Разработка  | Изготовление | Эксплуатация |  |
| 1. Движущиеся машины и механизмы  | -           | +            | +            | ГОСТ 12.2.003-91<br>ГОСТ 12.4.026-2015                                   |
| 2. Повышенный уровень вибрации    | -           | +            | +            | ГОСТ 12.1.012-2004   |
| 3. Отклонение показателей климата | -           | +            | +            | ГОСТ 12.4.303-2016<br>ГОСТ EN 340-2012                                   |
| 4. Превышение уровней шума        | +           | +            | -            | ГОСТ 12.1.003-2014   |
| 5. Недостаток освещения           | +           | +            | +            | ПБ 08-624-03. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» |

### **Анализ опасных и вредных производственных факторов.**

#### **Движущиеся машины и механизмы**

Травмы, связанные с этими факторами в основном связаны с несоблюдением техники безопасности. Поэтому обязательно нужно провести инструктаж по технике безопасности при работе с тем или иным оборудованием каждого поступающего на работу человека; обеспечить медико-санитарное обслуживание. ГОСТ 12.2.003-91 относится к основным документам, который регламентирует работу с движущимися механизмами.

Здесь описываются следующие требования:

- конструкция производственного оборудования должна исключать падение или выбрасывание предметов (например, инструмента, заготовок, обработанных деталей, стружки), представляющих опасность для работающих;
- движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или



расположены так, чтобы исключалась возможность прикосания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование;

- элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями.

Во избежание травм всем рабочим выдается спецодежда: защитная каска, сапоги, щитки защитные лицевые, согласно ГОСТ 12.4.011-89.

Согласно ГОСТ 12.2.062-81 опасные зоны должны быть оборудованы ограждениями.

Согласно ГОСТ 12.4.026-2015 применяются инструкции, предупредительные надписи, плакаты по технике безопасности и знаки, а также используются сигнальные цвета.

### **Повышенный уровень вибрации**

Источниками вибрации являются вибростанки, необходимые для очистки бурового раствора, центрифуги, работающие насосы. Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброручкавицы. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0÷28 мм. Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрация. Общие требования безопасности»

## Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала. Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность. В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более 0,2 м<sup>2</sup> (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м<sup>2</sup>.

С целью профилактики перегревания организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха. Для предотвращения получения теплового удара предусматривают ношение головных уборов. В зимнее время температура воздуха понижается до -50°С. К спецодежде, предназначенной для защиты от пониженных температур, предъявляются особые технические требования, приведенные в ГОСТ 12.4.303-2016. Основное требование к зимней спецодежде – это сохранение работоспособности и здоровья сотрудников предприятия при нахождении на морозе в течение двух часов. Согласно ГОСТ EN 340-2012, зимняя спецодежда должна быть максимально комфортна.

Необходимыми деталями зимней спецодежды являются: утепленные воротники и капюшоны, трикотажные манжеты на рукавах, ветрозащитные планки, утепленная область поясицы. Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время года предусматривает следующие меры: создание укрытий рабочих мест, обеспечение работников тёплой спецодеждой, сокращение продолжительности рабочей смены, прекращение

работ в зависимости от погодных условий. В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогрева и отдыха работников.

### **Превышение уровней шума**

Шум - беспорядочные колебания различной физической природы, отличающиеся сложностью временной и спектральной структуры.

Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

Источниками шума на буровой являются работающие насосы, вибростата. Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности». Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение.

### **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение». Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному.

На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное. Также следует отметить, что освещенность регламентируется в соответствии с «Правила безопасности

нефтяной и газовой промышленности». Существуют следующие нормы освещенности, измеряемые в люксах (лк): стол ротора – 100 лк, путь движения талевого блока – 30 лк, превенторные установки – 75 лк, полы верхового рабочего – 10 лк, приемные мостки – 30 лк, пусковые ящики насосного блока – 50 лк, буровые насосы – 25 лк.

### **5.3. Экологическая безопасность**

#### **5.3.1. Мероприятия по защите атмосферы**

Средства защиты атмосферы должны ограничить наличие вредных веществ в воздухе среды обитания человека на уровне не выше ПДК.

На практике реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха:

- вывод токсичных веществ из помещений вентиляцией;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования;
- очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах;
- очистка отработавших газов энергоустановок, в специальных агрегатах, и выброс в атмосферу или производственную зону.

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

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

### 5.3.2. Мероприятия по защите гидросферы, литосферы

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

Наиболее доступным направлением утилизации ОБР является их повторное использование для бурения новых скважин. Этот подход оправдан не только с экологической, но и экономической точки зрения.

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

Несмотря на очевидные преимущества утилизации отходов бурения, самым доступным является их ликвидация путем захоронения. Захоронение отходов бурения в специально отведенных местах предусматривает использование для этих целей шламохранилищ, бросовых земель или оставшихся после разработки карьеров.

Существует несколько способов нейтрализации ОБР.

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

Одним из эффективных методов обезвреживания бурового шлама является гидрофобизация поверхности.

В качестве безреагентных методов обезвреживания твердых отходов заслуживает внимания термический метод.

Эффективным и практически доступным методом частичного обезвреживания БШ может стать отмывка его от загрязняющей органики.

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

В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, все земли, нарушенные в период цикла строительства скважины, подлежат восстановлению. Работы по проведению рекультивации выполняются в два этапа: механический и биологический.

### **5.3.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

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

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

- по происхождению (антропогенные, природные);
- по продолжительности (кратковременные, затяжные);
- по характеру (преднамеренные, непреднамеренные);
- по масштабу распространения.

В районе проводимых работ возможны чрезвычайные ситуации техногенного и природного характера.

Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях (ЧС):

В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (Томской области), наиболее вероятные ЧС техногенного характера, связанные с пожароопасностью.

В случае возникновения пожара на буровой установке при выполнении полевых работ необходимо принять следующие меры:

- остановить работу буровой установки и по возможности обесточить ее;

- немедленно сообщить о возгорании по телефону «01» в пожарную охрану, и ответственному руководителю;
  - оценить возможное распространение пожара, создающее угрозу для людей, и пути возможной эвакуации;
  - приступить к ликвидации очага при помощи первичных средств пожаротушения, таких, как огнетушители, песок, кошма (плотное покрывало) и др.

## Заключение.

При выполнении данной выпускной квалификационной работы были разработаны оптимальные технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2520 м.

Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора и эксплуатационной колонны.

Для эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. В связи с геологическим составом данного региона, для бурения под направление было выбрано шарошечное долото, под кондуктор и эксплуатационную колонну были выбраны PDC долота, это было обусловлено составом пород и опытом бурения. С целью экономии средств было принято решение и более быстрого сооружения скважины, о бурении интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонну с использованием винтовых забойных двигателей ДГР-240РС и ДРУ2-178РС соответственно.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Было выбрано 2 насоса УНБ-600. Данный выбор обеспечивает максимальный расход бурового раствора на данных интервалах.

Следует обратить внимание, что под кондуктор был выбран полимер-глинистый раствор, который обеспечит максимальную скорость проходки в данном интервале и минимизирует возможность возникновения осложнений при бурении на данном интервале. Под эксплуатационную колонну был выбран так же полимер-глинистый раствор, это обусловлено тем, что данный раствор минимизирует



воздействие на горную породу, так как он обеспечивает образование качественной глинистой корки и минимизирует поглощения бурового раствора, в условиях большого значения коэффициента кавернозности.

Задача увеличения выноса керна решалась с использованием современных буровых головок для отбора керна.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Причем, чтобы эксплуатационная колонна спроектирована двухсекционной. В силу того, что на данном интервал давления находятся в допустимой зоне и ствол вертикальный были выбраны трубы ОТТМ. Данное решение так же увеличивает жизненный цикл скважины.

Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементирования эксплуатационной колонны был выбран одноступенчатый способ цементирования с двумя пробками.

Подобраны рецептуры жидкостей цементирования. Следует отметить, что в качестве буферной жидкости используются два состава, так как один компонент обладает хорошей моющей способностью, а другой – обеспечивает улучшенный, смыв глинистой корки со стенок скважин. В связи с экономией места на площадке, для цементирования скважины был выбран отечественный флот.

Вторичное вскрытие осуществляется при помощи перфорации участка. Для проведения испытания скважины спроектировано и специально подобрано устройство для перфорации скважин ПКТ114.

Для строительства и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК1-21-146x245 К1 ХЛ, ОП5-230/80x21, АФ4-65/50x35. Для проведения работ выбрана буровая установка БУ – 3000 ЭУК-1М, которая полностью удовлетворяет технологическим требованиям.

В специальной части рассмотрены способы применения растворителей солеотложений и их функций, а так же анализ отечественных производителей химреагентов.

В разделе «Финансовый менеджмент» составлена нормативная карта строительства, произведен расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.

В разделе «Социальная ответственность» проведен анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях, рассмотрены правовые нормы законодательства.

## Список используемой литературы

1. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. Для вузов / А.Н.Попов, А.Н.Спивак, Т.О.Акбулатов и др.; Под общей ред. А.И.Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
2. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 262 с. 19.
3. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 670 с. 20
4. Булатов, Анатолий Иванович. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шаманов. – М. : Недра, 2003. – 1007 с.
5. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Проектирование конструкции скважины» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.
6. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Агзамов Ф.А., Нагарев О.В. Заканчивание скважин Учебное пособие для вузов. – М.: ООО «Недра Бизнесцентр», Тюмень 2010. – 189 с.
7. Учебно-методические указания по выполнению дипломного проекта специальности 130504 «Бурение нефтяных и газовых скважин» [Текст]: учеб.-метод. пособие / сост.: Р.А. Исмаков [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – 16 с.
8. Правила в нефтяной и газовой промышленности (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности). – Новосибирск: Норматика, 2019. – 164 с;
9. Борисов К.И., Рязанов В.И. Методические основы расчёта колонны бурильных труб: Учебное пособие. – Томск: Изд.ТПУ, 2005. – 75 с

10. Епихин А.В, Ковалев А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методическое пособие. ТПУ – Томск 2016 г
11. Инструкция по расчету обсадных колонн на герметичность. – М.: ОАО «Нефтяник», 1999-35 с.
12. Основы менеджмента (нефтяная и газовая промышленность) : учебник / А. Ф. Андреев [и др.] ; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина (РГУ Нефти и Газа) ; под ред. А. Ф. Андреева. – М. : Нефть и газ, 2007. – 264 с.
13. Балденко Ф.Д. Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 428 с
14. Губанов В.Н., Лопатин Д.В. Книга инженера по растворам – М.: ЗАО «ССК», 2006 г, 551 стр.
15. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие / Под ред. А.Г.Калинина. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 450 с.
16. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодский К.М. и др. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник / Под ред. А.Г. Калинина. – М.: Недра, 1997. – 648 с.
17. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Выбор способа цементирования» – Томск, Изд. ТПУ, 2017 г.
18. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Расчет обсадных колонн на прочность» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

19. Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн – Томск: Изд. ТПУ, 1997. – 47 с.
20. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Центрирование обсадной колонны и выбор технологической оснастки» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.
21. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.htm> (дата обращения: 16.05.2021).
22. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности : учебник / Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина; Под ред. В. Ф. Дунаева. – М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2004. – 368 с. : ил. – (Высшее нефтегазовое образование) . – Библиогр.: с. 365.
23. Региональные индексы изменения сметной стоимости строительства [Электронный ресурс]: <http://depstroy.tomsk.ru/construction-complex/regional-indexes/>

## Приложение А. Геологические условия бурения

Таблица А. 1– Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

| Индекс<br>стратиграфического<br>подразделения | Интервал,<br>м |     | Краткое название<br>горной породы | Плотность, г/см <sup>3</sup> | Пористость, процент | Проницаемость,<br>м Дарси | Глинистость,<br>процент | Карбонатность,<br>процент | Твердость, кгс/мм <sup>2</sup> | Расслоенность<br>породы | Абразивность | категория породы<br>промысловой<br>классификации (мягкая,<br>средняя и т.п.) |
|---|----------------|-----|-----------------------------------|------------------------------|---------------------|---------------------------|-------------------------|---------------------------|--------------------------------|-------------------------|--------------|--|
|   | от             | до  |                                   |                              |                     |                           |                         |                           |                                |                         |              |  |
| 1   | 2              | 3   | 4                                 | 5                            | 6                   | 7                         | 8                       | 9                         | 10                             | 11                      | 12           | 13   |
| Q   | 0              | 40  | супеси                            | 2                            | 10                  | -                         | 40                      | 0                         | -                              | 1                       | -            | мягкая   |
|   |                |     | суглинки                          | 2                            | 10                  | 0                         | 65                      | 0                         | 10                             | 5                       | 4            | мягкая   |
|   |                |     | пески                             | 2                            | 30                  | 2500                      | 10                      | 0                         | -                              | 1                       | 10           | мягкая   |
|   |                |     | глины                             | 2                            | 20                  | 0                         | 100                     | 0                         | 10                             | 5                       | 4            | мягкая   |
| P <sub>3tr</sub>                              | 40             | 90  | пески                             | 2                            | 30                  | 2000                      | 10                      | 0                         | -                              | 1                       | 10           | мягкая   |
|   |                |     | глины                             | 2                            | 20                  | 0                         | 100                     | 0                         | 10                             | 5                       | 4            | мягкая   |
| P <sub>3nm</sub>                              | 90             | 190 | пески                             | 2                            | 30                  | 1500                      | 10                      | 0                         | -                              | 1                       | 10           | мягкая   |
|   |                |     | глины                             | 2                            | 20                  | 0                         | 100                     | 0                         | 10                             | 5                       | 4            | мягкая   |
| P <sub>3at</sub>                              | 190            | 290 | пески                             | 2                            | 30                  | 2500                      | 20                      | 0                         | -                              | 5                       | 10           | мягкая   |
| P <sub>2tv</sub>                              | 290            | 330 | глины                             | 2                            | 20                  | 0                         | 100                     | 0                         | 10                             | 5                       | 4            | мягкая   |
|   |                |     | алевролиты                        | 2                            | 15                  | 5                         | 50                      | 2                         | 10                             | 5                       | 6            | мягкая   |
|   |                |     | пески                             | 2                            | 25                  | 1500                      | 50                      | 0                         | -                              | 5                       | 10           | мягкая   |

Продолжение таблицы А.1

| 1                  | 2   | 3   | 4          | 5 | 6  | 7    | 8   | 9 | 10 | 11 | 12 | 13     |
|--------------------|-----|-----|------------|---|----|------|-----|---|----|----|----|--------|
| Pg <sub>2</sub> ll | 330 | 480 | алевролиты | 2 | 15 | 5    | 50  | 0 | 10 | 2  | 6  | мягкая |
|                    |     |     | глины      | 2 | 20 | 0    | 100 | 2 | 10 | 5  | 4  | мягкая |
|                    |     |     | пески      | 2 | 30 | 2500 | 5   | 0 | -  | 1  | 10 | мягкая |
| Pg <sub>1</sub> tl | 480 | 560 | глины      | 2 | 20 | 0    | 100 | 0 | 10 | 5  | 4  | мягкая |
|                    |     |     | пески      | 2 | 30 | 1500 | 10  | 0 | -  | 5  | 10 | мягкая |
|                    |     |     | алевролиты | 2 | 20 | 10   | 40  | - | -  | 5  | 10 | мягкая |
| K <sub>2</sub> gn  | 560 | 750 | мергели    | 2 | 15 | 5    | 20  |   | 10 | 3  | 6  | мягкая |
|                    |     |     | пески      | 2 | 30 | 1500 | 10  | 0 | -  | 5  | 10 | мягкая |
|                    |     |     | алевролиты | 2 | 20 | 10   | 40  |   | -  | 5  | 10 | мягкая |
|                    |     |     | глины      | 2 | 20 | 0    | 100 | 7 | 10 | 4  | 4  | мягкая |
| K <sub>2</sub> sl  | 750 | 800 | глины      | 2 | 20 | 0    | 100 | 6 | 10 | 4  | 4  | мягкая |
|                    |     |     | алевролиты | 2 | 20 | 10   | 40  | - | -  | 5  | 10 | мягкая |
|                    |     |     | пески      | 2 | 30 | 1500 | 10  | 0 | -  | 5  | 10 | мягкая |
| K <sub>2</sub> ip  | 800 | 875 | глины      | 2 | 20 | 0    | 100 | 6 | -  | 4  | 4  | мягкая |
|                    |     |     | алевролиты | 2 | 20 | 10   | 40  | - | -  | 5  | 10 | мягкая |
|                    |     |     | пески      | 2 | 30 | 1500 | 10  | 0 | -  | 5  | 10 | мягкая |
| K <sub>2</sub> kz  | 875 | 895 | глины      | 2 | 20 | 0    | 100 | 0 | 10 | 5  | 0  | мягкая |

Продолжение таблицы А.1

|                     |      |      |            |   |    |     |     |   |    |     |    |         |
|---------------------|------|------|------------|---|----|-----|-----|---|----|-----|----|---------|
| K <sub>1-2</sub> pk | 895  | 1620 | песчаники  | 2 | 25 | 250 | 20  | 3 | 20 | 5   | 10 | мягкая  |
|                     |      |      | глины      | 2 | 20 | 0   | 100 | 3 | 15 | 5   | 4  | мягкая  |
|                     |      |      | алевролиты | 2 | 20 | 7   | 20  | 3 | 20 | 2,5 | 10 | мягкая  |
| K <sub>1al</sub>    | 1620 | 1640 | глины      | 2 | 10 | 0   | 100 | 2 | 30 | 1   | 6  | средняя |
|                     |      |      | алевролиты | 2 | 15 | 3   | 20  | 3 | 20 | 2,5 | 10 | средняя |
|                     |      |      | аргиллиты  | 2 | 5  | 0   | 90  | 8 | 50 | 2,5 | 4  | средняя |
|                     |      |      | песчаники  | 2 | 15 | 15  | 15  | 3 | 40 | 2,5 | 10 | средняя |
| K <sub>1vr</sub>    | 1640 | 1945 | аргиллиты  | 2 | 5  | 0   | 90  | 8 | 50 | 2,5 | 4  | средняя |
|                     |      |      | алевролиты | 2 | 10 | 6   | 17  | 6 | 50 | 3   | 4  | средняя |
|                     |      |      | песчаники  | 2 | 23 | 13  | 15  | 3 | 50 | 2,5 | 10 | средняя |
| K <sub>1tr</sub>    | 1945 | 2155 | песчаники  | 2 | 25 | 15  | 10  | 5 | 50 | 3,5 | 10 | средняя |
|                     |      |      | алевролиты | 2 | 10 | 5   | 20  | 1 | 65 | 1   | 6  | средняя |
|                     |      |      | аргиллиты  | 2 | 5  | 0   | 95  | 7 | 50 | 3   | 4  | средняя |
| K <sub>1klm</sub>   | 2155 | 2520 | песчаники  | 2 | 5  | 8   | 10  | 5 | 50 | 3,5 | 10 | средняя |
|                     |      |      | алевролиты | 2 | 10 | 5   | 20  | 1 | 65 | 1   | 6  | средняя |
|                     |      |      | аргиллиты  | 2 | 5  | 0   | 95  | 7 | 50 | 3   | 4  | средняя |



Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м |          | Горная порода    |                     | Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки<br>(структура, текстура, минеральный состав и т.п.)   |
|---|-------------|----------|------------------|---------------------|---|
|   | от (верх)   | до (низ) | краткое название | процент в интервале |   |
| 1                                       | 2           | 3        | 4                | 5                   | 6   |
| Q                                       | 0           | 40       | пески            | 40                  | Пески серые, светло-серые; суглинки и супеси буровато-серые; глины бурые с прослоями лигнита и почвенно-растительным слоем.   |
|   |             |          | суглинки         | 40                  |   |
|   |             |          | глины            | 10                  |   |
|   |             |          | супеси           | 10                  |   |
| P <sub>3tr</sub>                        | 40          | 90       | пески            | 80                  | Пески серые разнозернистые глинистые с прослойками глин.  |
|   |             |          | глины            | 20                  |   |
| P <sub>3nm</sub>                        | 90          | 190      | пески            | 80                  | Глины серые, коричневато-серые очень плотные, слюдистые, с включениями и прослойками лигнита. Песок мелко-тонкозернистый, слюдистый, глинистый, с включениями растительной сечки, прослойками глин. |
|   |             |          | глины            | 20                  |   |
| P <sub>3at</sub>                        | 190         | 290      | пески            | 100                 | Песок светло-серый, в верхней части разреза тонкозернистый слюдистый, в нижней-разнозернистый хорошо промытый.  |
| P <sub>2tv</sub>                        | 290         | 330      | глины            | 70                  | Глины зеленовато-серые, очень плотные с тонкими прослойками алевролитов и песков.   |
|   |             |          | алевролиты       | 15                  |   |
|   |             |          | пески            | 15                  |   |
| P <sub>g2ll</sub>                       | 330         | 480      | глины            | 90                  | Люлинворская свита сложена преимущественно глинами  |

Продолжение таблицы А.2

|                     |      |      |            |     |   |
|---------------------|------|------|------------|-----|---|
|                     |      |      | пески      | 5   | зеленовато-серыми, жёлто-зелёными, жирными на ощупь, с прослойками и линзами алевролитов и песков.  |
|                     |      |      | алевролиты | 5   |   |
| Pg <sub>1</sub> tl  | 480  | 560  | глины      | 90  | Талицкая свита сложена глинами темно-серыми до черных, плотными, участками вязкими, жирными на ощупь, с пропластками и присыпками алевролитов и песков. |
|                     |      |      | алевролиты | 5   |   |
|                     |      |      | пески      | 5   |   |
| K <sub>2</sub> sl   | 750  | 800  | глины      | 90  | Славгородская свита в основном сложена глинами серыми, зеленовато-серыми, комковатыми с тонкими прослоями алевролитов и песков.                         |
|                     |      |      | пески      | 10  |   |
| K <sub>2</sub> ip   | 800  | 875  | глины      | 90  | Ипатовская свита в основном сложена глинами серыми, зеленовато-серыми, комковатыми с тонкими прослоями алевролитов и песков.                            |
|                     |      |      | алевролиты | 5   |   |
|                     |      |      | пески      | 5   |   |
| K <sub>2</sub> kz   | 875  | 895  | глины      | 100 | Кузнецовская свита сложена глинами темно-серыми, тонкополосчатыми, листоватыми, с остатками морской фауны.  |
| K <sub>1-2</sub> pk | 895  | 1620 | алевролиты | 100 | Покурская свита сложена неравномерным чередованием глин, алевролитов и песчаников.  |
| K <sub>1</sub> al   | 1620 | 1640 | песчаники  | 30  | Переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов.   |
|                     |      |      | аргиллиты  | 30  |   |
|                     |      |      | алевролиты | 20  |   |
|                     |      |      | аргиллиты  | 25  |   |
|                     |      |      | песчаники  | 25  |   |

Продолжение таблицы А.2

|                    |      |      |            |    |  |
|--------------------|------|------|------------|----|--|
| K <sub>1</sub> tr  | 1945 | 2155 | песчаники  | 70 | Отложения тарской свиты представлены преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов. Песчаные пласты выдержаны и толща их различная, достигает 32м. |
|                    |      |      | аргиллиты  | 15 |  |
|                    |      |      | алевролиты | 15 |  |
| K <sub>1</sub> klm | 2155 | 2540 | песчаники  | 60 | Отложения куломзинской свиты представлены преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов.   |
|                    |      |      | аргиллиты  | 20 |  |
|                    |      |      | алевролиты | 20 |  |

## Приложение Б

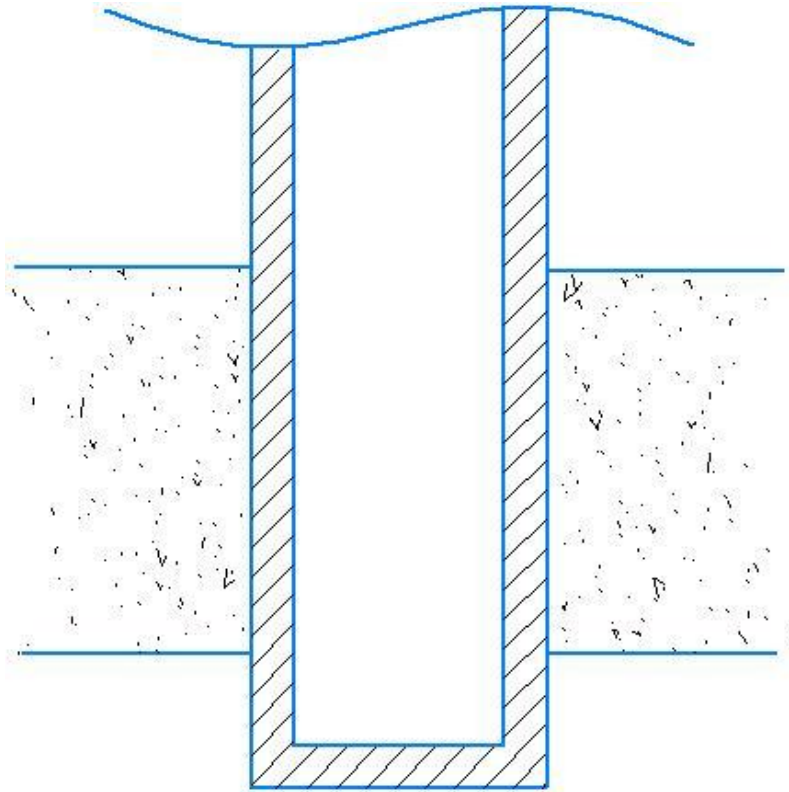


Рисунок Б.1 – Конструкция забоя закрытого типа

## Приложение Б

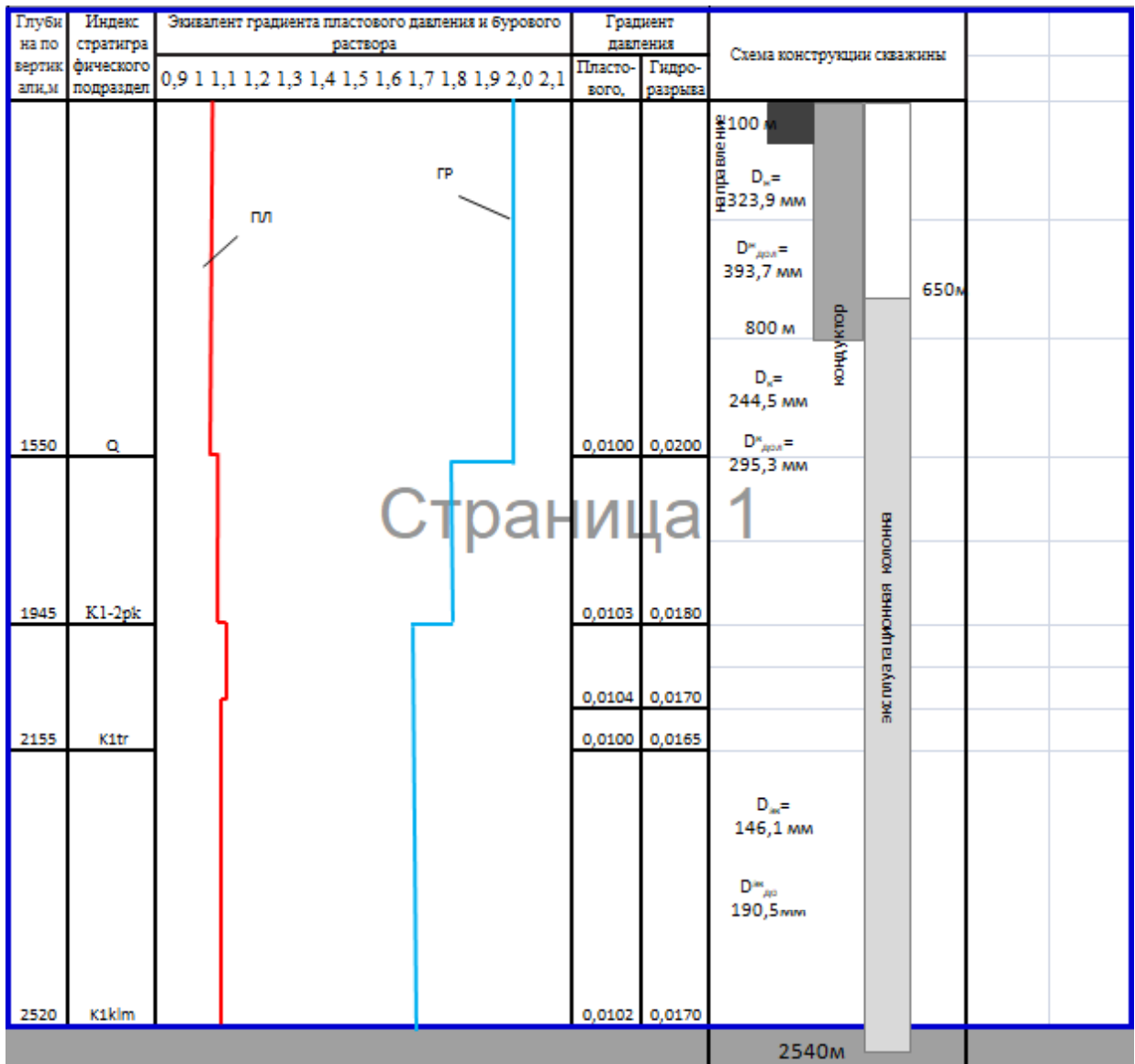


Рисунок Б.2 – Совмещенный график давлений и схема конструкции скважины

## Приложение Б

Таблица Б.1 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

| Интервал                 |               | 0-100                       | 100-800                   | 800-2540                 |
|--------------------------|---------------|-----------------------------|---------------------------|--------------------------|
| Шифр долота              |               | ГЛУБУР<br>393,7 МС-<br>ЦГВУ | БИТ<br>295,3 ВТ<br>619 УМ | БИТ<br>190,5 В<br>513 АМ |
| Тип долота               |               | Шарошечное                  | PDC                       | PDC                      |
| Диаметр долота, мм       |               | 393,7                       | 295,3                     | 190,5                    |
| Тип горных пород         |               | М                           | М                         | С                        |
| Присоединительная резьба | ГОСТ          | 3 152                       | 3 152                     | 3 117                    |
|                          | API           | 7 5/8                       | 6 5/8                     | 4 1/2                    |
| Длина, м                 |               | 0,4                         | 0,3                       | 0,4                      |
| Масса, кг                |               | 163                         | 35                        | 24                       |
| G, тс                    | Рекомендуемая | 4–26                        | 2–10                      | 2–10                     |
|                          | Максимальная  | 29                          | 10                        | 10                       |
| n, об/мин                | Рекомендуемая | 40–600                      | 60–400                    | 60–400                   |
|                          | Максимальная  | 600                         | 400                       | 400                      |

## Приложение В

Таблица В.1 – Расход бурового раствора

| Интервал                          | 0-100       | 100-800     | 800-2540    |
|-----------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| Исходные данные                   |             |             |             |
| $D_{д}, м$                        | 0,3937      | 0,2953      | 0,1905      |
| $K$                               | 0,65        | 0,6         | 0,55        |
| $K_k$                             | 1,3         | 1,25        | 1,3         |
| $V_{кр}, м/с$                     | 0,15        | 0,14        | 0,135       |
| $V_m, м/ч$                        | 40          | 30          | 25          |
| $d_{бт}, м$                       | 0,127       | 0,127       | 0,127       |
| $d_{нmax}, м$                     | 0,0206      | 0,0175      | 0,0119      |
| $n$                               | 3           | 5           | 5           |
| $V_{кмин}, м/с$                   | 0,5         | 0,5         | 1           |
| $\rho_{см} - \rho_p,$<br>$г/см^3$ | 0,02        | 0,02        | 0,02        |
| $\rho_p, г/см^3$                  | 1,22        | 1,22        | 1,13        |
| $\rho_n, г/см^3$                  | 2           | 2           | 2           |
| $S_{заб}$                         | 0,121674757 | 0,068453641 | 0,028487846 |
| $S_{max}$                         | 0,109013492 | 0,055792376 | 0,015826581 |
| $D_c$                             | 0,715408974 | 0,607556582 | 0,497644451 |
| Результаты проектирования         |             |             |             |
| $Q_1, л/с$                        | 79          | 41          | 16          |
| $Q_2, л/с$                        | 69          | 30          | 11          |
| $Q_3, л/с$                        | 55          | 28          | 16          |
| $Q_4, л/с$                        | 36          | 52          | 35          |
| $\Delta Q, л/с$                   | 36-79       | 28-52       | 21-35       |
| $Q_{проект}, л/с$                 | 79          | 52          | 35          |

## Приложение Г

Таблица Г.1 – КНБК для бурения секции под направления (0–100 м)

| № п/п | Интервал по стволу, м |     | Типоразмер, шифр          | Масса, кг  | Длина, м | Назначение   |
|-------|-----------------------|-----|---------------------------|------------|----------|--|
|       | от                    | до  |                           |            |          |  |
| 1     | 0                     | 100 | ГЛУБУР 393,7 МС-ЦГВУ      | 250        | 0,65     | Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления |
|       |                       |     | Переводник П-152/171      | 93         | 0,517    |  |
|       |                       |     | КЛС 390 М                 | 515        | 1,64     |  |
|       |                       |     | Переводник М-171/161      | 61         | 0,538    |  |
|       |                       |     | УБТС2-203                 | 5136       | 24       |  |
|       |                       |     | Переводник П-161/163      | 90         | 0,53     |  |
|       |                       |     | Обратный клапан КОБ-240РС | 43         | 0,375    |  |
|       |                       |     | Переводник П-163/162      | 87         | 0,521    |  |
|       |                       |     | ПК-127x9,19 Е             | 2224       | 71       |  |
| Σ     |                       |     |                           | 8498,76938 | 100      |  |

Таблица Г.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (100–800 м)

| № п/п | Интервал по стволу, м |     | Типоразмер, шифр     | Масса, кг | Длина, м | Назначение  |
|-------|-----------------------|-----|----------------------|-----------|----------|---|
|       | от                    | до  |                      |           |          |   |
| 2     | 100                   | 800 | БИТ 295,3 ВТ 619 УМ  | 35        | 0,3      | Бурение вертикального участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора |
|       |                       |     | Переводник П-152/152 | 93        | 0,517    |   |
|       |                       |     | К 295 МС             | 114       | 0,9      |   |
|       |                       |     | Переводник М-152/171 | 60        | 0,517    |   |



|   |  |  |                            |                |       |  |
|---|--|--|----------------------------|----------------|-------|--|
|   |  |  | Д-240РС                    | 2547           | 10,1  |  |
|   |  |  | Переливной клапан ПК-240РС | 105            | 0,48  |  |
|   |  |  | Обратный клапан КОБ-240РС  | 43             | 0,375 |  |
|   |  |  | Переводник П-163/152       | 87             | 0,521 |  |
|   |  |  | Переводник П-163/161       | 87             | 0,521 |  |
|   |  |  | УБТС2-203                  | 5136           | 24    |  |
|   |  |  | Переводник П-161/147       | 60             | 0,517 |  |
|   |  |  | УБТС2-178                  | 3744           | 24    |  |
|   |  |  | Переводник П-147/162       | 63             | 0,527 |  |
|   |  |  | ПК-127х9,19 Е              | 23000,5<br>5   | 737   |  |
| Σ |  |  |                            | 32177,5<br>545 | 800   |  |

Таблица Г.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (800-2540)

|   |     |      |                            |      |       |  |
|---|-----|------|----------------------------|------|-------|--|
| 3 | 800 | 2540 | БИТ 190.5 В 513 АМ         | 24   | 0,4   | Бурение вертикального участка под ЭК, проработка ствола перед спуском ЭК |
|   |     |      | Переводник П-117/133       | 37   | 0,47  |  |
|   |     |      | К190,5С                    | 58   | 0,4   |  |
|   |     |      | Переводник М 133-117       | 30   | 0,457 |  |
|   |     |      | ДРУ2-178РС                 | 1669 | 5     |  |
|   |     |      | Переливной клапан ПК-172РС | 103  | 0,84  |  |

|   |  |  |                           |       |       |  |
|---|--|--|---------------------------|-------|-------|--|
|   |  |  | Обратный клапан КОБ 172РС | 98    | 0,93  |  |
|   |  |  | Переводник П-133/147      | 31    | 0,51  |  |
|   |  |  | УБТС2-178                 | 3744  | 42    |  |
|   |  |  | Переводник П-147/162      | 63    | 0,527 |  |
|   |  |  | ПК-127x9,19 Е             | 77066 | 2448  |  |
| Σ |  |  |                           | 85731 | 2540  |  |

Таблица Г.4 – КНБК для отбора керна.

|   |      |      |                      |       |       |   |
|---|------|------|----------------------|-------|-------|---|
| 4 | 1540 | 2500 | У8-190,5/100 SCD-4С  | 18    | 0,205 | Вращение роторным способом, отбор керна |
|   |      |      | УКР 172/100          | 670   | 15,9  |   |
|   |      |      | Переводник П-133/147 | 46,1  | 0,52  |   |
|   |      |      | УБТС2-178            | 3748  | 24    |   |
|   |      |      | ПК-127x9,19 Е        | 46809 | 1500  |   |
| Σ |      |      |                      | 51291 | 1540  |   |

## Приложение Д

Таблица Д.1 – Характеристика обсадных колонн

| №<br>секции              | Тип<br>резьбового<br>соединения | Группа<br>прочности | Толщина<br>стенки,<br>мм | Длина,<br>м | Вес, кг      |        |           | Интервал<br>установки, м |
|--------------------------|---------------------------------|---------------------|--------------------------|-------------|--------------|--------|-----------|--------------------------|
|                          |                                 |                     |                          |             | 1 м<br>трубы | секций | суммарный |                          |
| 1                        | 2                               | 3                   | 4                        | 5           | 6            | 7      | 8         | 9                        |
| Направление              |                                 |                     |                          |             |              |        |           |                          |
| 1                        | ОТТМ                            | Д                   | 8,5                      | 100         | 67           | 6700   | 6700      | 0-100                    |
| Кондуктор                |                                 |                     |                          |             |              |        |           |                          |
| 1                        | ОТТМ                            | Д                   | 7,90                     | 800         | 47,2         | 37760  | 37760     | 0-800                    |
| Эксплуатационная колонна |                                 |                     |                          |             |              |        |           |                          |
| 1                        | ОТТМ                            | Д                   | 7,7                      | 1020        | 26,5         | 27030  | 60930     | 2520-1500                |
| 2                        | ОТТМ                            | Д                   | 6,5                      | 1500        | 22,6         | 33900  |           | 1500-0                   |

## Приложение Е

### Результаты расчета бурильной колонны на прочность.

Таблица Е.1 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

| Интервал, м.<br>Технологическая операция | Тип секции | Наружный диаметр, мм | Внутренний диаметр, мм | Толщина стенки, мм | Группа прочности | Тип замкового соединения | Длина, м | Масса, т  |        |             | КЗП             |               |                          |
|--|------------|----------------------|------------------------|--------------------|------------------|--------------------------|----------|-----------|--------|-------------|-----------------|---------------|--------------------------|
|  |            |                      |                        |                    |                  |                          |          | 1 м трубы | секции | нарастающая | на выносливость | на растяжение | на статическую прочность |
| 1  | 2          | 3                    | 4                      | 5                  | 6                | 7                        | 8        | 9         | 10     | 11          | 12              | 13            | 14                       |
| Направление                              |            |                      |                        |                    |                  |                          |          |           |        |             |                 |               |                          |
| 0-100<br>Бурение<br>КНБК №1              | Долото     | 393,7                | –                      | –                  | –                | –                        | 0,65     | –         | 0,25   | 0,167       | –               | –             | –                        |
|  | Калибратор | 390                  | –                      | –                  | –                | –                        | 1,64     | –         | 0,51   | 0,74        | –               | –             | –                        |
|  | УБТ        | 203                  | 100,0                  | –                  | –                | –                        | 24       | 0,214     | 5,1    | 5,23        | –               | –             | –                        |
|  | БТ         | 127                  | 108,6                  | 9,19               | Е                | –                        | 71       | 0,0312    | 2,2    | 4,422       | 2,43            | 16,5          | >10                      |
| Кондуктор                                |            |                      |                        |                    |                  |                          |          |           |        |             |                 |               |                          |
| 100-800<br>Бурение<br>КНБК №2            | Долото     | 295,3                | –                      | –                  | –                | –                        | 0,3      | –         | 0,035  | 0,068       | –               | –             | –                        |
|  | Калибратор | 295                  | –                      | –                  | –                | –                        | 0,93     | –         | 0,114  | 0,121       | –               | –             | –                        |

Продолжение таблицы Е.1

|  |             |       |       |      |   |   |       |        |       |       |    |      |      |
|--|-------------|-------|-------|------|---|---|-------|--------|-------|-------|----|------|------|
|  | Двигатель   | 240   | –     | –    | – | – | 10,1  | –      | 2,547 | 2,689 | –  | –    | –    |
|  | УБТ         | 203   | 100,0 | –    | – | – | 24    | 0,214  | 5,136 | 6,543 | –  | –    | –    |
|  | БТ          | 127   | 108,6 | 9,19 | Е | – | 737   | 0,0312 | 23,1  | 29,9  | –  | 4,3  | 4,44 |
| 1                                      | 2           | 3     | 4     | 5    | 6 | 7 | 8     | 9      | 10    | 11    | 12 | 13   | 14   |
| Эксплуатационная колонна               |             |       |       |      |   |   |       |        |       |       |    |      |      |
| 800-2540<br>Бурение<br>КНБК №3         | Долото      | 190,5 | –     | –    | – | – | 0,4   | –      | 0,024 | 0,049 | –  | –    | –    |
|  | Калибратор  | 190,5 | –     | –    | – | – | 0,4   | –      | 0,058 | 0,121 | –  | –    | –    |
|  | Двигатель   | 178   | –     | –    | – | – | 5,2   | –      | 1,669 | 1,852 | –  | –    | –    |
|  | УБТ         | 178   | 100,0 | –    | – | – | 42    | 0,156  | 6,552 | 6,715 | –  | –    | –    |
|  | БТ          | 127,0 | 108,6 | 9,19 | Е | – | 2468  | 0,0312 | 77,06 | 88,8  | –  | 1,63 | 1,7  |
| 1540-2500<br>Отбор<br>керна КНБК<br>№4 | Бурголовка  | 190,5 | –     | –    | – | – | 0,205 | –      | 0,018 | 0,026 | –  | –    | –    |
|  | УКР 172/100 | 172,0 | 100,0 | –    | – | – | 15,9  | –      | 0,67  | 1,103 | –  | –    | –    |
|  | УБТ         | 178,0 | 100,0 | –    | – | – | 24    | 0,156  | 3,74  | 5,181 | –  | –    | –    |
|  | БТ          | 127,0 | 108,6 | 9,19 | Е | – | 1500  | 0,0312 | 46,80 | 62,82 | –  | 1,59 | 1,8  |

## Приложение Ж

Таблица Ж.1 – Технологическая оснастка обсадных колонн

| Название колонны, D <sub>усл</sub> | Наименование, шифр, типоразмер | Интервал установки, м |                    | Количество элементов на интервале, шт | Суммарное количество, шт |
|------------------------------------|--------------------------------|-----------------------|--------------------|---------------------------------------|--------------------------|
|                                    |                                | От (верх) по стволу   | До (низ) по стволу |                                       |                          |
| Эксплуатационная, 146 мм           | БКМ-146 («Уралнефтемаш»)       | 2540                  | 2540               | 1                                     | 1                        |
|                                    | ЦКОД-146 («Уралнефтемаш»)      | 2510                  | 2510               | 1                                     | 1                        |
|                                    | ЦПЦ-168/216 («НефтьКам»)       | 0                     | 800                | 16                                    | 80                       |
|                                    |                                | 800                   | 1550               | 25                                    |                          |
|                                    |                                | 1550                  | 1556               | 1                                     |                          |
|                                    |                                | 1556                  | 1716               | 6                                     |                          |
|                                    |                                | 1716                  | 1722               | 1                                     |                          |
|                                    |                                | 1722                  | 1805               | 3                                     |                          |
|                                    |                                | 1805                  | 1825               | 2                                     |                          |
|                                    |                                | 1825                  | 1839               | 1                                     |                          |
|                                    |                                | 1839                  | 1843               | 1                                     |                          |
|                                    |                                | 1843                  | 1947               | 3                                     |                          |
|                                    |                                | 1947                  | 1952               | 1                                     |                          |
|                                    |                                | 1952                  | 2065               | 3                                     |                          |
|                                    | 2065                           | 2070                  | 1                  |                                       |                          |
|                                    |                                | 2070                  | 2455               | 9                                     |                          |
|                                    |                                | 2455                  | 2490               | 5                                     |                          |
|                                    |                                | 2490                  | 2515               | 2                                     |                          |
|                                    | ЦТ-146/216 («НефтьКам»)        | 800                   | 2155               | 68                                    | 90                       |
|                                    |                                | 1540                  | 1566               | 2                                     |                          |
|                                    |                                | 1706                  | 1732               | 3                                     |                          |
|                                    |                                | 1795                  | 1835               | 4                                     |                          |
|                                    |                                | 1835                  | 1853               | 2                                     |                          |
| 1937                               |                                | 1962                  | 3                  |                                       |                          |
| 2055                               |                                | 2080                  | 3                  |                                       |                          |

|                                 |                                 |      |      |    |    |
|---------------------------------|---------------------------------|------|------|----|----|
|                                 |                                 | 2445 | 2500 | 5  |    |
|                                 | ПРП-Ц-Н-146<br>(«Уралнефтемаш») | 2510 | 2510 | 1  | 1  |
|                                 | ПРП-Ц-Н-146<br>(«Уралнефтемаш») | 2500 | 2500 | 1  | 1  |
| Кондуктор,<br>245 мм            | БКМ-245<br>(«Уралнефтемаш»)     | 800  | 800  | 1  | 1  |
|                                 | ЦКОД-245<br>(«Уралнефтемаш»)    | 790  | 790  | 1  | 1  |
|                                 | ЦПЦ-245/294<br>(«НефтьКам»)     | 0    | 100  | 2  | 28 |
|                                 |                                 | 100  | 800  | 24 |    |
|                                 |                                 | 795  | 800  | 2  |    |
| ПРП-Ц-В-245<br>(«Уралнефтемаш») | 800                             | 800  | 1    | 1  |    |
| Направ-<br>ление,<br>324 мм     | БКМ-324<br>(«Уралнефтемаш»)     | 100  | 100  | 1  | 1  |
|                                 | ЦКОД-245<br>(«Уралнефтемаш»)    | 90   | 90   | 1  | 1  |
|                                 | ЦПЦ-324/394<br>(«НефтьКам»)     | 0    | 95   | 3  | 4  |
|                                 |                                 | 95   | 100  | 2  |    |
|                                 | ПРП-Ц-В-324<br>(«Уралнефтемаш») | 90   | 90   | 1  | 1  |

## Приложение 3

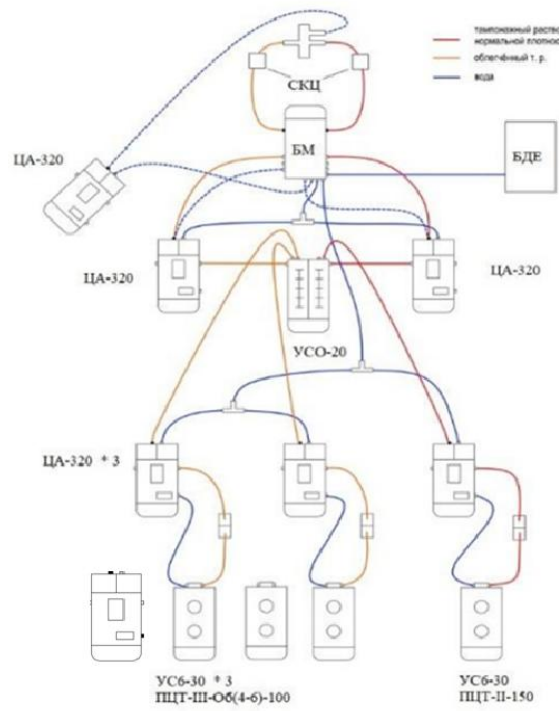


Рисунок 3.1 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования



## Приложение И

Таблица И.1 – 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 долото, м | номер таблицы                          | номер графы | интервал бурения, м | норма времени, ч/м |                                       |
| 1                                    | 2                   | 3                 | 4                           | 5                                      | 6           | 7                   | 8                  | 9                                     |
| Направление                          | 0-100               | 393,7             | 590                         | 11                                     | 24          | 0-100               | 0,0121             | 1,21                                  |
| Кондуктор                            | 100-800             | 295,3             | 1670                        | 12                                     | 32          | 100-200             | 0,0122             | 1,22                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 200-300             | 0,0133             | 1,33                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 300-400             | 0,0146             | 1,46                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 400-500             | 0,0146             | 1,46                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 500-600             | 0,0146             | 1,46                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 600-700             | 0,0155             | 1,55                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 700-800             | 0,0158             | 1,58                                  |
| Итого:                               |                     |                   |                             |  |             |                     |                    | 10,06                                 |
| Экс. колонна                         | 800-2540            | 190,5             | 1970                        | 12                                     | 32          | 800-900             | 0,0160             | 1,60                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 900-1000            | 0,0166             | 1,66                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 1000-1100           | 0,0177             | 1,77                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 1100-1200           | 0,0188             | 1,88                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 1200-1300           | 0,0190             | 1,90                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 1300-1400           | 0,0193             | 1,93                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 1400-1500           | 0,0199             | 1,99                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 1500-1600           | 0,0210             | 2,10                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 1600-1700           | 0,0230             | 2,30                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 1700-1800           | 0,0233             | 2,33                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 1800-1900           | 0,0240             | 2,40                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 1900-2000           | 0,0246             | 2,46                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 2000-2100           | 0,0249             | 2,49                                  |
| 2100-2200                            | 0,0252              | 2,52              |                             |  |             |                     |                    |                                       |
| 2200-2300                            | 0,0255              | 2,55              |                             |  |             |                     |                    |                                       |
| 2300-2400                            | 0,0256              | 2,56              |                             |  |             |                     |                    |                                       |
| 2400-2500                            | 0,0259              | 2,59              |                             |  |             |                     |                    |                                       |

|        |  |  |  |  |  |           |        |       |
|--------|--|--|--|--|--|-----------|--------|-------|
|        |  |  |  |  |  | 2500-2540 | 0,0260 | 0,52  |
| Итого  |  |  |  |  |  |           |        | 37,55 |
| Итого: |  |  |  |  |  |           |        | 48,82 |

## Приложение К

### Сметная стоимость строительства скважины

Таблица К.1 - Сводный сметный расчет

| Наименование затрат  | Стоимость, руб. |
|--|-----------------|
| 1  | 2               |
| <b>Глава 1</b>   |                 |
| Подготовительные работы к строительству скважины:  |                 |
| Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.   | 73563           |
| Разработка трубопроводов линий передач и др.   | 11670           |
| Техническая рекультивация земель   | 19933           |
| <b>Итого:</b>  | <b>105166</b>   |
| <b>Глава 2</b>   |                 |
| Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины: |                 |
| Строительство и монтаж без транспортировки рабочих   | 179620          |
| Разборка и демонтаж  | 13680           |
| Монтаж установки для освоения скважины   | 17896           |
| Демонтаж установки для освоения скважины   | 2200            |
| <b>Итого:</b>  | <b>213396</b>   |

Продолжение таблицы К.1

| 1  | 2             |
|--|---------------|
| <b>Глава 3</b>   |               |
| <b>Бурение и крепление скважины:</b>                                       |               |
| Бурение скважины   | 330480        |
| Крепление скважины   | 102223        |
| <b>Итого:</b>  | <b>432703</b> |
| <b>Глава 4</b>   |               |
| <b>Испытание скважины на продуктивность:</b>                               |               |
| Испытание в процессе бурения   | 45283         |
| Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне            | 49763         |
| <b>Итого:</b>  | <b>95046</b>  |
| <b>Глава 5</b>   |               |
| <b>Промыслово-геофизические исследования:</b>                              |               |
| Промыслово-геофизические исследования<br>(10,2 % от суммы глав 3-4)        | 17412         |
| <b>Итого:</b>  | <b>17412</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) | 11847         |
| Эксплуатация котельной   | 29814         |
| <b>Итого:</b>  | <b>41661</b>  |
| <b>Итого по главам 1-6:</b>  | <b>905384</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)   | 59633          |
| <b>Итого:</b>  | <b>59633</b>   |
| <b>Глава 8</b>   |                |
| Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)  | 46 571         |
| <b>Итого:</b>  | <b>46571</b>   |
| <b>Глава 9</b>   |                |
| <b>Прочие работы и затраты:</b>  |                |
| Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8);<br>Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав 1-8); Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав 1-8); Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав 3-4); Выплаты зарплат(глава 9) | 41 231         |
|  | 21 950         |
|  | 14 896         |
|  | 587            |
|  | 825252         |
| <b>Итого:</b>  | <b>930916</b>  |
| <b>Итого по главам 1-9:</b>  | <b>2673932</b> |
| <b>Глава 10</b>  |                |
| Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)   | 2277,8         |
| <b>Итого:</b>  | <b>2277,8</b>  |
| <b>Глава 11</b>  |                |
| <b>Проектные и исследовательские работы</b>  |                |
| Изыскательские работы  | 30687          |

|  |                  |
|--|------------------|
| Проектные работы   | 11225            |
| <b>Итого:</b>  | <b>41912</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) | 53214            |
| <b>Итого:</b>  | <b>53214</b>     |
| <b>Итого по сводному сметному расчету</b>                                  | <b>2771335</b>   |
| <b>С учетом коэффициента удорожания<br/>k=8,21 к ценам 2001 г.</b>         | <b>227526603</b> |
| <b>НДС 20%</b>   | <b>45505320</b>  |
| <b>ВСЕГО с учетом НДС</b>  | <b>273031923</b> |

## Приложение Л

### Сметная стоимость строительства скважины

Таблица Л.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      |
| <b>Затраты зависящие от времени</b>   |                        |                         |        |             |       |           |         |                  |         |
| Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут                         | 129,15                 | 4                       | 516,6  | -           | -     | -         | -       | -                | -       |
| Оплата труда буровой бригады, сут   | 138,19                 | -                       | -      | 0,07        | 9,67  | 1,63      | 139,82  | 3,97             | 142,16  |
| Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут  | 19,9                   | 4                       | 79,6   | 0,07        | 1,39  | 1,63      | 21,53   | 3,97             | 23,87   |
| Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут            | 27,67                  | -                       | -      | 0,07        | 1,93  | 1,63      | 29,3    | 3,97             | 31,64   |
| Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение                                    | 7,54                   | -                       | -      | 0,07        | 0,52  | 1,63      | 9,17    | 3,97             | 11,51   |
| Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут                       | 252,86                 | 4                       | 1011,4 | 0,07        | 17,70 | 1,63      | 254,49  | 3,97             | 256,83  |
| Износ бурового инструмента к-т,сут  | 28,51                  | 4                       | 114,04 | 0,07        | 1,99  | 1,63      | 30,14   | 3,97             | 32,48   |
| Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут                              | 6,95                   | -                       | -      | 0,07        | 0,48  | 1,63      | 8,58    | 3,97             | 10,92   |
| Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов | 1317                   | 1,2                     | 1580,4 | 0,07        | 92,19 | 1,63      | 1318,63 | 3,97             | 1320,97 |
| Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут               | 853,29                 | -                       | -      | -           | -     | 1,63      | 854,92  | 3,97             | 857,26  |

Продолжение таблицы Л.1

| 1   | 2      | 3     | 4       | 5     | 6     | 7    | 8      | 9    | 10     |
|---|--------|-------|---------|-------|-------|------|--------|------|--------|
| Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут  | 16,12  | -     | -       | 0,07  | 1,12  | -    | -      | -    | -      |
| Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут | 246,62 | 4     | 986,48  | -     | -     | 1,63 | 248,25 | -    | -      |
| Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут    | 370,35 | -     | -       | -     | -     | -    | -      | 3,97 | 374,32 |
| Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут                                       | 23,22  | -     | -       | 0,07  | 1,62  | 1,63 | 24,85  | 3,97 | 27,19  |
| Плата за подключенную мощность, сут   | 138,89 | 4     | 555,56  | 0,07  | 9,72  | 1,63 | 140,52 | 3,97 | 142,86 |
| 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 | -     | -       | 0,07  | 7,05  | 1,63 | 102,47 | 3,97 | 104,81 |
| Эксплуатация ДВС, сут   | 8,9    | -     | -       | 0,07  | 0,62  | 1,63 | 10,53  | 3,97 | 12,87  |
| Эксплуатация трактора, сут  | 33,92  | 4     | 135,68  | 0,07  | 2,37  | 1,63 | 35,55  | 3,97 | 37,89  |
| Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут   | 100,4  | 4     | 401,6   | 0,07  | 7,02  | 1,63 | 102,03 | 3,97 | 104,37 |
| 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  | 0,07  | 18,62 | 1,63 | 170,92 | 3,97 | 173,26 |
| Содержание станции геолого-технологического контроля, сут                           | 14,92  | -     | -       | 0,07  | 1,64  | 1,63 | 16,55  | 3,97 | 18,89  |
| Порошок бентонитовый марки Б, т   | 95,0   | -     | -       | 5,00  | 377   | 13   | 980,2  | 13   | 980,2  |
| Каустическая сода, т  | 695,70 | -     | -       | 0,075 | 52,17 | 0,22 | 153,05 | 0,22 | 153,05 |



Продолжение таблицы Л.1

| 1  | 2       | 3         | 4     | 5        | 6      | 7        | 8        | 9        | 10       |
|--|---------|-----------|-------|----------|--------|----------|----------|----------|----------|
| РАС HV, т  | 1204,90 | -         | -     | -        | -      | 0,082    | 98,8     | 0,075    | 90,36    |
| Reolub, т  | 215,6   | -         | -     | -        | -      | 1        | 215,6    | 0,946    | 203,9    |
| Сода кальцинированная марки А, т   | 685,0   | -         | -     | 0,072    | 49,32  | 0,20     | 137,0    | 0,18     | 123,3    |
| РАС LV, т  | 1451,30 | -         | -     | -        | -      | 0,031    | 44,99    | 0,028    | 40,63    |
| Барит, т   | 1680,0  | -         | -     | 8        | 13440  | 24       | 40320    | 14       | 23520    |
| Транспортировка материалов изапчастей 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           |         | 8266,31   |       | 14768.61 |        | 48639.67 |          | 27885.02 |          |
| <b>Затраты зависящие от объема работ</b>   |         |           |       |          |        |          |          |          |          |
| ГЛУБУР 393,7 МС-ЦГВУ   | 686,4   | -         | -     | 0,1      | 68,64  | -        | -        | -        | -        |
| БИТ 295,3 ВТ 619 УМ  | 1379,7  | -         | -     | -        | -      | 0,43     | 593,271  | -        | -        |
| БИТ 190.5 В 513 АМ   | 1028,4  | -         | -     | -        | -      | -        | -        | 1,18     | 1213,512 |
| У8-190,5/100   | 4734,4  | -         | -     | -        | -      | -        | -        | -        | -        |
| Обратный клапан КОБ – 240РС  | 552,3   | -         | -     | -        | -      | 1        | 485,31   | -        | -        |
| 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  |
| Транспортировка долот, т   | 6,61    | -         | -     | 1        | 6,61   | 1        | 6,61     | 1        | 6,61     |
| Транспортировка вахт, руб  | 738     |           |       |          |        |          |          |          |          |
| Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб |         | 0         |       | 169,944  |        | 1233.19  |          | 5187,779 |          |
| Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб                                 |         | 8266,31   |       | 14938.55 |        | 49872,86 |          | 33072,8  |          |
| Всего по сметному расчету, руб   |         | 99478,28  |       |          |        |          |          |          |          |
| С учетом коэффициента удорожания k=8,21 к ценам 2001 г                           |         | 816716,67 |       |          |        |          |          |          |          |

Таблица Л.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       |
| <b>Затрат зависящие от времени</b>   |                        |             |        |           |        |                  |         |
| Оплата труда буровой бригады, сут  | 138,19                 | 0,16        | 22,11  | 0,73      | 100,88 | 1,47             | 203,14  |
| Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут | 19,9                   | 0,16        | 3,18   | 0,73      | 14,53  | 1,47             | 29,25   |
| Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут           | 27,67                  | 0,16        | 4,43   | 0,73      | 20,20  | 1,47             | 40,67   |
| Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут                              | 7,54                   | 0,16        | 1,21   | 0,73      | 5,50   | 1,47             | 11,08   |
| Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут                      | 252,86                 | 0,16        | 40,46  | 0,73      | 184,59 | 1,47             | 371,70  |
| Износ бурового инструмента к-т,сут   | 28,51                  | 0,16        | 4,56   | 0,73      | 20,81  | 1,47             | 41,91   |
| Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут                             | 6,95                   | 0,16        | 1,11   | 0,73      | 5,07   | 1,47             | 10,22   |
| Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут                      | 1317                   | 0,16        | 210,72 | 0,73      | 961,41 | 1,47             | 1935,99 |

Продолжение таблицы Л.2

| 1  | 2      | 3       | 4       | 5      | 6       | 7        | 8       |
|--|--------|---------|---------|--------|---------|----------|---------|
| Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут             | 1368   | 0,16    | 205,2   | 0,73   | 998,64  | 1,47     | 2010,96 |
| Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут | 419,4  | 0,16    | 62,91   | 0,73   | 306,16  | 1,47     | 616,52  |
| Плата за подключенную мощность, сут  | 138,89 | 0,16    | 20,8335 | 0,73   | 101,39  | 1,47     | 204,17  |
| Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут                                  | 100,84 | 0,16    | 15,126  | 0,73   | 73,61   | 1,47     | 148,23  |
| Эксплуатация ДВС, сут  | 8,9    | 0,16    | 1,335   | 0,73   | 6,50    | 1,47     | 13,08   |
| Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут  | 100,4  | 0,16    | 15,06   | 0,73   | 73,29   | 1,47     | 147,59  |
| Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут  | 169,29 | 0,16    | 25,3935 | 0,73   | 123,58  | 1,47     | 248,86  |
| Эксплуатация бульдозера, сут   | 18,4   | 0,16    | 2,76    | 0,73   | 13,43   | 1,47     | 27,05   |
| Эксплуатация трактора, сут   | 33,92  | 0,16    | 5,088   | 0,73   | 24,76   | 1,47     | 49,86   |
| Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т                           | 8,21   | 1,7     | 13,957  | 25     | 205,25  | 1,21     | 9,93    |
| БКМ-324 «Уралнефтемаш»   | 100,5  | 1       | 100,5   | -      | -       | -        | -       |
| БКМ-245 «Уралнефтемаш»   | 85,5   | -       | -       | 1      | 85,5    | -        | -       |
| БКМ-168 «Уралнефтемаш»   | 45,5   | -       | -       | -      | -       | 1        | 45,5    |
| ЦПЦ-324/394 «НефтьКам»   | 31,1   | 4       | 124,4   | -      | -       | -        | -       |
| ЦПН 245/295 «НефтьКам»   | 25,6   | -       | -       | 28     | 716,8   | -        | -       |
| ЦПЦ 168/216 «НефтьКам»   | 14,8   | -       | -       | -      | -       | 80       | 1184,00 |
| ЦКОД-324 «Уралнефтемаш»  | 133,4  | 1       | 133,4   | -      | -       | -        | -       |
| ЦКОД-245 «Уралнефтемаш»  | 126,6  | -       | -       | 1      | 126,6   | -        | -       |
| ЦКОД-146 «Уралнефтемаш»  | 108,1  | -       | -       | -      | -       | 1        | 108,1   |
| ПРП-Ц-В 324 «Уралнефтемаш»   | 80,5   | 1       | 80,5    | -      | -       | -        | -       |
| ПРП-Ц-В 245 «Уралнефтемаш»   | 59,2   | -       | -       | 1      | 59,2    | -        | -       |
| ПРП-Ц-Н-146«Уралнефтемаш»  | 30,1   | -       | -       | -      | -       | 2        | 60,2    |
| ЦТ-146/216 «НефтьКам»  | 33,5   | -       | -       | -      | -       | 90       | 3015,00 |
| Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб             |        | 1094,24 |         | 4227,7 |         | 10533,01 |         |
| <b>Затраты зависящие от объема работ</b>   |        |         |         |        |         |          |         |
| Обсадные трубы 324x8,5   | 37,2   | 50      | 1860,5  | -      | -       | -        |         |
| Обсадные трубы 245x7,9   | 28,5   | -       | -       | 520    | 14835,6 | -        |         |

Продолжение таблицы Л.2

|   |        |           |         |          |          |          |          |
|---|--------|-----------|---------|----------|----------|----------|----------|
| Обсадные трубы 168x8  | 21,5   | -         | -       | -        | -        | 2350     |          |
| Обсадные трубы 168x8,9  | 26,7   | -         | -       | -        | -        | 320      |          |
| ПЦТ-111-(4-6)-100   | 26,8   | 2,8       | 74,9    | 25,9     | 694,4    | 18,1     |          |
| Хлористый кальций, т  | 77,62  | 0,11      | 8,5382  | 1,03     | 79,9486  | 0,193    | 14,98066 |
| Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп                                      | 145,99 | 2         | 291,98  | 3        | 437,97   | 5        | 729,95   |
| Затворение цемента, тампонажный цех, т  | 6,01   | 2,79      | 16,7679 | 25,87    | 155,4787 | 54,8     | 329,348  |
| Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч  | 36,4   | 1         | 36,4    | 1,1      | 40,04    | 1,38     | 50,232   |
| Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп                                    | 87,59  | 1         | 87,59   | 2        | 175,18   | 2        | 175,18   |
| Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп  | 80,6   | -         | -       | -        | -        | 1        | 80,6     |
| Пробег ЦА-320М, км  | 36,8   | 3         | 110,4   | 8,5      | 312,8    | 13       | 478,4    |
| Пробег ЦСМ, км  | 36,8   | 1         | 36,8    | 3,8      | 139,84   | 4        | 147,2    |
| Пробег СКЦ-2М, км   | 40,8   | -         | -       | -        | -        | 1        | 40,8     |
| 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 |        | 2573,2    |         | 25538    |          | 55704,92 |          |
| Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб                             |        | 3337,72   |         | 32741,26 |          | 66411,66 |          |
| Всего по сметному расчету, руб  |        | 103228,64 |         |          |          |          |          |
| С учетом коэффициента удорожания k=8,21 к ценам 2001 г.                       |        | 847507,13 |         |          |          |          |          |

