



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных  
ресурсов Направление подготовки: 21.03.01

Нефтегазовое дело

ООП: Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений,  
специализация Бурение нефтяных и газовых скважин

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА**

| Тема работы   |
|---|
| <b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ<br/>СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ<br/>НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ НА<br/>ЧОКРАЙСКИЙ ЯРУС НЕФТЯНОГО<br/>МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b> |

УДК 622.243.23:622.276

Обучающийся

| Группа | ФИО              | Подпись | Дата |
|--------|------------------|---------|------|
| 2Б93   | Герчет Дмитрий - |         |      |

Руководитель ВКР

| Должность          | ФИО                           | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|--------------------|-------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент ОНД<br>ИШПР | Ковалев Артем<br>Владимирович | К.Т.Н.                    |         |      |

Консультант

| Должность                         | ФИО                        | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------------------------------|----------------------------|---------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель<br>ОНД ИШПР | Бер Александр<br>Андреевич |                           |         |      |

**КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность               | ФИО                         | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-------------------------|-----------------------------|---------------------------|---------|------|
| доцент ОСГН<br>ШБИП ТПУ | Креницына Зоя<br>Васильевна | К.Т.Н.                    |         |      |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность                         | ФИО                          | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------------------------------|------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель<br>ООД ШБИП | Гуляев Милий<br>Всеволодович |                           |         |      |

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

| Руководитель ООП | ФИО                          | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|------------------|------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент ОГ ИШПР   | Лукин Алексей<br>Анатольевич | К.Г.-М.Н                  |         |      |

Томск – 2023 г.

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

### 21.03.01 Нефтегазовое дело

#### ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Специализация «Бурение нефтяных и газовых скважин»

| Код                                     | Наименование компетенции   |
|---|--|
| <b>Универсальные компетенции</b>        |  |
| УК(У)-1                                 | Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач   |
| УК(У)-2                                 | Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений   |
| УК(У)-3                                 | Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде  |
| УК(У)-4                                 | Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)  |
| УК(У)-5                                 | Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах   |
| УК(У)-6                                 | Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни  |
| УК(У)-7                                 | Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности   |
| УК(У)-8                                 | Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов |
| УК(У)-9                                 | Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности   |
| УК(У)-10                                | Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению   |
| <b>Общепрофессиональные компетенции</b> |  |
| ОПК(У)-1                                | Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания  |
| ОПК(У)-2                                | Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений  |
| ОПК(У)-3                                | Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента  |
| ОПК(У)-4                                | Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные  |
| ОПК(У)-5                                | Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности  |
| ОПК(У)-6                                | Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии   |

|                                     |   |
|-------------------------------------|---|
| <b>ОПК(У)-7</b>                     | Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами  |
| <b>Профессиональные компетенции</b> |   |
| <b>ПК(У)-1</b>                      | Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности  |
| <b>ПК(У)-2</b>                      | Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности                                     |
| <b>ПК(У)-3</b>                      | Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности                                  |
| <b>ПК(У)-4</b>                      | Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности  |
| <b>ПК(У)-5</b>                      | Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки и эксплуатации месторождений, производственных процессов при строительстве скважин   |
| <b>ПК(У)-6</b>                      | Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса строительства нефтяных и газовых скважин |
| <b>ПК(У)-7</b>                      | Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности  |
| <b>ПК(У)-8</b>                      | Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности строительства скважин и новых стволов на нефть и газ                |

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (ООП): 21.03.01 Нефтегазовое дело, Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и газовых скважин

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП/ОПОП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

| Группа | ФИО              |
|--------|------------------|
| 2Б93   | Герчет Дмитрий - |

Тема работы:

|   |                              |
|---|------------------------------|
| <b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ НА ЧОКРАЙСКИЙ ЯРУС НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b> |                              |
| <i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>  | <i>№40-8/с от 09.02.2023</i> |

|  |            |
|--|------------|
| Срок сдачи обучающимся выполненной работы: | 20.06.2023 |
|--|------------|

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

|                                 |   |
|---------------------------------|---|
| <b>Исходные данные к работе</b> | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Геологические условия бурения</li> <li>2. Особые условия бурения: произвести расчет на смятие колонн в зоне ММП</li> <li>3. Интервал отбора керна: -</li> <li>4. Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком с забоямМ</li> <li>5. Данные по профилю:<br/>Скважина бурится на Чокракский ярус на глубину 3480 м по вертикали. Анализируя геологические данные этого месторождения, можно увидеть повышенный коэффициент ковернозности на интервале 2090-3480 м, достигающий до 2,15 на интервале 2870 – 3120 м<br/>Скважина имеет зону АВПД ниже 2400 м по вертикали. Имеется один нефтяной пласт на интервале 3415 – 3444 м. газовые пласты отсутствуют.</li> </ol> |
|---------------------------------|---|

|  |   |
|--|---|
|  | <p>6. Минимальный уровень жидкости в скважине: до полного опорожнения</p> <p>7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать</p> <p>8. Диаметр хвостовика: определить расчетами</p> <p>9. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый</p> <p>10. Конструкция забоя: верхний ярус – фильтр, нижний ярус – цементированная колонна с оборудованием под МГРП</p> <p>11. Способ освоения скважины: струйный насос</p>   |
| <p><b>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b></p> | <p>1. ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ</p> <p>1.1. Геологическая характеристика разреза скважины</p> <p>1.2. Характеристика нефтегазоводонности месторождения (площади)</p> <p>1.3. Зоны возможных осложнений</p> <p>2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</p> <p>2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины</p> <p>2.2. Проектирование конструкции скважины</p> <p>2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины</p> <p>2.2.2. Построение совмещенного графика давлений</p> <p>2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</p> <p>2.2.4. Выбор интервалов цементирования</p> <p>2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</p> <p>2.2.6. Проектирование обвязки обсадных колонн</p> <p>2.3. Проектирование процессов углубления скважины</p> <p>2.3.1. Выбор способа бурения</p> <p>2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента</p> <p>2.3.3. Выбор типа калибратора</p> <p>2.3.4. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</p> <p>2.3.5. Расчет частоты вращения долота</p> <p>2.3.6. Расчет необходимого расхода бурового раствора</p> <p>2.3.7. Выбор и обоснование типа забойного двигателя</p> <p>2.3.8. Проектирование и расчет компоновок буровой колонны</p> <p>2.3.9. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</p> <p>2.3.10. Разработка гидравлической программы промывки скважины</p> <p>2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин</p> <p>2.4.1. Расчет обсадных колонн на прочность</p> <p>2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений</p> <p>2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений</p> <p>2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине</p> <p>2.4.2. Выбор технологической оснастки обсадных колонн</p> <p>2.4.3. Расчет и обоснование параметров цементирования скважины</p> <p>2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважины</p> <p>2.4.4.1. Выбор жидкости глушения</p> <p>2.4.4.2. Освоение скважины</p> <p>2.4.4.3. Выбор типа фонтанной арматуры</p> <p>2.5. Выбор буровой установки</p> <p>3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «Насосно-циркуляционный комплекс Буровой установки. Блоки хранения и обработки бурового раствора»</p> |
| <p><b>Перечень графического материала</b></p>  |   |

| <b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> |   |
|---|---|
| <b>Раздел</b>   | <b>Консультант</b>  |
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение   | Креницына Зоя Васильевна, к.т.н., доцент ОСГН ШБИП        |
| Социальная ответственность  | Гуляев Милий Всеволодович, старший преподаватель ООД ШБИП |

|   |            |
|---|------------|
| <b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b> | 10.02.2023 |
|---|------------|

**Задание выдал руководитель:**

| <b>Должность</b> | <b>ФИО</b>                 | <b>Ученая степень, звание</b> | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
|------------------|----------------------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Доцент ОНД ИШПР  | Ковалев Артем Владимирович | к.т.н.                        |                | 10.02.2023  |

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>       | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
|---------------|------------------|----------------|-------------|
| 2Б93          | Герчет Дмитрий - |                | 10.02.2023  |



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (ОП): 21.03.01 Нефтегазовое дело, Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и газовых скважин

Уровень образования: Бакалавриат

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года

Обучающийся:

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН

#### выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

| Группа | ФИО              |
|--------|------------------|
| 2Б93   | Герчет Дмитрий - |

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ НА ЧОКРАЙСКИЙ ЯРУС НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

|  |            |
|--|------------|
| Срок сдачи обучающимся выполненной работы: | 20.06.2023 |
|--|------------|

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)              | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|--|------------------------------------|
| 10.02.2023    | 1. Горно-геологические условия бурения скважины                    | 10                                 |
| 05.04.2023    | 2. Технологическая часть   | 40                                 |
| 22.04.2023    | 3. Специальный вопрос  | 20                                 |
| 13.06.2023    | 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | 15                                 |
| 14.06.2023    | 5. Социальная ответственность                                      | 15                                 |

#### Руководитель ВКР

| Должность       | ФИО                        | Ученая степень, звание | Подпись | Дата       |
|-----------------|----------------------------|------------------------|---------|------------|
| Доцент ОНД ИШПР | Ковалев Артем Владимирович | К.Т.Н.                 |         | 10.02.2023 |

#### Консультант

| Должность                      | ФИО                     | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--------------------------------|-------------------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель ОНД ИШПР | Бер Александр Андреевич |                        |         |      |

#### СОГЛАСОВАНО:

#### Руководитель ООП/ОПОП

| Должность      | ФИО                       | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|----------------|---------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент ОГ ИШПР | Лукин Алексей Анатольевич | К.Г-М.Н                |         |      |

#### Обучающийся

| Группа | ФИО            | Подпись | Дата |
|--------|----------------|---------|------|
| 2Б93   | Герчет Дмитрий |         |      |

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 95 страниц, 13 рисунков, 23 таблиц, 26 литературных источников, 8 приложений.

Ключевые слова: бурение, буровая установка, буровой раствор, породоразрушающий инструмент, конструкция скважины, цементирование, заканчивание скважин.

Цель работы – проектирование технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной колонны на Чокрайский Ярус нефтяного месторождения.

В процессе выполнения работы был составлен проект на строительство эксплуатационной наклонно-направленной колонны на Чокрайский Ярус нефтегазоконденсатного месторождения глубиной 4488м.

В разделе специального вопроса был проведён анализ насосно-циркуляционного комплекса БУ и блоки хранения и обработки бурового раствора их конструкция и назначения.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение приведена организационная структура предприятия, а также рассчитана сметная стоимость компонентов для приготовления бурового раствора.

В разделе социальная ответственность были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, опасные и вредные производственные факторы, а также вопросы экологической безопасности и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Область применения исследований – буровые и сервисные компании, специализирующиеся на строительстве и заканчивании скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью электронных

таблиц Microsoft Excel, презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint, графический материал выполнен в программе «КОМПАС», использовано программное обеспечение ООО «Бурсофтпроект».

## Оглавление

|  |    |
|--|----|
| ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ.....  | 14 |
| 1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ .....   | 16 |
| 1.1 Геологическая характеристика разреза скважины .....  | 16 |
| 1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения(площади) ...                                  | 22 |
| 1.3 Зоны возможных осложнений.....   | 23 |
| 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....   | 25 |
| 2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины .....   | 25 |
| 2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и<br>выбор способа заканчивания скважины ..... | 27 |
| 2.1.2 Построение совмещенного графика давлений .....   | 27 |
| 2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....                                     | 28 |
| 2.1.4 Выбор интервалов цементирования.....   | 28 |
| 2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....  | 28 |
| 2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн.....  | 29 |
| 2.2 Проектирование процессов углубления скважины.....  | 30 |
| 2.2.1 Выбор способа бурения .....  | 30 |
| 2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....  | 31 |
| 2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото .....   | 31 |
| 2.2.4 Расчет частоты вращения долота .....   | 32 |
| 2.2.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора.....   | 33 |
| 2.2.6 Выбор и обоснованный тип забойного двигателя .....   | 35 |
| 2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны.....                                      | 36 |
| 2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых<br>растворов .....                           | 36 |
| 2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины .....                                    | 41 |
| 2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин.....   | 41 |
| 2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность .....  | 41 |
| 2.3.1.1 Расчёт наружный избыточных давлений.....   | 41 |
| 2.3.1.2 Расчёт внутренних избыточных давлений.....   | 42 |

|         |  |    |
|---------|--|----|
| 2.3.1.3 | Конструирование обсадных колонн по длине .....   | 42 |
| 2.3.2   | Выбор технологической оснастки обсадных колонн .....   | 43 |
| 2.3.3   | Расчет и обоснование параметров цементирования скважины .....  | 44 |
| 3       | СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «Насосно-циркуляционный комплекс Буровой установки. Блоки хранения и обработки бурового раствора» ..... | 46 |
| 4       | ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....  | 53 |
| 4.1     | Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия .....   | 53 |
| 4.1.1   | Основные направления деятельности предприятия .....  | 53 |
| 4.2     | Расчёт сметной стоимости буровых растворов .....   | 54 |
| 5       | СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....   | 58 |
| 5.1     | Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....   | 59 |
| 5.2     | Производственная безопасность .....  | 61 |
| 5.2.1   | Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды .....                            | 61 |
| 5.2.2   | Повышенный уровень шума и вибрации .....   | 62 |
| 5.2.3   | Повышенная запыленность и загазованность .....   | 63 |
| 5.2.4   | Отсутствие или недостаток искусственного освещения.....  | 63 |
| 5.2.5   | Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты .....                                    | 64 |
| 5.2.6   | Производственные факторы, связанные с электрическим током .....  | 65 |
| 5.2.7   | Пожаровзрывоопасность .....  | 67 |
| 5.3     | Экологическая безопасность .....   | 69 |
| 5.4     | Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....   | 71 |
| 5.5     | Выводы для раздела «социальная ответственность» .....  | 72 |
|         | ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....   | 73 |
|         | СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....   | 75 |
|         | Приложение А .....   | 79 |
|         | Результаты проектирования компоновок бурильной колонны .....   | 79 |

|  |    |
|--|----|
| Приложение Б.....  | 83 |
| Расчёт бурильных труб на напряжения в клиновом захвате.....            | 83 |
| Приложение Г.....  | 84 |
| КНБК для бурения интервала под хвостовик 3317 – 4488м.....             | 84 |
| Приложение Д.....  | 85 |
| Расчет гидравлической программы промывки скважин.....                  | 85 |
| Приложение Е.....  | 88 |
| Расчет потребного количества химических реагентов.....                 | 88 |
| Приложение Ж.....  | 90 |
| Эпюры наружных избыточных давлений.....                                | 90 |
| Приложение И.....  | 92 |
| Эпюры внутренних избыточных давлений.....                              | 92 |
| Приложение К.....  | 94 |
| Организационная структура управления предприятия ООО «РН-Бурение»..... | 94 |

## **ВВЕДЕНИЕ**

Добыча нефти состоит из нескольких этапов и сооружение скважины – это один из первых и наиболее важных этапов, потому что качества вскрытия пласта будет зависеть дебит скважины. Именно поэтому необходимо выбрать оптимальные проектные решения для строительства скважины, которые, учитывая геологическую на бурение скважины.

Скважина бурится на Чокракский ярус на глубину 3480 м по вертикали. Анализируя геологические данные этого месторождения, можно увидеть повышенный коэффициент ковернозности на интервале 2090-3480 м, достигающий до 2,15 на интервале 2870 – 3120 м.

Скважина преимущественно сложена глинами и песчаниками, поэтому сразу можно предположить, что возможно будут поглощения, осыпи и обвалы, желобообразования и прочие осложнения, связанные с данным типом пород. ММП отсутствуют.

Скважина имеет зону АВПД ниже 2400 м по вертикали. Имеется один нефтяной пласт на интервале 3415 – 3444 м. газовые пласты отсутствуют.

Целью дипломной работы является разработка технического проекта на эксплуатационную наклонно-направленную скважину, расположенную в Краснодарском крае.

Для достижения поставленной цели решаются следующие задачи:

- 1) анализ горно-геологических условий бурения;
- 2) выбор оптимальной конструкции, способов и режимов бурения;
- 3) расчет профиля скважины, по заданным техническим заданиям условиям;
- 4) проектирование скважины и выбор технологической оснастки;
- 5) проверка возможности бурения скважины в заданных условиях с выбранным оборудованием в программном комплексе «БурСофт».

## **ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ**

В данной работе применены следующие сокращения ссоответствующими расшифровками:

**ГНО** – глубинное насосное оборудование;

**МГРП** – многостадийный гидроразрыв пласта;

**ОКК** – обвязка колонная клиньевая;

**ОП** – оборудование противовыбросовое;

**СВП** – система верхнего привода;

**ВЗД** – винтовой забойный двигатель;

**КНБК** – компоновка низа бурильной колонны;

**УБТС** – утяжелённые бурильные трубы сбалансированные;

**УБТН** – утяжелённые бурильные трубы немагнитные;

**СНС** – статическое напряжение сдвига;

**ДНС** – динамическое напряжение сдвига;

**СПО** – спуско-подъёмные операции;

**ММП** – многолетнемёрзлые породы;

**БКМ.ВР.ОК** – башмак колонный металлический вращающийся обратным клапаном;

**ЦКОД** – цементировочный клапан обратный дроссельный;

**ЦЩ** – центратор пружинный цельный;

**ФПГР** – фрак-порт гидравлический разрывной;

**ПХГМЦ** – подвеска хвостовика гидромеханическая цементируемая;

**ПРП-Ц-В** – пробка продавочная цементировочная верхняя;

**ПРП-Ц-Н** – пробка продавочная цементировочная нижняя;

**ПрП** – пробка прочистная;

**МБП** – материал буферный порошкообразный;

**НТФ** – нитрилотриметилфосфоновая кислота;

**СКЦ** – станция контроля цементирования;

**БДЕ** – блок дополнительных емкостей;

**БМ** – блок манифольдов;

**УСО** – установка смесительно-осреднительная;

**ЦА** – цементирувочный агрегат;

**УС** – установка смесительная;

**ПТЦ** – портландцемент;

**АФ** – арматура фонтанная;

**MWD** – (Measurement While Drilling) измерение во время бурения;

**LWD** – (Logging While Drilling) каротаж во время бурения;

**ЗТС** – забойная телеметрическая система;

**ГИС** – геофизические исследования скважин;

**ЗБС** – зарезка боковых стволов;

**ПДК** – предельно допустимая концентрация;

**СИЗ** – средства индивидуальной защиты;

**ГНВП** – газонефтеводопроявление;

**ПДВ** – предельно допустимые выбросы.

# **1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ**

## **1.1 Геологическая характеристика разреза скважины**

В таблицах 1–3 приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика, физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород.

Таблица 1 – Стратиграфический разрез скважины с указанием типа горных пород

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м |          | Горная порода                           |                     | Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.) |
|---|-------------|----------|---|---------------------|--|
|   | от(верх)    | до (низ) | краткое название                        | % в интервале       |  |
| 1                                       | 2           | 3        | 4                                       | 5                   | 6  |
| Q                                       | 0           | 40       | глина<br>песчаники                      | 70<br>30            | Пески и песчаники серые, разномерные, доломиты глинистые.  |
| P <sub>33</sub>                         | 40          | 90       | глина<br>песчаник<br>алевролит          | 60<br>35<br>5       | Пески и песчаники серые, прослой алевролитов, доломиты глинистые.  |
| P <sub>3/2</sub>                        | 90          | 175      | глина<br>песчаник<br>уголь<br>алевролит | 50<br>32<br>8<br>10 | Глинистые доломиты, пески и песчаники, прослой алевролитов, доломиты глинистые   |
| P <sub>3/1</sub> -P <sub>3/2</sub>      | 175         | 280      | песчаник<br>уголь                       | 75<br>25            | Песчаники серые, разномерные   |
| P <sub>2/3</sub> -P <sub>3/1</sub>      | 280         | 450      | глина<br>алевролит                      | 90<br>10            | Каменная соль белая, доломиты глинистые и известняки.  |
| P <sub>2</sub>                          | 450         | 650      | песчаник                                | 100                 | Песчаники серые, разномерные.  |
| P <sub>1</sub>                          | 650         | 750      | глина<br>песчаник                       | 92<br>8             | Доломиты глинистые, песчаники серые, разномерные.  |
| K <sub>2</sub>                          | 750         | 805      | глина<br>известняк                      | 78<br>22            | Доломиты глинистые с прослоями песчаника.  |

Продолжение таблицы 1

| 1                              | 2    | 3    | 4  | 5                   | 6   |
|--------------------------------|------|------|--|---------------------|---|
| K <sub>2</sub>                 | 805  | 935  | глина                                      | 100                 | Доломиты глинистые.   |
| K <sub>2</sub>                 | 935  | 950  | глина<br>аргиллиты<br>песчаник             | 87<br>8<br>5        | Переслаивание доломитов глинистых, аргиллитов и мергелей.   |
| K <sub>1</sub> -K <sub>2</sub> | 950  | 1750 | глина<br>аргиллиты<br>песчаник             | 65<br>17<br>18      | Известняки и доломиты с прослоями мергелей и песчаники серые, разномерные.                        |
| K <sub>1</sub>                 | 1750 | 1840 | аргиллит<br>песчаник                       | 60<br>40            | Аргиллитов и мергелей, песчаники серые.   |
| K <sub>1</sub>                 | 1840 | 2035 | песчаник<br>аргиллит<br>алевролит          | 60<br>20<br>20      | Песчаники серые, известняки, иногда ангидритизированные, прослоидоломитовых мергелей и аргиллитов |
| K <sub>1</sub>                 | 1840 | 2310 | песчаник<br>аргиллит<br>алевролит          | 30<br>50<br>20      | Песчаники серые, разномерные, ангидритизированные, прослоидоломитовых                             |
| K <sub>1</sub>                 | 2310 | 2722 | песчаник<br>аргиллит<br>алевролит          | 50<br>25<br>25      | Песчаники серые, разномерные, ангидритизированные, прослоидоломитовых                             |
| J <sub>3</sub>                 | 2722 | 2754 | аргиллит<br>глина                          | 80<br>20            | Разномерные, ангидритизированные, прослоидоломитовых, доломиты глинистые                          |
| J <sub>3</sub>                 | 2754 | 2775 | аргиллит<br>алевролит<br>песчаник          | 80<br>5<br>15       | Песчаники серые, разномерные, ангидритизированные, прослоидоломитовых                             |
| J <sub>3</sub>                 | 2775 | 2815 | Песчаник<br>Аргиллит<br>известняк          | 50<br>40<br>10      | Песчаники серые, ангидритизированные, прослоидоломитовых.   |
| J <sub>1-2</sub>               | 2815 | 2850 | Аргиллит<br>алевролит<br>песчаник<br>уголь | 20<br>15<br>60<br>5 | Аргиллитов и мергелей, ангидритизированные, прослоидоломитовых, песчаники серые                   |

Таблица 2- Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

| Индекс<br>стратигра<br>ф.<br>подраздел<br>ения. | Интервал, м. |     | Краткое<br>название<br>горной<br>породы. | Плотность<br>, г/см <sup>3</sup> | Пористост<br>ь, % | Трещенов<br>атость | Глинност<br>ь, % | Абразивн<br>ость | Категория пород |  |
|---|--------------|-----|--|----------------------------------|-------------------|--------------------|------------------|------------------|-----------------|--|
|   | от           | до  |  |                                  |                   |                    |                  |                  | По<br>буримости | Породы<br>промысловой<br>классификации |
| 1   | 2            | 3   | 4  | 5                                | 6                 | 7                  | 8                | 9                | 10              | 11                                     |
| Q   | 0            | 40  | глина                                    | 2,0                              | 25-30             | -                  | 100              | X                | I-II            | мягкая                                 |
|   |              |     | песчаник                                 | 2,0                              | 10                | -                  | 90               | IV               |                 |  |
| P <sub>33</sub>                                 | 40           | 90  | глина                                    | 2,4                              | 30                | -                  | 100              | X                | I-II            | мягкая                                 |
|   |              |     | песчаник                                 | 2,1                              | 20                | -                  | 20               | IV               |                 |  |
|   |              |     | алевролит                                | 2,2                              | 30                | -                  | 100              | X                |                 |  |
| P <sub>3/2</sub>                                | 90           | 175 | глина                                    | 2,3                              | 30                | -                  | 100              | IV               | I-III           | мягкая                                 |
|   |              |     | песчаник                                 | 2,1                              | 25                | -                  | 50               | X                |                 |  |
|   |              |     | уголь                                    | 1,5                              | -                 | -                  | 10               | V                |                 |  |
|   |              |     | алевролит                                | 2,2                              | 20                | -                  | 20               | X                |                 |  |
| P <sub>3/1</sub> -P <sub>3/2</sub>              | 175          | 280 | глина                                    | 2,35                             | 25                | -                  | 100              | IV               | I-III           | мягкая                                 |
|   |              |     | песчаник                                 | 2,1                              | 25                | -                  | 20               | X                |                 |  |
|   |              |     | уголь                                    | 1,5                              | -                 | -                  | 10               | V                |                 |  |
|   |              |     | алевролит                                | 2,3                              | 20                | -                  | 20               | X                |                 |  |
| P <sub>2/3</sub> -P <sub>3/1</sub>              | 280          | 450 | глина                                    | 2,35                             | 20                | -                  | 100              | IV               | I-III           | мягкая                                 |
| P <sub>2</sub>                                  | 450          | 650 | песчаник                                 | 2,1                              | 22                | -                  | 20               | VIII             | I-III           | мягкая                                 |
|   |              |     | глина                                    | 2,3                              | 20                | -                  | 100              | IV               |                 |  |
| P <sub>1</sub>                                  | 650          | 750 | глина                                    | 2,35                             | 20                | -                  | 100              | V                | I-IV            | Мягкая- средняя                        |
|   |              |     | известняк                                | 0,8                              | 2                 | -                  | -                | X                |                 |  |
| K <sub>2</sub>                                  | 750          | 805 | глина                                    | 2,25                             | 16                | -                  | 100              | IV               | I-IV            | Мягкая                                 |
| K <sub>2</sub>                                  | 805          | 935 | песчаник                                 | 2,2                              | 22                | -                  | 30               | III              | I-IV            | Мягкая                                 |
|   |              |     | глина                                    | 2,3                              | 17                | -                  | 100              | VI               |                 |  |
|   |              |     | алевролит                                | 2,3                              | 20                | -                  | 10               | X                |                 |  |

Продолжения таблицы 2

|                                |      |      |           |      |    |      |      |          |      |                 |
|--------------------------------|------|------|-----------|------|----|------|------|----------|------|-----------------|
| К <sub>2</sub>                 | 935  | 950  | песчаник  | 2,2  | 21 | -    | 10   | III      | I-IV | Мягкая- средняя |
|                                |      |      | глина     | 2,3  | 16 | -    | 100  | VI       |      |                 |
|                                |      |      | алевролит | 2,2  | 20 | -    | 20   | X        |      |                 |
| К <sub>1</sub> -К <sub>2</sub> | 950  | 1750 | глина     | 2,35 | 16 | -    | 100  | V        | I-V  | Мягкая- средняя |
|                                |      |      | песчаник  | 2,2  | 32 | 0,5  | 2,5  | III-VIII |      |                 |
|                                |      |      | алевролит | 2,3  | 20 | -    | 2    | IX       |      |                 |
| К <sub>1</sub>                 | 1750 | 1840 | песчаник  | 2,2  | 22 | -    | 5    | X        | I-V  | средняя         |
|                                |      |      | алевролит | 2,3  | 20 | -    | 20   | VI       |      |                 |
| К <sub>1</sub>                 | 1840 | 2035 | песчаник  | 2,18 | 25 | 0,25 | 7-14 | III-VIII | I-V  | средняя         |
|                                |      |      | алевролит | 2,3  | 20 | -    | 300  | VI       |      |                 |
|                                |      |      | аргиллит  | 2,4  | 16 | -    | 100  | IV       |      |                 |
| К <sub>1</sub>                 | 2035 | 2310 | песчаник  | 2,2  | 22 | -    | 5    | III-VIII | I-V  | средняя         |
|                                |      |      | алевролит | 2,3  | 10 | -    | 30   | VI       |      |                 |
|                                |      |      | аргиллит  | 2,4  | 15 | -    | 100  | IV       |      |                 |
| К <sub>1</sub>                 | 2310 | 2722 | песчаник  | 2,2  | 22 | 0,15 | 9-15 | III-VIII | I-V  | средняя         |
|                                |      |      | алевролит | 2,3  | 15 | -    | 25   | VI       |      |                 |
|                                |      |      | аргиллит  | 2,4  | 5  | -    | 100  | IX       |      |                 |
| J <sub>3</sub>                 | 2722 | 2754 | аргиллит  | 2,4  | 15 | -    | 100  | IX       | I-V  | средняя         |
|                                |      |      | глина     | 2,3  | 15 | -    | 100  | X        |      |                 |
| J <sub>3</sub>                 | 2754 | 2755 | аргиллит  | 2,4  | 15 | -    | 100  | IX       | I-V  | средняя         |
|                                |      |      | алевролит | 2,3  | 15 | -    | 30   | VI       |      |                 |
|                                |      |      | песчаник  | 2,15 | 17 | -    | 5    | III-VIII |      |                 |
| J <sub>3</sub>                 | 2755 | 2815 | песчаник  | 2,2  | 20 | 0,02 | 5    | III-VIII | I-V  | средняя         |
|                                |      |      | аргиллит  | 2,4  | 15 | -    | 100  | X        |      |                 |
|                                |      |      | известняк | 2,1  | 2  | -    | -    | V        |      |                 |
| J <sub>1-2</sub>               | 2815 | 2850 | песчаник  | 2,18 | 17 | 0,01 | 6-21 | III-VIII | I-V  | Средняя         |
|                                |      |      | аргиллит  | 2,45 | 10 | -    | 100  | IV       |      |                 |
|                                |      |      | алевролит | 2,45 | 15 | -    | 30   | VI       |      |                 |
|                                |      |      | уголь     | 1,4  | -  | -    | -    | V        |      |                 |

Таблица 3- Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

| Индекс стратиграфического подразделения | Прогнозируемый интервал, м |      | Градиент давлений                    |       |                                     |       |   |       |                                    |      | Температура в конце интервала, °С |
|---|----------------------------|------|--------------------------------------|-------|-------------------------------------|-------|---|-------|------------------------------------|------|-----------------------------------|
|   | от                         | до   | Пластового, (кгс/см <sup>2</sup> )/м |       | Порового, (кгс/см <sup>2</sup> )/м. |       | Гидро разрыва, (кгс/см <sup>2</sup> )/м |       | Горного, (кгс/см <sup>2</sup> )/м. |      |                                   |
|   |                            |      | от                                   | до    | От                                  | До    | от                                      | до    | от                                 | до   |                                   |
| 1                                       | 2                          | 3    | 4                                    | 5     | 6                                   | 7     | 8                                       | 9     | 10                                 | 11   | 12                                |
| Q – P <sub>2/3</sub>                    | 0                          | 450  | 0,100                                | 0,100 | 0,100                               | 0,100 | 0,20                                    | 0,20  | 0                                  | 0,22 | 13                                |
| P <sub>2/3</sub> - K <sub>2</sub>       | 450                        | 975  | 0,100                                | 0,100 | 0,100                               | 0,100 | 0,20                                    | 0,20  | 0,23                               | 0,23 | 44                                |
| K <sub>2</sub> – K <sub>1</sub>         | 975                        | 1865 | 0,100                                | 0,100 | 0,100                               | 0,100 | 0,18                                    | 0,18  | 0,23                               | 0,23 | 57                                |
| K <sub>1</sub>                          | 1865                       | 1900 | 0,100                                | 0,100 | 0,100                               | 0,100 | 0,165                                   | 0,165 | 0,23                               | 0,23 | 57                                |
| K <sub>1</sub> - J <sub>3</sub>         | 1900                       | 2722 | 0,100                                | 0,100 | 0,100                               | 0,100 | 0,165                                   | 0,165 | 0,23                               | 0,23 | 68                                |
| J <sub>3</sub>                          | 2722                       | 2815 | 0,102                                | 0,102 | 0,100                               | 0,102 | 0,17                                    | 0,17  | 0,23                               | 0,23 | 83                                |
| J <sub>1</sub> - J <sub>2</sub>         | 2815                       | 2850 | 0,102                                | 0,102 | 0,102                               | 0,102 | 0,17                                    | 0,17  | 0,23                               | 0,23 | 86                                |

## 1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения(площади)

В таблице 4 представлена нефтегазоводоносность по разрезу скважины.

Таблица 4 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

| Индекс<br>стратиграфичес<br>кого<br>подразделения | Интервал |          | Тип<br>коллекто<br>ра | Плотнос<br>ть, кг/м <sup>3</sup> | Свободн<br>ый<br>дебит,<br>м <sup>3</sup> /сут | Газовы<br>й<br>фактор<br>(для<br>нефтян<br>ых<br>пластов<br>, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> ) | Относится<br>ли к<br>источникам<br>водоснабжен<br>ия, краткая<br>характерист<br>ика<br>химического<br>состава (для<br>водяных<br>горизонтов)                                |
|---|----------|----------|-----------------------|----------------------------------|--|--|---|
|   | от       | до       |                       |                                  |  |  |   |
| 1   | 2        | 3        | 4                     | 5                                | 6  | 7  | 8   |
| <b>Нефтеносность</b>                              |          |          |                       |                                  |  |  |   |
| K <sub>1</sub> (АС <sub>4-6</sub> )               | 185<br>2 | 190<br>0 | Поров.                | 853                              | 100  | 51   | Давление<br>насыщения –<br>10 МПа   |
| K <sub>1</sub> (БС <sub>10</sub> )                | 233<br>0 | 234<br>0 | Поров.                | 790                              | 20   | 49   | Давление<br>насыщения –<br>13 МПа   |
| J <sub>1</sub> – J <sub>2</sub>                   | 279<br>0 | 282<br>0 | Поров.                | 740                              | 190  | 18   | Давление<br>насыщения –<br>15 МПа   |
| <b>Водоносность</b>                               |          |          |                       |                                  |  |  |   |
| K <sub>2</sub> -K <sub>1</sub>                    | 950      | 175<br>0 | Поров.                | 1012                             | 1200-1500                                      | -  | Минерализ. –<br>18 г/л. Хим.<br>состав<br>(преоб.: Cl <sup>-</sup> -<br>98 %, Na <sup>+</sup> -<br>91%)   |
| K <sub>1</sub> (АС <sub>4</sub> )                 | 190<br>5 | 190<br>8 | Поров.                | 1004                             | 5  |  | Поддержание<br>пластового<br>давления АС <sub>4</sub> .<br>Минерализ. –<br>18,14 г/л.<br>Хим. состав<br>(преоб.: Cl <sup>-</sup> -<br>97,82 %, Na <sup>+</sup> -<br>95,73%) |

Продолжение таблицы 4

|                                    |      |      |        |      |    |  |
|------------------------------------|------|------|--------|------|----|--|
| К <sub>1</sub> (БС <sub>10</sub> ) | 2355 | 2360 | Поров. | 1001 | 10 | Поддержание<br>пластового давления<br>БС <sub>10</sub> . Минерализ. –<br>16,9 г/л. Хим. состав<br>(преоб: Cl <sup>-</sup> - 98 %, Na <sup>+</sup><br>- 94,13%) |
|------------------------------------|------|------|--------|------|----|--|

### 1.3 Зоны возможных осложнений

В таблице 5 представлены возможные осложнения по разрезу скважины.

Таблица 5- Возможные осложнения по разрезу скважины

| Индекс<br>стратиграфи<br>ческого<br>подразделен<br>ия | Интервал, м |      | Тип осложнения                  | Характеристика и условия возникновения   |
|---|-------------|------|---------------------------------|--|
|   | От          | До   |                                 |  |
| 1   | 2           | 3    | 4                               | 5  |
| Q – P <sub>2/3</sub>                                  | 0           | 450  | Поглощение<br>бурового раствора | Интенсивность – до 5 м <sup>3</sup> /час, потери<br>циркуляции – нет. Возникает при<br>превышении градиента поглощения<br>вследствие несоблюдения режима бурения<br>и плотности бурового раствора. |
| Q – P <sub>2/3</sub>                                  | 0           | 450  | Осыпи и обвалы<br>горных пород  | Осыпи и обвалы из-за неустойчивости<br>глинистых пород, возникающие при<br>повышенной водоотдаче бурового<br>раствора и его слабой ингибирующей<br>способности. Длительные простои при<br>бурении. |
| Q – P <sub>2/3</sub>                                  | 0           | 450  | Прихватоопасность               | Отклонение параметров бурового раствора<br>от проектного. Плохая очистка ствола<br>скважины от шлама.  |
| P <sub>2/3</sub> -K <sub>1</sub>                      | 450         | 1750 | Осыпи и обвалы<br>горных пород  | Осыпи и обвалы из-за неустойчивости<br>глинистых пород, возникающие при<br>повышенной водоотдаче бурового<br>раствора и его слабой ингибирующей<br>способности. Длительные простои при<br>бурении. |
| P <sub>2/3</sub> -J <sub>1-2</sub>                    | 450         | 2850 | Прихватоопасность               | Отклонение параметров бурового раствора<br>от проектного. Плохая очистка ствола<br>скважины от шлама. Сужение ствола<br>скважины.  |
| K <sub>2</sub> -K <sub>1</sub>                        | 950         | 1750 | Поглощение<br>бурового раствора | Интенсивность – до 7 м <sup>3</sup> /час, потери<br>циркуляции – нет. Возникает при<br>превышении градиента поглощения<br>вследствие несоблюдения режима бурения<br>и плотности бурового раствора. |
| K <sub>1</sub> -J <sub>1-2</sub>                      | 1840        | 2850 | Осыпи и обвалы<br>горных пород  | Осыпи и обвалы из-за неустойчивости<br>глинистых пород, возникающие при<br>повышенной водоотдаче бурового<br>раствора и его слабой ингибирующей<br>способности. Длительные простои при<br>бурении  |

Продолжение таблицы.5

|                                     |      |      |                              |   |
|-------------------------------------|------|------|------------------------------|---|
| K <sub>1</sub> -J <sub>1-2</sub>    | 1840 | 2850 | Поглощение бурового раствора | Интенсивность –до 3 м <sup>3</sup> /час, потери циркуляции – нет. Возникает при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора. |
| K <sub>1</sub> (AC <sub>4</sub> )   | 1852 | 1900 | Нефтегазопоявление           | Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.   |
| K <sub>1</sub> (BC <sub>10</sub> )  | 2330 | 2340 | Нефтепроявление              | Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.   |
| J <sub>2-1</sub> (ЮC <sub>2</sub> ) | 2790 | 2820 | Нефтепроявление              | Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.   |

## 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

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

В техническом задании были сформулированы следующие условия:

- 5 интервалов с неизменной интенсивностью искривления;
- угол входа в пласт не менее 80 градусов;
- максимальный зенитный угол в интервале ГНО не более 60 градусов;
- максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,5 град/10 м;
- максимальная интенсивность изменения зенитного угла зоны ГНО 3,0 град/10 м;
- максимальная интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м;
- отход на кровлю продуктивного пласта 1450 м, длина горизонтального участка 700 м;
- конструкция эксплуатационного забоя: зацементированный хвостовик с разрывными муфтами.

На рисунке 1 представлен проектный профиль скважины.

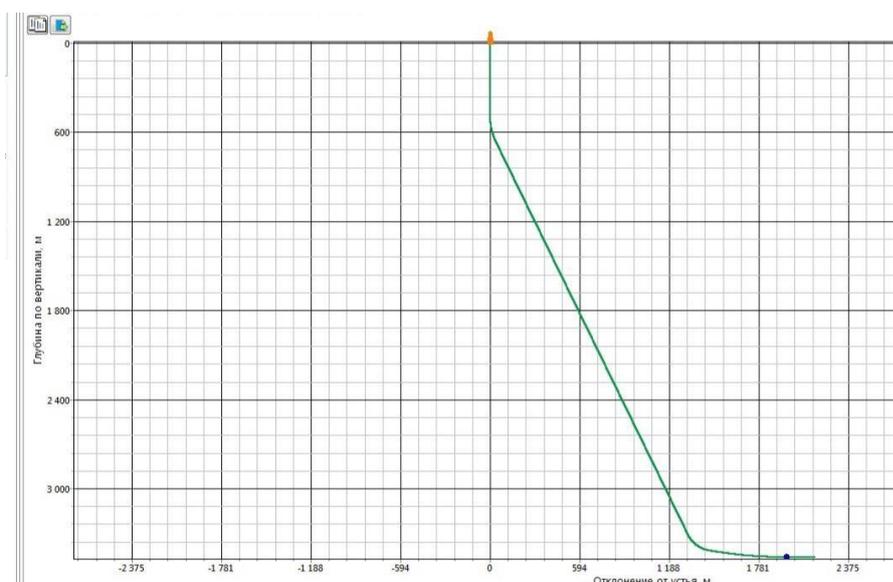


Рисунок 1. Проектный профиль скважины

В таблице 6 представлены результаты расчетов по профилю скважины.

Таблица 6 – Результаты программных расчётов по профилю скважины

| Интервал по вертикали, м |          | Длина интервала по вертикали, м | Интенсивность изменения зенитного угла, град/10м | Зенитный угол , град. |                   | Горизонтальное смещение, м |       | Длина по стволу, м |       |
|--------------------------|----------|---------------------------------|--|-----------------------|-------------------|----------------------------|-------|--------------------|-------|
|                          |          |                                 |  | в начале интервала    | в конце интервала | за интервал                | общее | интервала          | общая |
| от (верх)                | до (низ) | 3                               | 4  | 5                     | 6                 | 7                          | 8     | 9                  | 10    |
| 0                        | 500      | 500                             | 0  | 0                     | 0                 | 0                          | 0     | 500                | 500   |
| 500                      | 666      | 166                             | 1,5  | 0                     | 25,7              | 38                         | 38    | 171                | 671   |
| 666                      | 3310     | 2644                            | 0  | 25,71                 | 25,7              | 1273                       | 1311  | 29<br>35           | 3606  |
| 3310                     | 3415     | 105                             | 3  | 25,71                 | 80                | 139                        | 1450  | 181                | 3787  |
| 3415                     | 3480     | 65                              | 0,1934   | 80                    | 90                | 514                        | 1964  | 517                | 4304  |
| 3480                     | 3480     | 0                               | 0  | 90                    | 90                | 184                        | 2148  | 184                | 4488  |

## 2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины

По техническому заданию было необходимо запроектировать хвостовик с разрывными муфтами для дальнейшего многостадийного разрыва пласта. Исходя из этого согласно предполагаемому дебиту, был выбран хвостовик 114 мм (условный диаметр), поскольку скважина имеет аномально высокие пластовые давления, но небольшую проницаемость было решено выбрать цементируемый хвостовик, так как большинство недостатков данного типа заканчивается скважин нивелируется последующим МГРП.

## 2.1.2 Построение совмещенного графика давлений

На рисунке 2 представлен совмещенный график давлений.

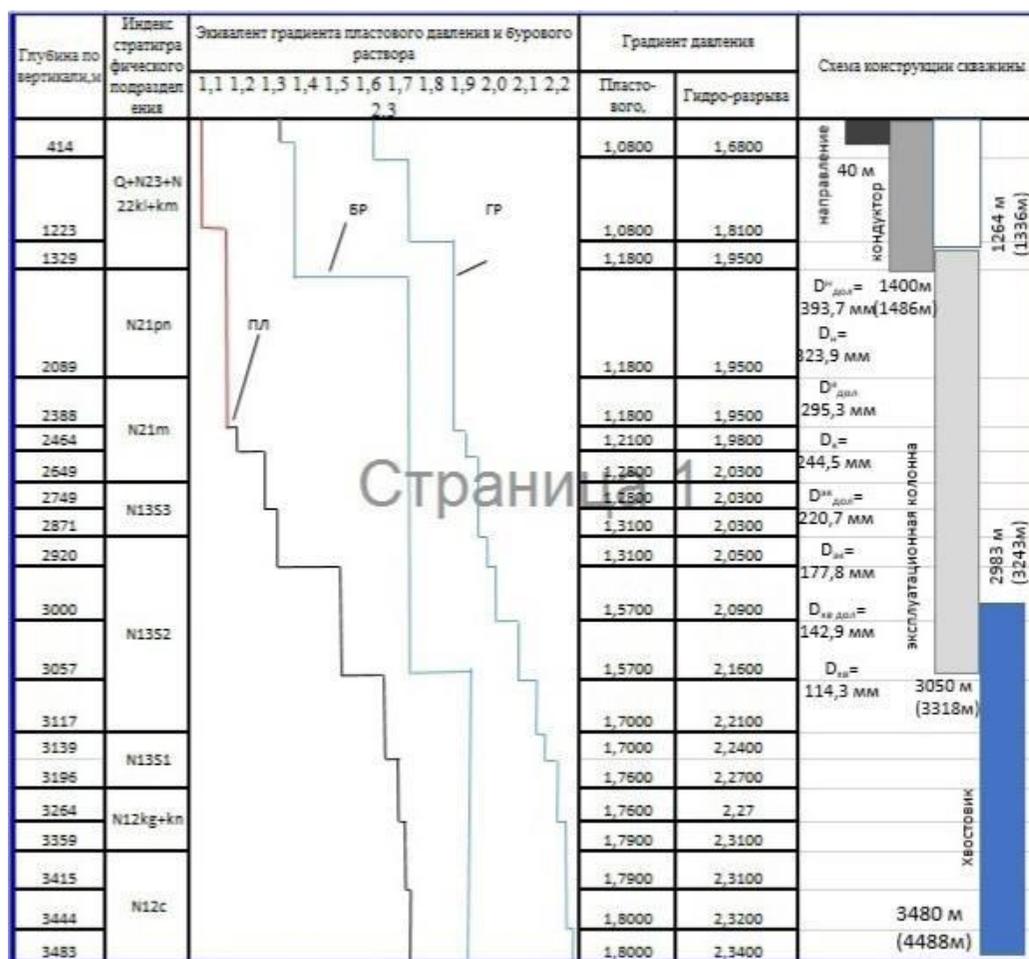


Рисунок 2 – График совмещенных давлений

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

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктором. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Так как в моей скважине нет четвертичных отложений, то буду считать глубину спуска обсадной колонны равной 40 м.

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 анализа, было принято решение спускать кондуктор на 1400 м (1486 м), так как в интервале 34-1329 м находятся глины и пески, которые нужно перекрыть, а также возможные осложнения в интервале 34-1239 м, такие как осыпи/обвалы, прихваты. Расчет глубины спуска эксплуатационной колонны представлен в таблице.

### **2.1.4 Выбор интервалов цементирования**

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

1. Направление цементируется на всю длину – 40 м;
2. Кондуктор цементируется на всю длину – 1486 м;
3. Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием башмака предыдущей колонны на 150 м для нефтяной скважины.
4. Хвостовик цементируется с перекрытием башмака предыдущей колонны на 75 м для нефтяной скважины;

### **2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн**

В таблице 7 представлен диаметры обсадных колонн и породообразующего инструмента.

Таблица 7 – Проектирование диаметров обсадных колонн и породоразрушающего инструмента

| Колонна                  | Глубина спуска, м      |                                |                     |                             | Интервал цементирования, м |            | внешний диаметр обсадной колонны, мм | диаметр долота на интервале, мм |
|--------------------------|------------------------|--------------------------------|---------------------|-----------------------------|----------------------------|------------|--------------------------------------|---------------------------------|
|                          | расчетная по вертикали | запроектированная по вертикали | расчетная по стволу | запроектированная по стволу | по вертикали               | по стволу  |                                      |                                 |
| Направление              | 40                     | 40                             | 40                  | 40                          | 0-40                       | 0-40       | 323,9                                | 393,7                           |
| Кондуктор                | 1400                   | 1400                           | 1486                | 1486                        | 0-1400                     | 0-1486     | 244,5                                | 295,3                           |
| Эксплуатационная колонна | 3050                   | 3050                           | 3318                | 3318                        | 1264-3050                  | 1336-3318  | 177,8                                | 220,7                           |
| Хвостовик                | 3480                   | 3480                           | 4488                | 4488                        | 2983-3480-                 | 3243-4488- | 114,3                                | 142,9                           |

### 2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Определяем максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое для нефтяной скважины рассчитывается по формуле:

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр}, \quad (1)$$

где  $P_{пл}$  – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа, равный 61,47 МПа для первого пласта;  $\rho_n$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>, равная 553 кг/м<sup>3</sup> для первого пласта;  $g$  – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с<sup>2</sup>;  $H_{кр}$  – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м, равная 3415 м.

$$P_{му\ 1пл.} = 61,47 - 18,526136 = 42,944 \text{ МПа.}$$

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле:

$$P_{ГНВП} = k \cdot P_{му}, \quad (2)$$

где  $k$  – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%)  $P_{ГНВП\ 1\ пл.} = 47,238$  МПа;

Давления опрессовки определяется по формуле:

$$P_{оп} = k \cdot P_{ГНВП}, \quad (3)$$

где  $k$  – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%),  $P_{ГНВП}$  – давление, необходимое для ликвидации ГНВП.  $P_{оп 1 пл.} = 51,962075$  МПа.

Из полученных значений берем наибольшее, то есть  $P_{оп} = 51,962075$  МПа. 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: ОКК1-70-178x245 К1 УХЛ.

Шифр ОП ОП6-230/80x70.

## 2.2 Проектирование процессов углубления скважины

### 2.2.1 Выбор способа бурения

Бурение под направление будем производить роторным способом, т.к. в интервале 0-40 метров находятся мягкие породы, требующие большой осевой нагрузки и небольшие скорости.

Бурение остальных интервалов будем производить совмещенным способом с применением ВЗД и ротора, для увеличения механической скорости проходки и достижения высоких технико-экономических показателей.

В таблице 8 представлены способ бурения по интервалам

Таблица 8 – Способы бурения по интервалам

| Интервал бурения по вертикали, м | Способ бурения |
|----------------------------------|----------------|
| 0-40                             | Роторный       |
| 40-1486                          | ВЗД+ Ротор     |
| 1486-3318                        | ВЗД+ Ротор     |
| 3318-4488                        | РУС            |

### 2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Основываясь на данных о физико-механических свойствах горных пород по разрезу скважины, по степени абразивности и по категории буримости, для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечное долото для интервалов бурения под направление, и PDC долота для интервалов бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов.

Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

| Интервал                    |               | 0-40       | 40-1486              | 1486-3318            | 3318-4488         |
|-----------------------------|---------------|------------|----------------------|----------------------|-------------------|
| Шифр долота                 |               | 393.Глубур | БИТ295.3<br>ВТ 419СР | БИТ220,7<br>ВТ 416УЕ | 142.9<br>Волгабур |
| Тип долота                  |               | Шарошечное | PDC                  | PDC                  | PDC               |
| Диаметр долота, мм          |               | 393,7      | 29536                | 220,7                | 142,9             |
| Тип горных пород            |               | М          | М                    | МС+С                 | С                 |
| Присоединительная<br>резьба | ГОСТ          | 3 177      | 3 152                | 3 117                | 3 117             |
|                             | API           | 7 5/8      | 6 5/8                | 4 1/2                | 4 1/2             |
| Длина, м                    |               | 0,4        | 0,39                 | 0,385                | 0,25              |
| Масса, кг                   |               | 152        | 35                   | 24                   | 17                |
| G, тс                       | Рекомендуемая | 17-24      | 2–10                 | 2–10                 | 5–12              |
|                             | Максимальная  | 24         | 10                   | 10                   | 12                |
| n, об/мин                   | Рекомендуемая | 40–600     | 80-440               | 60-400               | 60–400            |
|                             | Максимальная  | 600        | 440                  | 400                  | 400               |

где  $D_d$  – диаметр долота, см;

$G_{пред}$  – предельная нагрузка на долото исходя из его технических характеристик, т;

$G_{доп}$  – допустимая нагрузка на долото, т;

$G_{проект}$  – спроектированная нагрузка на долото, т

### 2.2.3 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 расчётов приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Проектные значения осевой нагрузки на долото

|                           |           |         |           |           |
|---------------------------|-----------|---------|-----------|-----------|
| Интервал                  | 0-40      | 40-1486 | 1486-3318 | 3318-4488 |
| л                         |           |         |           |           |
| Исходные данные           |           |         |           |           |
| Порода                    | М         | М       | МС+С      | С         |
| Дд, см                    | 39,3<br>7 | 29,53   | 22,07     | 14,29     |
| G <sub>пред</sub> , тс    | 24        | 10      | 10        | 10        |
| Результаты проектирования |           |         |           |           |
| G <sub>доп</sub> , тс     | 19        | 8       | 8         | 8         |
| G <sub>проект</sub> , тс  | 7-8       | 8       | 8         | 7-8       |

где  $D_d$  – диаметр долота, см;

$G_{пред}$  – предельная нагрузка на долото исходя из его технических характеристик, т;

$G_{доп}$  – допустимая нагрузка на долото, т;

$G_{проект}$  – спроектированная нагрузка на долото, т

При бурении интервала под направление, проектируем осевую нагрузку 7-8 тонн, так как на мягкие породы должна быть максимальная осевая нагрузка при небольших частотах вращения

При бурении интервала под кондуктор, проектируем осевую нагрузку 8 тонн в начале интервала, так как на мягкие породы должна быть максимальная осевая нагрузка при небольших частотах вращения.

Бурение интервала под эксплуатационную колонну проектируем с осевой нагрузкой 8 т, так как на данном интервале появляются средние породы и поэтому выбираем среднее значение из допустимых.

При бурении интервала под хвостовик также проектируем средние значения из допустимых, то есть 8 т.

#### 2.2.4 Расчет частоты вращения долота

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

Результаты расчётов представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчёта частоты вращения

| Интервал                  |    | 0-40   | 40-1486 | 1486-3318 | 3318-4488 |
|---------------------------|----|--------|---------|-----------|-----------|
| Исходные данные           |    |        |         |           |           |
| $V_{л}$ , м/с             |    | 3,4    | 2       | 2         | 1,5       |
| $D_{д}$                   | м  | 0,3937 | 0,2953  | 0,2207    | 0,1429    |
|                           | мм | 393,7  | 295,3   | 220,7     | 155,6     |
| Результаты проектирования |    |        |         |           |           |
| $n_1$ , об/мин            |    | 165    | 129     | 173       | 184       |
| $n_{стат}$ , об/мин       |    | 40-60  | 100-180 | 140-200   | 120-220   |
| $n_{проект}$ , об/мин     |    | 40     | 100-120 | 180       | 170       |

где  $V_{л}$  – линейная скорость на периферии долота, м/с;  
 $D_{д}$  – диаметр долота;  
 $V_{л}$  – линейная скорость на периферии долота, м/с;  
 $n_1$  – расчетное значение частоты вращения долота, об/мин;  
 $n_{стат}$  – статистические значения частоты вращения долота в зависимости от типа размера долот, об/мин;  
 $n_{проект}$  – спроектированная частота вращения долота, об/мин.

При бурении под направление проектируем частоту вращения долота согласно расчётным данным – 40 об/мин.

При бурении под кондуктор проектируем частоту вращения долота согласно статистических данных и рекомендованных производителем рабочих параметров на долото – 100–120 об/мин.

При бурении под ЭК и хвостовика проектируем частоту вращения долота согласно расчётным данным – 180 и 170 об/мин соответственно.

### 2.2.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора

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 таблице 12–13.

Таблица 12 – Расход бурового раствора.

| Интервал                                 | 0-40        | 40-1486     | 1486-3318  | 3318-4488   |
|--|-------------|-------------|------------|-------------|
| Исходные данные                          |             |             |            |             |
| $D_d$ , м                                | 0,3937      | 0,2953      | 0,2207     | 0,1429      |
| $K$                                      | 0,65        | 0,65        | 0,55       | 0,5         |
| $K_k$                                    | 1,28        | 1,22        | 1,45       | 1,38        |
| $V_{кр}$ , м/с                           | 0,15        | 0,15        | 0,135      | 0,13        |
| $V_m$ , м/ч                              | 40          | 35          | 30         | 25          |
| $d_{бт}$ , м                             | 0,127       | 0,127       | 0,127      | 0,089       |
| $d_{нмах}$ , м                           | 0,0206      | 0,0191      | 0,0159     | 0,01149     |
| $n$                                      | 3           | 5           | 5          | 3           |
| $V_{кпмин}$ , м/с                        | 0,5         | 0,5         | 1          | 1           |
| $\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>             | 1,32        | 1,38        | 1,8        | 2,05        |
| $\rho_n$ , г/см <sup>3</sup>             | 1,95        | 1,95        | 2,3        | 2,55        |
| $S_{заб}$                                | 0,121674757 | 0,068453641 | 0,03823616 | 0,01603002  |
| $\rho_{см} - \rho_p$ , г/см <sup>3</sup> | 0,02        | 0,02        | 0,02       | 0,02        |
| $S_{заб}$                                | 0,121674757 | 0,068453641 | 0,03823616 | 0,01603002  |
| $S_{мах}$                                | 0,143082631 | 0,070852427 | 0,04278118 | 0,015903445 |
| $D_c$                                    | 0,445421    | 0,32617     | 0,265758   | 0,16786949  |

где  $K_k$  – коэффициент кавернозности;

$V_m$  – механическая скорость бурения, м/ч;

$d_{бт}$  – диаметр бурильных труб, м;

$d_{нмах}$  – диаметр насадок долота, м;

$n$  – число насадок на долоте;

$V_{кпмин}$  – минимальная скорость подъема шлама в кольцевом пространстве, м/с;

$\rho_p$  – расчетная плотность бурового раствора, г/см<sup>3</sup>;

$\rho_n$  – среднее значение плотности пород по геологическому разрезу для интервала;

$S_{заб}$  – площадь забоя скважины, м<sup>2</sup>;

$S_{мах}$  – максимальная площадь затрубного пространства, м<sup>2</sup>;

$D_c$  – диаметр скважины с учетом коэффициента кавернозности, м;

Таблица 13 – Результаты проектирования.

| Результаты проектирования |       |         |           |           |
|---------------------------|-------|---------|-----------|-----------|
| Интервал                  | 0-40  | 40-1486 | 1486-3318 | 3318-4488 |
| Q <sub>1</sub> , л/с      | 79    | 84      | 55        | 22        |
| Q <sub>2</sub> , л/с      | 21    | 10      | 6         | 2         |
| Q <sub>3</sub> , л/с      | 72    | 35      | 43        | 16        |
| Q <sub>4</sub> , л/с      | 36    | 56      | 47        | 22        |
| ΔQ, л/с                   | 21-79 | 10-84   | 6-55      | 2-22      |
| Q <sub>проект</sub> , л/с | 70    | 70      | 40        | 16        |

где Q<sub>1</sub> – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя, л/с;

Q<sub>2</sub> – необходимый расход раствора для выноса шлама на поверхность, л/с;

Q<sub>3</sub> – минимальный расход бурового раствора из учета предотвращения прихвата, л/с;

Q<sub>4</sub> – минимальный расход раствора из условия истечения раствора из насадокдолота, л/с;

ΔQ – статистические значения расхода бурового раствора в зависимости оттипоразмера долот, л/с;

Q<sub>проект</sub> – спроектированное значение расхода бурового раствора, л/с.

### 2.2.6 Выбор и обоснованный тип забойного двигателя

Расчётные параметры для проектирования забойного двигателя по интервалам, представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Расчётные параметры для проектирования ГЗД

| Интервал                  |    | 0-40   | 40-1486 | 1486-3318 | 3318-4488 |
|---------------------------|----|--------|---------|-----------|-----------|
| Исходные данные           |    |        |         |           |           |
| D <sub>д</sub>            | м  | 0,3937 | 0,2953  | 0,2207    | 0,1429    |
|                           | мм | 393,7  | 295,3   | 220,7     | 142,9     |
| G <sub>ос</sub> , кН      |    | 78     | 78      | 78        | 78        |
| Q, Н*м/кН                 |    | 1,5    | 1,5     | 1,5       | 1,5       |
| Результаты проектирования |    |        |         |           |           |
| D <sub>зд</sub> , мм      |    | -      | 236     | 177       | 128       |
| M <sub>р</sub> , Н*м      |    | -      | 3034    | 2294      | 1638      |
| M <sub>о</sub> , Н*м      |    | -      | 148     | 110       | 78        |
| M <sub>уд</sub> , Н*м/кН  |    | -      | 37      | 28        | 20        |

где Q – расчетный коэффициент (принимается 1,5), Н\*м/кН; D<sub>зд</sub> – диаметр забойного двигателя, мм;

M<sub>р</sub> – момент силы, необходимый для разрушения горной породы, Н\*м;

M<sub>о</sub> – момент силы, необходимый для вращения ненагруженного долота, Н\*м; M<sub>уд</sub> – удельный момент долота, Н\*м/кН.

Для бурения интервалов 40 – 1486м, 1486 – 3318м и 3318 – 4488м будем применять ВЗД Д-240РС, ДРУ2–178РС и Д – 127.33 IDT соответственно, которые обеспечат требуемый момент силы на долоте для разрушения породы, а также

подходит по остальным техническим характеристикам.

Характеристики выбранных ВЗД приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Технические характеристики запроектированных ВЗД

| 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        | 40-1448     | 240                  | 10,1     | 2547    | 30-75                | 40-160                 | 16,9                              | 70,282                  |
| ДРУ2-178РС     | 1486-3318   | 178                  | 5        | 1669    | 19-40                | 80-200                 | 25,3                              | 221-565                 |
| Д-127.9.33I DT | 3318-4488   | 127                  | 2        | 1050    | 12-20                | 108-180                | 4,5                               | 34-85                   |

### 2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

КНБК для бурения каждого из интервалов, а также результаты расчёта бурильных труб на напряжения в клиновом захвате представлены в приложениях А.

В приложениях Г представлены КНБК для бурения интервала под хвостовик нижнего яруса.

### 2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Интервал под направление (0-40 м):

При бурении четвертичных отложений возможны активное поступление выбуренной породы (глины) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений. На интервале строительства участка под направление встречаются водоносные горизонты, относящиеся к источнику питьевого водоснабжения. Также водоносные горизонты способствуют разжижению бурового раствора.

Для бурения направления целесообразно использовать бентонитовый буровой раствор, так как бентонитовый буровой раствор предназначен для бурения верхней части разреза скважины, обычно представленной слабосцементированными песками, глинами и песчаниками (направление). Для бурения этих отложений требуется

достаточно вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую эти породы фильтрационную корку. Разбуриваемые глины и суглинки частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой или добавлением понизителя вязкости.

Также для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой.

Компонентный состав глинистого раствора представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Компонентный состав бентонитового раствора

| Наименование реагента | Класс                 | Назначение  | Концентрация, кг/м <sup>3</sup> |
|-----------------------|-----------------------|---|---------------------------------|
| Каустическая сода     | Регулятор pH          | Поддержание требуемого pH бурового раствора   | 0,8-1,2                         |
| Бетонопорошок         | Структурообразователь | Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации | 10-20                           |
| Содакальцерированная  | Регулятор жесткости   | Связывание ионов кальция и магния   | 0,8-1,2                         |

Интервал под кондуктор (40 – 1486 м):

Горные породы, находящиеся на данном интервале, состоят на 80% из глин и на 20% из песка. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбуриваемых глин. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола. Также возможны прихваты вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор следует применить полимер-глинистый буровой раствор.

Компонентный состав полимер-глинистых растворов представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора

| Наименование хим. реагента    | Класс                     | Назначение  | Концентрация, кг/м <sup>3</sup> |
|-------------------------------|---------------------------|---|---------------------------------|
| Каустическая сода             | Регулятор щелочности (Ph) | Регулирование кислотности среды   | 0,4-0,5                         |
| Глинопорошок ТЕРМАВИС (КЛОТО) | Структурообразователь     | Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи            | 10-35                           |
| Полиакриламид Seurvey D1      | Понизитель фильтрации     | Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств                  | 0,2-0,5                         |
| Сода кальцинированная         | Регулятор жесткости       | Связывание ионов кальция и магния   | 0,8-1,2                         |
| Оснопак-НО                    | Понизитель фильтрации     | Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы | 5                               |
| Atren-FK                      | ПАВ                       | Снижение коэффициента трения в скважине                                     | 3-5                             |
| Atren CI                      | Ингибиторы                | Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород                 | 5-30                            |

Интервал под эксплуатационную колонну (1486 – 3318):

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефте-газо- водопроявлений, осыпи и обвалы. Данные проблемы решаются с использованием полимерного (инкапсулированного) бурового раствора. Данный тип растворов предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку, содержащую легкорастворимую мраморную крошку.

Системы инкапсулированных буровых растворов проявляют свои ингибирующие свойства, когда полимер присоединяется к глинам на стенках скважины и препятствует обычным явлениям гидратации и дисперсии. Анионные карбоксильные группы прикрепляются к положительным зарядам по краям частиц глин. В силу того, что полимер имеет высокий молекулярный вес и разветвленную полимерную цепочку, он эффективно обволакивает глинистые частицы. Таким образом, на стенках ствола скважины образуется покрытие, препятствующее проникновению воды в глины. Используется инкапсулятор

ПОЛИКАП фирмы Клото.

Компонентный состав полимерного (инкапсулированного) раствора представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Компонентный состав полимерного (инкапсулированного) раствора

| Наименование хим. реагента | Класс                     | Назначение   | Концентрация, кг/м <sup>3</sup> |
|----------------------------|---------------------------|--|---------------------------------|
| Каустическая сода          | Регулятор щелочности (Ph) | Регулирование кислотности среды                                  | 0,3                             |
| Гаммаксан                  | Структурообразователь     | Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи | 0,5-5                           |
| ПАН Seurvey FL             | Понизитель фильтрации     | Регулятор фильтрации   | 1                               |
| Оснопак–НО                 | Понизитель фильтрации     | Регулятор фильтрации, реологических свойств                      | 4                               |
| Инкапсулятор ПОЛИКАП       | Понизитель фильтрации     | Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации                 | 2                               |
| Arten-ВЮ марки А           | Бактерицид                | Защита от микробиологической деструкции                          | 0,4-0,5                         |
| Atren - FK                 | Смазывающая добавка       | Снижение коэффициента трения в скважине                          | 10                              |
| Барит                      | Утяжелители               | Регулирование плотности  |                                 |

Интервал 3318-4488м (хвостовик):

Биополимерный безглинистый буровой раствор, который используются для бурения в сложных горно-геологических условиях, в том числе в хемогенных отложениях, а также наклонно-направленных и горизонтальных участков скважин.

Данный тип раствора в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей (в качестве кольматанта используются минералы на основе карбоната кальция) эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %, что позволяет снижать затраты времени и средств на освоение скважины. Введение солевого ингибитора подавляет набухание глинистых минералов при попадании фильтрата в

продуктивный пласт, что также способствует сохранению проницаемости коллектора.

Особенностью данного раствора является высокая вязкость при низкой скорости сдвига, что позволяет обеспечивать эффективную очистку скважины в застойных зонах наклонных и горизонтальных участков ствола.

Примерный компонентный состав биополимерного бурового раствора приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Компонентный состав КСЛ/полимерного (биополимерного) раствора

| Класс                 | Назначение   | Концентрация, кг/м <sup>3</sup> |
|-----------------------|--|---------------------------------|
| Каустическая сода     | Поддержание требуемого рН бурового раствора                      | 0,4-0,5                         |
| Сода кальцинированная | Связывание ионов кальция и магния                                | 0,8-1,2                         |
| Гаммаксан             | Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств | 0,5-5                           |
| Оснопак-НО            | Регулятор фильтрации   | 5                               |
| Аtren PG              | Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород      | 10-60                           |
| Карбонат Кальция(УМС) | Регулирование плотности, кольматация каналов                     | 50-100                          |
| Arten-ВЮ марки А      | Защита от микробиологической деструкции                          | 0,4-0,5                         |

## **2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины**

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин (бурсофтпроект) и представлен в приложении Д.

Результаты расчета потребного количества химических реагентов, а также их сметная стоимость представлены в приложении Е.

## **2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин**

### **2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность**

#### **2.3.1.1 Расчёт наружный избыточных давлений**

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

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.

Эпюры наружных избыточных давлений колонн представлены в приложении Ж.

### 2.3.1.2 Расчёт внутренних избыточных давлений

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

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.

Эпюры внутренних избыточных давлений колонн представлены в приложении И.

### 2.3.1.3 Конструирование обсадных колонн по длине

При конструировании обсадной колонны по длине основными условиями, влияющими на выбор группы прочности, толщины стенки и типа соединения являются: недопущение разрыва колонны внутренним избыточным давлением, недопущение смятия колонны наружным давлением, а также недопущения страгивания в замковом соединении.

Результаты расчетов сведены в таблицу 20.

Таблица 20. Характеристика обсадных колонн

| №                        | Тип резьбового соединения | Группа прочности | Толщина стенки, мм | Длина, м | Вес, кг   |           | Интервал установк и, м |
|--------------------------|---------------------------|------------------|--------------------|----------|-----------|-----------|------------------------|
|                          |                           |                  |                    |          | 1 м трубы | суммарный |                        |
| Направление              |                           |                  |                    |          |           |           |                        |
| 1                        | ОТТМ                      | Д                | 8,5                | 40       | 67,2      | 2688      | 0-40                   |
| Кондуктор                |                           |                  |                    |          |           |           |                        |
| 1                        | ОТТМ                      | Д                | 7,9                | 1489     | 47        | 69742     | 0-1486                 |
| Эксплуатационная колонна |                           |                  |                    |          |           |           |                        |
| 1                        | ОТТГ                      | Л                | 10,4               | 3318     | 43        | 142674    | 0-3318                 |
| Хвостовик                |                           |                  |                    |          |           |           |                        |
| 1                        | ОТТМ                      | Л                | 8,6                | 1245     | 22,2      | 17639     | 3243-4488              |

### 2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Результаты выбора элементов технологической оснастки обсадных колонн представлены в таблице 21.

Таблица 21. Технологическая оснастка обсадных колонн

| Название колонны, Дусл     | Наименование, шифр, типоразмер | Интервал установки, м |                    | Количество элементов на интервале, шт | Суммарное количество, шт |
|----------------------------|--------------------------------|-----------------------|--------------------|---------------------------------------|--------------------------|
|                            |                                | От (верх) по стволу   | До (низ) по стволу |                                       |                          |
| 1                          | 2                              | 3                     | 4                  | 1                                     | 1                        |
| Хвостовик 114 мм           | БКМ-114                        | 4488                  | 4488               | 1                                     | 1                        |
|                            | ЦКОД-114                       | 4478                  | 4478               | 5                                     | 1                        |
|                            | ЦПЦ-114/143                    | 3243                  | 3318               | 12                                    | 53                       |
|                            |                                | 3318                  | 3380               | 22                                    |                          |
|                            |                                | 3380                  | 4000               | 12                                    |                          |
|                            |                                | 4000                  | 4478               | 2                                     |                          |
|                            | ЦТ-114/143                     | 4478                  | 4488               | 24                                    | 53                       |
|                            |                                | 3770                  | 4010               | 9                                     | 33                       |
|                            | ПРП-Ц-В-178                    | 4300                  | 4488               | 1                                     | 33                       |
| 4468                       |                                | 4468                  | 1                  | 1                                     |                          |
| Эксплуатац. колонна 178 мм | БКМ-178                        | 3318                  | 3318               | 1                                     | 1                        |
|                            | ЦКОД-178                       | 3308                  | 3308               | 1                                     | 1                        |
|                            | ЦПЦ-178/220                    | 0                     | 1436               | 40                                    | 108                      |
|                            |                                | 1436                  | 1486               | 5                                     |                          |
|                            |                                | 1486                  | 3308               | 61                                    |                          |
|                            |                                | 3308                  | 3318               | 2                                     |                          |
|                            | ЦТ-178/220                     | 2650                  | 3310               | 33                                    | 33                       |
|                            | ПРП-Ц-Н-178                    | 3308                  | 3308               | 1                                     | 1                        |
| ПРП-Ц-В-178                | 3298                           | 3298                  | 1                  | 1                                     |                          |
| ПХГМЦЗ. 127/178-114        | 3270                           | 3270                  | 1                  | 1                                     |                          |
| Кондуктор 245 мм           | БКМ-245                        | 1436                  | 1436               | 1                                     | 1                        |
|                            | ЦКОД-245                       | 1426                  | 1426               | 1                                     | 1                        |
|                            | ЦПЦ-245/295                    | 0                     | 70                 | 5                                     | 40                       |
|                            |                                | 70                    | 1431               | 34                                    |                          |
|                            |                                | 1431                  | 1436               | 2                                     |                          |
|                            |                                |                       |                    |                                       |                          |
| ПРП-Ц-В-245                | 1426                           | 1426                  | 1                  | 1                                     |                          |
| Направление 234 мм         | БКМ-324                        | 40                    | 40                 | 1                                     | 1                        |
|                            | ЦКОД-245                       | 30                    | 30                 | 1                                     | 1                        |
|                            | ЦПЦ-324/394                    | 0                     | 35                 | 2                                     | 4                        |
|                            |                                | 35                    | 40                 | 2                                     |                          |
|                            | ПРП-Ц-В-324                    | 20                    | 20                 | 1                                     | 1                        |

### 2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Учитывая температуры на интервалах цементирования и используемые значения плотности тампонажного раствора нормальной плотности и облегченного, выбираем для цементирования скважины следующие марки цемента

В таблице 22 представлено количество основных компонентов тампонадой смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Таблица 22 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

| Наименование жидкости                    | Объем жидкости, м3 |     | Плотность жидкости, кг/м3 | Объем воды для приготовления, м3 | Наименование компонента | Масса компонента, кг |
|--|--------------------|-----|---------------------------|----------------------------------|-------------------------|----------------------|
| Буферная жидкость                        | 7,92               | 1,6 | 1100                      | 1,6                              | МБП-СМ                  | 112                  |
|  |                    | 6,4 |                           | 3,2                              | МБП-МВ                  | 96                   |
| Продавочная жидкость                     | 36,65              |     | 1020                      | -                                | Тех.вода                | -                    |
| Облегченный тампонажный раствор          | 36,43              |     | 1450                      | 31,68                            | ПЦТ-III-Об(4-6)-50      | 25072                |
|  |                    |     |                           |                                  | НТФ                     | 14,9                 |
| Нормальной плотности тампонажный раствор | 3,68               |     | 1850                      | 2,46                             | ПЦТ-II-50               | 4737                 |
|  |                    |     |                           |                                  | НТФ                     | 1,5                  |

Схема обвязки цементировочной техники представлена на рисунке 9.

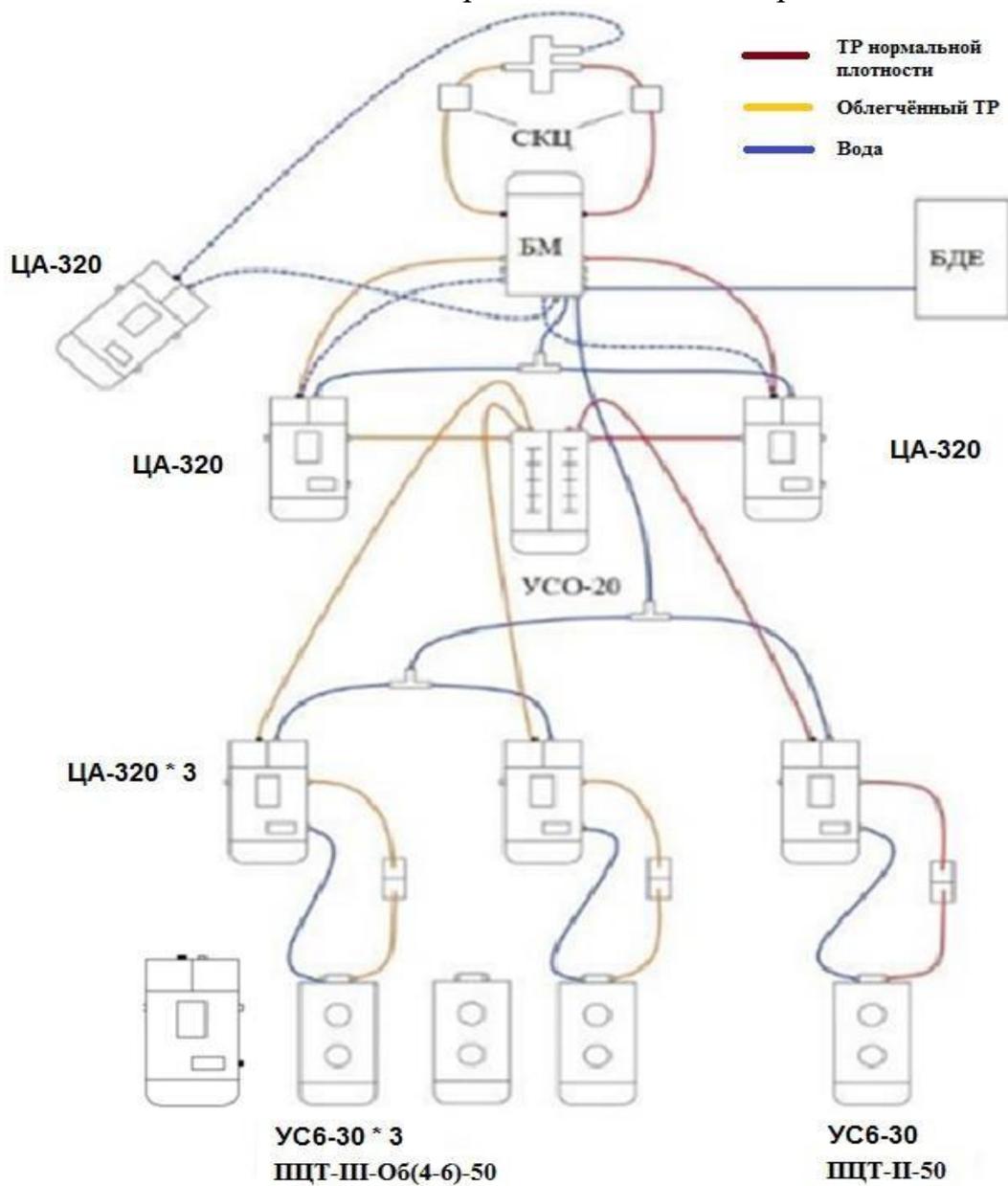


Рисунок 9 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

### **3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «Насосно-циркуляционный комплекс Буровой установки. Блоки хранения и обработки бурового раствора»**

Рост эффективности глубокого бурения нефтяных и газовых скважин сильно зависит от технологии промывки скважин и свойств используемых буровых растворов. Технологические свойства буровых растворов оказывают влияние на различные аспекты бурения, включая буримость горных пород, фильтрацию, очистку ствола и забоя скважины, стабильность стенок ствола при пробировании неустойчивых пород, снижение сопротивлений при контакте с глинистой коркой и стенками скважины, а также разработку нефтегазоносных коллекторов.

Технологические свойства буровых растворов также оказывают важное влияние на работоспособность компонентов буровой системы, включая буровые долота, забойные гидравлические и электрические двигатели, бурильные и обсадные трубы, и другое буровое оборудование.

Для достижения нужных свойств буровых растворов требуется комплексное оборудование, включающее насосно-циркуляционный комплекс и блоки для хранения и обработки буровых растворов.

#### Назначение

Буровые насосы (БН) играют ключевую роль в процессе бурения скважин. Они выполняют промывку скважины, удаление выбуренной породы, охлаждение долота и приведение в действие забойных гидравлических двигателей.

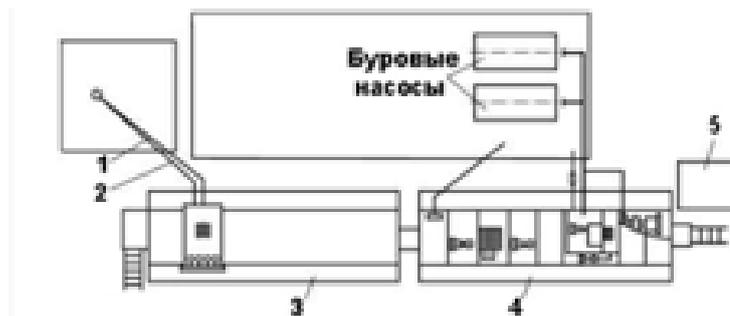
Трехпоршневые насосы одностороннего действия считаются наиболее эффективными. Они обеспечивают равномерное давление и минимальный износ клапанов и штоков поршня. В сравнении с двухпоршневыми насосами двухстороннего действия, трехпоршневые насосы обладают высокой производительностью и долговечностью.

Буровая насосная (БН) состоит из гидравлической и механической частей. Гидравлическая часть включает входные и выходные клапаны,

цилиндро-поршневую группу, блок охлаждения, пневмокомпенсатор и предохранительный клапан.

Пневмокомпенсатор сглаживает пульсацию раствора, а предохранительный клапан срабатывает при превышении предельного давления. Эти компоненты имеют важное значение для эффективности и безопасности работы БН. Для работы буровых насосов (БН) в режиме всасывания требуется достаточный кавитационный запас, разница давлений на впуске и внутри насоса. При его недостатке используют принудительный подпор с помощью центробежного насоса, например, УНБТ-600 и УНБТ-1600, с давлением не менее 0,2 МПа в режиме подпора.

Циркуляционная система играет ключевую роль в буровых установках. Она выполняет несколько функций, таких как приготовление, подача и очистка бурового раствора, а также его химическая обработка. Созданная система обеспечивает непрерывную подачу и хранение раствора, необходимого для работы буровых насосов и доливной емкости. Это решение было исследовано и проанализировано в рамках данного исследования. Такая организованная система гарантирует эффективность и надежность процесса бурения. В её работе используются прямоугольные емкости, соединенные трубопроводами. Регулирование работы циркуляционных систем осуществляется в соответствии со стандартом ГОСТ 16350-80, который устанавливает требования для бурения нефтяных и газовых скважин в умеренном макроклиматическом районе.



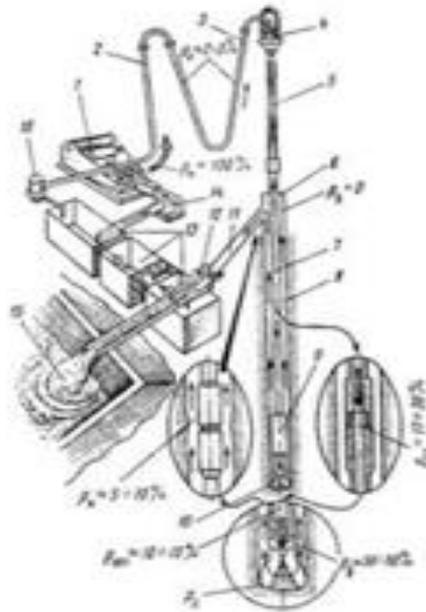
- 1 – трубопровод для долива; 2 – провод для стока раствора  
 3 – блок очистки; 4 – приемный блок циркуляционной системы  
 5 – шкаф управления электрооборудованием

Рисунок 10 – циркуляционная система (ЦС100Э)

Система циркуляции бурового раствора на земле состоит из двух подсистем: подачи и обработки раствора. Подсистема подачи включает буровые и подпорные центробежные насосы, приемную емкость и систему насосных линий. Она обеспечивает непрерывную подачу раствора в скважину. Эффективность процесса бурения зависит от подсистемы обработки раствора. Она отвечает за очистку и подготовку раствора для повторного использования. Этот процесс включает создание основы раствора, утяжеление, регулирование свойств с помощью химических реагентов и удаление примесей из раствора, таких как выбуренные породы и газы. Такие исследования и анализы позволяют достичь оптимального качества и состава раствора, что в свою очередь повышает эффективность процесса бурения.

### Конструкция

В предоставленной схеме циркуляции бурового раствора



- 1 – насос; 2 – стояк; 3 – буровой рукав; 4 – вертлюг  
 5 – труба ведущая; 6 – устье скважины; 7 – трубы бурильные  
 8 – кольцевое провстранство; 9 – УБТ; 10 – долото;  
 11 – растворопровод; 12 – блок очистки; 13 – резервуар;  
 14 – насос подпорный; 15 – амбар; 16 – смеситель

Рисунок 11 – Схема циркуляции бурового раствора

Представленная схема иллюстрирует циркуляционную систему бурового раствора и распределение потерь напора в скважине. Очищенный и подготовленный раствор поступает из резервуаров в подпорные насосы, которые передают его буровым насосам. При высоком давлении насосы перекачивают раствор через нагнетательную линию, стояк, гибкий рукав, вертлюг и ведущую трубу к устью скважины.

В процессе перемещения раствора через наземную систему возникают потери давления из-за сопротивления. Затем раствор проходит через бурильную колонну. Здесь давление снижается в результате гидравлических сопротивлений.

Раствор выходит из насадок долота на забое с высокой скоростью, очищая его от выбуренной породы. Оставшаяся энергия раствора используется для подъема выбуренной породы и преодоления сопротивления в затрубном кольцевом пространстве. Затем отработанный раствор

поднимается к устью скважины по растворопроводу, проходит через блок очистки для породы и возвращается в резервуары, где его восстанавливаются перед повторным использованием в подпорных насосах.

### Блоки хранения и обработки бурового раствора»

#### Обработка и очистка бурового раствора

Приготовление буровых растворов включает использование различного оборудования, такого как механические мешалки и гидравлические смесители. Очистка бурового раствора от выбуренной породы играет важную роль в обеспечении его качества и эффективности работы оборудования. Исследования и анализы показывают, что присутствие шлама негативно влияет на свойства раствора.

Поэтому осуществление этой задачи требует особого внимания и разработки оптимальных методов очистки для обеспечения безупречного функционирования бурового процесса.

Очистка бурового раствора от шлама осуществляется с использованием различных механических устройств, таких как вибрационные сита, гидроциклоны, сепараторы и центрифуги. Применение этих устройств должно соответствовать технологической цепочке очистки, включая блоки грубой и тонкой очистки, регулирование содержания твердой фазы и буровые насосы.

Выбор оборудования и методов очистки бурового раствора зависит от условий бурения. Наличие газа в растворе и использование не утяжелённого раствора могут исключать определенные этапы очистки и требовать специальных устройств.

Система очистки бурового раствора от шлама представляет собой комплексный процесс, который должен быть адаптирован к конкретным условиям бурения.

Очистка неутяжеленного бурового раствора от шлама происходит в два этапа: грубая и тонкая очистка. На первом этапе раствор проходит через вибросито для удаления крупных частиц, после чего собирается в отдельной

емкости. На втором этапе раствор проходит батарею гидроциклонов пескоотделителя, где отделяются мельчайшие песчинки.

После процесса очистки, очищенный раствор переходит в специальную емкость, а песок отделяется. Затем проводится тонкая очистка с использованием гидроциклонов и илоотделителей для удаления иловых частиц. Очищенный раствор направляется в приемную емкость бурового насоса и сбрасывается.

При очистке бурового раствора от шлама применяются различные механизмы, включая вибросита. Вибросита осуществляют механическое отделение частиц с помощью просеивающего устройства.

#### Блоки хранения.

Для поддержания циркуляционной системы буровой установки и обновления бурового раствора используется блок хранения. Он представлен в виде промежуточной или приемной емкости и является важной частью системы, вместе с блоками очистки и приготовления жидкостей. Емкости блока оснащены верхними и боковыми люками, а также лестницами для удобной очистки от шлама. Конкретная комплектация промежуточных и приемных емкостей определяется требованиями Заказчика.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ,  
РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТИ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

|               |                  |
|---------------|------------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>       |
| 2Б93          | Герчет Дмитрий - |

|                            |                                     |                        |   |
|----------------------------|-------------------------------------|------------------------|---|
| <b>Школа</b>               | Инженерная школа природных ресурсов | <b>Отделение (НОЦ)</b> | Отделение нефтегазового дела  |
| <b>Уровень образования</b> | Бакалавриат                         | <b>Направление/ООП</b> | 21.03.01 Нефтегазовое дело / ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и газовых скважин |

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

|   |   |
|---|---|
| 1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i> | <i>Стоимость компонентов бурового раствора</i>                        |
| 2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>   | <i>Установленные нормы расходования компонентов бурового раствора</i> |

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

|  |  |
|--|--|
| 1. <i>Общая характеристика предприятия</i>   | <i>Основные направления деятельности предприятия</i>     |
| 2. <i>Схема о описание организационной структуры управления предприятием</i>                     | <i>Организационная структура управления предприятием</i> |
| 3. <i>Определение стоимости и норм расхода потребного количества реагентов бурового раствора</i> | <i>Расчет сметной стоимости буровых растворов</i>        |

**Перечень графического материала:**

|  |
|--|
| 1. Организационная структура управления предприятием |
|--|

|  |  |
|--|--|
| <b>Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком</b> |  |
|--|--|

**Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

|                  |                          |                               |                |             |
|------------------|--------------------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| <b>Должность</b> | <b>ФИО</b>               | <b>Ученая степень, звание</b> | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
| Доцент ОСГН ШБИП | Креницына Зоя Васильевна | к.т.н.                        |                |             |

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

|               |                |                |             |
|---------------|----------------|----------------|-------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>     | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
| 2Б93          | Герчет Дмитрий |                |             |

**4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия****4.1.1 Основные направления деятельности предприятия**

В 1961 году в Западной Сибири велись планомерные геологоразведочные работы, в результате чего было открыто крупнейшее нефтяное месторождение на данной территории – Усть-Балыкское. В феврале 1966 года здесь было создано одно из самых крупных предприятий региона – нефтепромысловое управление «Юганскнефть», позже преобразованное в нефтегазодобывающее управление «Юганскнефть». В 60 – 70-е годы прошлого века в регионе вводились в эксплуатацию новые крупные месторождения. Объемы бурения и добычи росли, а предприятие уже не отвечало по своей структуре современным требованиям. И в 1977 году министром нефтяной промышленности Мальцевым Николаем Алексеевичем был подписан приказ о создании производственного объединения «Юганскнефтегаз». В его состав вошли 22 предприятия: нефтегазодобывающие управления, управления буровых работ, вышкомонтажное управление, тампонажная контора, управления технологического транспорта, базы производственно-технического обслуживания, строительный трест, жилищно-коммунальные конторы.

Сегодня компания является ведущим добывающим предприятием НК

«Роснефти» и одним из самых крупных нефтедобывающих предприятий России. Предприятие ведет геологоразведку и разработку месторождений на 38 лицензионных участках, общей площадью свыше 21 тысячи квадратных километров. Численность персонала составляет 16,6 тысяч человек. В 2019 году предприятием добыто более 69,5 млн тонн нефти. Действующий фонд составляет порядка 20 тыс. скважин, из них свыше 13 тыс. - добывающие. Организационная структура предприятия

В ООО «РН-Бурение» осуществляется иерархическая организационная структура управления. Тип – линейно-функциональный. Схема организационной структуры приведена в приложении К. В подчинении у директора находится пять заместителей, из них три функциональных руководителя:

– Заместитель директора по обеспечению производства (руководит отделом материально-технического обеспечения, административно- хозяйственным отделом, службой производственного обеспечения, центральной производственно-диспетчерской службой, сектором транспортного обеспечения);

– Заместитель директора по экономике и финансам (руководит финансово-бюджетным отделом);

– Заместитель директора по безопасности. Через технического директора (линейный директор I уровня) директору ООО «РН-Бурение» подчинены пять линейных директоров II уровня (главный геолог, главный технолог, главный энергетик, главный механик), а также производственно-технический отдел и отдел промышленной безопасности, охраны труда и производственного контроля. Также через заместителя директора по производству (линейный директор I уровня) директору ООО «РН-Бурение» подчинены служба подготовительных работ и комплексного природопользования и цех вышкомонтажных работ.

Рассматриваемая организационная структура управления является выстроенной с учётом наработанного данной компанией опытом и наиболее эффективно отвечает предъявляемым отраслью требованиям.

#### **4.2 Расчёт сметной стоимости буровых растворов**

В процессе бурения необходимо выполнения условия, чтобы запас бурового раствора на поверхности был не менее двух объёмов скважины. При этом допускается один из объёмов иметь в виде химических реагентов, готовых для оперативного приготовления раствора заданных свойств, а

второй в виде готового раствора в емкостях.

На основании исходных геологических данных, в пункте 0. были рассчитаны необходимые свойства и компонентный состав буровых растворов, для каждого интервала.

Расчет потребного количества каждого реагента, входящего в состав бурового раствора производится по формуле:

$$M_p = C \cdot V_{\text{потр}}, \quad (4)$$

где  $C$  – расход реагента,  
кг/м<sup>3</sup>;  $M_p$  – масса реагента,  
кг.

Количество целых упаковок, необходимых для полного обеспечения материалами и химическими реагентами, определяется по формуле:

$$N_{\text{уп}} = \frac{M_p}{V_{\text{уп}}}, \quad (5)$$

где  $V_{\text{уп}}$  – объем упаковки для отдельно взятого реагента: для сыпучих реагентов – мешки (25 и 1000 кг) для реагентов в жидкой форме – бочки (объем 200 л  $\approx$  0,2  $\rho_{\text{ж}}$  кг).

Результаты расчета представлены в виде сводной таблицы по всем проектируемым интервалам в приложении Е.

Таким образом, общая стоимость потребного количества реагентов составила 4985562 руб.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Обучающемуся:

|               |                 |
|---------------|-----------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>      |
| 2Б93          | Герчет Дмитрий- |

|                            |  |                             |   |
|----------------------------|--|-----------------------------|---|
| <b>Школа</b>               | <b>Инженерная школа природных ресурсов</b> | <b>Отделение (НОЦ)</b>      | <b>Отделение нефтегазового дела</b>                           |
| <b>Уровень образования</b> | Бакалавриат                                | <b>Направление/ООП/ОПОП</b> | 21.03.01 Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин |

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

Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.

*Объект исследования:* технологические решения для строительства эксплуатационной 2х ярусной многозабойной скважины на Юряхскую свиту нефтегазоконденсатного месторождения  
*Область применения:* зона проведения буровых работ  
*Рабочая зона:* полевые условия  
*Количество и наименование оборудования рабочей зоны:* лебедка, буровые насосы, буровой инструмент, система трубопроводов, вибростата, гидроциклоны  
*Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:* бурение, проведение спуско-подъемных операций, работа на высоте, работа с химическими реагентами

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

**1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:**

- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

1. ТК РФ Статья 297. Общие положения о работе вахтовым методом;
2. ТК РФ Статья 298. Ограничения на работы вахтовым методом;
3. ТК РФ Статья 299. Продолжительность вахты;
4. ТК РФ Статья 300. Учёт рабочего времени при работе вахтовым методом;
5. ТК РФ Статья 301. Режимы труда и отдыха при работе вахтовым методом;
6. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя».

**2. Производственная безопасность:**

- 2.1. Анализ потенциально вредных и опасных производственных факторов
- 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов

- Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды;
- Повышенные уровни шума и вибрации;
- Повышенная запыленность и загазованность;
- Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;
- Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты.
- Производственные факторы, связанные с

|  |  |
|--|--|
|  | <p>электрическим током;</p> <p>– Пожаровзрывоопасность.</p> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты:</p> <p>– виброизоляционные элементы одежды;</p> <p>– наушники, вкладыши;</p> <p>– вентиляция;</p> <p>– респираторы и противопыльные тканевые маски; – защитная каска, защитные очки, защитные сапоги.</p>  |
| <b>3. Экологическая безопасность:</b>            | <p>Воздействие на атмосферу:</p> <p>– Выбросы за счет работы дизельных приводов и двигателей спецтехники, факельных установок;</p> <p>– Выбросы при ГНВП.</p> <p>Воздействие на гидросферу:</p> <p>– Загрязнение поверхностных и пластовых вод буровым раствором и пластовым флюидом.</p> <p>Воздействие на литосферу:</p> <p>– Вырубка деревьев;</p> <p>– Повреждение или уничтожение почвенного слоя;</p> <p>– Засорение почвы производственным мусором и отходами, буровым раствором, углеводородами и различными химическими реагентами.</p> |
| <b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b> | <p>Возможные ЧС:</p> <p>– Природного характера (лесные пожары);</p> <p>– Техногенного характера (газонефтеводопроявления, взрывы ГСМ, разрушение буровой установки и т.д.).</p> <p>Наиболее типичная ЧС:</p> <p>– Газонефтеводопроявление (ГНВП).</p>  |

|   |  |
|---|--|
| Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком |  |
|---|--|

**Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»:**

| Должность                         | ФИО                          | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------------------|------------------------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель<br>ООД ШБИП | Гуляев Милий<br>Всеволодович |                        |         |      |

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

| Группа | ФИО             | Подпись | Дата |
|--------|-----------------|---------|------|
| 2Б93   | Герчет Дмитрий- |         |      |

## 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Цель данной выпускной квалификационной работы заключается в разработке проекта строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком на нефтегазоконденсатном месторождении. Основной задачей проектирования является определение всех необходимых технологических параметров, которые обеспечат безопасное и эффективное сооружение скважины.

В данном разделе работы будет уделено внимание вопросам, связанным с соблюдением прав работников на рабочем месте, выполнением требований по безопасности и гигиене труда, обеспечением промышленной безопасности, охраной окружающей среды и ресурсосбережением. Важным аспектом будет также представление проектных решений, направленных на предотвращение возникновения несчастных случаев в процессе производства и снижение негативного воздействия на окружающую среду.

В рамках данного раздела работы будут рассмотрены конкретные меры и предложения, которые помогут обеспечить безопасность персонала, соблюдение нормативов и стандартов, а также улучшение экологической устойчивости проекта. Основная цель заключается в том, чтобы проектирование скважины учитывало все необходимые аспекты, чтобы минимизировать риски и обеспечить устойчивое и эффективное функционирование объекта.

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

Работа на буровой производится вахтовым методом, так-как зачастую месторождения располагаются в труднодоступных и удаленных от населенной

местности местах. Режим работы вахтовым методом регламентируется согласно ТК РФ гл. 47 ст. 297-301.

Согласно ТК РФ гл. 47 ст. 297 [4], работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха, либо в приспособленных для этих целей и оплачиваемых за счет работодателя общежитиях, иных жилых помещениях.

Согласно ТК РФ гл. 47 ст. 298 [5], 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.

В соответствии с ТК РФ гл. 47 ст. 299 [6], продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В исключительных случаях на отдельных объектах продолжительность вахты может быть увеличена работодателем до трех месяцев с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 настоящего Кодекса для принятия локальных нормативных актов.

Согласно ТК РФ гл. 47 ст. 300 [7]:

1. При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год;

2. Учетный период охватывает все рабочее время, время в пути от местонахождения работодателя или от пункта сбора до места выполнения работы и обратно, а также время отдыха, приходящееся на данный календарный отрезок времени;

3. Работодатель обязан вести учет рабочего времени и времени отдыха каждого работника, работающего вахтовым методом, по месяцам и за весь учетный период.

Согласно ТК РФ гл. 47 ст. 301 [8]:

1. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной 115 организации в порядке, установленном статьей 372 настоящего кодекса для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие;

2. В указанном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни нахождения в пути к месту работы и обратно в рабочее время не включаются и могут приходиться на дни междувахтового отдыха;

3. Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте (день междувахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором;

4. Часы переработки рабочего времени в пределах графика работы на вахте, не кратные целому рабочему дню, могут накапливаться в течение

календарного года и суммироваться до целых рабочих дней с последующим предоставлением дополнительных дней междувахтового отдыха.

## 5.2 Производственная безопасность

Потенциально опасные и вредные факторы, характерные при строительстве скважины, представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Потенциально опасные и вредные факторы

| Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)  | Нормативные документы  |
|---|--|
| Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды | СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».  |
| Повышенный уровень шума и вибрации  | ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность»;<br>ГОСТ Р ИСО 9612-2013 «Измерения шума для оценки его воздействия на человека».                             |
| Повышенная запыленность и загазованность  | ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;<br>СП 60.13330.2020 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха». |
| Отсутствие или недостаток искусственного освещения  | РД 08-200-98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»  |
| Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты.        |  |
| Производственные факторы, связанные с электрическим током   | ГОСТ 12.1.019-2017 «Электробезопасность».  |
| Пожаровзрывоопасность   | ГОСТ 12.1.044-84 «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов».   |

### 5.2.1 Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды

Буровые работы ведутся в круглогодичном режиме, в зимний период температура воздуха может опускаться до минус 65 °С, с высоким уровнем осадков в виде снега, в летнее время подниматься до плюс 32 °С, осадки в виде дождя. Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего, а в зависимости от времени года, например, к обморожению или получению теплового удара. При несоответствии показателей микроклимата необходимо руководствоваться методическими рекомендациями 70 МР от 28.12.2010 № 2.2.8.0017-10 [9].

В этом документе при выполнении работ категории III не допускается находиться на рабочем месте при температуре воздуха более 31 °С. В летний период необходимо принимать следующие меры: проветривание и кондиционирование помещений (зон отдыха), обеспечение работников чистой питьевой водой, оборудованные места отдыха с нормализованной температурой, защитные конструкции от осадков. В качестве защиты от неблагоприятных

климатических условий в зимний период, необходимо применять коллективные средства защиты: система отопления рабочих помещений, оборудованные места для отдыха и обогрева, защитные конструкции от ветра, осадков, осуществлять чередование труда и отдыха (обогрева), приостанавливать работу при неблагоприятных условиях работы. В качестве индивидуальной защиты используется зимняя спецодежда. При температуре ниже -40 °С продолжительность непрерывного пребывания на открытом воздухе должна составлять не более 1,4 ч.

### **5.2.2 Повышенный уровень шума и вибрации**

Источниками повышенного шума на буровой, являются электродвигатели, буровая лебедка, буровые насосы, ротор. Шумы высокой интенсивности могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (например, разрыв барабанной перепонки с кровотечением). В соответствии с требованиями «Санитарных норм и правил по ограничению шума на территориях и в помещениях производственных предприятий N 785- 69 от 30 апреля 1969 г.» [10], допустимый уровень звука не должен превышать

85 дБА для данного вида работ. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши) и коллективных средств защиты согласно ГОСТ 12.1.029-80 [11]: звукоизолирующие ограждения зданий и помещений; звукоизолирующие кожухи; звукоизолирующие кабины; акустические экраны, выгородки.

Источники вибрации – это электродвигатели, буровые насосы, ротор, вибросито и дегазатор. Вибрации вызывают поражение нервной и сердечнососудистой систем, утомление, головные боли, тошноту, появление 71 внутренних болей, ощущение тряски внутренних органов, расстройство аппетита, нарушение сна, а также спазмы сосудов. Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют 0,1 м/с<sup>2</sup> и 2,0 мм/с в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 [12]. Мероприятия по устранению

вредного воздействия включают в себя использование амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания и СИЗ.

### **5.2.3 Повышенная запыленность и загазованность**

Загрязнение рабочей среды может возникать в результате поступления из скважины пластовых газов или при использовании растворов на углеводородной основе. Загазованность может вызвать развитие различных заболеваний, раздражение, заболевание дыхательных путей. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать ПДК. Наиболее распространенные газы, с которыми сталкиваются рабочие при строительстве скважин, и их ПДК согласно ГОСТ 12.1005-88 [13] следующие: метан СН<sub>4</sub> (содержится в попутном газе) – 300 мг/м<sup>3</sup>; нефть – 10 мг/м<sup>3</sup>; сероводород Н<sub>2</sub>S в присутствии углеводородов (С<sub>1</sub>-С<sub>5</sub>) – 3 мг/м<sup>3</sup>; сернистый газ (SO<sub>2</sub>) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м<sup>3</sup>; оксид углерода (СО) (4 класс опасности) – 20 мг/м<sup>3</sup>. Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: СИЗ и коллективные средства защиты. Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СП 60.13330.2020 [14].

### **5.2.4 Отсутствие или недостаток искусственного освещения**

Работа на буровой протекает в две смены. В ночную смену возникает проблема недостаточной освещенности рабочей зоны. Воздействие

недостаточного освещения может проявляться в ухудшении зрительного функционирования, воздействии на психику и эмоциональное состояние человека. Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»(ПБНГП) [15] и приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Требования к освещению производственного объекта

| Пространство                 | Освещенность, лк | Пространство                              | Освещенность, лк |
|------------------------------|------------------|---|------------------|
| Роторный стол                | 100              | Лестницы, марши, сходы, приемный мост     | 10               |
| Превенторная установка       | 75               | Аварийное освещение для продолжения работ | 2                |
| Путь движения талевого блока | 30               | Аварийное освещение для эвакуации людей   | 0,5              |

### **5.2.5 Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты**

Опасный фактор, связанный с падением с высоты, возможен при проведении спуско-подъемных операций, во время которых помощник бурильщика находится на площадке верхового на высоте 15-20 м от уровня роторной площадки. В приказе Министерства труда и социальной защиты РФ от 16 ноября 2020 г. № 782н «Об утверждении Правил по охране труда при работе на высоте» [16] установлено, что к работам на высоте относятся работы, при выполнении которых существует вероятность падения с высоты более 1,8 м. При воздействии этого фактора возможно падение верхового рабочего и получение им различных травм, таких как переломы и ушибы. Мероприятия по предупреждению падений рабочих с высоты проводятся согласно ПБНГП и включают в себя:

- использование верховым рабочим страховочного троса;
- оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м;

– установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов и шириной не менее 0,65 м.

### **5.2.6 Производственные факторы, связанные с электрическим током**

Производственные факторы, связанные с электрическим током. Предотвращение опасности поражения электрическим током при проведении полевых работ, сводится, в основном, к мерам электробезопасности. А также должны выполняться требования к устройству электрической части зданий, помещений и сооружений различного назначения согласно ПУЭ-7 [17].

Должна быть предусмотрена защита от грозových перенапряжений, в соответствии с ПУЭ-7 п.4.2.133-4.2.142.

Причинами поражения электрическим током могут быть: отсутствие заземления и повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением). Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности. Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой. Во избежание электротравм следует проводить следующие мероприятия:

– ежедневно перед началом работы проверять наличие, исправность и комплектность диэлектрических защитных средств и контура заземления;

– все технологические операции, выполняемые на приёмных и питающих линиях, должны проводиться по заранее установленной и утвержденной системе команд;

– с целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности.

В соответствии Правилами безопасности в нефтяной и газовой

промышленности [15], пункта 1.6 Требования к электрооборудованию буровых установок и нефтегазопромысловых объектов, подпункта 1.6.1. Организационно-технические требования:

Для непосредственного выполнения функций по организации эксплуатации электроустановок руководитель организации должен назначить своим приказом (распоряжением) ответственного за безопасную эксплуатацию электрохозяйства, а также лицо, его замещающее. В организации должны быть определены и оформлены распоряжением руководителя границы обслуживания электрохозяйства электротехническим персоналом.

Персонал, допускаемый к работе с электротехническими установками, электрифицированным инструментом или соприкасающийся по характеру работы с машинами и механизмами с электроприводом, должен иметь квалификационную группу по электробезопасности, соответствующую требованиям действующих нормативных документов в области электробезопасности.

Прокладка контрольных, осветительных и силовых кабелей напряжением до 1,0 кВ с сечением жил до 70 мм<sup>2</sup> включительно на буровых установках (внутри помещений и снаружи) должна быть выполнена согласно требованиям главы 2.1 Правил устройства электроустановок.

Обслуживание электроприводов буровых установок под напряжением выше 1000 В должно осуществляться электротехническим персоналом, имеющим группу по электробезопасности не ниже IV.

Оформление наряда-допуска для организации работ на электроустановках должно соответствовать требованиям, предъявляемым Приказом Минтруда России от 15.12.2020 N 903н (ред. от 29.04.2022) "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" [18], пункта VI. Организация работ в электроустановках с оформлением

наряда-допуска.

При соблюдении указанных организационных и технических мероприятий, риск поражения электрическим током сводится к минимуму. Условия труда соответствуют допустимым.

### **5.2.7 Пожаровзрывоопасность**

Пожары возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, разлитыми легковоспламеняющимися жидкостями, в результате ГНВП или замазучивания территории. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный и другие токсичные соединения.

Основными источниками возгорания являются:

- искры, короткое замыкание, разряды молнии;
- разряды статического электричества.

В целях предотвращения пожара на буровой установке, которые чаще всего возникают вследствие ГНВП, проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- оборудование буровой пожарными щитами, огнетушителями ОП- 5, ящиками с песком согласно ФЗ-123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.03.2008 [19] и т.д.

Согласно ФЗ-123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.03.2008 (ред. От 14.07.2022), по классификации пожароопасных зон площадка изысканий относится к категории II-III (расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°С или твердые горючие вещества).

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, должны проходить первичный и вторичный

противопожарный инструктаж. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков. Результаты проверки оформляются записью в «Журнал регистрации обучения видов инструктажа по технике безопасности» согласно ГОСТ 12.1.004- 91 [20].

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории базы располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004-91:

- огнетушитель марки ОВП-10 и ОП-10 (з) – 2 шт.;
- ведро пожарное – 2 шт.;
- багры – 3 шт.;
- топоры – 3 шт.;
- ломы – 3 шт.;
- ящик с песком, 0,2 м<sup>3</sup> – 2 шт.

При подготовке и проведении огневых работ, необходимо соблюдать требования, изложенных в Правилах пожарной безопасности в нефтяной

промышленности ППБО-116-85, пунктах 3,4 «Подготовительные работы»,

«Проведение огневых работ».

Данный документ также регламентирует перечень основных производственных операций, при которых допускается проведение огневых работ на бурящихся и добывающих скважинах.

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- установка на объекте системы оповещения (звуковой сигнализации) всего персонала, занятого на буровой;
- исключение наличия источников возгорания;
- испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП);

– установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек.

При соблюдении указанных организационных и технических мероприятий, риск возникновения пожаров и взрывов сводится к минимуму. Условия труда соответствуют допустимым.

### **5.3 Экологическая безопасность**

При строительстве скважин загрязнение атмосферы происходит в результате использования дизельных приводов и установок, за счет работы дизельных двигателей различных агрегатов, которые построены на базе грузовых автомобилей, а также источником загрязнений могут быть выбросы при ГНВП. Предельно допустимые выбросы вредных веществ устанавливаются и контролируются согласно ГОСТ 17.2.3.02-78 [21].

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.

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.

Для предотвращения загрязнения необходимо проектировать электрические приводы оборудования, в процессе бурения проводить необходимые мероприятия для предупреждения ГНВП, а в случае их появления оперативно ликвидировать, применять катализаторы выхлопных газов.

В процессе бурения загрязнение гидросферы происходит на всех этапах строительства скважины. При бурении амбарным методом буровой раствор может загрязнять поверхностные воды. Во время бурения буровой раствор проникает в пласт и контактирует с водонапорными горизонтами, загрязняя их химическими реагентами. Если после цементирования и крепления обсадных труб получился некачественный цементный камень, то возникает вероятность заколонного перетока пластового флюида, который также может контактировать и загрязнять водяные горизонты.

Согласно ГОСТ 17.1.3.12-86 [22] рекомендуется предпринимать следующие меры:

- места размещения емкостей для хранения горючесмазочных материалов, бурового раствора, сбора производственных и бытовых отходов, сточных вод и шлама должны быть обвалованы и гидроизолированы до начала буровых работ, при этом отметки платформ и площадок должны быть выше максимального уровня подъема паводковых вод для данной местности; буровой раствор хранить в емкостях, исключая его утечку;

- Контроль качества вод в пунктах контроля, входящих в Общегосударственную службу наблюдений и контроля за загрязненностью

объектов природной среды (ОГСНК), осуществляют по ГОСТ 17.1.3.07-82 [23], в пунктах контроля, не входящих в ОГСНК – по программам, согласованным с соответствующими органами государственного контроля за состоянием и качеством вод.

При подготовке площадки для строительства скважин происходит вырубка деревьев, повреждение почвенного слоя, создание искусственных неровностей, засорение почвы производственным мусором и отходами. Во время бурения возможно загрязнение почвы химическими реагентами бурового раствора и углеводородами при их поступлении из скважины.

Согласно ГОСТ 17.4.3.04-85 [24] большинство отходов бурения

должны утилизироваться, а некоторые подвергаться переработке. Технология захоронения отходов бурения в шламовом амбаре регламентируется инструкцией по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 39-133-94 [25]. Буровой шлам можно использовать в качестве наполнителя бетона и строительных материалов. По окончании бурения жидкие отходы должны утилизироваться путем их закачки в нефтесборный коллектор.

#### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин: лесные пожары; газонефтеводопроявления; взрывы ГСМ; разрушение буровой установки. Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин является газонефтеводопроявление (ГНВП). В результате всех вышеперечисленных причин возможно возникновение флюидопроявления, которое постепенно переходит в открытый неуправляемый фонтан нефти, газа и их смеси. Последствия фонтанирования глобальны, вплоть до полного уничтожения кустового оборудования, плодородного слоя земли, продуктивного горизонта и человеческих жертв.

Согласно ГОСТ 13862-90 [26] «Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции», основное устьевое оборудование для ликвидации ГНВП – превенторная установка, которая может включать от одного до четырех превенторов в зависимости от горно-геологических условий и проводимых работ на скважине. При вскрытии и прохождении интервалов возможных ГНВП и дальнейшем бурении до их перекрытия очередной колонной 1 раз в сутки производится проверка исправности противовыбросового оборудования с регистрацией. В случае устранения неисправностей, включающих замены деталей или смену плашек на устье, превенторы должны подвергаться опрессовке. Ликвидация ГНВП проходит в два

этапа: вымыв флюида и глушение скважины. В случае, если предотвратить ГНВП невозможно и оно переходит в открытое фонтанирование, работы по ликвидации открытых фонтанов осуществляются противofонтанной службой.

На основании Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [27], можно выделить следующие классы возможных пожаров при ГНВП: пожары горючих жидкостей (В) и пожары газов (С). В качестве первичных средств пожаротушения на территории буровых площадок размещаются пожарные щиты типа ЩП-В.

### **5.5 Выводы для раздела «социальная ответственность»**

В ходе выполнения задания по разделу рассмотрены потенциально опасные и вредные производственные факторы, оказывающие воздействие на здоровье работников, осуществляющих процесс строительства скважины, рассмотрены меры по устранению и снижению степени их негативного воздействия.

Контроль за обеспечением здоровья работников и безопасности окружающей среды является важной составляющей производственного процесса, которые совместно с соблюдением требований по охране труда и правил техники безопасности позволит предотвратить возникновение чрезвычайных ситуаций и улучшить условия труда.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В моей выпускной квалификационной работе представлены технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Чокрайском Ярусе нефтяного месторождения глубиной 4488 м. Расчеты выполнены согласно типовым схемам и правилам нефтяной и газовой промышленности.

Проектирование скважины включало пять интервалов, с горизонтальным участком 700 м и отклонением 1450 м. Для обеспечения успешного бурения выбран роторный способ под направление и совмещенный способ (ротор+ВЗД) для кондуктора, эксплуатационной колонны и хвостовика.

Для каждого интервала использовались соответствующие забойные двигатели, например, ВЗД Д-240РС, ДРУ2-178РС и Д-127.33 IDT. Эти двигатели обладают необходимым моментом силы на долоте для эффективного разрушения породы и отвечают всем требуемым техническим характеристикам.

Моя работа фокусируется на исследовании технологических решений для строительства скважин, особенно интервалов бурения под направление. Вертикальные интервалы требуют трехшарошечных долот для обеспечения вертикальности ствола и стабильности инструмента на забое. Гидравлическая программа промывки скважины включает несколько этапов, включая выбор оптимального количества и типа буровых насосов, а также определение режимов их работы. Для бурения интервалов под кондуктором и эксплуатационную колонну (ЭК) используются полимер-глинистые буровые растворы. Это позволяет предотвратить набухание глин и обеспечить эффективное продвижение скважины. Для интервала под хвостовик используется биополимерный раствор с ингибитором KCL, который поддерживает коллекторские свойства пласта.

Интенсификация притока достигается с помощью многостадийного гидроразрыва пласта (ГРП), увеличивающего площадь дренирования и дебит

продуктивного пласта.

Раздел финансового менеджмента и ресурсоэффективности включает описание структуры предприятия, занимающегося сервисными работами, и анализ сметной стоимости строительства газовых скважин. В разделе социальной ответственности проводится анализ безопасности на буровых установках, охраны окружающей среды и правил безопасности в чрезвычайных случаях

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. А.В. Епихен, А.В. Коволев, А.Ю. Тиханов, И.А. Башкиров. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов нефтяных и газовых скважин.
2. Правила в нефтяной и газовой промышленности (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности). – Новосибирск: Норматика, 2019. – 164с. – (Кодексы. Законы. Нормы
3. Курбонов, Ф.А. Повышение помехоустойчивости телеметрической информации / Ш.А. Хайдаров, Ю.В. Мамедов, А.А. Оганесян // Наука и образование сегодня.– 2017. –№7 (18)..12.202
4. Российская Федерация. Законы. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 297. Общие положения о работе вахтовым методом : Федеральный закон № 197-ФЗ : [принят Государственной Думой 21 декабря 2001 года]. – Москва , 2022.
5. Российская Федерация. Законы. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 298. Ограничения на работы вахтовым методом : Федеральный закон № 197-ФЗ : [принят Государственной Думой 21 декабря 2001 года]. – Москва , 2022.
6. Российская Федерация. Законы. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 299. Продолжительность вахты : Федеральный закон № 197-ФЗ : [принят Государственной Думой 21 декабря 2001 года]. – Москва , 2022.
7. Российская Федерация. Законы. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 300. Учет рабочего времени при работе вахтовым методом : Федеральный закон № 197-ФЗ : [принят Государственной Думой 21 декабря 2001 года]. – Москва , 2022.
8. Российская Федерация. Законы. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 301. Режимы труда и отдыха при работе вахтовым

методом

: Федеральный закон № 197-ФЗ : [принят Государственной Думой 21 декабря 2001 года]. – Москва , 2022.

9. МР 2.2.8.0017-10. Методические рекомендации. Гигиена труда. Средства коллективной и индивидуальной защиты: дата введения 2011-01-28.

– URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200085861> (дата обращения: 12.04.2023).

– Текст : электронный.

10. Санитарные нормы и правила по ограничению шума на территориях и в помещениях производственных предприятий N 785-69: дата введения 1969-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200076312> (дата обращения: 12.04.2023). – Текст : электронный.

11. ГОСТ 12.1.029-80. Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация: дата введения 1981-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200292> (дата обращения: 12.04.2023). – Текст : электронный.

12. ГОСТ 12.1.012-2004. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования: дата введения 2008-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200059881> (дата обращения: 12.04.2023). – Текст : электронный.

13. ГОСТ 12.1005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны: дата введения 1989-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003608> (дата обращения: 12.04.2023). – Текст : электронный.

14. СП 60.13330.2020. Свод правил. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха: дата введения 2021-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573697256> (дата обращения: 12.04.2023). – Текст : электронный.

15. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой

промышленности: дата введения 2003-06-30. – URL: <https://files.stroyinf.ru/Data1/40/40016/index.htm> (дата обращения: 12.04.2023).

– Текст : электронный.

16. Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 16 ноября 2020 г. № 782н «Об утверждении Правил по охране труда при работе на высоте».

17. Правила устройства электроустановок. Издание 7 : официальное издание : утверждены Министерством энергетики Российской Федерации от 8.06.2002 : введены в действие 01.01.2003. – Москва : ОАО «ВНИИЭ», 2003. –462 с.

18. Приказ министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 15 декабря 2020 г. N 903н. Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок.

19. Российская Федерация. Законы. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности: Федеральный закон № 197-ФЗ : [принят Государственной Думой 22 марта 2008 года]. – URL: <https://mchs.gov.ru/uploads/document/2022-04-08/c907f456516c1f21009131cfdb944deb.pdf> (дата обращения: 12.04.2023). – Текст : электронный.

20. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования: дата введения 1992-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/9051953> (дата обращения: 12.04.2023). – Текст : электронный.

21. ГОСТ 17.2.3.02-78. Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями: дата введения 1980-01-01. –

URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200001355> (дата обращения: 12.04.2023). – Текст : электронный.

22. ГОСТ 17.1.3.12-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше: дата введения 1987-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004385> (дата обращения: 12.04.2023). – Текст : электронный.

23. ГОСТ 17.1.3.07-82. Охрана природы. Гидросфера. Правила контроля качества воды водоёмов и водостоков: дата введения 1983-01-01. –

URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200012472> (дата обращения: 12.04.2023). – Текст : электронный.

24. ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения: дата введения 1986-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200020658> (дата обращения: 12.04.2023). – Текст : электронный.

25. РД 39-133-94. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше: дата введения 1994-07-01. – URL: <https://files.stroyinf.ru/Data1/54/54873/> (дата обращения: 12.04.2023). – Текст : электронный.

26. ГОСТ 13862-90. Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции: дата введения 1992-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200021294> (дата обращения: 12.04.2023). – Текст : электронный.

**Приложение  
А**

(обязательное)

**Результаты проектирования компоновок буровой колонны**

Таблица А.1 – КНБК для бурения секции под направление (0–40 м)

| №                                | Типоразмер,<br>шифр              | Длина, м | Наруж.<br>диаметр,<br>мм | Внутр.<br>диаметр,<br>мм | Резьба<br>(низ)  | Тип<br>соединения<br>(низ)  | Сум.<br>вес, т |
|----------------------------------|----------------------------------|----------|--------------------------|--------------------------|------------------|-----------------------------|----------------|
|                                  |                                  |          |                          |                          | Резьба<br>(верх) | Тип<br>соединения<br>(верх) |                |
| Бурение под направление (0–40 м) |                                  |          |                          |                          |                  |                             |                |
| 1                                | 397.3<br>Глубур                  | 0,4      | 398,7                    | -                        | 3-177            | Ниппель                     | 0,152          |
| 2                                | Переводник П<br>177/171          | 0,529    | 225                      | 100                      | 3-177            | Муфта                       | 0,096          |
|                                  |                                  |          |                          |                          | 3-171            | Муфта                       |                |
| 3                                | КЛС 390 М                        | 0,825    | 390                      | 80                       | 3-171            | Ниппель                     | 0,261          |
|                                  |                                  |          |                          |                          | 3-171            | Муфта                       |                |
| 4                                | Переводник<br>М-171/161          | 0,538    | 225                      | 73                       | 3-171            | Ниппель                     | 0,061          |
|                                  |                                  |          |                          |                          | 3-161            | Муфта                       |                |
| 5                                | УБТС2-203                        | 24       | 203                      | 100                      | 3-161            | Ниппель                     | 5,136          |
|                                  |                                  |          |                          |                          | 3-161            | Муфта                       |                |
| 6                                | Переводник П<br>161/163          | 0,53     | 225                      | 76                       | 3-161            | Ниппель                     | 0,09           |
|                                  |                                  |          |                          |                          | 3-161            | Муфта                       |                |
| 7                                | Обратный<br>клапан КОБ-<br>240РС | 0,375    | 240                      | 80                       | 3-163            | Ниппель                     | 0,043          |
|                                  |                                  |          |                          |                          | 3-163            | Муфта                       |                |
| 8                                | Переводник П<br>163 /162         | 0,521    | 225                      | 76                       | 3-163            | Ниппель                     | 0,087          |
|                                  |                                  |          |                          |                          | 3-162            | Муфта                       |                |
| 9                                | СБТ ТБ ПК-<br>127х9,19 Е         | 12       | 127                      | 109                      | 3-162            | Ниппель                     | 0,372          |
|                                  |                                  |          |                          |                          | 3-162            | Муфта                       |                |

Таблица А.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (40–1486м.)

| №                                 | Типоразмер, шифр            | Длина, м | Наруж.<br>диаметр, мм | Внут.<br>диаметр, мм | Резьба<br>(низ)  | Тип соединения<br>(низ)  | Сум. вес, т |
|-----------------------------------|-----------------------------|----------|-----------------------|----------------------|------------------|--------------------------|-------------|
|                                   |                             |          |                       |                      | Резьба<br>(верх) | Тип соединения<br>(верх) |             |
| Бурение под кондуктор (40-1486 м) |                             |          |                       |                      |                  |                          |             |
| 1                                 | БИТ 295,3 ВТ 419 СР         | 0,39     | 295,<br>3             | -                    | 3-151            | Ниппель                  | 0,035       |
| 2                                 | Переводник П -152/171       | 0,517    | 240                   | -                    | 3-152            | Муфта                    | 0,093       |
|                                   |                             |          |                       |                      | 3-171            | Муфта                    |             |
| 3                                 | КЛС 295 М                   | 0,67     | 295                   | 80                   | 3-171            | Ниппель                  | 0,138       |
|                                   |                             |          |                       |                      | 3-171            | Муфта                    |             |
| 4                                 | Д-240РС                     | 10,1     | 240                   | -                    | 3-171            | Ниппель                  | 2,547       |
|                                   |                             |          |                       |                      | 3-163            | Муфта                    |             |
| 5                                 | Переливной клапан ПК- 240РС | 0,48     | 240                   | 55                   | 3-163            | Ниппель                  | 0,105       |
|                                   |                             |          |                       |                      | 3-163            | Муфта                    |             |
| 6                                 | Обратный клапан КОБ-240РС   | 0,375    | 240                   | 55                   | 3-163            | Ниппель                  | 0,043       |
|                                   |                             |          |                       |                      | 3-163            | Муфта                    |             |
| 7                                 | Переводник П-163/152        | 0,521    | 225                   | 101                  | 3-163            | Ниппель                  | 0,087       |
|                                   |                             |          |                       |                      | 3-171            | Муфта                    |             |
| 8                                 | КЛС 295 М                   | 0,67     | 295                   | 80                   | 3-171            | Ниппель                  | 0,138       |
|                                   |                             |          |                       |                      | 3-171            | Муфта                    |             |
| 9                                 | Переводник П-171/163        | 0,521    | 225                   | 101                  | 3-171            | Ниппель                  | 0,087       |
|                                   |                             |          |                       |                      | 3-163            | Муфта                    |             |
| 10                                | УБТН-203 (ЗИС-4М)           | 24       | 203                   | 71                   | 3-163            | Ниппель                  | 4,56        |
|                                   |                             |          |                       |                      | 3-163            | Муфта                    |             |
| 11                                | Переводник П-163/147        | 0,517    | 225                   | 100                  | 3-163            | Ниппель                  | 0,06        |
|                                   |                             |          |                       |                      | 3-147            | Муфта                    |             |
| 12                                | УБТС2-178                   | 24       | 178                   | 90                   | 3-147            | Ниппель                  | 3,744       |
|                                   |                             |          |                       |                      | 3-147            | Муфта                    |             |
| 13                                | Переводник П-147/162        | 0,527    | 225                   | 100                  | 3-147            | Ниппель                  | 0,063       |
|                                   |                             |          |                       |                      | 3-162            | Муфта                    |             |
| 14                                | СБТ ТБПК-127/х9,19 Е        | 1422     | 127                   | 108                  | 3-162            | Ниппель                  | 44,366      |
|                                   |                             |          |                       |                      | 3-162            | Муфта                    |             |

Таблица А.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (881–1680 м)

| №  | Типоразмер, шифр               | Длина, м | Наруж.<br>диаметр<br>,мм | Внут.<br>диаметр,<br>мм | Резьба<br>(низ)  | Тип соединения<br>(низ)  | Сум. вес, т |
|--|--------------------------------|----------|--------------------------|-------------------------|------------------|--------------------------|-------------|
|  |                                |          |                          |                         | Резьба<br>(верх) | Тип соединения<br>(верх) |             |
| Бурение под эксплуатационную колонну<br>(881–1680 м) |                                |          |                          |                         |                  |                          |             |
| 1  | Бит 220,7 ВТ 416 УЕ            | 0,4      | 220.<br>7                | -                       | 3-117            | Ниппель                  | 0.02<br>4   |
| 2  | Переводник П-117/133           | 0,47     | 172                      | 80                      | 3-117            | Муфта                    | 0.03<br>7   |
|  |                                |          |                          |                         | 3-133            | Муфта                    |             |
| 3  | К 220 С                        | 0,4      | 220                      | 70                      | 3-133            | Ниппель                  | 0.05<br>8   |
|  |                                |          |                          |                         | 3-133            | Муфта                    |             |
| 4  | Переводн<br>ик М 133-<br>117   | 0,457    | 172                      | 80                      | 3-133            | Ниппель                  | 0.03        |
|  |                                |          |                          |                         | 3-117            | Муфта                    |             |
| 7  | ДРУ2-178РС                     | 5        | 178                      | -                       | 3-117            | Ниппель                  | 1.66<br>9   |
|  |                                |          |                          |                         | 3-133            | Муфта                    |             |
| 6  | Переливной клапан ПК-172РС     | 0,8<br>4 | 172                      | 66                      | 3-133            | Ниппель                  | 0.10<br>3   |
|  |                                |          |                          |                         | 3-133            | Муфта                    |             |
| 7  | Обратный клапан КОБ -<br>172РС | 0,93     | 172                      | 55                      | 3-133            | Ниппель                  | 0.09<br>8   |
|  |                                |          |                          |                         | 3-133            | Муфта                    |             |
| 8  | УБТН-178                       | 36       | 178                      | 71                      | 3-133            | Ниппель                  | 5.90<br>4   |
|  |                                |          |                          |                         | 3-133            | Муфта                    |             |
| 9  | ЯГБ-172                        | 2.1<br>6 | 172                      | 76                      | 3-133            | Ниппель                  | 0.78        |
|  |                                |          |                          |                         | 3-133            | Муфта                    |             |
| 10   | Переводн<br>ик П-<br>147/162   | 0.5<br>2 | 171.<br>4                | 80                      | 3-147            | Ниппель                  | 0.06<br>3   |
|  |                                |          |                          |                         | 3-162            | Муфта                    |             |
| 11   | СБТ ТБПК-127х9.19Е             | 3272     | 127                      | 108                     | 3-162            | Ниппель                  | 102.<br>1   |
|  |                                |          |                          |                         | 3-162            | Муфта                    |             |

Таблица А.4 – КНБК для бурения секции под хвостовик (3318-4488 м)

| №                                   | Типоразмер, шифр              | Длина, м | Наруж.<br>диаметр,<br>мм | Внут.<br>диаметр,<br>мм | Резьба (низ)  | Тип соединения<br>(низ)  | Сум.<br>.вес,<br>т |
|-------------------------------------|-------------------------------|----------|--------------------------|-------------------------|---------------|--------------------------|--------------------|
|                                     |                               |          |                          |                         | Резьба (верх) | Тип соединения<br>(верх) |                    |
| 1                                   | 2                             | 3        | 4                        | 5                       | 6             | 7                        | 8                  |
| Бурение под хвостовик (1680–2376 м) |                               |          |                          |                         |               |                          |                    |
| 1                                   | 142.9<br>Волгабурмаш          | 0.25     | 155.<br>6                | -                       | 3-88          | Ниппель                  | 0.01<br>7          |
| 2                                   | У-КС-142 СТ                   | 0.35     | 155.<br>6                | -                       | 3-88          | Ниппель                  | 0.029              |
|                                     |                               |          |                          |                         | 3-102         | Муфта                    |                    |
| 3                                   | Переводник М 88 СТ            | 0.457    | 144                      | 80                      | 3-102         | Ниппель                  | 0.03               |
|                                     |                               |          |                          |                         | 3-117         | Муфта                    |                    |
| 4                                   | Д-127.33 IDT                  | 3        | 127                      | -                       | 3-117         | Ниппель                  | 1.05               |
|                                     |                               |          |                          |                         | 3-102         | Муфта                    |                    |
| 5                                   | Переливной<br>клапан ПК-127РС | 0.477    | 127                      | 28                      | 3-102         | Ниппель                  | 0.03               |
|                                     |                               |          |                          |                         | 3-102         | Муфта                    |                    |
| 6                                   | Обратный клапан КОБ-<br>127РС | 0.65     | 127                      | 22                      | 3-102         | Ниппель                  | 0.049              |
|                                     |                               |          |                          |                         | 3-102         | Муфта                    |                    |
| 7                                   | УБТН-121(ЗТС-54)              | 108      | 127                      | 63                      | 3-102         | Ниппель                  | 7.02               |
|                                     |                               |          |                          |                         | 3-102         | Муфта                    |                    |
| 8                                   | Ясс SJ-120                    | 5.5      | 124                      | 56                      | 3-102         | Ниппель                  | 0.32               |
|                                     |                               |          |                          |                         | 3-102         | Муфта                    |                    |
| 9                                   | Переводник П-<br>102/127      | 0.39     | 127                      | 70                      | 3-102         | Ниппель                  | 0.05<br>5          |
|                                     |                               |          |                          |                         | 3-127         | Муфта                    |                    |
| 10                                  | ПН-89х9.35Е                   | 4368     | 88.9                     | 70                      | 3-127         | Ниппель                  | 91.7<br>2          |
|                                     |                               |          |                          |                         | 3-127         | Муфта                    |                    |

## Приложение Б

(обязательное)

### Расчёт бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Таблица Б.1 – Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

| Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента) | Интервал по стволу, м |               | Характеристика бурильной трубы |                      |                                    |                    |                          | Длина секции, м | Масса, т |                           | Коэффициент запаса прочности трубы на |                               |
|--|-----------------------|---------------|--------------------------------|----------------------|------------------------------------|--------------------|--------------------------|-----------------|----------|---------------------------|---------------------------------------|-------------------------------|
|  | от (верх)             | до (низ)      | тип (шифр)                     | наружный диаметр, мм | марка (группа прочности) материала | толщина стенки, мм | тип замкового соединения |                 | секции   | нарастающая с учетом КНБК | в клиновом захвате (L=300 мм)         | в клиновом захвате (L=400 мм) |
| бурение  | 0                     | 110           | ПК-127х9,19 Е                  | 127                  | Е                                  | 9,19               | 3-133                    | 71              | 2,22     | 11,07                     | 12,03                                 | 12,6                          |
| бурение  | 110                   | 840 (881)     | ПК-127х9,19 Е                  | 127                  | Е                                  | 9,19               | 3-133                    | 828             | 25,85    | 35,51                     | 3,75                                  | 3,93                          |
| бурение  | 840 (881)             | 1580 (1680)   | ПК-127х9,19 Е                  | 127                  | Е                                  | 9,19               | 3-133                    | 1628            | 50,83    | 60,15                     | 2,21                                  | 2,32                          |
| бурение  | 1580 (1680)           | 1697,5 (2376) | ПК-127х9,19 Е                  | 127                  | Е                                  | 9,19               | 3-133                    | 1449            | 45,24    | 82,01                     | 1,62                                  | 1,70                          |
| бурение  | 1594 (1700)           | 1741,5 (2450) | ПК-127х9,19 Е                  | 127                  | Е                                  | 9,19               | 3-133                    | 1355            | 42,30    | 81,55                     | 1,63                                  | 1,71                          |



## Приложение Д

(обязательное)

### Расчет гидравлической программы промывки скважин

Таблица Д.1 – Гидравлические показатели промывки скважины

| Интервал по стволу, м        |          | Вид технологической операции | Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с | Удельный расход, л/с на см <sup>2</sup> к.п. | Схема промывки | Гидромониторные насадки |         | Скорость истечения, м/с | Мощность срабатываемая надолоте, л.с./дм <sup>2</sup> |
|------------------------------|----------|------------------------------|---|--|----------------|-------------------------|---------|-------------------------|---|
| от (верх)                    | до (низ) |                              |   |  |                | кол-во                  | диаметр |                         |   |
| Под направление              |          |                              |   |  |                |                         |         |                         |   |
| 0                            | 40       | БУРЕНИЕ                      | 0.502   | 0,058  | ПЕРИФЕРИЙНАЯ   | 3                       | 19      | 82.4                    | 370.7   |
| Под кондуктор                |          |                              |   |  |                |                         |         |                         |   |
| 40                           | 148<br>6 | БУРЕНИЕ                      | 0.795   | 0,081  | ПЕРИФЕРИЙНАЯ   | 5                       | 15      | 62.6                    | 176.6   |
| Под эксплуатационную колонну |          |                              |   |  |                |                         |         |                         |   |
| 148<br>6                     | 360<br>6 | БУРЕНИЕ                      | 0.581   | 0,106  | ПЕРИФЕРИЙНАЯ   | 5                       | 13      | 60.9                    | 163.7   |
| Под хвостовик (верхний ярус) |          |                              |   |  |                |                         |         |                         |   |
| 360<br>6                     | 448<br>8 | БУРЕНИЕ                      | 0.82  | 0,083  | ПЕРИФЕРИЙНАЯ   | 4                       | 8       | 66.3                    | 67.5  |

Таблица Д.2 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

| Интервал по стволу, м |          | Вид технологической операции | Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup> | Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в |                    |                   |                        |                          |
|-----------------------|----------|------------------------------|---|--|--------------------|-------------------|------------------------|--------------------------|
|                       |          |                              |   | элементах КНБК   |                    | бурильной колонне | кольцевом пространстве | Обязке буровой установки |
| от (верх)             | до (низ) |                              |   | насадках долота  | забойном двигателе |                   |                        |                          |
| 0                     | 40       | БУРЕНИЕ                      | 80,7  | 52,9   | 0                  | 17,7              | 0,1                    | 10                       |
| 40                    | 1486     | БУРЕНИЕ                      | 256,7   | 31,9   | 56,7               | 163,2             | 3,9                    | 10                       |
| 1486                  | 3606     | БУРЕНИЕ                      | 329,4   | 40,5   | 93,4               | 167,8             | 17,7                   | 10                       |
| 3606                  | 4488     | БУРЕНИЕ                      | 378   | 50,6   | 86,6               | 198,4             | 38,9                   | 3,5                      |

Таблица Д.3 – Режим работы буровых насосов

| Интервал по стволу, м |          | Вид технологической операции | Тип      | Количество | Режим работы бурового насоса |                                   |  |                        |                            |                         | Суммарная производительность насосов в интервале, л/с |
|-----------------------|----------|------------------------------|----------|------------|------------------------------|-----------------------------------|--|------------------------|----------------------------|-------------------------|---|
|                       |          |                              |          |            | КПД                          | диаметр цилиндрических втулок, мм | допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup> | коэффициент наполнения | число двойных ходов в мин. | производительность, л/с |   |
| от (верх)             | до (низ) |                              |          |            |                              |                                   |  |                        |                            |                         |   |
| 0                     | 40       | БУРЕНИЕ                      | УНБ-950  | 2          | 90                           | 180                               | 174,6                                    | 0,85                   | 112                        | 35,03                   | 70,07   |
| 40                    | 1486     | БУРЕНИЕ                      | УНБ-950  | 2          | 95                           | 150                               | 26                                       | 1                      | 108                        | 27,65                   | 55,3  |
| 1486                  | 3606     | БУРЕНИЕ                      | УНБ-1250 | 2          | 95                           | 160                               | 339,1                                    | 0,85                   | 46                         | 20,2                    | 40,4  |
| 3606                  | 4488     | БУРЕНИЕ                      | УНБ-1180 | 1          | 95                           | 140                               | 387,6                                    | 0,85                   | 70                         | 13,33                   | 13,33   |

## Приложение Е

(обязательное)

### Расчет потребного количества химических реагентов

Таблица Е.1 – Расчёт потребного количества химических реагентов

| Наименование материала                               | Назначение   | Упаковка | Потребное количество реагентов |     |           |       |                          |       |                     |       |                    |       |        | Стоимость реагента |       |         |
|--|--|----------|--------------------------------|-----|-----------|-------|--------------------------|-------|---------------------|-------|--------------------|-------|--------|--------------------|-------|---------|
|  |  |          | Направление                    |     | Кондуктор |       | Эксплуатационная колонна |       | Хвостовик (верхний) |       | Хвостовик (нижний) |       | Итого  |                    | Уп.   | Итого   |
|  |  |          | кг                             | Уп. | кг        | Уп.   | кг                       | Уп.   | кг                  | Уп.   | кг                 | Уп.   | кг     | Уп.                | Руб.  | Руб.    |
| 1  | 2  | 3        | 4                              | 5   | 6         | 7     | 8                        | 9     | 10                  | 11    | 12                 | 13    | 14     | 15                 | 16    | 17      |
| NaOH<br>каустическая<br>сода                         | Поддержание<br>требуемого pH<br>бурового раствора  | 25       | 100,9                          | 4,0 | 159,3     | 6,4   | 144,6                    | 5,8   | 103,2               | 4,1   | 62,9               | 2,5   | 570,82 | 23                 | 2600  | 59800   |
| SORBER<br>MILD<br>(Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> ) | Связывание ионов<br>кальция и магния   | 25       | 100,9                          | 4,0 | 382,3     | 15,3  | 347,1                    | 13,9  | 206,3               | 8,3   | 125,8              | 5,0   | 1162,3 | 47                 | 950   | 44650   |
| M-I GEL /<br>Бентонит                                | Придание раствору<br>требуемых<br>реологических и<br>тиксотропных<br>свойств, снижение<br>фильтрации | 1000     | 6723,5                         | 6,7 | 31854,8   | 31,9  | 28921,6                  | 28,9  |                     |       |                    |       | 67500  | 68                 | 15000 | 1020000 |
| TehnoPAC LV  | Снижение вязкости<br>раствора при<br>попадании глин и<br>диспергируемой<br>твёрдой фазы              | 25       | 126,1                          | 5,0 | 3185,5    | 127,4 | 2892,2                   | 115,7 |                     |       |                    |       | 6203,7 | 249                | 2100  | 522900  |
| TehnoPAC PR  | Регулятор<br>фильтрации,<br>реологических<br>свойств   | 25       |                                |     | 1592,7    | 63,7  | 1446,1                   | 57,8  | 4126,8              | 165,1 | 2516,7             | 100,7 | 9682,3 | 388                | 2000  | 776000  |
| Terrasalt (NaCl)                                     | Предотвращение<br>растворения солей,<br>замерзания бурового<br>раствора                              | 1000     |                                |     | 7963,7    | 8,0   | 7230,4                   | 7,2   |                     |       |                    |       | 15194  | 16                 | 30000 | 480000  |

Продолжение таблицы Е.1

| 1  | 2  | 3    | 4      | 5   | 6       | 7    | 8       | 9    | 10      | 11   | 12     | 13   | 14     | 15 | 16    | 17      |
|--|--|------|--------|-----|---------|------|---------|------|---------|------|--------|------|--------|----|-------|---------|
| M-I LUBE /<br>Mi-Swaco   | Снижение<br>коэффициента трения<br>в скважине                                | 198  |        |     | 1592,7  | 8,0  | 1446,1  | 7,3  |         |      |        |      | 3038,8 | 16 | 2400  | 38400   |
| Atren Antifoam<br>марки P  | Предотвращение<br>пенообразования  | 25   |        |     | 63,7    | 2,5  | 57,8    | 2,3  | 103,2   | 4,1  | 62,9   | 2,5  | 287,64 | 12 | 4000  | 48000   |
| Барит  | Регулирование<br>плотности   | 1000 | 5480,4 | 5,5 | 22606,6 | 22,6 | 20525,0 | 20,5 |         |      |        |      | 48612  | 49 | 21600 | 1058400 |
| LO WATE /<br>Мрамор<br>Карбонат<br>кальция<br>(CaCO <sub>3</sub> ) | Регулирование<br>плотности   | 1000 |        |     |         |      |         |      | 8993,9  | 9,0  | 5484,8 | 5,5  | 14479  | 15 | 5000  | 75000   |
| Биоцидол   | Защита от<br>микробиологической<br>деструкции                                | 200  |        |     |         |      |         |      | 103,2   | 0,5  | 62,9   | 0,3  | 166,09 | 1  | 21000 | 21000   |
| Хлорид калия   | Подавление<br>процессов гидратации<br>и набухания<br>глинистых пород         | 1000 |        |     |         |      |         |      | 15475,4 | 15,5 | 9437,5 | 9,4  | 24913  | 25 | 30000 | 750000  |
| DUO-VIS<br>(биополимер)  | Придание раствору<br>требуемых<br>реологических и<br>тиксотропных<br>свойств | 25   |        |     |         |      |         |      | 876,9   | 35,1 | 534,8  | 21,4 | 1412   | 57 | 16000 | 912000  |
| Общая стоимость:   |  |      |        |     |         |      |         |      |         |      |        |      |        |    |       | 4985562 |

## Приложение Ж

(обязательное)

### Эпюры наружных избыточных давлений

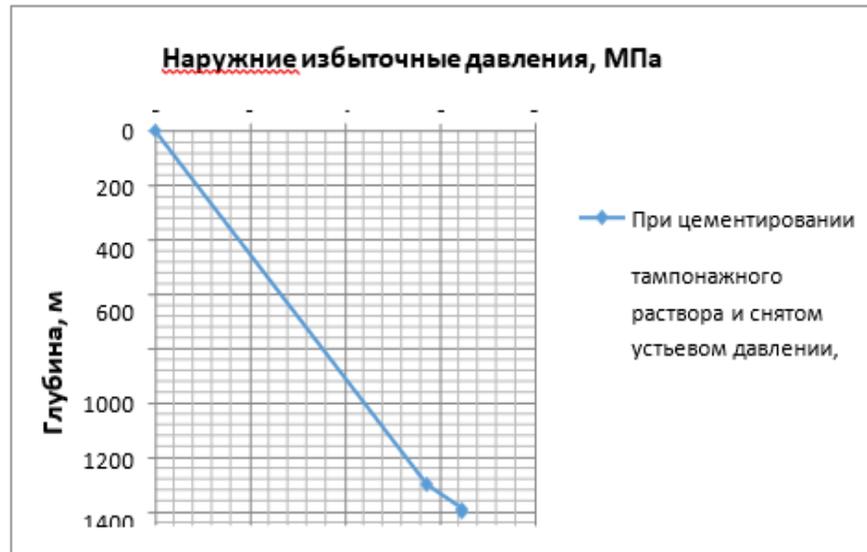


Рисунок Ж.1 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

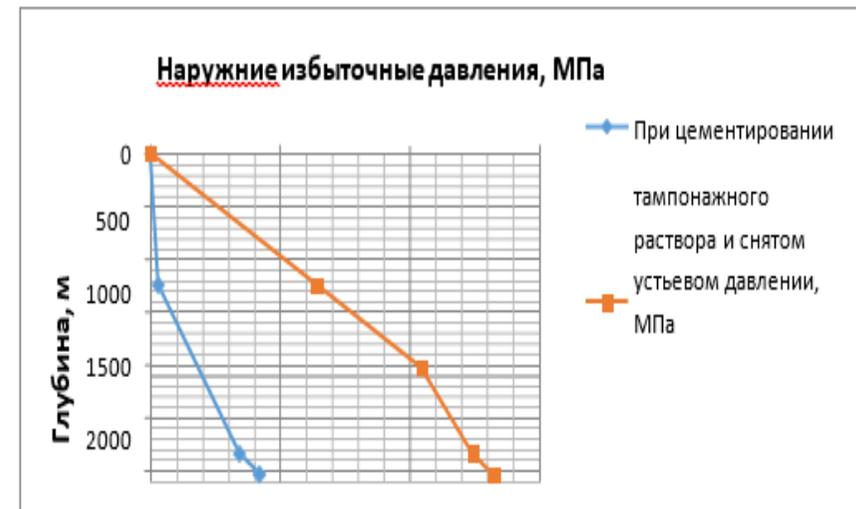


Рисунок Ж.2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

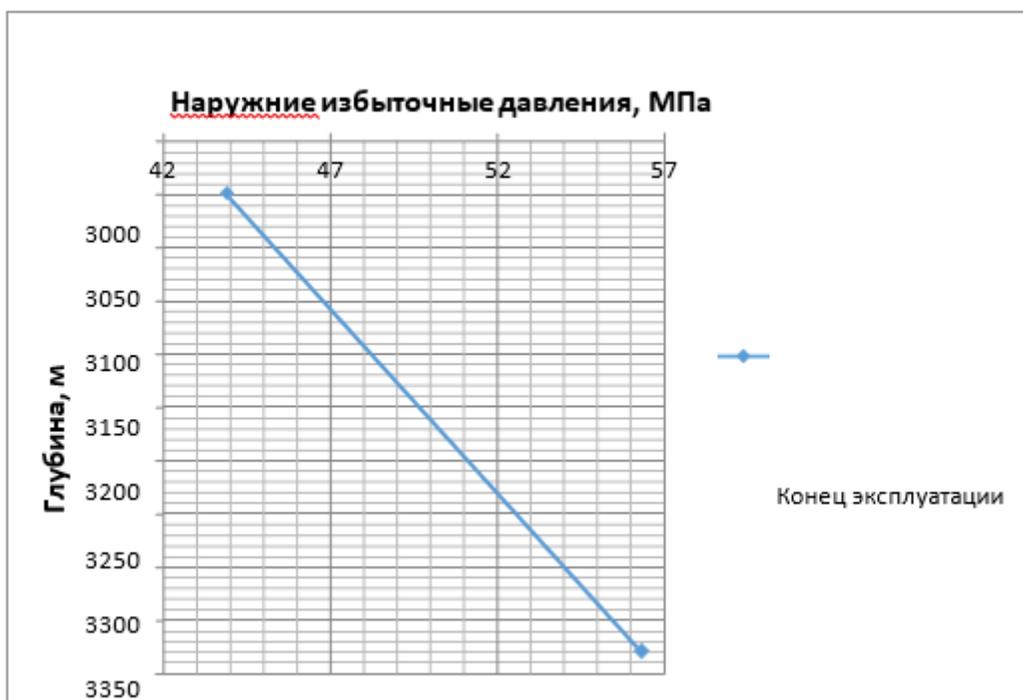


Рисунок Ж.3 – Эпюра наружных избыточных давлений хвостовика

## Приложение И

(обязательное)

### Эпюры внутренних избыточных давлений

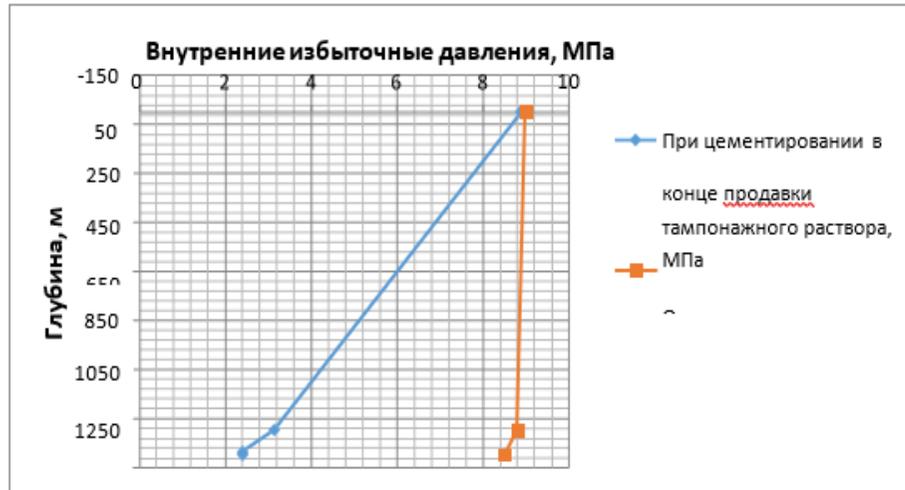


Рисунок И.1 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

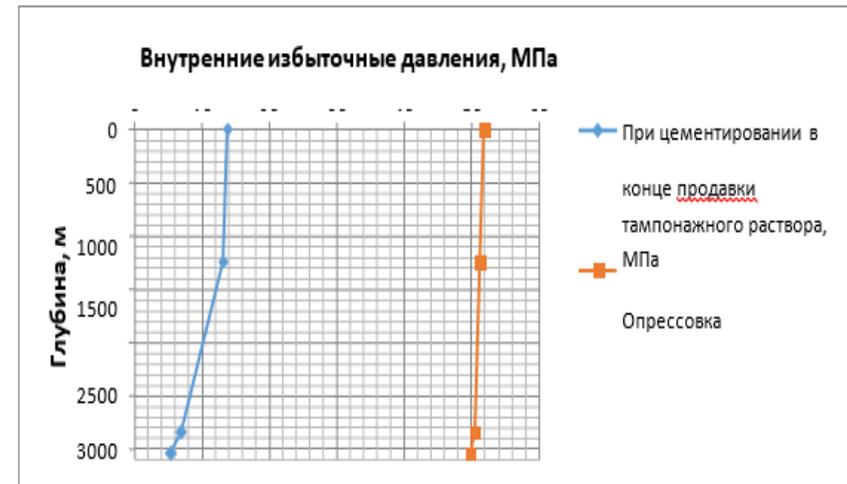


Рисунок И.2 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

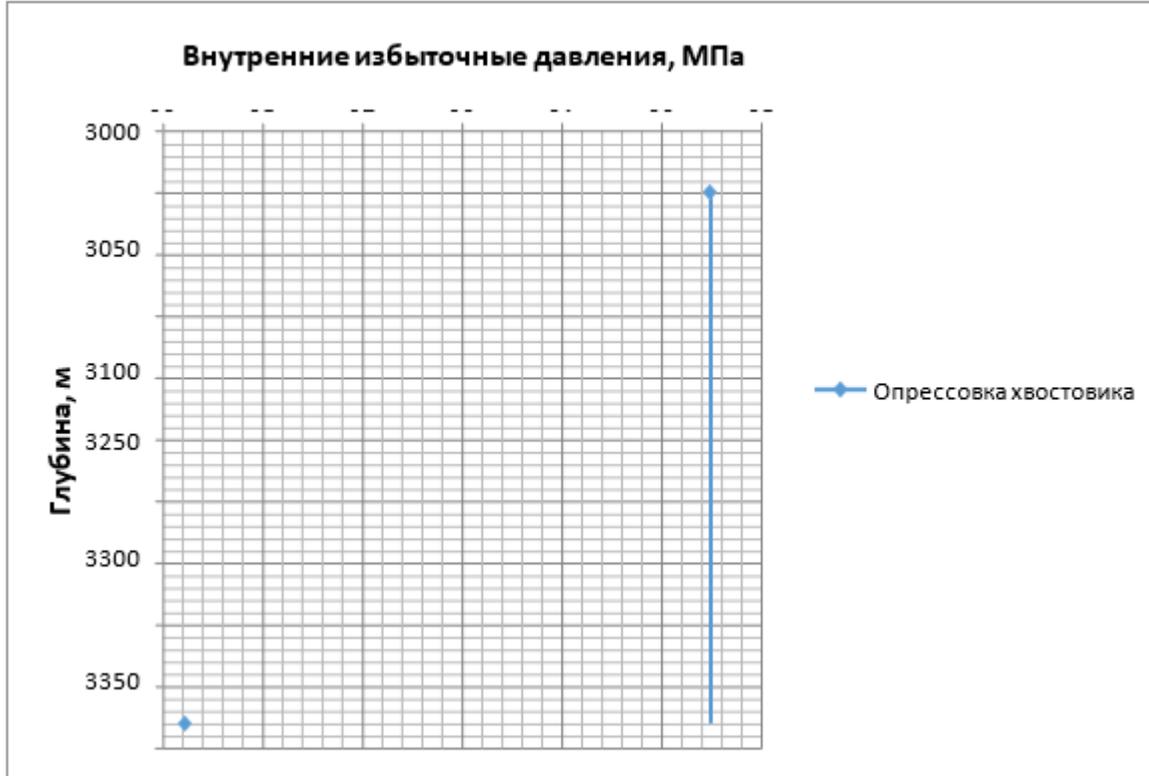


Рисунок И.3 – Эпюра внутренних избыточных давлений хвостовика

## Приложение К

(обязательное)

### Организационная структура управления предприятия ООО «РН-Бурение»

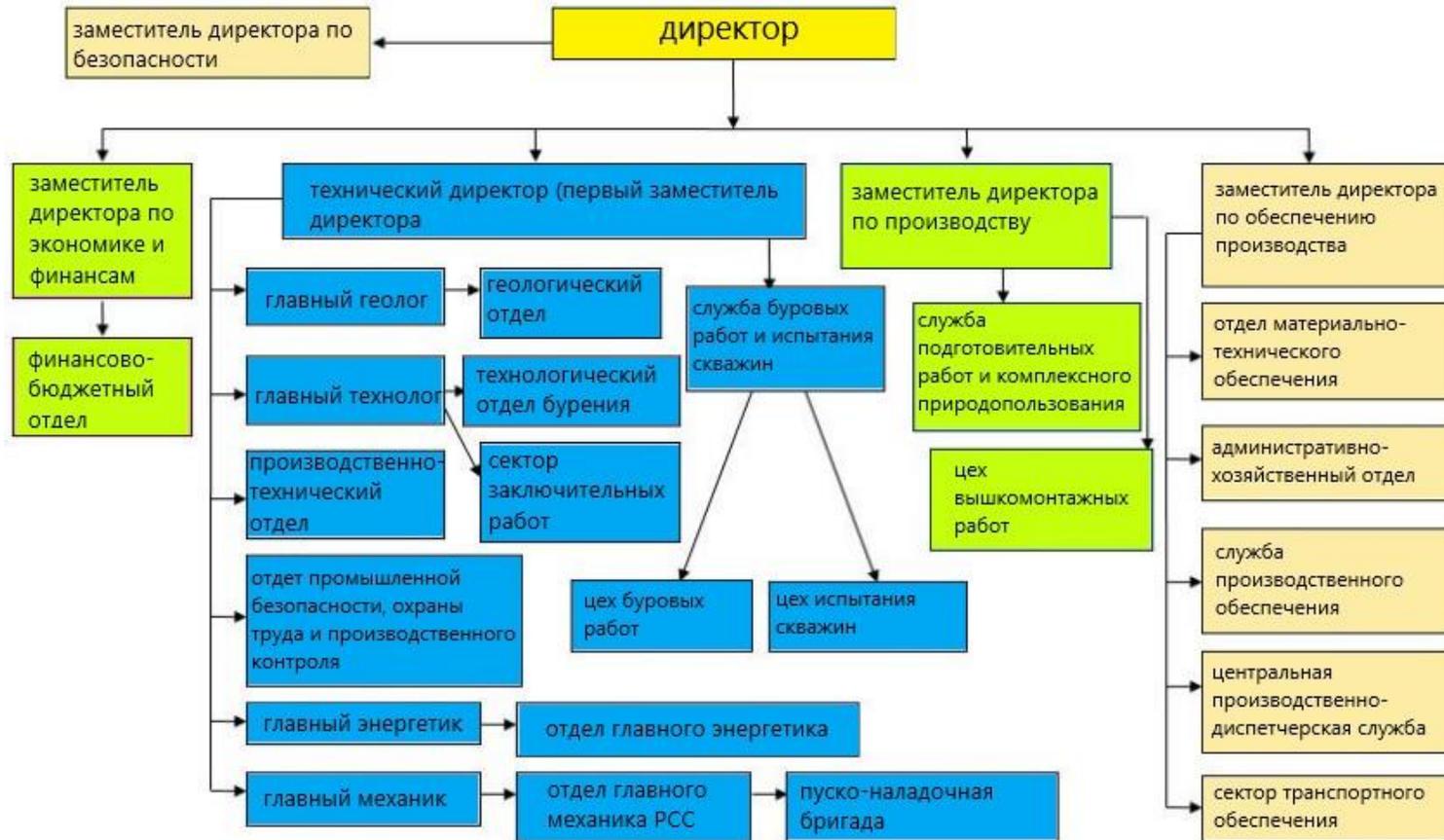


Рисунок К.1 – Организационная структура управления ООО «РН-Бурение»