

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

---

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Отделение нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

| Тема работы   |
|---|
| «Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной (пласт С <sub>1</sub> <sup>bb</sup> ) на нефтяном месторождении (Ульяновская область, Мелекесский район)»<br>УДК 622.243.23:622.323(470.42) |

Студент

| Группа | ФИО                    | Подпись | Дата |
|--------|------------------------|---------|------|
| 2Б4В   | Баймырадов Довлетгелди |         |      |

Руководитель

| Должность | ФИО                         | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент    | Хорев Владимир<br>Сергеевич | к.н.т.                    |         |      |

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность                | ФИО                          | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|--------------------------|------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Старший<br>преподаватель | Вершкова Елена<br>Михайловна | -                         |         |      |

По разделу «Социальная ответственность»

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

Томск – 2018 г.

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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

---

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

УТВЕРЖДАЮ:  
И.о. руководителя отделения  
\_\_\_\_\_ Меркулов В.П.  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

Студенту:

| Группа | Фамилия Имя Отчество   |
|--------|------------------------|
| 2Б4В   | Баймырадов Довлетгелди |

Тема работы:

|   |  |
|---|--|
| «Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной (пласт $C_1^{bb}$ ) на нефтяном месторождении (Ульяновская область, Мелекесский район)» |  |
| Утверждена приказом директора (дата, номер)   |  |

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

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

|                                 |   |
|---------------------------------|---|
| <b>Исходные данные к работе</b> | <ol style="list-style-type: none"><li>1. Геологические условия бурения</li><li>2. Глубина по вертикали: по расчету</li><li>3. Интервал отбора керна: не предусмотрено</li><li>4. Объект испытания в процессе бурения: пласт <math>C_1^{bb}</math></li><li>5. Тип профиля: наклонно-направленный</li><li>6. Данные по профилю: длина вертикального участка 110 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 800 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 45 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, интервал установки ГНО 1000–1100 м.</li><li>7. Диаметр эксплуатационной колонны: 146 мм</li><li>8. Способ цементирования: по расчету</li><li>9. Способ вторичного вскрытия пласта: перфорация</li><li>10. Дополнительные требования: учесть оборудование необходимое для перевода скважины в нагнетательную, для расчетов принять устьевое давление нагнетания 21 МПа.</li></ol> |
|---------------------------------|---|

|   |   |
|---|---|
| <b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> <li>1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ</li> <li>1.2. Геологические условия бурения</li> <li>1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)</li> <li>1.4. Зоны возможных осложнений</li> <li>1.5. Исследовательские работы</li> </ol> </li> <li>2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> <li>2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины</li> <li>2.2. Обоснование конструкции скважины <ol style="list-style-type: none"> <li>2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</li> <li>2.2.2. Построение совмещенного графика давлений</li> <li>2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</li> <li>2.2.4. Выбор интервалов цементирования</li> <li>2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</li> <li>2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины</li> </ol> </li> <li>2.3. Углубление скважины <ol style="list-style-type: none"> <li>2.3.1. Выбор способа бурения</li> <li>2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента</li> <li>2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</li> <li>2.3.4. Расчет частоты вращения долота</li> <li>2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя</li> <li>2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны</li> <li>2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</li> <li>2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины</li> <li>2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна</li> </ol> </li> <li>2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин <ol style="list-style-type: none"> <li>2.4.1. Расчет обсадных колонн <ol style="list-style-type: none"> <li>2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений</li> <li>2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений</li> <li>2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине</li> </ol> </li> <li>2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины <ol style="list-style-type: none"> <li>2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн</li> <li>2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов</li> <li>2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей</li> <li>2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины <ol style="list-style-type: none"> <li>2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования</li> </ol> </li> </ol> </li> <li>2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн</li> <li>2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин</li> </ol> </li> <li>2.5. Выбор буровой установки</li> <li>2.6 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ</li> </ol> </li> </ol> |
| <b>Перечень графического материала</b>  | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. ГТН (геолого-технический наряд)</li> <li>2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)</li> </ol>   |
| <b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>             |   |
| <b>Раздел</b>   | <b>Консультант</b>  |
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение               | Вершкова Елена Михайловна, старший. преподаватель   |
| Социальная ответственность  | Гуляев Милий Всеволодович, старший. преподаватель   |

|  |  |
|--|--|
| Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику |  |
|--|--|

**Задание выдал руководитель:**

| Должность | ФИО                      | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент    | Хорев Владимир Сергеевич | к.н.т                  |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                    | Подпись | Дата |
|--------|------------------------|---------|------|
| 2Б4В   | Баймырадов Довлетгелди |         |      |

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

---

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Уровень образования: бакалавриат  
Отделение нефтегазового дела  
Период выполнения: осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года  
Форма представления работы: бакалаврская работа

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

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

| <b>Дата<br/>Контроля</b> | <b>Название раздела (модуля) /<br/>вид работы (исследования)</b> | <b>Максимальный<br/>балл раздела<br/>(модуля)</b> |
|--------------------------|--|---|
|                          | 1. Геологическая и технологическая части                         | 65  |
|                          | 2. Специальная часть и графические приложения                    | 30  |
|                          | 3. Предварительная защита  | 5   |

Составил преподаватель:

| <b>Должность</b>      | <b>ФИО</b>                | <b>Ученая<br/>степень,<br/>звание</b> | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
|-----------------------|---------------------------|---------------------------------------|----------------|-------------|
| Старший преподаватель | Епихин Антон Владимирович | -                                     |                |             |

**СОГЛАСОВАНО:**

| <b>Руководитель ООП</b> | <b>ФИО</b>                 | <b>Ученая<br/>степень,<br/>звание</b> | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
|-------------------------|----------------------------|---------------------------------------|----------------|-------------|
| Старший преподаватель   | Максимова Юлия Анатольевна | -                                     |                |             |

## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 89 с., 13 рис., 39 табл., 51 литературных источников, 10 прил.

Ключевые слова: вышка, нефть, ротор, универсальный механический ключ, ВЗД.

Объектом исследования является нефтяное месторождение Ульяновской области.

Цель работы – проектирование технологических процессов бурения и заканчивания на нефтяном месторождении, увеличение износостойкости резины эластомера.

В процессе работы был составлен технологический проект на строительство эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 1580 метров на нефтяном месторождении Ульяновской области.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики - разработаны технологические решения по строительству наклонно-направленной скважины.

## Обозначения и сокращения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями

– **газонефтеводопроявление:** Поступление пластового флюида (газ, нефть, вода или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса бурового раствора (промывочной жидкости) и открытого фонтанирования.

– **эластомер:** Обкладка статора винтового забойного двигателя, изготовленная из резины.

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- КБТ – компоновка бурильных труб;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- КЛС – калибратор лопастной спиральный;
- СНС – статическое напряжение сдвига;
- РУО – раствор на углеводородной основе;
- МСЦ – муфта ступенчатого цементированья;
- ПДМ – пакер для двухступенчатого и манжетного цементированья;
- БКП – башмак колонный пластиковый;
- ЦКОД – цементировочный клапан обратный дроссельный»
- ЦПН – центратор пружинный неразборный;
- ГЦУ – головка цементировочная универсальная;
- ПРП – пробка продавочная;
- ЦТЖ – центратор-турбулизатор жёсткий;
- ПЦТ – портландцемент тампонажный;

– ПДК – предельно допустимая концентрация.

В тексте документа допускается приводить без расшифровки общепринятые сокращения, установленные в национальных стандартах и соответствующие правилам русской орфографии: с. - страница; т.е. - то есть; т.д. - так далее; т.п. - тому подобное; и др. - и другие; в т.ч. - в том числе; пр. - прочие; т.к. - так как; г. - год; гг. - годы; мин. - минимальный; макс. - максимальный; шт. - штуки; св. - выше; см. - смотри; включ. - включительно и др.

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты: ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны; СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений; ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.2.003-91. Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1); ГОСТ Р 12.1.019-2009 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты; ГОСТ 12.1.012–2004. Вибрационная безопасность. Общие требования; ГОСТ 12.1.029-80. Средства и методы защиты от шума. Классификация; СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий; Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше; ГОСТ Р 55710-2013 ССБТ. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений.

## Оглавление

|  |    |
|--|----|
| <b>Введение</b> .....  | 11 |
| <b>1</b> <b>Общая и геологическая часть</b> .....  | 12 |
| 1.1    Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ .....                                | 12 |
| 1.2    Геологические условия бурения .....   | 12 |
| 1.3    Характеристика нефтегазоводоносности месторождения.....   | 12 |
| 1.4    Зоны возможных осложнений.....  | 13 |
| 1.5    Исследовательские работы .....  | 13 |
| <b>2</b> <b>Технологическая часть</b> .....  | 13 |
| 2.1    Обоснование и расчет профиля скважины.....  | 13 |
| 2.2    Обоснование конструкции скважины.....   | 17 |
| 2.2.1    Обоснование конструкции эксплуатационного забоя .....   | 17 |
| 2.2.2    Построение совмещенного графика давлений .....  | 18 |
| 2.2.3    Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска .....   | 20 |
| 2.2.4    Выбор интервалов цементирования .....   | 20 |
| 2.2.5    Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....   | 20 |
| 2.2.6    Проектирование обвязки обсадных колонн.....   | 22 |
| 2.3    Углубление скважины.....  | 23 |
| 2.3.1    Выбор способа бурения .....   | 23 |
| 2.3.2    Выбор породоразрушающего инструмента .....  | 23 |
| 2.3.3    Расчёт осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....  | 25 |
| 2.3.4    Расчёт частоты вращения долота .....  | 27 |
| 2.3.5    Выбор и обоснование типа забойного двигателя .....  | 29 |
| 2.3.6    Выбор компоновки и бурильной колонны .....  | 30 |
| 2.3.7    Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....  | 33 |
| 2.3.8    Выбор гидравлической программы промывки скважины .....  | 36 |
| 2.3.9    Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....   | 39 |
| 2.4    Проектирование процессов заканчивания скважин .....   | 40 |
| 2.4.1    Расчет обсадных колонн.....   | 40 |
| 2.4.1.1    Расчёт наружных избыточных давлений .....   | 40 |
| 2.4.1.2    Расчёт внутренних избыточных давлений.....  | 42 |
| 2.4.1.3    Конструирование обсадной колонны по длине.....  | 43 |
| 2.4.2    Расчёт объема тампонажной смеси и количества составных компонентов.....                                     | 44 |
| 2.4.2.1.Выбор способа цементирования обсадных колонн .....   | 44 |
| 2.4.2.2    Расчёт тампонажной смеси и количества составных компонентов .....   | 44 |
| 2.4.2.3    Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочных жидкостей.....                                     | 45 |
| 2.4.2.4    Гидравлический расчёт цементирования скважины.....  | 45 |
| 2.4.2.4.1    Выбор типа и расчёт количества цементировочного оборудования.....                                       | 45 |
| 2.4.3    Выбор технологической оснастки обсадных колонн .....  | 46 |
| 2.4.4    Проектирование процессов испытания и освоения скважин .....   | 47 |
| 2.5    Выбор буровой установки.....  | 49 |
| 2.6    Мобильные буровые установки .....   | 50 |
| 2.6.1    Мобильная буровая установка мбу-125 .....   | 50 |
| 2.6.2    Мобильная буровая установка Rig ZJ 30 .....   | 53 |
| 2.6.3    Мобильная буровая установка Rig ZJ 40 .....   | 57 |
| <b>3</b> <b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b> .....                                | 62 |
| 3.1    Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ПАО «НК «Роснефть» ..... | 62 |

|       |  |     |
|-------|--|-----|
| 3.2   | Расчет нормативной продолжительности строительства скважины .....                                  | 64  |
| 3.2.1 | Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины .....                                 | 64  |
| 3.2.2 | Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения .....                          | 66  |
| 3.2.3 | Линейный календарный график выполнения работ .....   | 66  |
| 3.3   | Сметная стоимость строительства горизонтальной скважины.....                                       | 67  |
| 3.4   | Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии.....                      | 68  |
| 4     | Социальная ответственность.....  | 72  |
| 4.1   | Производственная безопасность.....   | 72  |
| 4.1.1 | Анализ возможных вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению..... | 73  |
| 4.1.2 | Анализ возможных опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению..... | 75  |
| 4.2   | Экологическая безопасность.....  | 79  |
| 4.2.1 | Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду.....                            | 79  |
| 4.2.2 | Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности.....                                 | 79  |
| 4.3   | Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....  | 81  |
| 4.3.1 | Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин .....                                   | 81  |
| 4.3.2 | Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС.....                                     | 81  |
| 4.4   | Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....                                  | 82  |
| 4.4.1 | Специальные правовые нормы трудового законодательства.....   | 82  |
| 4.4.2 | Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....                                      | 82  |
|       | Заключение .....   | 84  |
|       | Список использованных источников.....  | 85  |
|       | Приложение А.....  | 90  |
|       | Приложение Б .....   | 91  |
|       | Приложение В.....  | 97  |
|       | Приложение Г .....   | 98  |
|       | Приложение Д.....  | 99  |
|       | Приложение Е.....  | 100 |
|       | Приложение Ж.....  | 102 |
|       | Приложение И.....  | 103 |
|       | Приложение К.....  | 104 |
|       | Приложение Л.....  | 105 |

## **Введение**

Нефтяная отрасль России — одна из основных отраслей экономики России, включающая в себя добычу, переработку, транспортировку и сбыт нефти, а также производство, транспортировку и сбыт нефтепродуктов. Также, из нефти получают: синтетику, горючие средства, полиэтилен и пластик, лечебные и косметические средства, пластмассы.

Бурение нефтяных и газовых скважин является одним из наиболее сложных и трудоемких технических процессов в нефтегазовой отрасли, который связан с огромным числом рисков и прочих факторов, способных вызвать осложнения и/или аварии.

Целью данной работы является разработка технологических решений для сооружения эксплуатационной наклонно-направленной скважины на нефтяном месторождении. Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: разработаны технические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 1580 м, отходом на кровлю продуктивного пласта 800 м, диаметром эксплуатационной колонны 146мм.

Ульяновская область расположена на юго-востоке Европейской части России, в Среднем Поволжье. С севера на юг область протянулась на 250 км, с запада на восток — на 290 км. Общая площадь региона составляет 37,2 тысячи км<sup>2</sup>. По территории она занимает 59 место в России и последнее среди 8 регионов Поволжья.

Ведущее положение в структуре минерально-сырьевых ресурсов области занимают нефть (разведанные запасы составляют 42 млн т), стекольное, цементное (запасы мела, глины и диатомитов для производства цемента в регионе практически не ограничены, так разведано пять наиболее крупных месторождений мела для производства цемента с суммарными запасами 380 млн тонн).

## **1 Общая и геологическая часть**

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

Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ представлена в приложении А.

### **1.2 Геологические условия бурения**

Геологические условия бурения представлены в приложении Б.

Интервал 0-505 представлен преимущественно глинами, переслаивающимися с песчаниками и алевrolитами. В данном интервале возможно набухание глин, что приведёт к посадкам и затяжкам бурильного инструмента. Следует снизить время контакта бурового раствора с отложениями неустойчивых горных пород путем исключения непроизводительных затрат времени (аварии, простоев)

Провести укрепляющие цементные заливки осложненных интервалов. Несовместимые условия по бурению на всё разрезе отсутствуют.

### **1.3 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения**

Характеристика нефтегазоводоносности месторождения представлена в приложении В.

Разрез представлен 2 нефтегазоносными и 5 водоносными пластами. Скважина проектируется для эксплуатации нижнего продуктивного пласта 1510-1560 м, так как он имеет наибольший ожидаемый дебит. При бурении скважин перекрывает все флюидонасыщенные пласты, поэтому возможно их дальнейшая эксплуатация.

## **1.4 Зоны возможных осложнений**

Зоны возможных осложнений по разрезу скважины представлены в приложении Г.

В разрезе имеется ряд интервалов, в которых возможны следующие осложнения: поглощение бурового раствора (315-350 м), осыпи и обвалы стенок скважины (0-315 м), нефтеводопроявления (1155-1164, 1205-1215, 1510-1522 и 1560-1565 м) и прихватоопасные зоны (0-315, 1155-1205-1215, 1510-1522 и 1560-1565м).

Для предупреждения осложнений необходимо тщательно контролировать параметры бурового раствора, а также ограничивать скорость при СПО. В интервалах с возможными осыпями и обвалами стенок рекомендуется поддерживать высокую механическую скорость, низкую водоотдачу и проектную плотность. В интервалах с прихватоопасными зонами необходимо применять смазочные добавки, ограничивать время оставления инструмента без движения не более 5 минут.

## **1.5 Исследовательские работы**

Запланированные испытания и исследования скважины представлены в приложении Д.

## **2 Технологическая часть**

### **2.1 Обоснование и расчет профиля скважины**

Проектный профиль скважины должен отвечать нескольким требованиям, в числе которых: выполнение скважиной поставленной задачи при требуемом качестве; вскрытие пласта (геологического объекта) в заданной точке при допустимых отклонениях от нее; максимально высокие дебит скважины и

коэффициент извлечения нефти; максимально возможное сохранение коллекторских свойств продуктивного горизонта; оптимальное соотношение затрат средств и времени на сооружение скважины.

Учитывая исходные данные на бурение, наилучшим решением для вывода основного ствола скважины в требуемую точку является проектирование трехинтервального профиля скважины.

Профиль включает вертикальный участок, интервал набора угла, интервал стабилизации, и участок для достижения проектной протяжённости участка. Данный профиль выбран исходя из того, что он позволяет получить требуемую величину отхода, а также он позволит установить ГНО как можно ближе к продуктивному пласту в конце интервала стабилизации, поскольку зенитный угол этого интервала не превышает 45 градусов. Основные параметры профиля представлены в таблице 1, а на рисунке 1 представлена вертикальная проекция профиля. Искривления по азимуту отсутствуют.

Таблица 1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

| Тип профиля                               | Плоский, J-образный, трёхинтервальный профиль |  |      |
|---|---|--|------|
| Исходные данные для расчета               |   |  |      |
| Глубина скважины по вертикали, м          | 1580  | Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/10м                               | 0,39 |
| Глубина вертикального участка скважины, м | 100   | Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/10м                        | 0    |
| Отход скважины, м                         | 800   | Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/м | 0,39 |
| Длина интервала бурения по пласту, м      | 65,3  | Зенитный угол в конце участка набора угла, град  | 45   |

Продолжение таблицы 1

| Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град |                    |      |       | 45    |     |       | Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град |         |                 |      | 45    |  |
|--|--------------------|------|-------|-------|-----|-------|--|---------|-----------------|------|-------|--|
| № интервала  | Длина по вертикали |      |       | Отход |     |       | Зенитный угол                                      |         | Длина по стволу |      |       |  |
|  | от                 | до   | всего | от    | до  | всего | в начале   | в конце | от              | до   | всего |  |
| 1  | 0                  | 100  | 100   | 0     | 0   | 0     | 0  | 0       | 0               | 100  | 100   |  |
| 2  | 100                | 500  | 400   | 0     | 344 | 344   | 0  | 45      | 100             | 505  | 405   |  |
| 3  | 500                | 1580 | 1080  | 344   | 800 | 556   | 45   | 45      | 505             | 1850 | 1345  |  |
| Итого  | Σ                  |      | 1580  | Σ     |     | 800   | -  | -       | Σ               |      | 1850  |  |

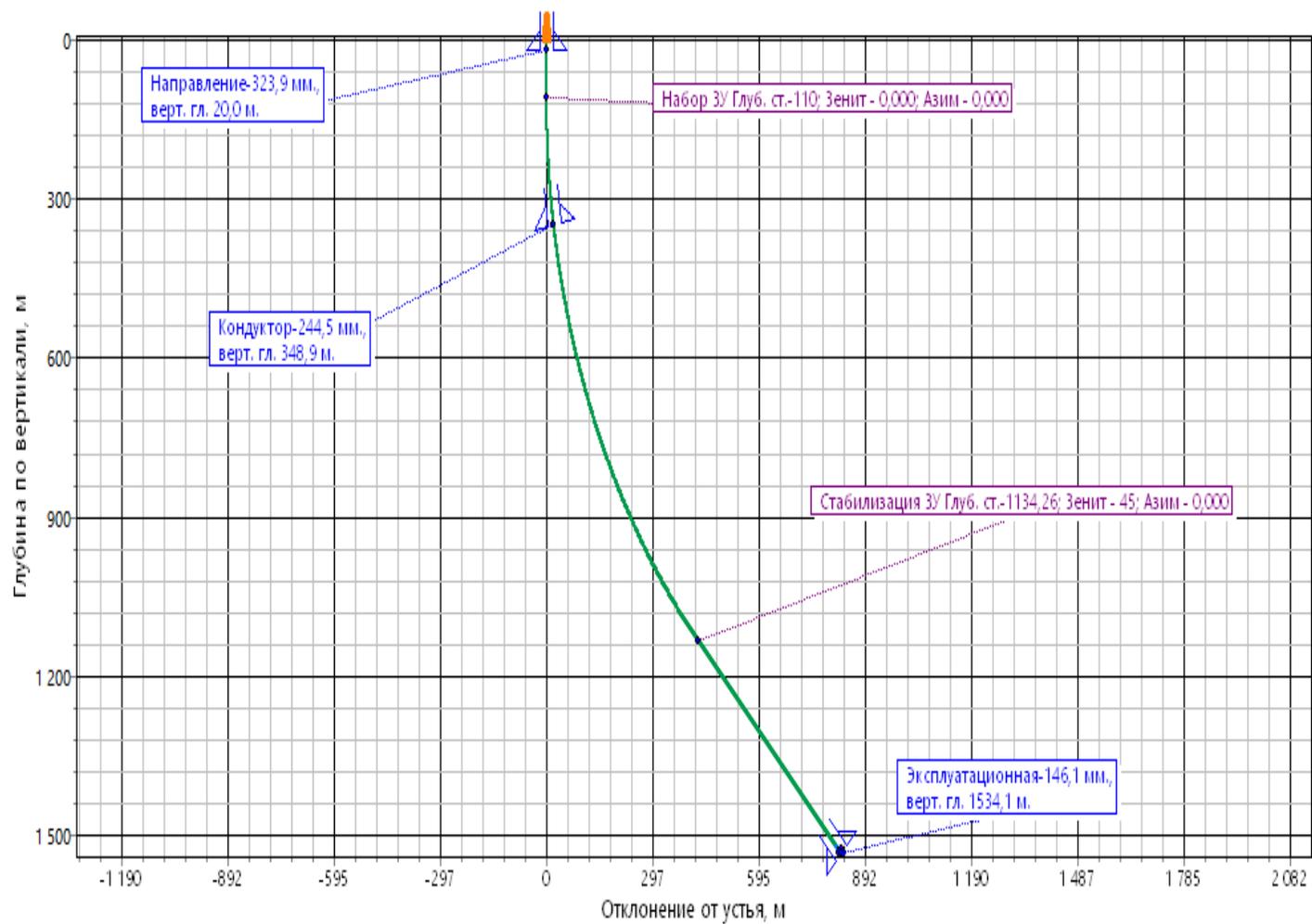


Рисунок 1 - Вертикальная проекция профиля

## 2.2 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважина обусловлена заданными условиями, профилем скважины, возможными осложнениями, а также различными условиями. Далее приведён расчёт и обоснование конструкции скважины.

Таблица 2. – Исходные данные для расчёта конструкции скважины

| Параметр                    | Описание |
|-----------------------------|----------|
| Тип скважины                | Нефтяная |
| Дебит, м <sup>3</sup> /сут  | 25       |
| $P_{пл}^{МАКС}$ , МПа       | 16,47    |
| L, м                        | 1880     |
| $P_{ф}$ , г/см <sup>3</sup> | 0,9      |
| grad $P_{ГР}$ , МПа/м       | 0,018    |

### 2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Для определения конструкции забоя, проверим коллектор на устойчивость. Порода будет считаться устойчивой, если выполнено условие:

$$\sigma_{сж} \geq \sigma_{сж}^{расч} \quad (2.2.1.1)$$

При этом  $\sigma_{сж}$  - предел прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии (30МПа). Расчётное значение предела прочности рассчитывается по следующей формуле:

$$\sigma_{сж}^{расч} = 2 \cdot \left( K \cdot (P_{гор} - P_{пл}) + (P_{пл} - P_3) \right), \quad (2.2.1.2)$$

где  $K$  - коэффициент бокового распора, рассчитываемый по формуле:

$$K = \frac{\mu}{1-\mu} = \frac{0,3}{1-0,3} = 0,429, \quad (2.2.1.3)$$

где  $\mu=0,3$ , т.к. горная порода коллектора - песчаник.

Определим горное давление в пласте-коллекторе:

$$P_{гор} = grad_i P_{гор} \cdot h_i, \quad (2.2.1.4)$$

$$P_{\text{гор}} = 57,465 \text{ МПа};$$

Минимальное забойное давление находится по формуле:

$$P_3 = \rho_H \cdot g \cdot (H_{\text{под}} - h_d) \quad (2.2.1.5)$$

где  $h_d$ - динамический уровень в скважине в конце эксплуатации и определяется по формуле 6:

$$h_d = \frac{2 \cdot H_{\text{скв}}}{3} = 1053,3 \text{ м} \quad (2.2.1.6)$$

$$P_3 = 913 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \cdot 9,81 \frac{\text{м}}{\text{с}^2} \cdot (1510 \text{ м} - 1053,3 \text{ м}) = 4,65 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\text{сж}}^{\text{расч}} = 67,06 \text{ МПа};$$

$$30 \text{ МПа} \geq 67,06 \text{ МПа},$$

Так как условие устойчивости не выполняется, порода-коллектор в призабойной зоне неустойчива.

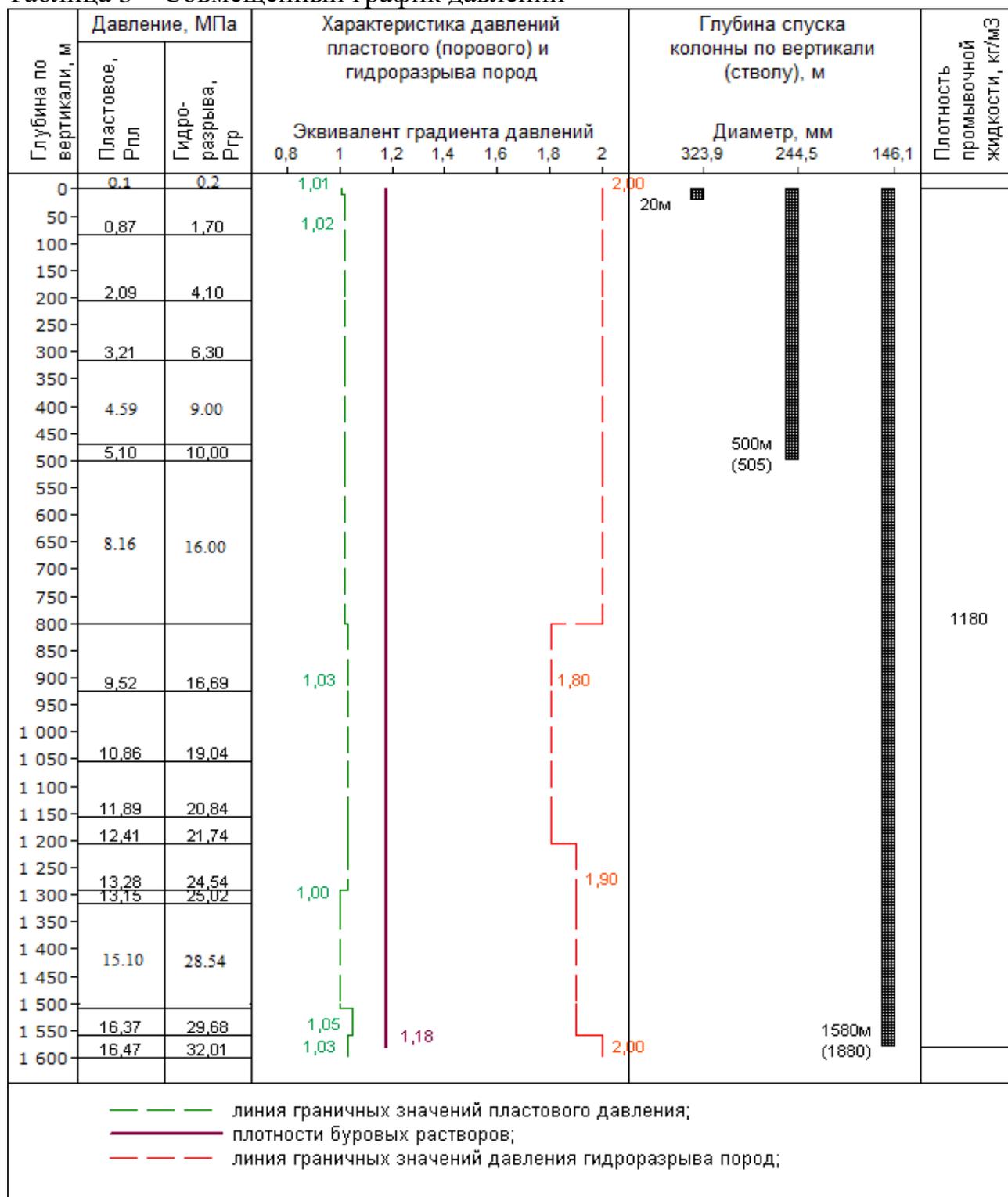
Способ закачивания скважины: открытый вышележащий интервал скважины с закрытым зацементированным участком продуктивного пласта.

## 2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора. Градиент давлений – изменение давления, отнесенное к единице глубины.

Совмещенный график давлений позволяет выделить в разрезе интервалы, несовместимые по условиям бурения. С учетом наличия геологических осложнений по совмещенному графику давлений решается вопрос о необходимости спуска промежуточных (технических) колонн, их числа и глубины спуска. Рассчитаем значения минимального градиента давления столба бурового раствора для каждого интервала с разными значениями градиента пластового давления

Таблица 3 – Совмещённый график давлений



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

Глубина спуска колонны задана условиями и составляет 1580 метров.

Направление необходимо для предотвращения размыва устья скважины и организации циркуляции бурового раствора. Мощность четвертичных отложений составляет 10 метров. В связи с этим спуск направления достаточно спроектировать на глубину 20 метров

Расчётное значение глубины спуска кондуктора составляет 500 м. Выбор кондуктора по правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности для нефтяной скважины обусловлен условием недопущения гидроразрыва горных пород под его башмаком при закрытии устья скважины в случае флюидопроявления:

### **2.2.4 Выбор интервалов цементирования**

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

1. Направление, кондуктор цементируются на всю длину.
2. Эксплуатационные колонны цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту не менее 150 м для нефтяных скважин.

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

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу-вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны  $D_{эк н}$ , который принимается в зависимости от ожидаемого притока, эксплуатации и ремонта скважин.

Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом

габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенками скважины.

Проведём расчёт диаметров скважин и обсадных колонн. По техническому заданию диаметр эксплуатационной колонны, спускаемой в интервал продуктивного пласта, составляет 146 мм. Результаты проектирования диаметров обсадных колонн представлены в таблице 4.

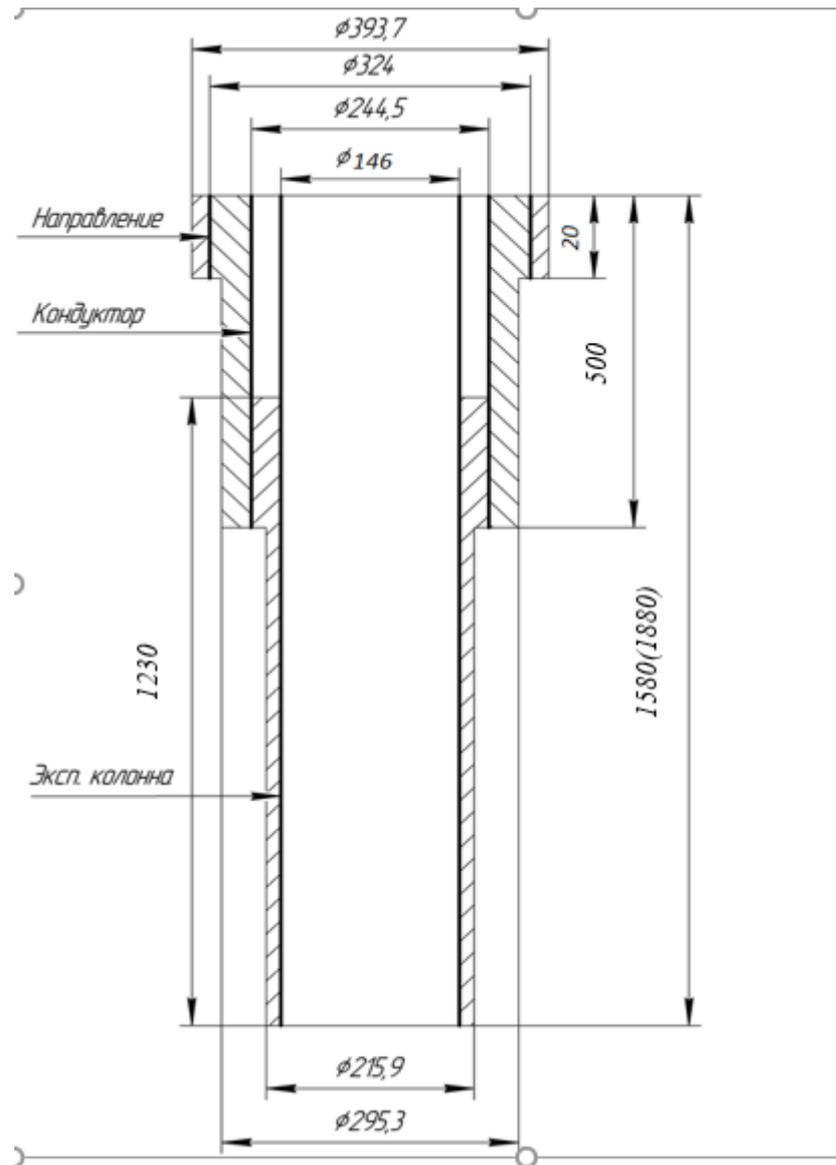


Рис 2. Конструкция скважины

Таблица 4 –Диаметры обсадных колонн и скважин

| Обсадная колонна         | Диаметры колонны, мм | Диаметр скважины, мм |
|--------------------------|----------------------|----------------------|
| Направление              | 324                  | 393,7                |
| Кондуктор                | 244,5                | 295,3                |
| Эксплуатационная колонна | 146                  | 215,9                |

### 2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Рассчитаем максимальное устьевое давление для нефтяной скважины по формуле 2.2.6.1:

$$P_{МУ} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр}; \quad (2.2.6.1)$$

где  $P_{МУ}$  – максимальное устьевое давление, МПа;

$\rho_n$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;

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

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

$$P_{МУ} = 16,47 \cdot 10^6 - 913 \cdot 9,805 \cdot 1510 = 2,95 \text{ МПа};$$

Помимо максимального устьевого давления, при выборе колонных обвязок также учитываются диаметры всех обвязываемых обсадных колонн. В представленном случае это кондуктор диаметром 244,5 мм и эксплуатационная колонна диаметром 146,1 мм. Для обвязки проектируемой скважины допустимо использовать колонную обвязку ОКК1-21-146х245.

Противовыбросовое оборудование выбирается с учетом условного диаметра прохода превенторного блока и манифольда, а также рабочего давления и схемы обвязки. При вскрытии нефтяных и водяных пластов с нормальным давлением применяют 5 схему. Для обвязки проектируемой скважины допустимо использовать противовыбросовое оборудование ОП5-230/80х21, ГОСТ 13862-90.

## 2.3 Углубление скважины

### 2.3.1 Выбор способа бурения

Для бурения направления будем использовать роторный способ бурения, т.к. колонна на этом интервале имеет небольшой вес и можно достаточно легко поддерживать высокие скорости вращения ротора, а, следовательно, и механическую скорость бурения. Для бурения под кондуктор планируется использовать ВЗД, так как в этом интервала планируется набор зенитного угла. Кроме того, использование ВЗД обеспечит высокие скорости вращения долота и высокие темпы проходки данного интервала. Бурение под эксплуатационную колонну планируется реализовать ротором совместно с ВЗД, так как это позволит исключить дифференциальные прихваты бурильной колонны. Результаты выбора способов бурения по интервалам представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Выбор способа бурения

| Интервал по вертикали, м | Обсадная колонна         | Способ бурения             |
|--------------------------|--------------------------|----------------------------|
| 0-20                     | Направление              | Роторный                   |
| 20-500                   | Кондуктор                | Роторный с применением ГЗД |
| 500-1580                 | Эксплуатационная колонна | Роторный с применением ГЗД |

### 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для выбора породоразрушающего инструмента проведём разделение разреза на пачки. Проектируемая скважина может быть разделена 3 пачки по буримости. Результаты разделения разреза на пачки представлены в таблице 6.

Для бурения под направление будем использовать шарошечные долото фирмы «Волгабурмаш» диаметром 393,7 мм. Так как интервал сложен мягкими, абразивными породами, бурение данного интервала, для сохранения

эффективных технико-экономических показателей, рекомендуется проводить шарошечными долотами. Кроме того, долота данной фирмы показывают хорошие технико-экономические показатели при проводке скважин.

Для бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну рекомендуется использовать долота PDC. В данных интервалах планируется осуществлять направленное бурение с набором угла, а долота PDC хорошо зарекомендовали себя как самые легко управляемые долота, что позволит достичь проектных значений профиля, с минимальной погрешностью. Результаты выбора долот по интервалам бурения приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Разделение интервалов бурения на пакки

| Интервал бурения | Твёрдость, Мпа | Абразивность | Категория по буримости |
|------------------|----------------|--------------|------------------------|
| 0-20             | 53,5           | 6,5          | МЗ                     |
| 20-500           | 124,0          | 5,0          | МСЗ                    |
| 500-1580         | 208,7          | 3,3          | С, МС                  |

Таблица 7 – Выбор породоразрушающего инструмента

| Интервал                 |               | 0-20                              | 20-500                            | 500-1580                          |
|--------------------------|---------------|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Шифр долота              |               | 393,7 V-C 21 X-R2000              | 295,3 FD 366SM-A59-08             | 215,9 FD 355SM-A106 (233)         |
| Фирма                    |               | Волгабурмаш                       | Волгабурмаш                       | Волгабурмаш                       |
| Тип долота               |               | Шарошечное                        | PDC                               | PDC                               |
| Диаметр долота, мм       |               | 393,7                             | 295,3                             | 215,9                             |
| Тип горных пород         |               | МЗ                                | МСЗ                               | С, МС                             |
| Присоединительная резьба | ГОСТ          | НЗ–177                            | НЗ–152                            | НЗ–117                            |
|                          | API           | 7 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> Reg | 6 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> Reg | 4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> Reg |
| Длина, м                 |               | 0,7                               | 0,4                               | 0,39                              |
| Масса, кг                |               | 180                               | 180                               | 80                                |
| G, т                     | Рекомендуемая | 20-42                             | 2-10                              | 2-10                              |
|                          | Предельная    | 52                                | 12                                | 12                                |
| n, об/мин                | Рекомендуемая | 80-175                            | 60-400                            | 60-400                            |
|                          | Предельная    | 175                               | 400                               | 400                               |
| Калибратор               |               | –                                 | 2КС-295,3 МСЗ                     | 2КС-215,9 С                       |

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

Осевая нагрузка для шарошечных долот рассчитывается по формуле:

$$G_1 = \frac{\alpha \cdot P_{\text{ш}} \cdot F}{10^3} \quad (2.3.3.1)$$

где  $\alpha$  – коэффициент забойных условий,  $\alpha \in [0,33; 0,59]$ ;

$P_{\text{ш}}$  – средневзвешенная твердость горных пород по штампу для данной пачки пород по буримости, кг/см<sup>2</sup>;

$F$  – опорная площадь рабочей поверхности долота, см<sup>2</sup>.

Опорная поверхность для шарошечных долот рассчитывается по формуле:

$$F = \frac{D_{\text{д}}}{2} \cdot \eta \cdot \delta \quad (2.3.3.2)$$

где  $D_{\text{д}}$  – диаметр долота, см;

$\eta$  – коэффициент перекрытия – отношение длины образующей шарошки к суммарной длине зубьев, контактирующих с породой, для современных долот  $\eta = 0,7-1,7$ , в расчетах можно принять  $\eta = 1$ ;

$\delta$  – начальное притупление зубьев, см,  $\delta = 1-4$  мм, в расчетах принимается среднее значение  $\delta = 1,5$  мм.

Для PDC долот опорная площадь рассчитывается по следующей формуле:

$$F = 0,03 \cdot D_c \cdot k_T \quad (2.3.3.3)$$

где  $k_m$  – число зубцов на рабочей поверхности;

$D_c$  – средний диаметр зубцов, мм.

При статистическом расчете осевой нагрузки  $G_2$  используется формула:

$$G_2 = q \cdot D_{\text{д}} \quad (2.3.3.4)$$

где  $q$  – удельная нагрузка на один миллиметр диаметра долота, кН/мм;

Допустимая в процессе бурения осевая нагрузка на долото  $G_3$  не должна превышать 80% от предельной  $G_{пред}$ , указанной в технической характеристике (паспорте) долота, то есть:

$$G_3 = 0,8 \cdot G_{пред} \quad (2.3.3.5)$$

Результаты расчёта осевой нагрузки по интервалам бурения представлены в таблице 8.

Так как значения осевой нагрузки для интервалов под направление, кондуктор и эксплуатационную колонну не превышают предельную осевую нагрузку для используемых долот, в качестве проектной нагрузки следует принять одно из значений  $G_1$  или  $G_2$ . Первые два интервала проектируемой скважины сложены мягкими по буримости горными породами, поэтому достижение оптимальных механических скоростей проходки не требует больших значений осевой нагрузки, и в качестве оптимального, следует принять расчётное значение  $G_1$ . Кроме того, серьёзное увеличение осевой нагрузки в интервале кондуктора и направления приведёт к зашламованности долота, его плохой очистке, что, скорее всего, приведёт к отклонению скорости проходки от оптимальных значений.

Таблица 8 – Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения.

| Интервал                     | 0-20   | 20-500 | 500-1580 |
|------------------------------|--------|--------|----------|
| Исходные данные              |        |        |          |
| $\alpha$                     | 1      | 1      | 1        |
| $P_{ш}$ , кН/см <sup>2</sup> | 5,35   | 12,40  | 20,87    |
| $D_d$ , см                   | 39,37  | 29,53  | 21,59    |
| $\eta$                       | 1,00   | 1,00   | 1,00     |
| $\delta$ , см                | 0,15   | –      | –        |
| $q$ , кН/мм (кг/см для PDC)  | 0,35   | 175,00 | 250,00   |
| $G_{пред}$ , кН              | 392,40 | 274,68 | 196,20   |
| $D_c$                        | –      | 1,60   | 1,30     |
| кТ                           | –      | 45,00  | 30,00    |
| $F$ , см <sup>2</sup>        | 2,95   | 2,16   | 1,17     |
| Результаты проектирования    |        |        |          |
| $G_1$ , кН                   | 15,8   | 26,8   | 24,4     |
| $G_2$ , кН                   | 137,8  | 51,7   | 54,0     |
| $G_3$ , кН                   | 313,9  | 219,7  | 157,0    |
| $G_{проект}$ , кН            | ВИ     | 51,7   | 54,0     |

### 2.3.4 Расчёт частоты вращения долота

Для безопорных PDC расчёт частоты вращения производится только из условия создания необходимой линейной скорости на периферии по формуле:

$$n_1 = 19,1 \cdot \frac{V_{II}}{D_d} \quad (2.3.4.1)$$

где  $V_{II}$  – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

Расчет частоты вращения шарошечного долота  $n_2$  по минимально допустимому времени контакта зуба долота с породой ведется по формуле:

$$n_2 = 0,6 \cdot 10^5 \cdot \frac{d_w}{\tau \cdot z \cdot D_d} \quad (2.3.4.2)$$

где  $d_w$  – диаметр шарошки, мм;

$\tau$  – минимальное время контакта зуба долота с породой, мс;

$z$  – число зубьев на периферийном венце шарошки.

Максимально допустимая частота вращения шарошечного долота  $n_3$  по стойкости опоры проводится:

$$n_3 = \frac{T_0}{0,02 \cdot (\alpha + 2)} \quad (2.3.4.3)$$

где  $\alpha$  – коэффициент, характеризующий свойства горной породы (0,7-0,9 для М; 0,5-0,7 для С, 0,3-0,5 для Т);

$T_0$  – стойкость опоры, час;

Результаты проектирования осевой частоты вращения представлены в таблице 9.

Частоты вращения для интервалов под направление и кондуктор были выбраны в соответствие с методическими рекомендациями: так как интервалы планируется с использованием шарошечных долот, то в качестве проектной частоты вращения для этих интервалов следует принять значение  $n_1$ . Для безопорных долот РДС, используемых для бурения эксплуатационной колонны и интервала отбора керна следует принять расчётное значение  $n_1$ .

Таблица 9 – Результаты частоты вращения породоразрушающего инструмента

| Интервал                     |    | 0-20   | 20-500 | 500-1580 |
|------------------------------|----|--------|--------|----------|
| Исходные данные              |    |        |        |          |
| $V_d$ , м/с                  |    | 3      | 2,4    | 1,5      |
| $D_d$                        | м  | 0,3937 | 0,2953 | 0,2159   |
|                              | мм | 393,7  | 295,3  | 215,9    |
| $\tau$ , мс                  |    | 6      | –      | –        |
| $z$                          |    | 36     | –      | –        |
| $\alpha$                     |    | 0,8    | –      | –        |
| Результаты проектирования    |    |        |        |          |
| $n_1$ , об/мин               |    | 146    | 155    | 133      |
| $n_2$ , об/мин               |    | 181    | –      | –        |
| $n_3$ , об/мин               |    | 657    | –      | –        |
| $n_{\text{проект}}$ , об/мин |    | 146    | 155    | 133      |

### 2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Результаты проектирования параметров забойного двигателя представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

| Интервал                  |    | 0-20 | 20-500 | 500-1580 |
|---------------------------|----|------|--------|----------|
| Исходные данные           |    |      |        |          |
| $D_d$                     | м  | –    | 0,2953 | 0,2159   |
|                           | мм | –    | 295,3  | 215,9    |
| $G_{oc}$ , кН             |    | –    | 37,8   | 51,7     |
| $Q$ , Н*м/кН              |    | –    | 1,5    | 1,5      |
| Результаты проектирования |    |      |        |          |
| $D_{зд}$ , мм             |    | –    | 178    | 135      |
| $M_p$ , Н*м               |    | –    | 2056,4 | 1587,3   |
| $M_o$ , Н*м               |    | –    | 147,7  | 108,0    |
| $M_{уд}$ , Н*м/кН         |    | –    | 36,9   | 27,4     |

Для интервала бурения под кондуктор (20-500 м) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-240, отвечающий требованиям по совместимости с долотом и способный обеспечить необходимый набор угла. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-178 с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить наклонно-направленный и прямолинейный (стабилизации) интервалы, а также способен обеспечивать высокий рабочий момент на долоте при бурении мягко-средних и средних горных пород по категории буримости.

Результаты выбора забойных двигателей и их технические характеристики представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

| Двигатель                         | ДГР-240М.3/4.60 | ДГР-178М.7/8.37 |
|-----------------------------------|-----------------|-----------------|
| Интервал, м                       | 100-500         | 500-1500        |
| Наружный диаметр, мм              | 240             | 178             |
| Длина, м                          | 9,48            | 6,984           |
| Масса, кг                         | 2047            | 1002            |
| Расход жидкости, л/с              | 35-64           | 25-35           |
| Число оборотов, об/мин            | 138-240         | 96-144          |
| Максимальный рабочий момент, кН*м | 12-17           | 9,0-12,0        |
| Мощность двигателя, кВт           | 131-324         | 62-128          |

### 2.3.6 Выбор компоновки и бурильной колонны

Спроектированные КНБК по интервалам бурения приведены в приложении Е. Для бурения под направление (вертикального участка скважины) используется роторная компоновка, состоящая из долота, двух секций УБТС (каждая по одной трубе), для создания необходимой осевой нагрузки при бурении скважины.

На интервале бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну планируется набор угла, поэтому применяется следующая компоновка: долото, ВЗД с регулируемым углом перекоса, переливной клапан, который позволит предотвратить утечки раствора при подъёме бурильной колонны; обратный клапан, необходимый для предотвращения попадания шлама в телесистему и ВЗД; телесистемы для контролирования пространственного положения инструмента в процессе бурения, устанавливаемой в немагнитные УБТ (НУБТ) и обычных УБТ, необходимых для создания необходимой осевой нагрузки. НУБТ служат для создания необходимой осевой нагрузки, для придания жёсткости компоновки с использованием забойной телеметрической системы.

Таблица 12 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

| № п/п | Интервал по стволу, м |    | Типоразмер, шифр     | Назначение Элемента КНБК | Масса, кг | Длина, м | Назначение   |
|-------|-----------------------|----|----------------------|--------------------------|-----------|----------|--|
|       | от                    | до |                      |                          |           |          |  |
| 1     | 2                     | 3  | 4                    | 5                        | 6         | 7        | 8  |
| 1     | 0                     | 20 | 393,7 V-C 21 X-R2000 | ПРИ                      | 180       | 0,7      | Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления |
|       |                       |    | M-177/201            | Переводник               | 75        | 0,52     |  |
|       |                       |    | УБТС2-254x80/3-177   | Создание осевой нагрузки | 2688,8    | 9,82     |  |
|       |                       |    | П-163/177            | Переводник               | 75        | 0,52     |  |
|       |                       |    | УБТС2-203x80/3-163   | Создание осевой нагрузки | 1716,8    | 8        |  |
| Σ     |                       |    |                      |                          | 4735,6    | 19,56    |  |

|                        |                                     |         |                                    |   |            |        |   |
|------------------------|-------------------------------------|---------|------------------------------------|---|------------|--------|---|
| 2                      | 20                                  | 500     | 295,3 FD 366SM-A59-08              | ПРИ   | 47         | 0,41   | Бурение интервала набора угла, проработка ствола перед спуском кондуктора |
|                        |                                     |         | Калибратор 2КС-295,3 МСЗ           | Калибровка стенок скважины                        | 192        | 0,76   |   |
|                        |                                     |         | Забойный двигатель ДГР-240М.3/4.60 | Набор зенитного угла, обеспечение вращения долота | 2047       | 9,48   |   |
|                        |                                     |         | П-152/171                          | Переводник  | 63         | 0,4    |   |
|                        |                                     |         | Клапан переливной КП-210           | Опорожнение раствора при подъеме труб             | 93         | 0,6    |   |
|                        |                                     |         | Клапан обратный КОБ-210            | Для предотвращения зашламования телесистемы/ВЗД   | 99         | 0,64   |   |
|                        |                                     |         | Установочный переводник УВНО-203   | Составная часть телесистемы                       | 180        | 0,86   |   |
|                        |                                     |         | НУБТ-203-102                       | Установка телесистемы                             | 2026,76    | 9,2    |   |
|                        |                                     |         | Orienteer MWD                      | Телесистема                                       | 80         | 2,89   |   |
|                        |                                     |         | НУБТ-178-102                       | Установка телесистемы                             | 1591,27    | 9,14   |   |
|                        |                                     |         | П-122/152                          | Переводник  | 54         | 0,36   |   |
|                        |                                     |         | УБТ-165x71/3-122                   | Создание осевой нагрузки                          | 1087,2     | 8      |   |
|                        |                                     |         | П-133/122                          |   | Переводник | 59,2   |   |
| ПК-127x9,19 Д (19 св.) | Передача крутящего момента на забой | 12179,7 | 456                                |   |            |        |   |
| Σ                      |                                     |         |                                    |   | 20154,6    | 496,54 |   |

Продолжение таблицы 12

| 1                      | 2                                   | 3       | 4                                  | 5   | 6       | 7    |  |
|------------------------|-------------------------------------|---------|------------------------------------|---|---------|------|--|
| 3                      | 500                                 | 1580    | 215,9 FD 355SM-A106 (233)          | ПРИ   | 18      | 0,35 | Бурение<br>интервалов:<br>набора угла,<br>стабилизации |
|                        |                                     |         | Калибратор 2КС-215,9 С             | Калибровка стенок скважины                        | 62      | 0,6  |  |
|                        |                                     |         | Забойный двигатель ДГР-178М.7/8.37 | Набор зенитного угла, обеспечение вращения долота | 375     | 5,67 |  |
|                        |                                     |         | Клапан переливной КП-172           | Опорожнение раствора при подъёме труб             | 97      | 0,82 |  |
|                        |                                     |         | Клапан обратный КОБ-172            | Для предотвращения зашламования телесистемы/ВЗД   | 108     | 0,78 |  |
|                        |                                     |         | П-147/133                          | Переводник  | 114     | 0,42 |  |
|                        |                                     |         | Установочный переводник UBHO-172   | Составная часть телесистемы                       | 150     | 0,74 |  |
|                        |                                     |         | НУБТ-178-102                       | Установка телесистемы                             | 1591,27 | 9,14 |  |
|                        |                                     |         | Orienteer MWD                      | Телесистема                                       | 80      | 2,89 |  |
|                        |                                     |         | НУБТ-178-102                       | Установка телесистемы                             | 1591,27 | 9,14 |  |
|                        |                                     |         | ПК-127х9,19 Д (7 св.)              | Передача крутящего момента на забой               | 4487,3  | 168  |  |
|                        |                                     |         | ТБТ-127 (2 тр.)                    | Обеспечение работы Ясса                           | 1750,1  | 24,7 |  |
|                        |                                     |         | ЯГБ -171.5                         | Устранение прихватов                              | 640     | 5,12 |  |
|                        |                                     |         | ТБТ-127 (2 тр.)                    | Обеспечение работы Ясса                           | 1750,1  | 24,7 |  |
| ПК-127х9,19 Д (73 св.) | Передача крутящего момента на забой | 46936,1 | 1752                               |   |         |      |  |
| Σ                      |                                     |         |                                    | 59670,1   | 2002,15 |      |  |

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

Бурение под направление – свежеприготовленный глинистый буровой раствор, основу которого будем использовать для приготовления полимерглинистого бурового раствора для бурения интервала под кондуктор;

Бурение под кондуктор – полимерглинистый буровой раствор. Данный тип раствора хорошо себя зарекомендовал при бурении интервалов под кондуктор, кроме того он отлично подходит по своим свойствам для нашей скважины;

Бурение под ЭЖ – полимерглинистый буровой раствор. При бурении интервала под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и водопроявлений, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты и интервал искривления. При бурении под эксплуатационную колонну лучшим вариантом является использование полимеркарбонатного раствора.

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, содержащая преимущественно импортное оборудование.

В таблице 13. представлен компонентный состав бурового раствора. Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам приведены в таблице 14. Схема очистки бурового раствора приведена на рисунке 3.

Таблица 13. – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

| Исходные данные                 |       |                              |                        |                         |                        |                                     |      |                     |         |           |
|---------------------------------|-------|------------------------------|------------------------|-------------------------|------------------------|-------------------------------------|------|---------------------|---------|-----------|
| Интервал бурения (по стволу), м |       | k                            | Р <sub>пл</sub> , МПа  | Н, м                    | g, м/с <sup>2</sup>    | ρ <sub>бр</sub> , кг/м <sup>3</sup> | К    | d, м                |         |           |
| от                              | до    |                              |                        |                         |                        |                                     |      |                     |         |           |
| 0                               | 20    | 1,1                          | 0,2                    | 20                      | 9,81                   | 1150                                | 1,1  | 0,003               |         |           |
| 20                              | 505,2 | 1,15                         | 5,0                    | 500                     | 9,81                   | 1150                                | 1,1  | 0,003               |         |           |
| 505,2                           | 1880  | 1,12                         | 16,47                  | 1580                    | 9,81                   | 1100                                | 1,05 | 0,003               |         |           |
| Результаты проектирования       |       |                              |                        |                         |                        |                                     |      |                     |         |           |
| Интервал бурения, м             |       | Плотность, г/см <sup>3</sup> | СНС <sub>1</sub> , дПа | СНС <sub>10</sub> , дПа | Условная вязкость, сек | Водоотда-ча см <sup>3</sup> /30мин  | рН   | Содержание песка, % | ДНС, Па | ПВ, мПа*с |
| от                              | до    |                              |                        |                         |                        |                                     |      |                     |         |           |
| 0                               | 20    | 1,15                         | -                      | -                       | 30-40                  | -                                   | -    | до 2                | -       | -         |
| 20                              | 505,2 | 1,15                         | 10-30                  | 20-60                   | 20-35                  | 6-10                                | 8-9  | до 1,5              | 40-80   | 10-18     |
| 505,2                           | 1880  | 1,1                          | 10-30                  | 20-60                   | 20-35                  | 6-10                                | 8-9  | до 1,5              | 40-80   | 10-18     |

Таблица 14. – Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

| Интервал (по стволу), м |          | Тип бурового раствора    | Компоненты бурового раствора  |
|-------------------------|----------|--------------------------|---|
| от (верх)               | до (низ) |                          |   |
| 0                       | 20       | Глинистый                | Вода пресная, Бентопорошок (структурообразователь), Сода Кальцинированная (регулятор жёсткости и pH), каустическая сода (регулятор pH)  |
| 20                      | 505,2    | Полимерглинистый раствор | Вода пресная, NaOH, Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , Poly-pac R (полианионная целлюлоза), SP-101 (полиакрилонитрил натрия), Realub L, Reastab                                    |
| 505,2                   | 1850     | Полимерглинистый раствор | Вода пресная, NaOH, Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , Poly-pac R (полианионная целлюлоза), SP-101 (полиакрилонитрил натрия), Realub L, Reastab, МК-40, 80, 160 (мраморная крошка) |

Результаты расчета системы бурового раствора приведены в таблицах Л.1 и Л.2 приложения Л.

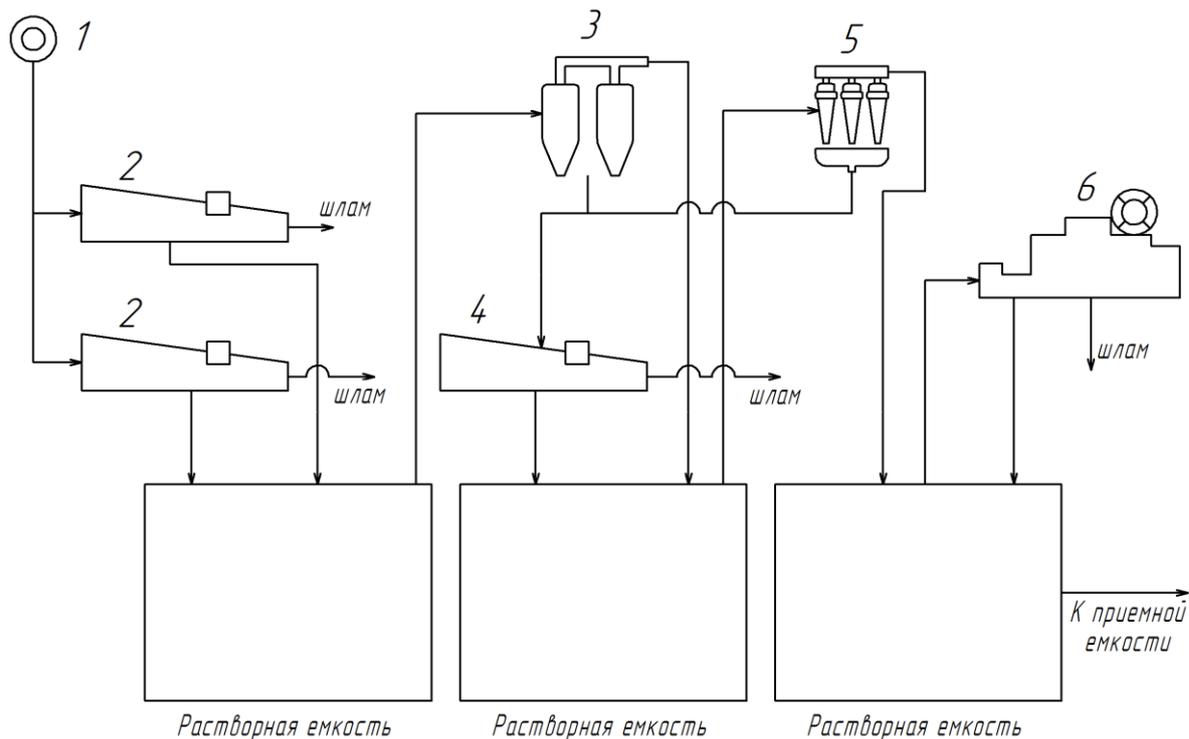


Рисунок 3 – Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Derrick FLC 2000; 3 – пескоотделитель Derrick Desander (часть СГЦС); 4 – ситогидроциклонный сепаратор Derrick Hyperpool Mud Cleaner; 5 – илоотделитель Derrick Desilter (часть СГЦС); 6 – центрифуга Derrick DE-1000 LP VFD

### 2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

В таблице 15 представлены исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины для КНБК, предназначенной для бурения интервала под эксплуатационную колонну.

В таблице 16 представлены диаметры втулок и количество насосов на каждый интервал бурения скважины.

В таблице 17 представлены результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины для КНБК, предназначенной для бурения интервала под эксплуатационную колонну.

Предельное внутреннее давление жидкости, соответствующее пределу текучести материала труб:

$$p_{\text{вн}} = \frac{2\delta c}{D} \sigma_{\text{T}} = \frac{2 \cdot 0,00919 \cdot 0,875}{0,127} \cdot 517 = 65,5 \text{ МПа}$$

Избыточное давление в верхнем сечении определяется из гидравлического расчета промывки скважины:

$$\Delta p(0) = P_{\text{д}} + P_{\text{зд}} + P_{\text{бк}} + P_{\text{кп}} + P_{\text{T}} = 4,7 + 5,0 + 2,7 + 3,9 + 0,4 = 16,7 \text{ МПа}$$

Коэффициент запаса прочности трубы на внутреннее давление:

$$n_{\text{вн}} = \frac{p_{\text{вн}}}{\Delta p(0)} = \frac{65,5}{16,7} = 3,92$$

Полученное значение превышает допустимый коэффициент запаса прочности на внутреннее давление  $[n_{\text{вн}}] = 1,15$  [5].

Таблица 15 – Гидравлические показатели промывки

| Интервал по вертикали, м            |          | Вид технологической операции | Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с | Удельный расход, л/с на см <sup>2</sup> кп. | Схема промывки | Гидромониторные насадки |         | Скорость истечения, м/с | Мощность срабатываемая на долоте, л.с. |
|-------------------------------------|----------|------------------------------|---|---|----------------|-------------------------|---------|-------------------------|--|
| От (верх)                           | До (низ) |                              |   |   |                | Кол-во                  | Диаметр |                         |  |
| <b>Под направление</b>              |          |                              |   |   |                |                         |         |                         |  |
| 0                                   | 20       | БУРЕНИЕ                      | 1,01  | 0,084                                       | Центральная    | -                       | -       | 90                      | 326,1                                  |
| <b>Под кондуктор</b>                |          |                              |   |   |                |                         |         |                         |  |
| 20                                  | 500      | БУРЕНИЕ                      | 1,07  | 0,102                                       | Периферийная   | 6                       | 10; 11  | 71,8                    | 134,5                                  |
| <b>Под эксплуатационную колонну</b> |          |                              |   |   |                |                         |         |                         |  |
| 500                                 | 1580     | БУРЕНИЕ                      | 1,39  | 0,103                                       | Периферийная   | 3                       | 10      | 82                      | 87,7                                   |

Таблица 16 – Режимы работы насосов по интервалам

| Интервал по вертикали, м |          | Вид технологической операции | Тип      | Кол-во | Режим работы бурового насоса |                                   |  |                        |                            |                         |
|--------------------------|----------|------------------------------|----------|--------|------------------------------|-----------------------------------|--|------------------------|----------------------------|-------------------------|
| от (верх)                | до (низ) |                              |          |        | КПД                          | диаметр цилиндрических втулок, мм | допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup> | коэффициент наполнения | число двойных ходов в мин. | производительность, л/с |
| 0                        | 20       | БУРЕНИЕ                      | УНБТ-750 | 2      | 0,9                          | 160                               | 197,1                                    | 0,85                   | 135                        | 28,9                    |
| 20                       | 500      | БУРЕНИЕ                      | УНБТ-750 | 2      | 0,9                          | 130                               | 293,4                                    | 0,85                   | 135                        | 18,7                    |
| 500                      | 1580     | БУРЕНИЕ                      | УНБТ-750 | 1      | 0,9                          | 130                               | 293,4                                    | 0,85                   | 135                        | 18,7                    |

Таблица 17. – Распределение потерь в циркуляционной системе

| Интервал по вертикали, м |          | Вид технологической операции | Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup> | Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в |                    |                   |                        |                           |
|--------------------------|----------|------------------------------|---|--|--------------------|-------------------|------------------------|---------------------------|
| от (верх)                | до (низ) |                              |   | эл-тах КНБК  |                    | бурильной колонне | кольцевом пространстве | обвязке буровой установки |
|                          |          |                              |   | насадках долота  | забойном двигателе |                   |                        |                           |
| 0                        | 20       | БУРЕНИЕ                      | 71,2  | 56,4   | 0                  | 4,6               | 0,2                    | 10,0                      |
| 20                       | 500      | БУРЕНИЕ                      | 124,3   | 36,0   | 61,0               | 13,3              | 4,0                    | 10,0                      |
| 500                      | 1580     | БУРЕНИЕ                      | 167,2   | 46,9   | 50,0               | 26,7              | 39,4                   | 4,2                       |

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

Отбор керна не предусмотрен заданием.

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1 Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчёту обсадных колонн представлены в таблице 18

Таблица 18 – Исходные данные к расчёту обсадных колонн

| Параметр  | Значение | Параметр  | Значение |
|---|----------|---|----------|
| плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$ , кг/м <sup>3</sup>                | 1000     | плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$ , кг/м <sup>3</sup>                          | 1100     |
| плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тробл}$ , кг/м <sup>3</sup> | 1500     | плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{трн}$ , кг/м <sup>3</sup> | 1900     |
| плотность нефти $\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>                                    | 913      | глубина скважины, м   | 1580     |
| высота столба буферной жидкости $h_1$ , м                                       | 355,2    | высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2$ , м                    | 120      |
| высота цементного стакана $h_{ст}$ , м  | 7,1      | динамический уровень скважины $h_0$ , м   | 1053     |

#### 2.4.1.1 Расчёт наружных избыточных давлений

*1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении*

На рисунке 4.(а) представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

В таблице 19 записаны результаты расчёта наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом давлении на устье.

Таблица 19 – Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

| Номер точки                       | 1 | 2     | 3    | 4    | 5    |
|-----------------------------------|---|-------|------|------|------|
| Глубина расположения точки, м     | 0 | 353,9 | 1460 | 1573 | 1580 |
| Наружное избыточное давление, МПа | 0 | 0,35  | 5,77 | 6,77 | 6,77 |

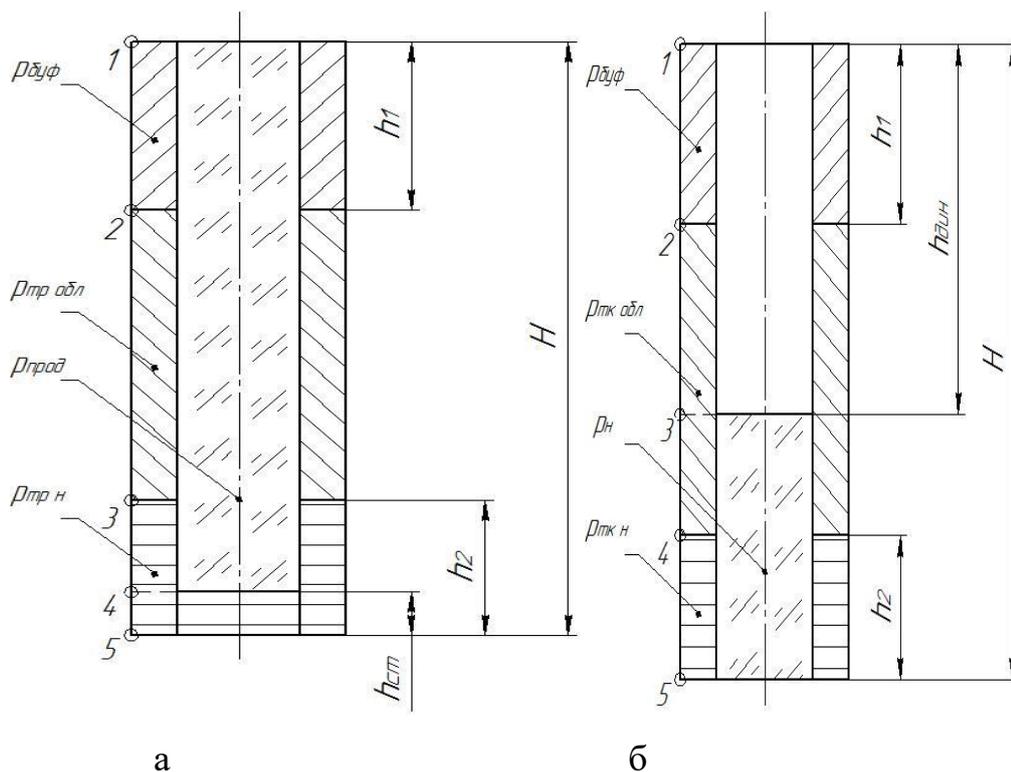


Рисунок 4. а) Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении; б) Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации скважины.

### 2 случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 4 (б) представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

В таблице 20 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке в конце эксплуатации скважины при снятом на устье давлении.

Таблица 20 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в конце эксплуатации скважины

| Номер точки                       | 1 | 2      | 3      | 4     | 5     |
|-----------------------------------|---|--------|--------|-------|-------|
| Глубина расположения точки, м     | 0 | 353,86 | 1053,3 | 1460  | 1580  |
| Наружное избыточное давление, МПа | 0 | 3,82   | 11,53  | 12,38 | 12,98 |

Эпюра наружных избыточных давлений представлена в таблице Ж.1 приложения Ж.

### 2.4.1.2 Расчёт внутренних избыточных давлений

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

Схема расположения уровней жидкости в конце продавки тампонажного раствора представлена на рисунке 6

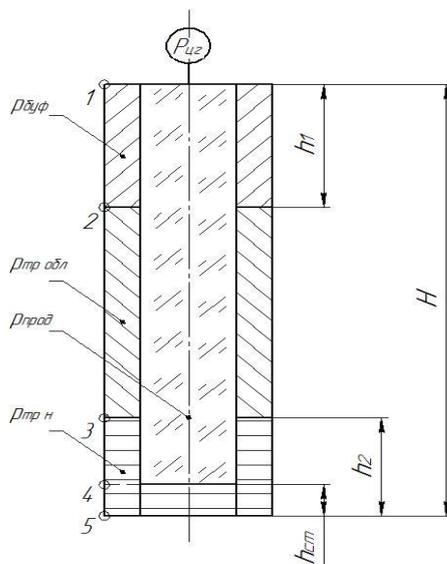


Рисунок 6. Схема расположения уровня жидкостей в конце продавки тампонажного раствора

Максимальное давление на цементировочной головке составляет  $P_{цз} = 21$  МПа. В таблице 21 приведены расчётные значения внутренних избыточных давлений в характерных точках скважины.

Таблица 21 – Значения внутренних избыточных давлений при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

| Номер точки                         | 1     | 2     | 3    | 4    | 5    |
|-------------------------------------|-------|-------|------|------|------|
| Глубина расположения точки, м       | 0     | 353,9 | 1460 | 1573 | 1580 |
| Внутреннее избыточное давление, МПа | 14,58 | 14,24 | 8,81 | 7,81 | 7,81 |

*2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны*

На рисунке 7 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности). Давление опрессовки из условий задания  $P_{on}=21$  МПа.

В таблице 22 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

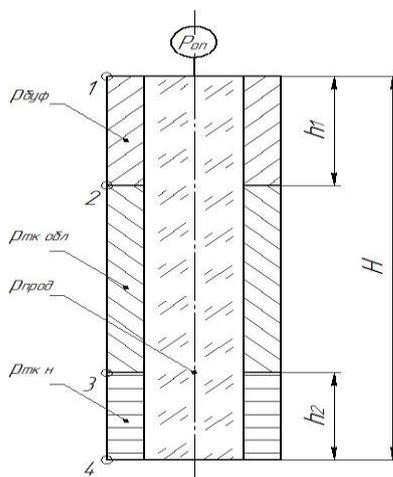


Рисунок 7. Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Таблица 22 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

| Номер точки                         | 1    | 2     | 3    | 4     |
|-------------------------------------|------|-------|------|-------|
| Глубина расположения точки, м       | 0    | 353,9 | 1460 | 1580  |
| Внутреннее избыточное давление, МПа | 15,0 | 14,65 | 13,3 | 13,15 |

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена в таблице Ж.2 приложения Ж.

### 2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Результаты проектирования секций обсадной колонны представлены в таблице 23.

Таблица 23– Характеристика обсадных колонн

| № секций | Группа прочности | Толщина стенки, мм | Длина, м | Вес, кН   |        |           | Интервал установки, м |
|----------|------------------|--------------------|----------|-----------|--------|-----------|-----------------------|
|          |                  |                    |          | 1 м трубы | секций | суммарный |                       |
| 1        | Д                | 6,5                | 2007,4   | 0,226     | 453,7  | 453,7     | 0-1580                |

## 2.4.2 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

### 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверим условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{пг} \quad (2.4.2.1.1)$$

Гидростатическое давление в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора  $P_{гс\ кп} = 22,32$  МПа, гидродинамическое сопротивление в кольцевом пространстве  $P_{гд\ кп} = 0,211$  МПа, а значит условие выполняется:

$$(22,32 + 0,103) \text{ МПа} \leq 25,85 \text{ МПа}$$

$$22,43 \text{ МПа} \leq 25,85 \text{ МПа};$$

Условие выполняется, значит, применяем прямое одноступенчатое цементирование.

### 2.4.2.2 Расчёт тампонажной смеси и количества составных компонентов

Результаты расчёта состава и количества тампонажных реагентов приведено в таблице 24

Таблица 24– Объём тампонажной смеси и количество составных компонентов

| Плотность тампонажного раствора       | Объём тампонажного раствора, м <sup>3</sup> | Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, т | Объём воды для затворения тампонажного раствора, м <sup>3</sup> |
|---------------------------------------|---|--|---|
| $\rho_{тр\ и} = 1900 \text{ кг/м}^3$  | 4,37  | 5,96   | 2,92  |
| $\rho_{об\ тр} = 1500 \text{ кг/м}^3$ | 36,76                                       | 29,73  | 30,10   |
| Сумма                                 | 41,13                                       | 35,69  | 33,02   |

### 2.4.2.3 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочных жидкостей

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 25

Таблица 25. Объем буферной и продавочной жидкости

| Наименование жидкости | Объем жидкости, м <sup>3</sup> | Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup> | Объем воды для приготовления жидкости, м <sup>3</sup> | Наименование компонента | Масса компонента (кг или тонн) / количество мешков |
|-----------------------|--------------------------------|---------------------------------------|---|-------------------------|--|
| Буферная 1            | 17,76                          | 1030                                  | 15,26   | МБП-МВ                  | 266,4/6  |
| Продавочная жидкость  | 28,9                           | 1030                                  | 28,9  | -                       | -  |

### 2.4.2.4 Гидравлический расчёт цементирование скважины

#### 2.4.2.4.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

На рисунке 9 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением осреднительной емкости.

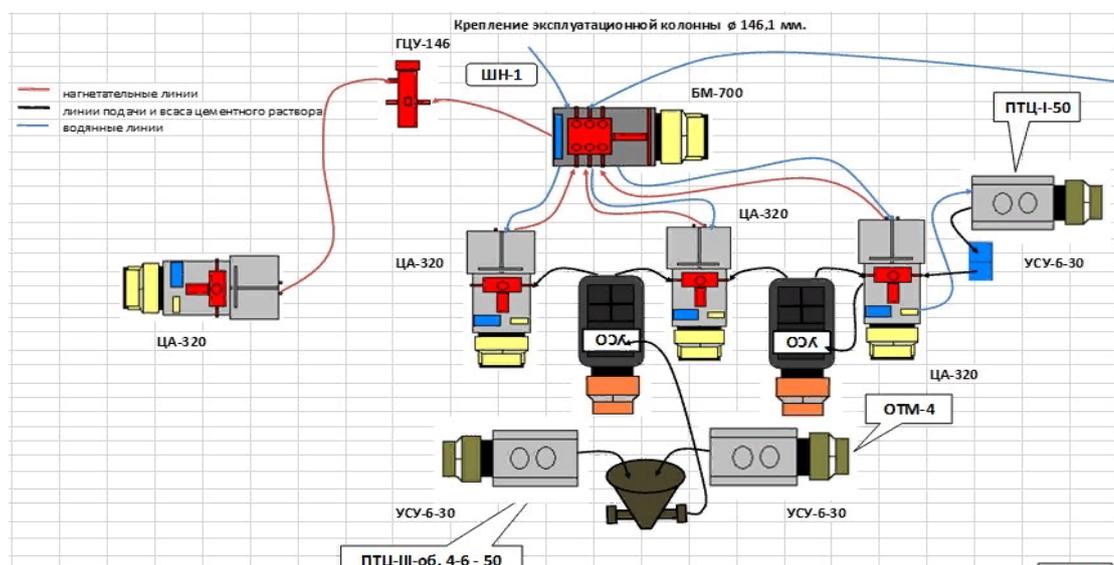


Рисунок 9 Технологическая схема обвязки цементирующего оборудования.

### 2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Спроектированная технологическая оснастка представлена в таблице 26.

Таблица 26 – Технологическая оснастка обсадных колонн

| Колонна                                 | Элементы технологической оснастки            |                        |  |   |                                    |                              |
|---|--|------------------------|--|---|------------------------------------|------------------------------|
|   | Башмак                                       | Клапан обратный        | Центратор  | Цементи-<br>ровочная головка                        | Пробка<br>продавочная              | Турбулизатор                 |
| Направление<br>324,4 мм                 | БКП-324<br>ОТТМ                              | ЦКОД-324 ОТТМ          | -  | ГЦУ-324   | ПРП-Ц-324                          | -                            |
| Кондуктор<br>244,5 мм                   | БКП-245<br>ОТТМ                              | ЦКОД-245 ОТТМ          | ПЦ 245/295<br>(5 шт.)                                      | ГЦУ-245   | ПРП-Ц-245                          | ЦТПП-<br>245/311 (4 шт)      |
| Эксплуатационная<br>колонна<br>146,1 мм | БКП-146<br>ОТТМ                              | ЦКОД-245 ОТТМ          | ПЦ 146/191-216 (5<br>шт.)<br>ПЦ 146/191-216-01<br>(15 шт.) | ГЦУ-146   | ПРП-Ц-В-<br>146<br>ПРП-Ц-Н-<br>146 | ЦТПП-<br>146/191 (10<br>шт.) |
| Производитель                           | ООО «Буровые<br>инновационные<br>технологии» | ООО НПО<br>«Буртехмаш» | НТЦ «ЗЭРС»   | ООО «Уральская<br>Компания<br>Технического Сервиса» | ЗАО «БНО»                          | ООО НПО<br>«Нефтемаш»        |

#### 2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Интервал перфорированной 1 секции эксплуатационной колонны не цементируется, поэтому перфорацию проводить не нужно. Для интенсификации притока используется метод свабирования. Данный метод является наиболее оптимальным, так как на данном месторождении коллектор является слабощементированным и неустойчивым, пластовое давление является нормальным. В связи с этим необходимо применять методы плавного снижения забойного давления. Для герметизации устья скважины используется фонтанная арматура АФК1 – 65х21 ХЛ

Сваб работает по принципу желонки. Устройство сваба представлено на рисунке 9. Спуск сваба производится через колонну НКТ на стальном канате, а герметизация пространства между колонной НКТ и свабом осуществляется с помощью трёх-четырёх резиновых манжет. Таким образом исключается работа сваба в холостую. Движение вниз осуществляется за счёт груза, прикреплённого к низу сваба. При спуске клапан открывается и пропускает жидкость. При подъёме клапан закрывается, и жидкость, зашедшая выше сваба, выталкивается на поверхность [18].

При проведении операций по свабированию выбирается скважинное оборудование КС-62, включающее в себя: узел заделки каната, шаблон, штанга, скрепер, ударник сваба, извлекатель сваба, сваб, штанга грузовая [19].

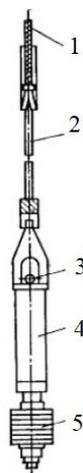


Рисунок 9 – Устройство сваба: 1 – канат, 2 – подвеска, 3 – клапан, 4 – патрубок, 5 – поршень

Испытания скважины будут проводиться в открытом стволе с помощью пластоиспытателя на колонне бурильных труб. В состав пластоиспытателя входят следующие основные элементы: циркуляционный клапан, запорный поворотный клапан (ЗПК), испытатель пластов гидравлический (ИПГ), яс, безопасный переводник, пакер, фильтр хвостовик, опорный башмак. Для проведения испытаний выбирается пластоиспытатель на трубах ИПТ – 127 Г, в состав которого представлен на рисунке 10 [20].

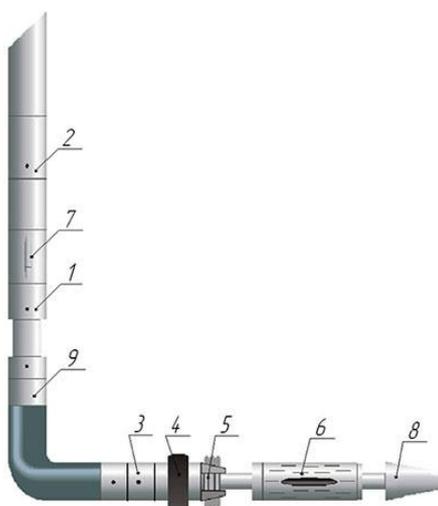


Рисунок 10 – Состав ИПТ 110 Г: 1 – испытатель пластов ИПВ-127, 2 – клапан циркуляционный КЦК-127, 3 – клапан уравнильно-отсекающий КУО-127, 4 – пакер ПЦР-127 и ПЦР2-146, 5 – яс ЯГЗ-127, 6 – якорь ЯК-140/178 и ЯК-190/240, 7 – замок безопасности ЗБ-127, 8 – фильтр Ф-127, 9 – патрубок приборный ПП-127, 10 – механизм направляющий МНУ-127

При испытании скважины производится отбор проб, с помощью которого проводится анализ флюида, содержащегося в пласте. По полученным данным определяется:

- средний дебит притока;
- конечный дебит притока;
- коэффициент гидропроводности (подвижности);
- пластовое давление;

- средний коэффициент продуктивности;
- потенциальный коэффициент продуктивности;
- средний коэффициент призабойной закупорки.

## 2.5 Выбор буровой установки

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

| <i>Выбранная буровая установка БУ 2500/160 М-ДЭП</i>                 |       |  |      |
|--|-------|--|------|
| Максимальный вес<br>бурильной колонны, т ( $Q_{бк}$ )                | 20,91 | $Q_{бк} / [G_{кр}]$                            | 0,13 |
| Максимальный вес обсадной<br>колонны, т ( $Q_{об}$ )                 | 28,86 | $Q_{об} / [G_{кр}]$                            | 0,18 |
| Параметр веса колонны при<br>ликвидации прихвата, тс<br>( $Q_{пр}$ ) | 37,52 | $Q_{пр} / [G_{кр}]$                            | 0,23 |
| Допустимая нагрузка на<br>крюке, тс ( $G_{кр}$ )                     | 160   |  |      |
| <i>Расчет фундамента буровой установки</i>                           |       |  |      |
| Вес вышечно-лебёдного<br>блока, т ( $Q_{вלב}$ )                      | 64    | $k_{по} = P_o / P_{бo}$<br>( $k_{по} > 1,25$ ) | 1,53 |
| Вес бурильной колонны, т<br>( $Q_{бк}$ )                             | 88,68 |  |      |
| Вес обсадной колонны, т<br>( $Q_{ок}$ )                              | 93,88 |  |      |
| Коэффициент, учитывающий<br>возможность прихвата ( $K_{п}$ )         | 1,3   |  |      |
| Вес бурового раствора для<br>долива, т ( $Q_{бр}$ )                  | 0,5   |  |      |
| Площадь опорной<br>поверхности фундаментов,<br>$m^2$ ( $F_{бo}$ )    | 13    |  |      |

## 2.6 Мобильные буровые установки

### Мобильные буровые установки:

- МОБИЛЬНАЯ БУРОВАЯ УСТАНОВКА МБУ-125;
- МОБИЛЬНАЯ БУРОВАЯ УСТАНОВКА RIG ZJ 30;
- МОБИЛЬНАЯ БУРОВАЯ УСТАНОВКА RIG ZJ 40;
- УСТАНОВКА ДЛЯ РЕМОНТА СКВАЖИН;

### 2.6.1 Мобильная буровая установка мбу-125



Рисунок 12 – Мобильная буровая установка 125

**Назначение:** Бурение разведочных, эксплуатационных скважин, проведение капитального ремонта (КРС), в том числе для работ по зарезке бокового ствола из действующих или ликвидированных скважин, а также для проведения других видов работ по строительству скважин.

Обзор и сравнение современного парка мобильных буровых установок, МБУ 125 г. Кунгур и Rig ZJ 30, также МБУ производства КНР.

Данная тема была выбрана мной по причине актуальности применения мобильных буровых установок в условиях труднодоступности районов их работ, а также, всё более широкого распространения бурения поисковых и эксплуатационных скважин данным типом буровых установок. Мобильные буровые установки обладают рядом преимуществ перед стационарными установками, такими как:

- высокая транспортабельность,
- быстрый монтаж и подготовка к работе,
- демонтаж буровой установки,
- простотой ремонта,
- высоким уровнем автоматизации и как итог сокращению числа

рабочего персонала.

Перечисленные положительные характеристики позволяют уверенно говорить, что в ближайшие годы, доля сооружаемых скважин с помощью МБУ будет только увеличиваться. Первый опыт создания и применения буровых установок на территории СССР относятся к началу 60-х годов - это мобильные буровые установки на пневмоколесном ходу ЗИФ 650 и ЗИФ 1200, применяемые для структурного и поискового бурения. Широкое распространение МБУ для поискового бурения, а также для зарезки боковых стволов в России получили в начале 2000-х годов. На данный момент МБУ выполняют весь комплекс разведочно-поискового и эксплуатационного бурения.

Для подробного обзора и сравнения Мобильных Буровых Комплексов, мною были выбраны МБУ -125 (мобильная буровая установка) и МБУ Rig ZJ 30 также МБУ производства КНР. Данные установки близки по своим техническим характеристикам, но имеют ряд эксплуатационных отличий которые будут мною освещены далее.

Мобильная буровая установка (МБУ 125) выпускается несколькими заводами в стране и монтируется на самоходные грузовые платформы разных

производителей, наиболее широко распространены колесный шасси МЗКТ (Минский завод колесных тягачей) и БАЗ (Брянский автомобильный завод). Мобильный блок приемных мостков, бурового основания и подстилающих матов транспортируют на трехосном прицепе. Максимальная рабочая нагрузка установки 125 тонн, расчётная глубина бурения бурильными трубами 114 мм до 2700 метров, оснастка талевой системы 4 на 5 ролика, диаметр талевого каната 28 мм. Тяговое усилие барабана лебедки 191 к Н. Высота мачты 37 метров, длина свечей до 24 метров. Мощность установки 470 Л/с., масса установки до 60 тонн. Технические характеристики МБУ 125 представлены в таблице 28.

Таблица 28 –Технические характеристики МБУ-125

|   |                  |
|---|------------------|
| Масса установки                         | 55-60 т          |
| Подъемный блок                          | 125 т            |
| Длина свечей                            | 24 м             |
| Высота мачты                            | 37 м             |
| Максимальная рабочая нагрузка           | 125 т            |
| Глубина бурения трубами 89 и 73 мм НКТ  | 3000 м           |
| Глубина бурения трубами 114 и 127 мм    | 2700 м           |
| Диаметр талевого каната                 | 28 м             |
| Оснастка талевой системы                | 4*5              |
| Талевый блок: скорость подъема          | 0,15...1,5 м/сек |
| Тяговое усилие барабана буровой лебедки | 191 кН           |
| Скорость спуска крюкоблока с грузом     | 0,9м/сек         |
| Мощность силовой установки              | 470              |
| Вспомогательная лебедка                 | 3 т              |
| Транспортные габаритные установки       | 28*3,1*4,5 м     |

## 2.6.2 Мобильная буровая установка Rig ZJ 30



Рисунок – 13 Мобильная буровая Rig ZJ 30

Мобильная буровая установка Rig ZJ 30 выпускается в КНР, так же монтируется на самоходные грузовые семиосные платформы, колесной формулой 14\*8. Силовая установка, два дизельных двигателя общей мощностью 962 Л/с. Максимальная рабочая нагрузка установки 145 тонн, расчётная глубина бурения бурильными трубами 114 мм до 3000 метров, оснастка талевой системы 4\*5 или 5\*6 роликов, диаметр талевого каната 32мм. Тяговое усилие барабана лебедки 230 к Н. Высота мачты 38 метров, длина свечей до 24 метров. Масса установки до 76 тонн. Технические характеристики Rig ZJ 30 представлены соответственно в таблице 29.

Таблица 29 –Технические характеристики Rig ZJ 30

|   |                   |
|---|-------------------|
| Масса установки                         | 76 т              |
| Подъемный блок                          | 158 т             |
| Длина свечей                            | 24 м              |
| Высота мачты                            | 37 м              |
| Максимальная рабочая нагрузка           | 145 т             |
| Глубина бурения трубами 89 и 73 мм НКТ  | 3700 м            |
| Глубина бурения трубами 114 и 127 мм    | 3000 м            |
| Диаметр талевого каната                 | 32 м              |
| Оснастка талевой системы                | 4*5...5*6         |
| Талевый блок: скорость подъема          | 0,20...1,36 м/сек |
| Тяговое усилие барабана буровой лебедки | 230 кН            |
| Скорость спуска крюкоблока с грузом     | 1,1 м/сек         |
| Мощность силовой установки              | 962               |
| Вспомогательная лебедка                 | 4...5 т           |
| Транспортные габаритные установки       | 21*3,3*4,5 м      |

Как мы видим у мобильной буровой установки китайского производства, есть ряд показателей (таких как, тяговое усилие на барабан лебедки, крутящий момент на вертлюге, максимальная рабочая нагрузка), выше чем у отечественной буровой установки, однако это обусловлено тем, что на базе отдельных механизмов этой установки, изготавливают буровые установки с большей глубиной бурения, такую как Rig ZJ 30 с глубиной бурения до 4000 м (на бурильных трубах 114 мм, при весе одного погонного метра бурильной колонны до 28 кг). Китайские инженеры пошли по пути унификации в конструирования

мобильных буровых комплексов, с целью снижения затрат на их изготовление и увеличения предложения различных МБУ на рынке буровых услуг. Данная тенденция не обошла и отечественных производителей буровых установок. В 2009 году кургинский машинный завод наладил выпуск буровых комплексов на базе МБУ-125, для чего ранее проводили испытания на статическом стенде, бурового основания совместно с мобильно вышечным блоком. Нагружая мобильно вышечный блок установки МБУ 125, получили значения в 151 тонну, без разрушения и деформации конструкции. Проведя доработки в конструкции, связанные с увеличением запаса прочности, наладили выпуск установки МБУ-140. К сожалению, данный буровой комплекс выпускался в не большом количестве (до 50 установок) и большая часть выпущенных установок ушла на экспорт. Из недостатков при работе с МБУ-125, хотелось бы упомянуть наличие одного пневматического ключа УМК, в то время как, на rig 30 два гидравлических ключа для свинчивания и развинчивания бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб. Данный факт увеличивает общее время СПО на отечественной буровой, надежность пневматического ключа УМК оставляет желать лучше, так из-за постоянного конденсата, который скапливается в нагнетальных пневматических приводах и при работе в низких температурах, требует частого обслуживания. Гидравлические УМК китайского производства имеют больший крутящий момент для свинчивания и развинчивания резьбовых соединениях труб. Что сокращает время СПО при работе на данной буровой. Лебедка установки rig 30 имеет двух барабанное исполнение, что позволяет второй барабан лебедки не задействованный в работе держать в качестве запасного (аварийного), либо работать барабаном с тросом меньшего сечения, например 28 мм в целях удешевления, эксплуатации буровой установки. Так же стоит отметить, возможность замены оснастки талевого системы на установке Rig 30 с добавлением или уменьшением числа роликов 4\*5 или 5\*6. Наличие двух дизельных двигателей установки Rig 30 позволяет при необходимости через соединительный редуктор использовать оба двигателя одновременно.

Отечественная МБУ имеет меньший вес, от (55-60 тонн) против 76 тонн установки Rig 30 как следствие меньшее удельное давление на грунт и выше проходимость что, несомненно, важно в отсутствие хорошего дорожного покрытия в местах работы МБУ. Все преимущества Rig 30 существенные в основном для буровой бригады занятой в бурение на данной установке, но не для владельца буровой. Основное преимущество отечественных буровых комплексов — это их цена, которая в полтора раза ниже по сравнению с китайскими буровыми, при сходном показателе глубина бурения. Так же более дешевые запасные и расходные части отечественного производства, многие узлы и агрегаты Rig 30 комплектуются деталями производства США.



Рисунок 14 – Мобильная буровая установка Rig ZJ 30 в смонтированном состоянии.

### 2.6.3 Мобильная буровая установка Rig ZJ 40

Буровая установка ZJ 40 Техника имеет ряд особенностей, которые выгодно отличают её среди аналогичного бурового оборудования: Мобильная буровая установка ZJ 40 базируется на передвижном автомобиле, что способствует высокому уровню мобильности. Надёжное оборудование специально рассчитано на работу в пустынных условиях, именно при таких обстоятельствах есть возможность формировать скважины глубиной до 4 километров. Буровое устройство оснащено механической приводной системой. Машина укомплектована двумя дизельными моторами: CAT 3508 CAT 3512. Первый отвечает за работоспособность лебедки, а второй — за функционирование пары насосных агрегатов.



Рисунок 15 – Мобильная буровая установка Rig ZJ 40

Конструктивные особенности Среди наиболее важных особенностей всей конструкции буровой установки можно выделить следующие:

Комплектация модулями позволяет существенно экономить время при монтаже системы на месте проведения буровых работ.

Высокий уровень мобильности МБУ zj 40 достигается за счёт наличия передвижной системы, дополнительно применяются тягачи и подкаты.

При необходимости перевозку техники можно осуществлять, не разбирая на модули. Демонтировать следует лишь соединения между передними и задними основаниями, а также фиксаторы карданного вала, который отвечает за работу роторного устройства.

Подъёмная лебедка имеет закрытую конструкцию и автономную систему для переключения скоростного режима. Также присутствуют барабанные устройства и тормоза дискового типа.

Корпус и привод всей системы имеет закрытую конструкцию.

Мачта обладает телескопическим строением, она открыта в передней части. Это сделано для простоты сборки, которая осуществляется на земле. Система поднимается уже в собранном состоянии с применением мощных гидравлических приборов.

При транспортировке модули фиксируются на платформе так, что получается единый уровень вместе с транспортной базой.

Основание ZJ 40 установлено на шасси, которые опираются на мощные шины. Колёса располагаются чётко под передним и задним модулем, обеспечивая ювелирный баланс при перевозке техники в собранном виде. Базовая система включает следующие элементы:

- дизельный электрический мотор;
- коробка передач на гидромеханике;
- лебёточно-тормозная система; ротор и приводная система;
- база управления, основанная на гидравлике или пневматике;
- шасси 12 x 8, 10 x 8, 8 x 6; тормозное оборудование лебедки на основе дисков или лент;
- гидравлические цилиндры.

Технические характеристики китайской буровой установки ZJ 40 представлены в таблице 30.

Таблица 30 - Технические характеристики китайской буровой установки ZJ 40

| Параметры                        | Ед.измерения   | Значение         |
|----------------------------------|----------------|------------------|
| Высота вышки                     | м              | 39               |
| Высота до подротной системы      | м              | 5,7              |
| Высота балкона                   | м              | 20,4             |
| Клиренс                          | мм             | 340              |
| Масса установки                  | т              | 82               |
| Глубина бурения                  | м              | 4000             |
| Модель двигателя                 |                | CAT 3412 X 2     |
| Мощность двигателя               | кВт            | 600x2            |
| Общая мощность                   | л.с            | 650              |
| Трансмиссия                      |                | Allison-S 6610x2 |
| Скорость движения                | км/ч           | 45               |
| Силовое напр сети                | в              | 380              |
| Радиус поворота                  | м              | 40               |
| Модель вертлюга                  |                | SI 225           |
| Мощность лебедки                 | л.с.           | 1000             |
| Грузоподъемность лебедки         | т              | 4,5              |
| Количество струн                 | шт.            | 10               |
| Допустимая нагрузка на крюке     | кН             | 2250             |
| Нагрузка на стол ротора          | т              | 450              |
| Мощность буровых насосов         | кВт            | 965x2            |
| Объем бака для бурового вещества | м <sup>3</sup> | 240              |

Таблица 31 - Сравнение МБУ-125, Rig ZJ 30, Rig ZJ 40

| Характеристики/Название машин           | МБУ-125          | Rig ZJ 30         | Rig ZJ 40 |
|---|------------------|-------------------|-----------|
| Страна производитель                    | РФ               | КНР               | КНР       |
| Масса установки                         | 55-60 т          | 76 т              | 82 т      |
| Подъемный блок                          | 125 т            | 158 т             | 158 т     |
| Длина свечей                            | 24 м             | 24 м              | 24 м      |
| Высота мачты                            | 37 м             | 37 м              | 44 м      |
| Максимальная рабочая нагрузка           | 125 т            | 145 т             | 154 т     |
| Глубина бурения трубами 89 и 73 мм НКТ  | 3000 м           | 3700 м            | 3800 м    |
| Глубина бурения трубами 114 и 127 мм    | 2700 м           | 3000 м            | 3500 м    |
| Диаметр талевого каната                 | 28 мм            | 32 мм             | 32 мм     |
| Оснастка талевой системы                | 4*5              | 4*5...5*6         | 5*6       |
| Талевый блок: скорость подъема          | 0,15...1,5 м/сек | 0,20...1,36 м/сек | -         |
| Тяговое усилие барабана буровой лебедки | 191 кН           | 230 кН            | 1000 л.с. |
| Скорость спуска крюкоблока с грузом     | 0,9м/сек         | 1,1 м/сек         | -         |
| Мощность силовой установки              | 470              | 962               | 1062      |
| Вспомогательная лебедка                 | 3 т              | 4...5 т           | 4,5 т     |
| Транспортные габаритные установки       | 28*3,1*4,5 м     | 21*3,3*4,5 м      | -         |

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

Студенту:

|               |                         |
|---------------|-------------------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>              |
| 2Б4В          | Баймырадову Довлетгелди |

|                            |                           |                                  |  |
|----------------------------|---------------------------|----------------------------------|--|
| <b>Школа</b>               | <b>Природных ресурсов</b> | <b>Отделение</b>                 | Нефтегазового дела                                       |
| <b>Уровень образования</b> | Бакалавр                  | <b>Направление/специальность</b> | «Нефтегазовое дело»/«Бурение нефтяных и газовых скважин» |

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

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

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

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

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

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

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

**Задание выдал консультант:**

| Должность   | ФИО                       | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------|---------------------------|------------------------|---------|------|
| ст. преп-ль | Вершкова Елена Михайловна |                        |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                    | Подпись | Дата |
|--------|------------------------|---------|------|
| 2Б4В   | Баймырадов Довлетгелди |         |      |

### **3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

#### **3.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ПАО «НК «Роснефть»**

ОАО «Ульяновскнефть» ведет разработку 39 месторождений на территории Ульяновской и Пензенской областей. Эксплуатационный фонд составляет 266 добывающих скважин.

В настоящее время все разрабатываемые ОАО «Ульяновскнефть» месторождения разделяются на две группы: Южную и Северную. В состав Южной группы месторождений входят Барановское, Варваровское, Голодяевское, Новоспасское, Репьевское, Володарское, Верховимское, Комаровское, Труевское и Алексеевское месторождения. В состав Северной группы – Западное, Правдинское, Филипповское, Восточно-Филипповское, Южно-Филипповское, Бирлинское, Вишенское, Южно-Вишенское, Овражное, Восточное, Западно-Радужное, Безымянное, Кудряшовское, Зимницкое, Северо-Зимницкое, Аллагуловское, Мордовоозерское, Равнинное, Новобесовское, Новолабитовское, Приморское, Южно-Лебяжинское, Рудневское, Северо-Сусканское, Александровское, Северо-Филипповское, Восточно-Сусканское, Степное и Майское месторождения. Месторождения Северной группы территориально расположены на северо-востоке Ульяновской области в Мелекесском, Чердаклинском и Новомалыклинском районах, месторождений Южной группы – на юге Ульяновской области в Новоспасском, Николаевском, Радищевском районах, а также на территории Пензенской области в Кузнецком и Камешкирском районах.

Прирост начальных извлекаемых запасов по категории АВ1 в 2016 году составил 890 тыс. тонн. Нарращивание и развитие ресурсной базы обеспечивалось за счет выполнения комплекса геологоразведочных работ. В 2016 году

проведено 150 геолого-технических мероприятий с приростом добычи более 70 тыс. тонн нефти.

Введены в эксплуатацию 4 новые скважины, прирост от данных объектов составил почти 15 тыс. тонн нефти. В 2016 году ОАО «Ульяновскнефть» осуществляло мероприятия, направленные на увеличение наработки подземного оборудования, благодаря чему был достигнут рост показателей МРП - на 36 суток и СНО - на 13 суток по механизированному фонду скважин. Продолжилось проведение соляно-кислотных обработок с применением эмульгаторов (отклонителей) и гидроимпульсного воздействия генератором КГВ-1.

Завершено строительство напорного нефтепровода от ДНС Западного месторождения до УПН-500 и нефтепровода для транспортировки нефтяной жидкости с Рудневского месторождения на УПСВ Мордовоозерского месторождения.

В 2016 году при проведении направленных соляно-кислотных обработок скважин ульяновские нефтяники использовали инновационную технологию приготовления эмульсии - специальный генератор, который в ходе процесса монтируется в состав компоновок и генерирует эмульсионный раствор из закачиваемых компонентов. Ранее такую эмульсию подготавливали бригады УПКРС на поверхности. В результате удалось значительно сократить продолжительность ремонтов скважин, так как время приготовления эмульсии снизилось на 60-70 процентов. Также реализовывались мероприятия по снижению непроизводительного времени бригад УПКРС. Таким образом, среднее НПВ в 2016 году составило 7-8%.

Организационная структура ПАО «НК «Ульяновскнефть» представлена на рисунке И.1 приложения И.

## **3.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины**

### **3.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины**

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению скважин;
- бурение и крепление ствола скважин;
- испытание скважин на продуктивность.

Расчет времени, затраченного на вышкомонтажные работы, осуществляется исходя из того, что при строительстве скважины будет применяться буровая установка БУ 4000/250 ЭК-БМ.

В вышкомонтажные работы включается нормативное время на сборку оснований вышечно-лебедочного блока (64,0 часа), на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока (153,1 часа), на сборку вышки (305,5 часов), на монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений (219,8 часов), на сборку оснований насосного блока (258,0 часов), на монтаж буровой установки (79,6 часов). Суммарное время на строительные-монтажные работы составляет 1080 часа или 45 суток [25].

$$T_{\text{ВМ}} = 64,0 + 153,1 + 305,5 + 219,8 + 258,0 + 79,6 = 1080 \text{ часов}$$

Норматив времени на подготовительные работы к бурению составляет 96 часов или 4 суток [35].

Основным документом для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [26].

При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической части проекта;
- нормы времени на проходку 1 метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования спускоподъемных операций, вспомогательных, подготовительно-заключительных, измерительных и работ, связанных с креплением и цементированием скважин.

Учитывается время затраченное на все осуществляемые технологические операции и их составляющие, например, спуско-подъемные операции (СПО), крепление ствола скважины, испытание на продуктивность и пр.

Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле (2):

$$T_{Б1} = T_{Б1} \cdot h, \quad (2)$$

где  $T_{Б1}$  – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час;

$h$  – величина нормативной пачки, м.

При расчёте нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам (3) и (4):

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60}, \quad (3)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60}, \quad (4)$$

где  $N_{СП}$ ,  $N_{ПОД}$  – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{СП}$ ,  $T_{ПОД}$  – соответственно время спуска и подъёма свечей, час;

$T_{1СВ}$  – нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, час.

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении приведена в таблице И.1 приложения И.

### 3.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле (5):

$$V_M = \frac{H}{t_M} = \frac{3689,07}{224,6} = 16,42 \text{ м/ч}, \quad (5)$$

где  $H$  – длина скважины, м;

$t_M$  – продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле (6):

$$V_P = \frac{H}{t_M + t_{СПО}} = \frac{3689,07}{224,6 + 16,44} = 15,3 \text{ м/ч}, \quad (6)$$

где  $t_{СПО}$  – время СПО, час.

Коммерческая скорость определяется по формуле (7):

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} = \frac{3689,07 \cdot 720}{543} = 4891,5 \text{ м/ст. мес}, \quad (7)$$

где  $T_K$  – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле (8):

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n} = \frac{3689,07}{4} = 922,3 \text{ м}, \quad (8)$$

где  $n$  – количество долот, необходимых для бурения скважины.

### 3.2.3 Линейный календарный график выполнения работ

Рассмотрим пример формирования линейного графика выполнения буровых работ. Вахта работает 30 дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем 30 дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала.

Количество работников вахт и обслуживающего персонала приведено в таблице 32.

Таблица 32 – Количество работников вахт и обслуживающего персонала

| Работник (разряд)             | Количество человек |
|-------------------------------|--------------------|
| Буровой мастер                | 1                  |
| Помощник бурового мастера     | 3                  |
| Бурильщик 6 разряда           | 4                  |
| Бурильщик 5 разряда           | 4                  |
| Помощник бурильщика 5 разряда | 4                  |
| Помощник бурильщика 4 разряда | 4                  |
| Электромонтёр 5 разряда       | 4                  |
| Слесарь 5 разряда             | 2                  |
| Лаборант                      | 2                  |

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1080 часов или 45 суток. Календарное время бурения 543 часа или 22,6 суток. Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 248,4 часов или 10,4 суток. Линейный календарный график проведения работ по строительству горизонтальной эксплуатационной скважины с пилотным стволом приведен в таблице 33.

Таблица 33 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

| Вид работ                | Сутки | Месяцы |   |   |
|--------------------------|-------|--------|---|---|
|                          |       | 1      | 2 | 3 |
| 1. Вышкомонтажные работы | 45    |        |   |   |
| 2. Бурение               | 12,4  |        |   |   |
| 3. Испытание             | 10,4  |        |   |   |

### 3.3 Сметная стоимость строительства горизонтальной скважины

Расчет затрат на строительство скважины ведётся по сметным ценам 1984 года представленных в единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, которые определяют единые расценки на подготовительные работы, строительные и монтажные работы, бурение и испытание на продуктивность скважин [27].

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [38] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ. Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в таблицах И.2 и И.3 приложения И.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Томской области этот индекс составляет на апрель 2018 года 222,89 [29]. Сводная смета на строительство скважины представлена в таблице И.4 приложения И.

Сметную себестоимость строительства скважины можно определить как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями. Тогда сметная себестоимость одного метра проходки  $C_c^{1M}$  составит:

$$C_c^{1M} = \frac{217\,698\,028,40 - 11\,625\,922,8}{1850} = 111390,3 \text{ руб.} \quad (9)$$

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

$P$  – плановые накопления, руб;

$H$  -длина ствола скважины, м.

### **3.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии**

Рассмотрим в качестве новой внедряемой техники долота типа PDC с матричным корпусом.

Рассмотрим эффект внедрения на примере интервала под эксплуатационную колонну, где увеличение проходки играют ключевую роль в выборе инструмента. Проведем сравнение запроектированного долота со

стальным корпусом производства компании «Буринтех 393,7 V-C 21 X-R2000 и предлагаемого долота с матричным корпусом производства ОАО «Волгабурмаш» FastDrillMatrix 393,7 (8 ½) FDM 613 MH M433. Результаты расчета эффективности внедрения новых долот для интервала бурения под эксплуатационную колонну представлен в таблице 34

Таблица 34 – Расчет эффективности внедрения матричного долота

| Корпус долота   | Стальной          | Матричный |
|---|-------------------|-----------|
| Рассматриваемый интервал (колонна)                            | Эксплуатационная  |           |
| Способ бурения  | С применением ГЗД |           |
| Глубина сооружаемого интервала, м                             | 1550              |           |
| Интервал бурения по стволу, м                                 | 350-1850          |           |
| Ожидаемая проходка на долото, м                               | 3200              | 5300      |
| Максимальная целесообразная МСП, м/ч                          | 25,5              | 31,2      |
| Время СПО, ч  | 13,4              |           |
| Цена долота в ценах 2018 г., руб                              | 362 500           | 850 700   |
| Расчет  |                   |           |
| Длина сооружаемого интервала, м                               | 1850              |           |
| Количество долблений, ед.                                     | 0,896             | 0,423     |
| Время бурения интервала с максимальной МСП, ч                 | 87,84             | 71,79     |
| Время бурения с учетом времени СПО, ч                         | 101,21            | 85,16     |
| Экономия времени, ч   | 16,05             |           |
| Стоимость эксплуатации буровой установки, руб/ч               | 45825,4           |           |
| Эксплуатационные затраты на долото, руб                       | 324 800           | 359 850   |
| Эксплуатационные затраты на бурение с учетом времени СПО, руб | 4 637 989         | 3 902 491 |
| Итого эксплуатационных затрат, руб                            | 4 962 789         | 4 262 341 |
| Экономия эксплуатационных затрат, руб                         | 700 448           |           |
| Экономия себестоимости метра проходки, руб/м                  | 312,7             |           |
| Экономический эффект на долото, руб                           | 1 657 310         |           |
| Срок предполагаемой окупаемости вложений, лет                 | 0,51              |           |

Анализируя полученные данные можно сделать следующие выводы: экономия времени составляет 16,33 ч, экономия себестоимости метра проходки составляет 381,3 руб, а окупаемость расширителя занимает полгода. Таким образом внедрение новой техники является экономически обоснованным.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

|               |                        |
|---------------|------------------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>             |
| 2Б4В          | Баймырадов Довлетгелди |

|                            |             |                                  |  |
|----------------------------|-------------|----------------------------------|--|
| <b>Школа</b>               | <b>ИШПР</b> | <b>Отделение</b>                 | Нефтегазового дела                                   |
| <b>Уровень образования</b> | Бакалавр    | <b>Направление/специальность</b> | Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин |

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

|  |  |
|--|--|
| <b>1. Характеристика объекта исследования и области его применения</b> | Объект исследования: проект технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины (пласт $C_1^{bb}$ ) на нефтяном месторождении (Ульяновская область, Мелекесский район) |
|--|--|

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

|  |   |
|--|---|
| <p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины:</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве эксплуатационной скважины:</p> | <p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Проанализировать возможные вредные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе;</li> <li>- повышенные уровни шума и вибрации;</li> <li>- недостаточное освещение рабочей зоны;</li> <li>- повышенная запыленность и загазованность;</li> <li>- необходимые средства защиты от вредных факторов.</li> </ul> <p>1.2. Проанализировать возможные опасные факторы при строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;</li> <li>- поражение электрическим током;</li> <li>- пожаровзрывоопасность;</li> <li>- необходимые средства защиты от опасных факторов;</li> <li>- работы на высоте.</li> </ul> |
|--|---|

|  |   |
|--|---|
| <p><b>2. Экологическая безопасность</b><br/>2.1. Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду;</p> <p>2.2. Разработка решений по обеспечению экологической безопасности.</p>   | <p><b>1. Экологическая безопасность:</b><br/>2.1. Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду:<br/>-на атмосферу (выбросы, выхлопные газы);<br/>-на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора);<br/>-на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород);<br/>2.2. Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.</p>                                       |
| <p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b><br/>3.1. Анализ возможных и часто встречающихся ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</p> <p>3.2. Анализ превентивных мер в целях предупреждения ЧС и разработка мер по ликвидации ее последствий.</p> | <p><b>2. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b><br/>3.1. Провести анализ возможных и часто встречающихся ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте:<br/>– техногенного характера (пожары и взрывы в зданиях);<br/>– природного характера (лесные пожары);<br/>3.2. Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.</p> |
| <p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b><br/>4.1. Правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>  | <p><b>3. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b><br/>4.1. Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий);<br/>4.2. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).</p>   |

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

**Задание выдал консультант:**

| Должность             | ФИО         | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|-------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Гуляев М.В. | -                      |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                   | Подпись | Дата |
|--------|-----------------------|---------|------|
| 2Б4В   | БаймырадовДовлетгелди |         |      |

## 4 Социальная ответственность

### 4.1 Производственная безопасность

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов, характерных для строительства скважины, представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

| Источник фактора, наименование видов работ   | Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)   |   | Нормативные документы   |
|--|---|---|---|
|  | Вредные   | Опасные   |   |
| <p>Строительство скважины:</p> <p>1. Эксплуатация бурового оборудования;</p> <p>2. Механическое бурение;</p> <p>3. Спуско-подъемные операции;</p> <p>4. Крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование;</p> <p>5. Приготовление и обработка технологических жидкостей;</p> <p>Освоение скважины.</p> | <p>1. Неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе;</p> <p>2. Повышенные уровни шума;</p> <p>3. Повышение уровня вибрации;</p> <p>4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды;</p> <p>5. Недостаточная освещенность рабочей зоны;</p> <p>Повреждения в результате контакта с живыми организмами.</p> | <p>1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;</p> <p>2. Поражение электрическим током;</p> <p>3. Расположение рабочего места на значительной высоте;</p> <p>Пожаровзрывоопасность.</p> | <p>СП 52.13330.2011 [30]</p> <p>СНиП 2.04.05-91 [31]</p> <p>МР 2.2.7.2129-06 [32]</p> <p>ГОСТ 12.1.003-83</p> <p>ССБТ [33]</p> <p>ГОСТ 12.1.012-2004 (ССБТ) [34]</p> <p>ГОСТ 12.1.005-88 [35]</p> <p>ОСТ 12.4.041-2001</p> <p>ССБТ [36]</p> <p>Приказ от 12.03.2013 г. №101 [37]</p> <p>Р 3.5.2.2487-09 [38]</p> <p>РД 10-525-03 [39]</p> <p>ПУЭ «Правила устройства электроустановок»[40]</p> <p>ПП РФ №316[41]</p> <p>ГОСТ 12.1.044-84</p> <p>ССБТ [42]</p> <p>РД 51-1-96 [43]</p> <p>ППРФ от 23.02.1994 №140 [44]</p> <p>РД 39-1.13-057-2002[45]</p> <p>РД 08-254-98[46]</p> |

#### 4.1.1 Анализ возможных вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе

Работы по строительству скважины выполняются на открытом воздухе, с учетом климатического региона (Каргасокский район, особый), в холодный период года. К коллективным средствам защиты относится укрытие рабочей площадки, к средствам индивидуальной защиты – комплект СИЗ X с теплоизоляцией (спецодежда, обувь, рукавицы, головной убор). При температуре ниже  $-40^{\circ}\text{C}$  предусматривается защита лица и верхних дыхательных путей.

Режимы труда и отдыха в холодное время определяются МР 2.2.7.2129-06 [32]. Нормы приведены в таблице 36.

Таблица 36 – Режимы труда и отдыха в холодное время года

| Температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$ | Продолжительность пребывания на открытом воздухе, ч | Число перерывов для обогрева в смену |
|---|---|--------------------------------------|
| -30                                     | 3,4   | 6                                    |
| -35                                     | 2,0   | 9                                    |
| -40                                     | 1,4   | 9                                    |

##### *Повышенные уровни шума*

Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы и пр.), при работе на роторном столе при бурении ротором, при спускоподъемных операциях, при работе буровой лебедки, вибросита и др. В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [33] постоянный производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБА для данного вида работ. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши) и коллективных средств защиты.

### *Повышенные уровни вибрации*

Вибрации на рабочем месте возникают при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций; при взаимодействии между долотом и разбуриваемой породой; при вращении буровой колонны и её взаимодействии со стволом скважины; при работе буровых насосов, ВЗД и т.д. Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют  $0,1 \text{ м/с}^2$  и  $2,0 \text{ мм/с}$  в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [34]. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания) и СИЗ (виброгасящие коврики, виброрукавицы).

### *Повышенная загазованность воздуха рабочей среды*

Для соблюдения требований ГОСТ 12.1.005-88 [35] содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице 37.

Таблица 37 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне

| Наименование вещества              | Величина ПДКРЗ, мг/м <sup>3</sup> | Наименование вещества | Величина ПДКРЗ, мг/м <sup>3</sup> |
|------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------|-----------------------------------|
| Выхлопные газы, в т.ч. содержащие: | -                                 | Пары нефти, бензина   | 10                                |
| – Углеводороды                     | 100                               | Сероводород           | 3                                 |
| – Диоксид серы                     | 10                                | Оксиды серы           | 10                                |
| – Диоксид углерода                 | 9000                              | Меркаптаны            | 0,8                               |

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СанПиП 2.04.05-91 [31]. СИЗ органов дыхания – респираторы и противопыльные тканевые маски по ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [36].

### *Недостаточная освещенность рабочей зоны*

Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"» (далее ПБНГП) [37] и приведены в таблице 38.

Таблица 38 – 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              |

Следует обеспечить своевременный контроль и замену неработающих ламп.

*Повреждения в результате контакта с живыми организмами*

Наибольшую опасность на объекте представляют насекомые как переносчики инфекционных заболеваний. К применению СИЗ относят использование специальной защитной одежды и репеллентных средств; к коллективным средствам защиты относятся оборудование и препараты для дезинсекции. Мероприятия проводятся в соответствии с Р 3.5.2.2487-09 [38].

**4.1.2 Анализ возможных опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

*Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования*

При бурении наклонно-направленных скважин возможно получение травм, во избежание этого устраиваются мероприятия по устранению опасного фактора, включающего в себя проведение работ согласно ПБНГП [37], а также проведение инструктажей по ТБ, вывешивание оповещающих знаков, обеспечение рабочего персонала СИЗ.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет и испытаны согласно РД 10-525-03 [39].

*Поражение электрическим током*

Проявление фактора возможно возникают при прикосновении к изолированным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Воздействие электрического тока на организм человека разнообразно и может привести к ожогам отдельных частей тела, потере зрения, нарушению дыхания, остановке сердца и др. При бурении скважин присутствует несколько виды электрооборудования: распределительное устройство, силовые трансформаторы, электродвигатели (лебедки, насосы, ротор, устройства подачи), электромагнитный тормоз, комплектное тиристорное устройство. Снабжение электрической энергией приёмников предприятий нефтегазовой отрасли осуществляется с помощью систем внешнего (электрические станции, принадлежащие генерирующим компаниям, и электрические сети, являющиеся собственностью сетевых компаний) и внутреннего электроснабжения (главные понижающие подстанции, электрическая энергия на которые поступает от сетевых компаний, и электрические распределительные сети различного напряжения, проложенные на территории предприятий). При внешнем электроснабжении в работе на электрической станции, помимо высоковольтных электродвигателей, используется большое количество приёмников электрической энергии низкого напряжения 380/220 В. При внутреннем электроснабжении электрическая энергия по линии электропередач напряжением, как правило, 110 кВ поступает на главную понижающую под станцию нефтепромысла (ГПП), задачей которой является понижение напряжения до величины 6 (10) кВ.

Непосредственными признаками электрических травм являются:

- контакт человека с токоведущими частями электрооборудования вследствие пробоя или неисправности;
- контакт с поверхностями электроприборов, голым проводам, контактам электрических устройств (автоматических выключателей, патронов ламп, предохранителей) под напряжением;

- одновременное прикосновение к двум фазам под напряжением;
- нарушение правил безопасности персонала при выполнении строительно-монтажных работ;
- прикосновение к влажным металлоконструкциям или стенам, соединенным с источником электрического тока.

Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ [40];
- обеспечение недоступности к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств, защитного заземления и зануления буровой установки;
- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок;
- допуск к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

#### *Расположение рабочего места на значительной высоте*

Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНГП [37] 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 (у резервуаров - не более 50 градусов) и шириной не менее 0,65 м.

#### *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 газ и другие токсичные соединения согласно ФЗ-123.

Основными причинами пожаров являются: искры, короткие замыкания, молнии, статическое электричество.

В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- отведение специальных мест для курения и разведения огня;
- установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;
- оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии;
- оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме» [41].

Взрывы – возможны при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением. Они представляют опасность для человека, поскольку в результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций; в зависимости от силы и источника взрыва могут наблюдаться термическое воздействие и ударная волна.

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- исключение наличия источников возгорания;
- испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП) [37];
- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек;

– исключение вероятности достижения НПВ газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ.

Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ [42]:

- природный газ – не более 4% по объему;
- пары нефти, бензина – не более 1,25% по объему;
- сероводород – не более 4,3% по объему.

Меры по предотвращению достижения НПВ ограничиваются вентиляцией закрытых помещений, хранением нефтепродуктов в закрытой таре, и применением искробезопасного инструмента.

## **4.2 Экологическая безопасность**

### **4.2.1 Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду**

Результаты анализа вредных воздействий на окружающую среду и природоохранные мероприятия для устранения воздействий представлены в таблице К.1 приложения К.

### **4.2.2 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности**

С целью уменьшения объема подлежащего утилизации бурового раствора, предусмотрена четырехступенчатая система очистки от шлама.

При бурении скважин для сбора шлама и жидких отходов бурения и освоения скважины на кустовой площадке строится шламовый амбар. Требования к сооружению амбаров регламентированы РД 51-1-96 [43].

Сроки проведения этапа ликвидации отходов и рекультивации определяются органами, предоставившими землю и давшими разрешение на проведение работ, связанных с нарушением почвенного покрова, на основе

соответствующих проектных материалов и календарных планов, согласно ППРФ от 23.02.1994 №140 [44].

При проведении этапа должны быть выполнены следующие работы:

- очистка площадки от бетонных и металлических отходов, снятие загрязненных грунтов, обезвреживание и захоронение их в шламовом амбаре, засыпка амбара, планировка площадки;
- строительство подъездных путей к некультивируемым участкам, строительство въездов и дорог на них;
- покрытие площадки слоем плодородной почвы.

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа и включает в себя весь комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению нарушенных земель. Этап осуществляется землепользователем за счет средств организации, нарушившей землю. Для обеспечения охраны недр и подземных вод настоящим проектом предусматривается строительство скважин в соответствии с действующими требованиями технологии бурения, крепления и испытания скважин в соответствии с РД 39-1.13-057-2002 [45].

Основной этап проектирования, обеспечивающий качественное строительство скважины, несет в себе следующие природоохранные функции:

- обеспечение охраны недр путем надежной изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга;
- предупреждение возникновения нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа;
- предотвращение проникновения газа в проницаемые горизонты путем применения высокогерметичных труб типа ОТТГ, ОТТМ и применения специальной герметизирующей резьбовой смазки типа Р – 402;
- уменьшение степени загрязнения пластов в проекте, предусматривая ограниченную скорость спуска обсадных труб.

### **4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

#### **4.3.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве**

##### **скважин**

Результаты анализа ЧС, возникающих при строительстве скважин, приведены в таблице 39.

Таблица 39 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

| ЧС техногенного характера                   | ЧС природного характера           |
|---|-----------------------------------|
| Пожары (взрывы) на производственном объекте | Геофизические опасные явления     |
| Аварии с выбросом химически опасных веществ | Метеорологические опасные явления |
| Внезапное обрушение сооружений              | Природные пожары                  |

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНПП [37]. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасностью для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причинами возникновения ГНВП при строительстве скважин могут послужить неправильное планирование проведения работ, снижение гидростатического давления столба жидкости в скважине, освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды.

#### **4.3.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации**

##### **ЧС**

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНПП [37]. При появлении признаков поступления пластового

флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [46].

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

##### **4.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [47].

Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [48].

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [49].

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

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [50].

– при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;

- органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;
- редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом  $\pm 60^\circ$  от нормальной линии взгляда.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [51]:

- конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля;
- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- при необходимости освобождения рук операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления.

## **Заключение**

В работе были разработаны технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 1580 метров на нефтяном месторождении Ульяновской области. Работа состоит из пяти основных частей.

В общей и геологической части представлены: географо-экономическая характеристика района работ, обзорная карта района, параметры флюидонасыщенности, геологические условия бурения, а также зоны возможных осложнений.

В технологической части выпускной квалификационной работы приведены основные технологические решения при строительстве скважины: выбран оптимальный пятиинтервальный профиль, запроектирован способ заканчивания с перфорированной эксплуатационной колонной и фильтром, подобрана рецептура буровых растворов, обоснован выбор породоразрушающего инструмента, подобраны оптимальные компоновки низа бурильной колонны, а также спроектированы основные решения при заканчивании скважины.

В специальной части были оценены и сравнены мобильные буровые установки, а также колтюбинговые установки

В разделе финансовый менеджмент была рассчитана нормативная карта строительства скважины и полная сметная стоимость строительства скважины.

Раздел социальная ответственность был посвящен охране окружающей среды технике безопасности при бурении, и правилам безопасности при чрезвычайных ситуациях.

## Список использованных источников

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016.-152 с.
2. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. - 92 с.
3. Справочник специалиста ЗАО «ССК». Томск, 2010. 456 с.
4. В.Н. Губанов, Д.В. Лопатин, В.С. Сычев, А.А. Толстоухов Книга инженер по растворам ЗАО «ССК». М.: издательство «Гарусс», 2006. – 549 с.
5. В. Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буримов и др. Буровое оборудование: Справочные: В 2-х т. – М.: Недра, 2000. – Т.1.
6. Ф.Д. Балденко Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа И.М. Губкина, 2012. – 428с.
7. Ананьев А.Н., Пеньков А.И. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам – М.: Интернешнл касп флюидз, 2000. – 139 с. Изд.1 Волгоград
8. А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. Под общей редакцией А.И. Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
9. Перечень переводников и цены [Электронный ресурс]. - <http://www.oiltool.ru/> (Дата обращения 15.04.2018).
10. Трубы бурильные [Электронный ресурс]. - <http://www.semireche.ru>

(Дата обращения 15.04.2018).

11. Трубы утяжелённые бурильные сбалансированные [Электронный ресурс]. - <http://kngc.ru> (Дата обращения 15.04.2018).

12. Обратные и переливные клапаны [Электронный ресурс]. - <http://www.pnmr.ru> (Дата обращения 15.04.2018).

13. Ясы [Электронный ресурс]. - <http://www.pskunb.ru> (Дата обращения 15.04.2018).

14. Двигатели с регулятором угла типа ДРУ [Электронный ресурс]. - <http://rsbservice.ru/> (Дата обращения 15.04.2018).

15. Винтовые забойные двигатели с регулятором угла [Электронный ресурс]. - <http://www.pskunb.ru> (Дата обращения 15.04.2018).

16. Каталог 2016 [Электронный ресурс]. - <http://burintekh.ru/> (Дата обращения 15.04.2018).

17. Оборудование очистки Бурового раствора [Электронный ресурс]. - <http://www.akros-llc.com/> (Дата обращения 15.04.2018).

18. Л.Н. Долгих Крепление, испытания и освоение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие; Перм. Гос. Техн. Ун-т. Пермь, 2007, - 189 с

19. Сваб [Электронный ресурс]. - <http://www.sibburmash.ru> (Дата обращения 15.04.2018).

20. Пластоиспытатель [Электронный ресурс]. - <http://www.bngf.ru/> (Дата обращения 15.04.2018).

21. Фильтр скважинный [Электронный ресурс]. - <http://www.tatpromfilter.ru> (Дата обращения 15.04.2018).

22. Пакер для двухступенчатого и манжетного цементирования ПДМ [Электронный ресурс]. - <http://inrul-bur.ru/equipment/pakery/pdm5/> (Дата обращения 15.04.2018).

23. Роснефть [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://www.rosneft.ru/about/Glance/> (дата обращения: 20.05.2018).
24. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. - 183 с.
25. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемы [Электронный ресурс] Режим доступа: [http://www.libussr.ru/doc\\_ussr/usr\\_13204.htm](http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm) (дата обращения: 20.05.2018).
26. СНиП IV-2-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ – М.: ОАО "Металлургия", 1984. – 250 с.
27. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года “О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1”.
28. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 12 апреля 2017 г. № КЦ/2017-04ти "Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на апрель 2018 года».
29. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2018 г.).
30. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
31. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование
32. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях
33. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
34. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
35. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно- гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».

36. ОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.

37. Приказ от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"».

38. Р 3.5.2.2487-09. Руководство по медицинской дезинсекции.

39. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.

40. ПУЭ «Правила устройства электроустановок».

41. согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме».

42. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.

43. РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих».

44. Постановление Правительства РФ от 23.02.1994 №140 "О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы".

45. РД 39-1.13-057-2002. Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин.

46. РД 08-254-98. Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.

47. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018). Статья 47. Порядок разработки проекта соглашения и заключения соглашения.

48. Постановление Правительства РФ от 25.02.2000 N 162 "Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин".

49. 17.12.2001 №173-ФЗ «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии».

50. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ).

51. ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ).



## Приложение Б

Таблица Б.1 – Проектный стратиграфический разрез

| Глубина залегания, м |          | Глубина залегания по стволу, м |          | Стратиграфическое подразделение |                               | Элементы залегания (падения) пластов по подошве | Коэффициент кавернозности в интервале |
|----------------------|----------|--------------------------------|----------|---------------------------------|-------------------------------|---|---------------------------------------|
| от (верх)            | до (низ) | от (верх)                      | до (низ) | название                        | индекс                        | угол, град                                      |                                       |
| 1                    | 2        | 3                              | 4        | 5                               | 6                             | 7   | 8                                     |
| 0                    | 10       | 0                              | 10       | Четвертичная система            | Q                             | Углы падения пластов не превышают 2,5°          | 1,0 – 1,2                             |
| 10                   | 85       | 10                             | 85       | Неогеновая система              | N                             |   |                                       |
| 85                   | 205      | 85                             | 206      | Юрская система                  | J                             |   | 1,0 – 1,2                             |
| 205                  | 500      | 206                            | 550      | Пермская система                | P                             |   |                                       |
| 205                  | 450      | 206                            | 487      | Верхний отдел                   | P <sub>2</sub>                |   |                                       |
| 205                  | 315      | 206                            | 323      | Татарский ярус                  | P <sub>2t</sub>               |   | 1,1 – 1,3                             |
| 315                  | 450      | 323                            | 487      | Казанский ярус                  | P <sub>2kz</sub>              |   | 1,1 – 1,3                             |
| 450                  | 500      | 487                            | 550      | Нижний отдел                    | P <sub>1</sub>                |   |                                       |
| 450                  | 470      | 487                            | 512      | Сакмарский ярус                 | P <sub>2s</sub>               |   | 1,1                                   |
| 470                  | 500      | 512                            | 550      | Ассельский ярус                 | P <sub>2a</sub>               |   | 1,1                                   |
| 500                  | 1600     | 550                            | 1838     | Каменноугольная сис.            | C                             |   |                                       |
| 500                  | 800      | 550                            | 922      | Верхний отдел                   | C <sub>3</sub>                |   |                                       |
| 800                  | 1290     | 922                            | 1523     | Средний отдел                   |                               |   |                                       |
| 800                  | 1205     | 922                            | 1425     | Московский ярус                 | C <sub>2m</sub>               |   |                                       |
| 800                  | 925      | 992                            | 1078     | Маячковский гор.                | C <sub>2m</sub> <sup>mc</sup> |   | 1,1                                   |
| 925                  | 1055     | 1078                           | 1239     | Подольский гор.                 | C <sub>2m</sub> <sup>pd</sup> |   | 1,1                                   |
| 1055                 | 1155     | 1239                           | 1363     | Каширский гор.                  | C <sub>2m</sub> <sup>ks</sup> |   | 1,1                                   |
| 1155                 | 1205     | 1363                           | 1425     | Верейский гор.                  | C <sub>2m</sub> <sup>vt</sup> |   | 1,1 – 1,3                             |
| 1205                 | 1290     | 1425                           | 1523     | Башкирский ярус                 | C <sub>2</sub> <sup>b</sup>   |   | 1,1                                   |
| 1290                 | 1600     | 1523                           | 1838     | Нижний отдел                    | C <sub>1</sub>                |   |                                       |
| 1290                 | 1315     | 1523                           | 1550     | Серпуховский ярус               | C <sub>1</sub> <sup>s</sup>   |   |                                       |
| 1315                 | 1560     | 1550                           | 1797     | Визейский ярус                  | C <sub>1</sub> <sup>v</sup>   | 1,1   |                                       |
| 1315                 | 1500     | 1550                           | 1737     | Окский надгоризонт              | C <sub>1</sub> <sup>ok</sup>  |   |                                       |
| 1500                 | 1510     | 1737                           | 1747     | Тульский горизонт               | C <sub>1</sub> <sup>tl</sup>  | 1,1   |                                       |

Таблица Б.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м |          | Горная порода                                |                      | Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки |
|---|-------------|----------|--|----------------------|---|
|   | от (верх)   | до (пиз) | краткое название                             | % в интервале        |   |
| 1                                       | 2           | 3        | 4  | 5                    | 6   |
| Q                                       | 0           | 10       | суглинки<br>глины<br>песчанники              | 100                  | Суглинки, глины, песчанники   |
| N                                       | 10          | 85       | глины  | 100                  | Глины вязкие прослоями  |
| J                                       | 85          | 205      | глины<br>пески                               | 50<br>50             | Глины, пески кварцевые глинистые  |
| P                                       | 205         | 500      |  |                      |   |
| P <sub>2</sub>                          | 205         | 450      |  |                      |   |
| P <sub>2t</sub>                         | 205         | 315      | Алевролиты<br>глины<br>мергели<br>песчанники | 45<br>35<br>10<br>10 | Алевролиты глинистые, глины мергели песчанники                            |
| P <sub>2kz</sub>                        | 315         | 450      | Известняки                                   | 100                  | Известняки кристаллические доломитизированные                             |
| P <sub>1</sub>                          | 450         | 500      |  |                      |   |
| P <sub>2s</sub>                         | 450         | 470      | Известняки                                   | 100                  | Известняки серые и темно-серые  |
| P <sub>2a</sub>                         | 470         | 500      | Известняки                                   | 100                  | Известняки серые и темно-серые  |
| C                                       | 500         | 1600     |  |                      |   |
| C <sub>3</sub>                          | 500         | 800      | Известняки                                   | 100                  | Известняки пелитоморфные доломитовые, кавернозные                         |
| C <sub>2</sub>                          | 800         | 1290     |  |                      |   |
| C <sub>2m<sup>mc</sup></sub>            | 800         | 925      | Известняки<br>Доломиты                       | 50<br>50             | Известняки, доломиты известковые  |
| C <sub>2m<sup>pd</sup></sub>            | 925         | 1055     | Известняки<br>Доломиты                       | 70<br>30             | Известняки пелитоморфные реже доломиты                                    |

Продолжение таблицы Б.2

|               |      |      |                                   |                |  |
|---------------|------|------|-----------------------------------|----------------|--|
| $C_{2m}^{ks}$ | 1055 | 1155 | Известняки<br>Доломиты            | 70<br>30       | Известняки, доломиты<br>плотные  |
| $C_{2m}^{vt}$ | 1155 | 1205 | Песчанники<br>Глины<br>Известняки | 50<br>30<br>20 | Переслаивание<br>нефтенасыщенных<br>песчанников глин<br>небольшие прослои<br>известняков |
| $C_2^b$       | 1205 | 1290 | Известняки<br>Доломиты            | 70<br>30       | Известняки в верхней части<br>нефтенасыщенные,<br>доломиты обломочные                    |
| $C_1$         | 1290 | 1600 |                                   |                |  |
| $C_1^s$       | 1290 | 1315 | Известняки                        | 100            | Известняки пелитоморфные   |
| $C_1^v$       | 1315 | 1560 |                                   |                |  |
| $C_1^{ok}$    | 1315 | 1500 | Известняки                        | 100            | Известняки плотные<br>глинистые<br>доломитизированные                                    |
| $C_1^{tl}$    | 1500 | 1510 | Известняки<br>Глины<br>Песчанники | 80<br>10<br>10 | Известняки плотные<br>глинистые, глины<br>известковые, песчанники                        |
| $C_1^{bb}$    | 1510 | 1560 | Глины<br>Алевролиты<br>Песчанники | 60<br>20<br>20 | Глины, алевролиты,<br>песчанники<br>нефтенасыщенные                                      |
| $C_1^t$       | 1560 | 1600 | Известняки                        | 100            | Известняки в кровле<br>нефтенасыщенные   |

Таблица Б.3 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

| Индекс                          | Интервал, м |      | Краткое название горной породы | Плотность, г/см <sup>3</sup> | Пористость, % | Проницаемость, мдарси | Глинистость, % | Карбонатность, % | Твёрдость, кг/мм <sup>2</sup> | Расслоенность породы | Абразивность | Категория породы   |
|---------------------------------|-------------|------|--------------------------------|------------------------------|---------------|-----------------------|----------------|------------------|-------------------------------|----------------------|--------------|--------------------|
|                                 | от          | до   |                                |                              |               |                       |                |                  |                               |                      |              |                    |
| 1                               | 2           | 3    | 4                              | 5                            | 6             | 7                     | 8              | 9                | 10                            | 11                   | 12           | 13                 |
| Q, N                            | 0           | 10   | Суглинки                       | 1,3                          | 20            | 90                    | 10-90          | 10               | 25-45                         | 2                    | 6-7          | Мягкая             |
|                                 |             |      | Супеси                         | 2,0                          | -             | 250-750               | 10             | 5                | 55                            | 1                    | 5            |                    |
|                                 |             |      | Пески                          | 2,0                          | -             | 250-750               | 10             | 5                | 55                            | 1                    | 5            |                    |
|                                 |             |      | глины                          | 1,5                          | 20            | 90                    | 10-90          | 10               | 25-45                         | 2                    | 6-7          |                    |
| J                               | 85          | 205  | Глины                          | 1,5                          | 20            | 90                    | 10-90          | 10               | 25-45                         | 2                    | 6-7          |                    |
|                                 |             |      | Песчанники                     | 2,24                         | 10-20         | 250                   | 10-15          | 5                | 78-100                        | 2                    | 8            |                    |
| P <sub>2</sub> <sup>l</sup>     | 205         | 315  | глины                          | 2,4                          | 6             | 5-25                  | 70-80          | 5-10             | 75                            | 3                    | 3            | Мягкая+<br>средняя |
|                                 |             |      | песчанники                     | 2,24                         | 10-20         | 250                   | 10-15          | 5                | 78-100                        | 2                    | 8            |                    |
|                                 |             |      | мергели                        | 2,1                          | -             | -                     | 10-50          | 10               | 130                           | 2                    | 2            |                    |
|                                 |             |      | известняки                     | 2,6                          | 6-8           | 5-25                  | 2-5            | 85-95            | 250                           | 1                    | 3,5          |                    |
|                                 |             |      | алевролиты                     | 1,83                         | 10-20         | 5-25                  | -              | 75               | 25-45                         | 2                    | 3-4          |                    |
| P <sub>2</sub> <sup>kz</sup>    | 315         | 450  | Глины                          | 1,5                          | 20            | 90                    | 10-90          | 10               | 25-45                         | 2                    | 6-7          |                    |
|                                 |             |      | Мергели                        | 2,1                          | -             | -                     | 10-50          | 10               | 130                           | 2                    | 2            |                    |
|                                 |             |      | Известняки                     | 2,6                          | 6-8           | 5-25                  | 2-5            | 85-95            | 250                           | 1                    | 3,5          |                    |
|                                 |             |      | Доломиты                       | 2,65                         | 2-6           | 0,2                   | 0-2            | 90-92            | 150                           | 1                    | 3            |                    |
| P <sub>1</sub> <sup>s</sup>     | 450         | 470  | Ангидриды                      | 2,12                         | 0-3           | 5-25                  | 10             | 75-80            | 150                           | 1                    | 1            |                    |
|                                 |             |      | Доломиты                       | 2,65                         | 2-6           | 0,2                   | 0-2            | 90-92            | 150                           | 1                    | 3            |                    |
| P <sub>1</sub> <sup>a</sup>     | 470         | 500  | Доломиты                       | 2,65                         | 2-6           | 0,2                   | 0-2            | 90-92            | 150                           | 1                    | 3            | средняя            |
| C <sub>3</sub>                  | 500         | 800  | Доломиты                       | 2,65                         | 2-6           | 0,2                   | 0-2            | 90-92            | 150                           | 1                    | 3            |                    |
|                                 |             |      | Известняки                     | 1,97                         | 6-8           | 5-25                  | 2-5            | 85-95            | 250                           | 1                    | 3,5          |                    |
| C <sub>2</sub> <sup>mc+pd</sup> | 800         | 1055 | Известняки                     | 2,08                         | 6-8           | 5-25                  | 2-5            | 85-95            | 250                           | 1                    | 3,5          |                    |
|                                 |             |      | Доломиты                       | 2,65                         | 2-6           | 0,2                   | 0-2            | 90-92            | 150                           | 1                    | 3            |                    |

Продолжение таблицы Б.3

|                              |      |      |            |      |       |      |       |       |        |   |     |         |
|------------------------------|------|------|------------|------|-------|------|-------|-------|--------|---|-----|---------|
| C <sub>2</sub> <sup>ks</sup> | 1055 | 1155 | Известняки | 2,13 | 6-8   | 5-25 | 2-5   | 85-95 | 250    | 1 | 3,5 | Средняя |
|                              |      |      | Доломиты   | 2,65 | 2-6   | 0,2  | 0-2   | 90-92 | 150    | 1 | 3   |         |
| C <sub>2</sub> <sup>vr</sup> | 1155 | 1205 | Известняки | 2,6  | 6-8   | 5-25 | 2-5   | 85-95 | 250    | 1 | 3,5 |         |
|                              |      |      | Аргиллиты  | 2,36 | 11-20 | -    | 10-15 | 2-50  | 89-175 | - | 2   |         |
| C <sub>2</sub> <sup>b</sup>  | 1205 | 1290 | Известняки | 2,14 | 6-8   | 5-25 | 2-5   | 85-95 | 250    | 1 | 3,5 |         |
|                              |      |      | Глины      | 2,4  | 6     | 5-25 | 70-80 | 5-10  | 75     | 3 | 3   |         |
| C <sub>1</sub> <sup>s</sup>  | 1290 | 1315 | Известняки | 2,2  | 6-10  | 25   | 2-5   | 95    | 95     | 1 | 2   |         |
| C <sub>1</sub> <sup>ok</sup> | 1315 | 1500 | Известняки | 2,08 | 6-8   | 5-25 | 2-5   | 85-95 | 250    | 1 | 3,5 |         |
| C <sub>1</sub> <sup>tl</sup> | 1500 | 1510 | Известняки | 2,13 | 6-8   | 5-25 | 2-5   | 85-95 | 250    | 1 | 3,5 |         |
|                              |      |      | Доломиты   | 2,65 | 2-6   | 0,2  | 0-2   | 90-92 | 150    | 1 | 3   |         |
| C <sub>1</sub> <sup>bb</sup> | 1510 | 1560 | Известняки | 2,6  | 6-8   | 5-25 | 2-5   | 85-95 | 250    | 1 | 3,5 |         |
|                              |      |      | Аргиллиты  | 2,36 | 11-20 | -    | 10-15 | 2-50  | 89-175 | - | 2   |         |
| C <sub>1</sub> <sup>t</sup>  | 1560 | 1600 | Известняки | 2,14 | 6-8   | 5-25 | 2-5   | 85-95 | 250    | 1 | 3,5 |         |

Таблица Б.4 – Давление и температура по разрезу скважины

| Индекс                       | Интервал, м |      | Градиент давления |        |           |          |       |           |                     |       |           |         |       |           | Температура в конце интервала |          |
|------------------------------|-------------|------|-------------------|--------|-----------|----------|-------|-----------|---------------------|-------|-----------|---------|-------|-----------|-------------------------------|----------|
|                              | от          | до   | Пластового        |        |           | Порового |       |           | Гидро разрыва пород |       |           | Горного |       |           | градус                        | источник |
|                              |             |      | МПа/м             |        | ис-точник | МПа/м    |       | ис-точник | МПа/м               |       | ис-точник | МПа/м   |       | ис-точник |                               |          |
|                              |             |      | от                | до     |           | от       | до    |           | от                  | до    |           | от      | до    |           |                               |          |
| 1                            | 2           | 3    | 4                 | 5      | 6         | 7        | 8     | 9         | 10                  | 11    | 12        | 13      | 14    | 15        | 16                            | 17       |
| Q, N                         | 0           | 85   | -                 | -      | -         | -        | -     | -         | -                   | -     | -         | -       | -     | -         | -                             | -        |
| J                            | 85          | 205  | 0,0101            | 0,0101 | РФЗ       | 0,001    | 0,001 | РФЗ       | 0,02                | 0,02  | РФЗ       | 0,002   | 0,002 | РФЗ       | 8                             | РФЗ      |
| P <sub>2</sub> <sup>t</sup>  | 205         | 315  | 0,0102            | 0,0102 | РФЗ       | 0,001    | 0,001 | РФЗ       | 0,02                | 0,02  | РФЗ       | 0,002   | 0,002 | РФЗ       | 8,9                           | РФЗ      |
| P <sub>2</sub> <sup>kz</sup> | 315         | 450  | 0,0102            | 0,0102 | РФЗ       | 0,001    | 0,001 | РФЗ       | 0,02                | 0,02  | РФЗ       | 0,002   | 0,002 | РФЗ       | 10                            | РФЗ      |
| P <sub>1</sub> <sup>s</sup>  | 450         | 470  | 0,0102            | 0,0102 | РФЗ       | 0,001    | 0,001 | РФЗ       | 0,02                | 0,02  | РФЗ       | 0,002   | 0,002 | РФЗ       | 10,1                          | РФЗ      |
| P <sub>1</sub> <sup>a</sup>  | 470         | 500  | 0,0102            | 0,0102 | РФЗ       | 0,001    | 0,001 | РФЗ       | 0,02                | 0,02  | РФЗ       | 0,002   | 0,002 | РФЗ       | 10,3                          | РФЗ      |
| C <sub>3</sub>               | 500         | 800  | 0,0102            | 0,0102 | РФЗ       | 0,001    | 0,001 | РФЗ       | 0,02                | 0,02  | РФЗ       | 0,002   | 0,002 | РФЗ       | 12,7                          | РФЗ      |
| C <sub>2</sub> <sup>mc</sup> | 800         | 925  | 0,0103            | 0,0103 | РФЗ       | 0,001    | 0,001 | РФЗ       | 0,018               | 0,018 | РФЗ       | 0,002   | 0,002 | РФЗ       | 13,7                          | РФЗ      |
| C <sub>2</sub> <sup>pd</sup> | 925         | 1055 | 0,0103            | 0,0103 | РФЗ       | 0,001    | 0,001 | РФЗ       | 0,018               | 0,018 | РФЗ       | 0,002   | 0,002 | РФЗ       | 18,8                          | РФЗ      |
| C <sub>2</sub> <sup>ks</sup> | 1055        | 1155 | 0,0103            | 0,0103 | РФЗ       | 0,001    | 0,001 | РФЗ       | 0,018               | 0,018 | РФЗ       | 0,002   | 0,002 | РФЗ       | 15,6                          | РФЗ      |
| C <sub>2</sub> <sup>vr</sup> | 1155        | 1205 | 0,0103            | 0,0103 | РФЗ       | 0,001    | 0,001 | РФЗ       | 0,019               | 0,019 | РФЗ       | 0,002   | 0,002 | РФЗ       | 37                            | РФЗ      |
| C <sub>2</sub> <sup>b</sup>  | 1205        | 1290 | 0,0103            | 0,0103 | РФЗ       | 0,001    | 0,001 | РФЗ       | 0,019               | 0,019 | РФЗ       | 0,002   | 0,002 | РФЗ       | 38                            | РФЗ      |
| C <sub>1</sub> <sup>s</sup>  | 1290        | 1315 | 0,001             | 0,001  | РФЗ       | 0,001    | 0,001 | РФЗ       | 0,019               | 0,019 | РФЗ       | 0,002   | 0,002 | РФЗ       | 39                            | РФЗ      |
| C <sub>1</sub> <sup>ok</sup> | 1315        | 1500 | 0,001             | 0,001  | РФЗ       | 0,001    | 0,001 | РФЗ       | 0,019               | 0,019 | РФЗ       | 0,002   | 0,002 | РФЗ       | 43                            | РФЗ      |
| C <sub>1</sub> <sup>tl</sup> | 1500        | 1510 | 0,001             | 0,001  | РФЗ       | 0,001    | 0,001 | РФЗ       | 0,019               | 0,019 | РФЗ       | 0,002   | 0,002 | РФЗ       | 44                            | РФЗ      |
| C <sub>1</sub> <sup>bb</sup> | 1510        | 1560 | 0,0105            | 0,0105 | РФЗ       | 0,001    | 0,001 | РФЗ       | 0,02                | 0,02  | РФЗ       | 0,002   | 0,002 | РФЗ       | 45                            | РФЗ      |
| C <sub>1</sub> <sup>t</sup>  | 1560        | 1600 | 0,0103            | 0,0103 | РФЗ       | 0,001    | 0,001 | РФЗ       | 0,02                | 0,02  | РФЗ       | 0,002   | 0,002 | РФЗ       | 49                            | РФЗ      |

## Приложение В

Таблица В.1 – Нефтегазоводоносность

| Индекс<br>стратиграфического<br>подразделения | Интервал |      | Тип коллектора       | Плотность, кг/м <sup>3</sup> | Свободный<br>дебит, м <sup>3</sup> /сут | Газовый<br>фактор (для<br>нефтяных<br>пластов),<br>м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> | Относится ли к<br>источникам<br>водоснабжения,<br>краткая<br>характеристика<br>химического состава<br>(для водяных<br>горизонтов) |
|---|----------|------|----------------------|------------------------------|---|---|---|
|   | от       | до   |                      |                              |   |   |   |
| 1   | 2        | 3    | 4                    | 5                            | 6                                       | 7   | 8   |
| <b>Нефтеносность</b>                          |          |      |                      |                              |   |   |   |
| C <sub>2</sub> <sup>b</sup>                   | 1205     | 1290 | Карбонатно-трещинный | 916                          | 6                                       | 8,5   | -   |
| C <sub>1</sub> <sup>bb</sup>                  | 1510     | 1560 | Карбонатно-трещинный | 913                          | 25                                      | 14  | -   |
| <b>Водоносность</b>                           |          |      |                      |                              |   |   |   |
| N-J   | 10       | 205  | Терригенный поровый  | 1000                         | 120                                     | -   | Да. Минерализ. 0,2 г/л  |
| P <sub>2</sub> <sup>kz</sup>                  | 315      | 450  | Терригенный поровый  | 1040                         | До 170                                  | -   | Нет. Минерализ. 83,74 г/л   |
| C <sub>2</sub> <sup>ks</sup>                  | 1055     | 1155 | Карбонатно трещинный | 1140                         | До 30                                   | -   | Нет. Минерализ. 458,7 г/л   |
| C <sub>1</sub> <sup>ok</sup>                  | 1430     | 1480 | Карбонатно трещинный | 1140                         | До 30                                   | -   | Нет. Минерализ. 458,7 г/л   |
| C <sub>1</sub> <sup>tl</sup>                  | 1500     | 1510 | Карбонатно трещинный | 1140                         | До 150                                  | -   | Нет. Минерализ. 655,6 г/л   |

## Приложение Г

Таблица Г.1 – Возможные осложнения по разрезу скважины

| Индекс стратиграфического подразделения | Прогнозируемые интервалы поглощений по вертикали, м |      | Тип осложнения      | Характеристика и условия возникновения  |
|---|---|------|---------------------|---|
|   | От  | До   |                     |   |
| 1                                       | 2   | 3    | 4                   | 5   |
| P <sub>2</sub> <sup>kz</sup>            | 315   | 330  | Поглощения          | Повышение плотности бурового раствора и гидродинамических давлений при выполнении технологических операций сверх поглощения градиента   |
| C <sub>3</sub>                          | 535   | 555  | Поглощения          |   |
| Q – P <sub>1</sub> -3                   | 0   | 450  | Поглощения          |   |
| K <sub>1</sub> -2                       | 450   | 1647 | Поглощения          |   |
| Q-P <sub>1</sub> <sup>t</sup>           | 0   | 315  | Осыпи и обвалы      | Снизить время контакта б.р. с отложениями неустойчивых г.п. путем исключения непроизводительных затрат времени (аварии, простоев)<br>Провести укрепляющие цементные заливки осложненных интервалов. Кол-во заливок до трех. В случае отсутствия положительного результата дальнейшие работы ведутся по дополнительному плану, согласованному проектной организацией и Заказчиком. |
| K <sub>1</sub> -2                       | 450   | 1647 | Осыпи и обвалы      |   |
| C <sub>2</sub> <sup>vr</sup>            | 1155  | 1164 | Нефтеводопроявления | Снижение противодавления на проявляющие пласты в результате понижения плотности б.р., недолива скважины и эффекта поршневания при СПО.<br>Характер проявления - Газонефтяной фонтан   |
| C <sub>2</sub> <sup>b</sup>             | 1205  | 1215 | Нефтеводопроявления |   |
| C <sub>1</sub> <sup>bb</sup>            | 1510  | 1522 | Нефтеводопроявления |   |
| C <sub>1</sub> <sup>t</sup>             | 1560  | 1565 | Нефтеводопроявления |   |
| Q – P <sub>2</sub> <sup>t</sup>         | 0   | 315  | Прихватоопасность   | 1. Нарушение плотности и реологических параметров бурового раствора<br>2. Нарушение режима промыва скважины<br>3. Оставление бурильного инструмента без движения в скважине   |
| C <sub>2</sub> <sup>vr</sup>            | 1155  | 1164 | Прихватоопасность   |   |
| C <sub>2</sub> <sup>b</sup>             | 1205  | 1215 | Прихватоопасность   |   |
| C <sub>1</sub> <sup>bb</sup>            | 1510  | 1522 | Прихватоопасность   |   |
| C <sub>1</sub> <sup>t</sup>             | 1560  | 1565 | Прихватоопасность   |   |

## Приложение Д

Таблица Д.1 - Исследовательские работы

| Интервал,<br>м   |                           | Тип работ                                     | Общие параметры   | Оборудование    |
|--|---------------------------|---|---|-----------------|
| От   | До                        |   |   |                 |
| <b>Кондуктор (в открытом стволе)</b>                   |                           |   |   |                 |
| 20   | 500                       | Инклинометрия с совместной записью ГК         | Группа сложности – 2. В процессе бурения.                                     | ГК-ИМА-42       |
| 20   | 500                       | Кавернометрия                                 | Группа сложности – 2. В процессе бурения.                                     | Кедр-80<br>СКПД |
| <b>Кондуктор (в обсаженном стволе)</b>                 |                           |   |   |                 |
| 0  | 500                       | Акустическая цементометрия                    | Группа сложности – 2-3  | Кедр-АКТ-73Ц    |
| 0  | 500                       | Плотностная цементометрия                     | Группа сложности – 2-3  | ЦМ-8-12         |
| 0  | 500                       | Радиоактивный каротаж                         | Группа сложности – 2-3  | РК5-76          |
| <b>Эксплуатационная колонна ( в открытом стволе)</b>   |                           |   |   |                 |
| 500  | 1580                      | Инклинометрия с совместной записью ГК         | Группа сложности – 2. В процессе бурения.                                     | ГК-ИМА-42       |
| 500  | 1580                      | Кавернометрия                                 | Группа сложности – 2. В процессе бурения.                                     | Кедр-80<br>СКПД |
| 500  | 1580                      | Стандартный каротаж ПС, ИК                    | Группа сложности – 2. Во время остановки процесса бурения                     | К1А-723-М       |
| 500  | 1580                      | Радиоактивный каротаж (ГК, НК-Т)              | Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения. | РК5-76          |
| В интервале БКЗ  |                           | ВИКИЗ   | Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения. | ВИКИЗ           |
| В интервале БКЗ  |                           | Гамма-спектрометрия (ГГК-С)                   | Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения. | СГК-1024        |
| <b>Эксплуатационная колонна ( в обсаженном стволе)</b> |                           |   |   |                 |
| 0  | До глубины дохода прибора | Акустическая цементометрия(АКЦ с записью ФКД) | Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.                                  | Кедр-АКТ-73Ц    |
|  |                           | Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ)           | Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.                                  | ЦМ-8-12         |
|  |                           | Радиоактивный каротаж (ГК, НК-Т)              | Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.                                  | РК5-76          |
|  |                           | Термометрия (фоновый замер)                   | Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.                                  | Кедр-АКТ-73Ц    |

## Приложение Е

Таблице Е.1 – Расчет на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

| <b>Расчет на наружное избыточное давление</b>  |                      |   |                               |                               |                   |
|--|----------------------|---|-------------------------------|-------------------------------|-------------------|
| $P_H, \text{кгс/мм}^2$   |                      | Выполняется условие запаса прочности ( $n > 1,15$ ) |                               |                               |                   |
| $P_{кр}, \text{кгс/мм}^2$  |                      |   |                               |                               |                   |
| $P_{кр}/P_H$   |                      |   |                               |                               |                   |
| <b>Расчет на статическую прочности при отрыве долота от забоя</b>                                      |                      |   |                               |                               |                   |
| <i>В вертикальном участке ствола</i>   |                      |   |                               |                               |                   |
| №секции  | $q, \text{кгс/м}$    | $l, \text{м}$                                       | $\gamma_{бр}, \text{гс/см}^3$ | $\gamma_{ст}, \text{гс/см}^3$ | $Q_B, \text{кгс}$ |
| 1  |                      |   |                               |                               |                   |
| $\Sigma$   |                      |   |                               |                               |                   |
| $Q_{кнбк}, \text{кгс}$   |                      | Выполняется условие запаса прочности ( $n > 1,4$ )  |                               |                               |                   |
| $K$  |                      |   |                               |                               |                   |
| $\Delta P, \text{кгс}$   |                      |   |                               |                               |                   |
| $F_k, \text{мм}^2$   |                      |   |                               |                               |                   |
| $\sigma_T, \text{кгс/мм}^2$  |                      |   |                               |                               |                   |
| <i>В наклонном участке ствола</i>  |                      |   |                               |                               |                   |
| №секции  | $q, \text{кгс/м}$    | $l, \text{м}$                                       | $\gamma_{бр}, \text{гс/см}^3$ | $\gamma_{ст}, \text{гс/см}^3$ | $Q_B, \text{кгс}$ |
| 1  |                      |   |                               |                               |                   |
| $\Sigma$   |                      |   |                               |                               |                   |
|  | $E, \text{кгс/мм}^2$ | $I, \text{м}^4$                                     | $S, \text{м}$                 | $D_3, \text{мм}$              | $D, \text{мм}$    |
| $\Psi^+ / \Psi^-$  |                      | $Q_p, \text{кгс}$                                   |                               | $\Psi^+ / \Psi^-$             |                   |
| $\alpha$   |                      | $M_{\text{max}}, \text{кгс}\cdot\text{м}$           |                               | $\alpha$                      |                   |
| $\mu$  |                      | $W, \text{см}^3$                                    |                               | $\mu$                         |                   |
| $R, \text{м}$  |                      |   | $[\sigma], \text{кгс/мм}^2$   |                               |                   |
| $Q_k, \text{кгс}$  |                      |   | $\sigma_3, \text{кгс/мм}^2$   |                               |                   |
| $\sigma_p, \text{кгс/мм}^2$  |                      |   |                               |                               |                   |
| Выполняется условие $\sigma_3 > [\sigma]$  |                      |   |                               |                               |                   |
| <i>В горизонтальном участке ствола</i>   |                      |   |                               |                               |                   |
| №секции  | $q, \text{кгс/м}$    | $l, \text{м}$                                       | $\gamma_{бр}, \text{гс/см}^3$ | $\gamma_{ст}, \text{гс/см}^3$ | $Q_B, \text{кгс}$ |
| 1  |                      |   |                               |                               |                   |
|  | $E, \text{кгс/мм}^2$ | $I, \text{м}^4$                                     | $S, \text{м}$                 | $D_3, \text{мм}$              | $D, \text{мм}$    |
| $\Psi^+ / \Psi^-$  |                      | $Q_p, \text{кгс}$                                   |                               |                               |                   |
| $\alpha$   |                      | $M_{\text{max}}, \text{кгс}\cdot\text{м}$           |                               |                               |                   |
| $\mu$  |                      | $W, \text{см}^3$                                    |                               |                               |                   |
| $R, \text{м}$  |                      |   | $[\sigma], \text{кгс/мм}^2$   |                               |                   |
| $Q_k, \text{кгс}$  |                      |   | $\sigma_3, \text{кгс/мм}^2$   |                               |                   |
| $\sigma_p, \text{кгс/мм}^2$  |                      |   |                               |                               |                   |
| Выполняется условие $\sigma_3 > [\sigma]$  |                      |   |                               |                               |                   |
| <b>Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной секции бурильных труб</b> |                      |   |                               |                               |                   |
| №секции  | $q, \text{кгс/м}$    | $l, \text{м}$                                       | $\gamma_{бр}, \text{гс/см}^3$ | $\gamma_{ст}, \text{гс/см}^3$ | $Q_B, \text{кгс}$ |
| 1  |                      |   |                               |                               |                   |
| $\Sigma$   |                      |   |                               |                               |                   |

|                                  |          |  |   |   |                      |
|----------------------------------|----------|--|---|---|----------------------|
| $Q'_{\text{тк}}$ , кгс           |          | Максимальная глубина спуска<br>в клиновом захвате, м |   |   |                      |
| $Q^c_{\text{тк}}$ , кгс          |          |  |   |   |                      |
| n                                |          |  |   |   |                      |
| $q_m$ , кгс/м                    |          |  |   |   |                      |
| $K_T$                            |          |  |   |   |                      |
| K                                |          | Максимальная длина секции<br>бурильных труб, м       |   |   |                      |
| n                                |          |  |   |   |                      |
| $F_k$ , мм <sup>2</sup>          |          |  |   |   |                      |
| $\sigma_T$ , кгс/мм <sup>2</sup> |          |  |   |   |                      |
| №секции                          | q, кгс/м | l, м   | $\gamma_{\text{бр}}$ , гс/см <sup>3</sup> | $\gamma_{\text{ст}}$ , гс/см <sup>3</sup> | Q <sub>Б</sub> , кгс |
| 1                                |          |  |   |   |                      |
|                                  |          |  |   |   |                      |
| $Q'_{\text{тк}}$ , кгс           |          | Максимальная глубина спуска<br>в клиновом захвате, м |   |   |                      |
| $Q^c_{\text{тк}}$ , кгс          |          |  |   |   |                      |
| n                                |          |  |   |   |                      |
| $q_m$ , кгс/м                    |          |  |   |   |                      |
| $K_T$                            |          |  |   |   |                      |
| K                                |          | Максимальная длина секции<br>бурильных труб, м       |   |   |                      |
| n                                |          |  |   |   |                      |
| $F_k$ , мм <sup>2</sup>          |          |  |   |   |                      |
| $\sigma_T$ , кгс/мм <sup>2</sup> |          |  |   |   |                      |

## Приложение Ж

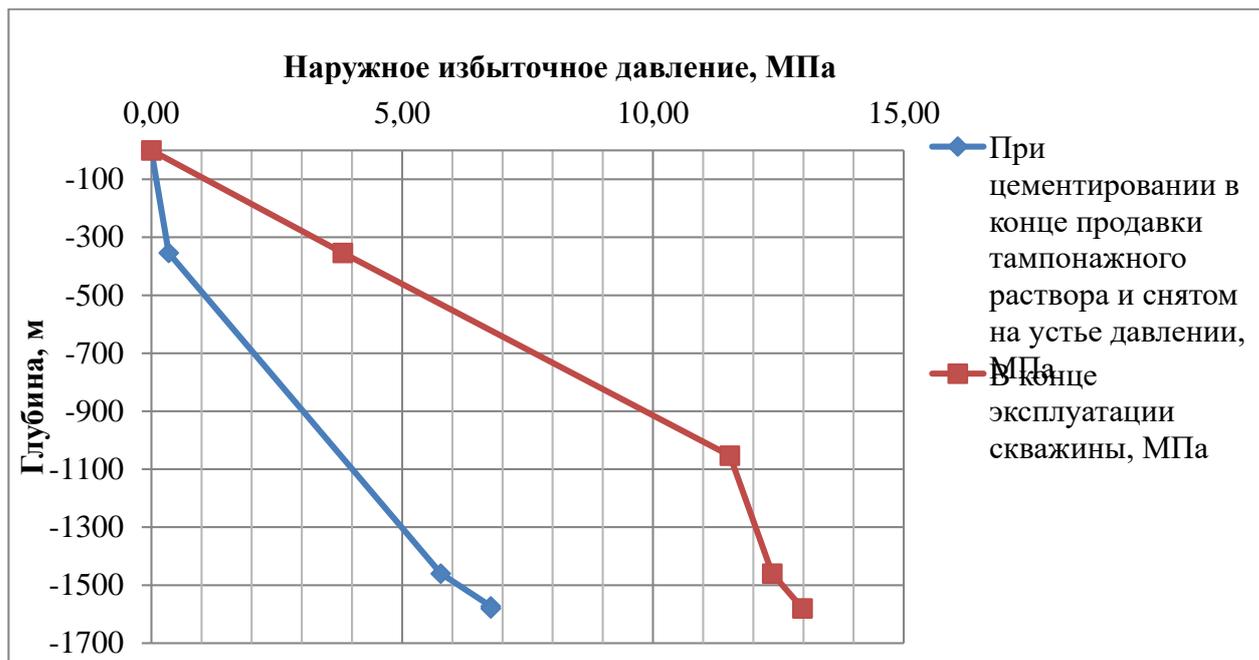


Рисунок Ж.1. Эпюра наружных избыточных давлений

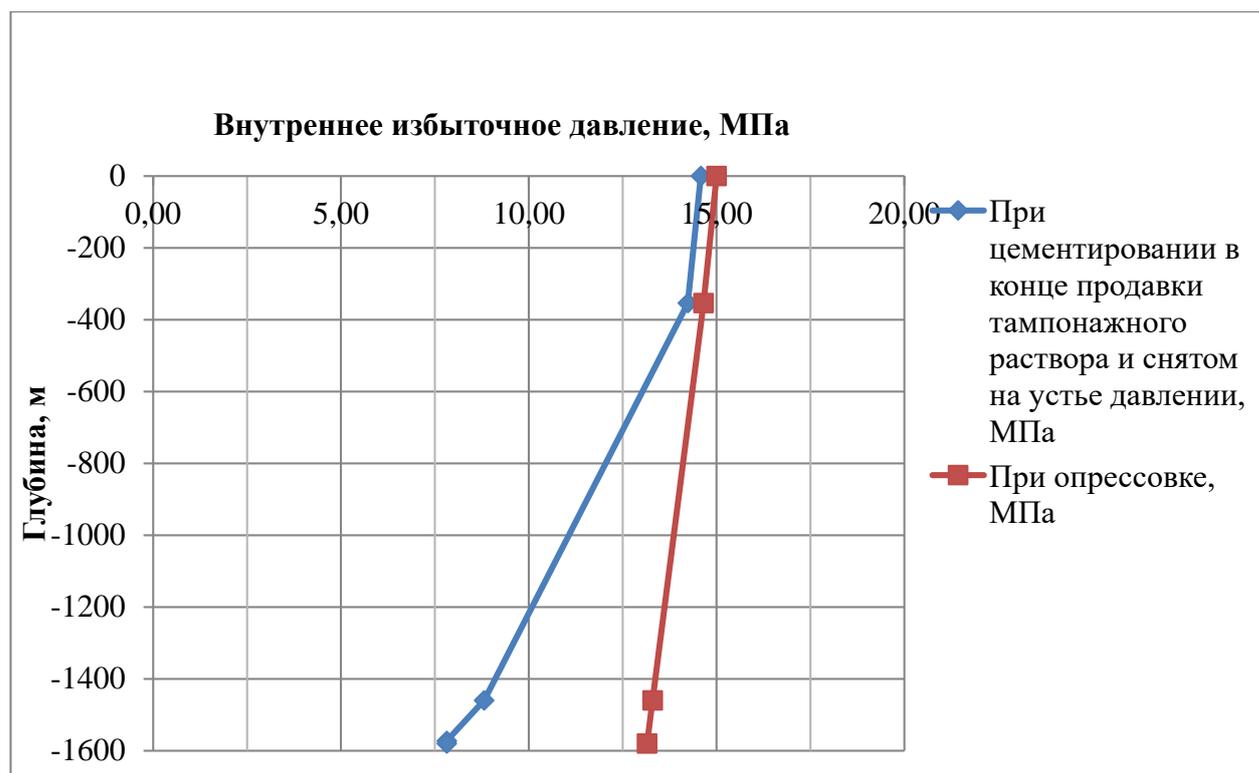


Рисунок Ж.2. Эпюра внутренних избыточных давлений

## Приложение И

### Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

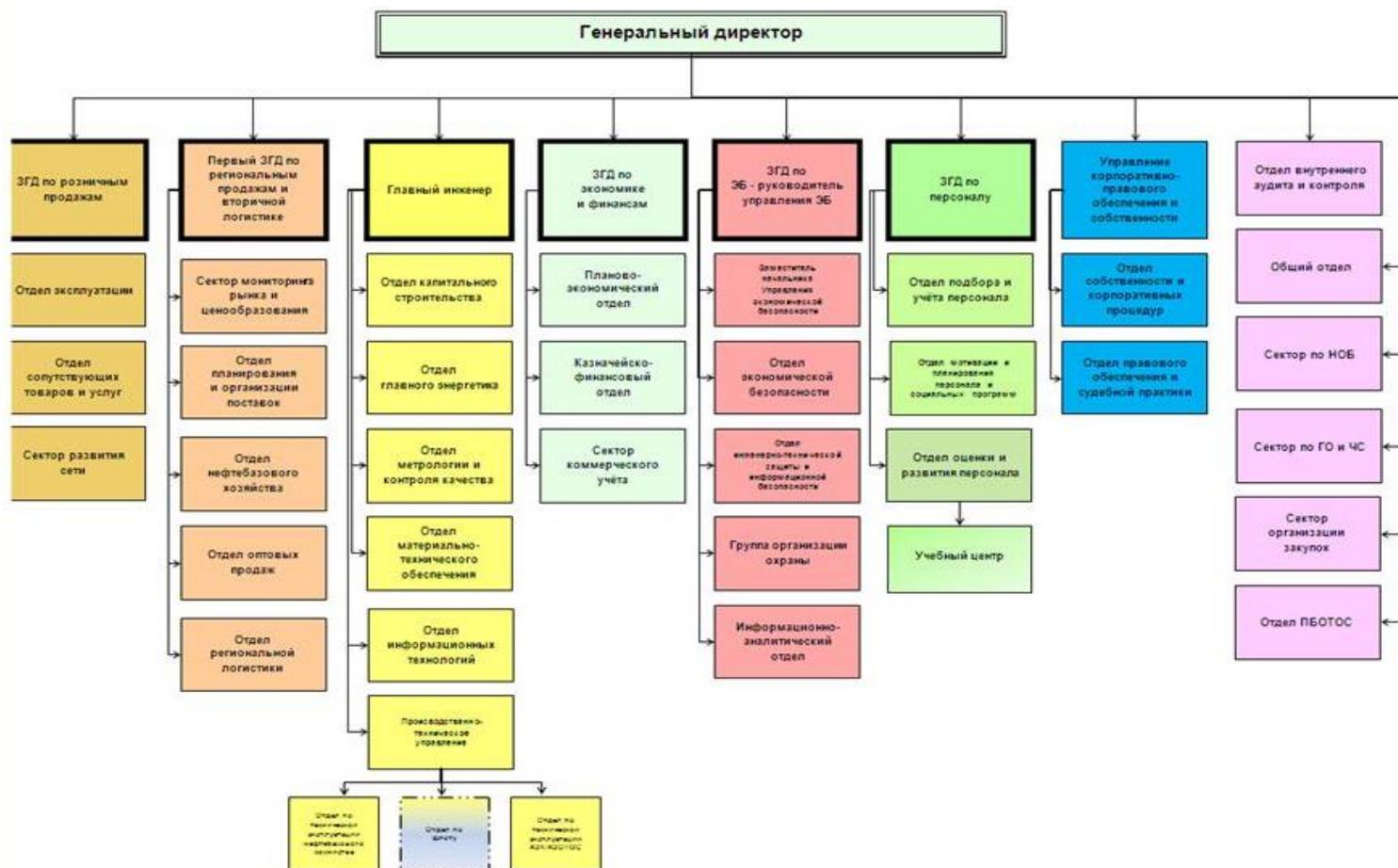


Рисунок И.1 – Организационная структура ЗАО «Ульяновскнефтьз»

## Приложение К

Таблица К.1 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

| Природные ресурсы, компоненты окружающей среды | Вредные воздействия  | Природоохранные мероприятия  |
|--|--|--|
| 1  | 2  | 3  |
| Земля и земельные ресурсы                      | Уничтожение и повреждение почвенного слоя сельхозугодий и других земель  | 1.Рациональное планирование мест и сроков проведения работ;<br>2.Соблюдение нормативов отвода земель;<br>3.Рекультивация земель.                           |
| Земля и земельные ресурсы                      | Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и производственными отходами  | 1.Сооружение поддонов, отсыпка площадок для техники;<br>2.Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, производственных отходов |
|  | Засорение почвы  | Вывоз и захоронение  |
|  | Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности. Уничтожение растительности   | Засыпка выемок, горных выработок   |
| Лес и лесные ресурсы                           | Лесные пожары  | Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой  |
|  | Оставление недорубов, захламление лесосек  | Оборудование пожароопасных объектов, использование вырубленной древесины   |
|  | Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, поселков  | Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях   |
| Вода и водные ресурсы                          | Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минеральными водами и рассолами и др.)                | Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, отстойников   |
|  | Загрязнение бытовыми стоками   | Очистные сооружения для буровых стоков   |
|  | Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате стлкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков                  | Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д.  |
|  | Загрязнение подземных вод при смещении различных водоносных горизонтов   | Ликвидационный тампонаж пробуренных скважин  |
| Недра  | Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно-геологических свойств пород)                        | Ликвидационный тампонаж скважин. Гидрогеологический, гидрогеохимический и инженерно-геологический мониторинг в скважинах                                   |
| Воздушный бассейн                              | Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок; Выбросы вредных веществ при работе котельных и передвижных электростанций | Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного воздействия   |

## Приложение Л

Таблица Л.1 – Результаты расчета потребного объема бурового раствора

| <b>Направление</b>   |       | Длина<br>интервала, м. | Диаметр<br>долота под<br>интервал, мм. | Внутренний Ø<br>предыдущей<br>обсадной<br>колонны, мм. | k<br>каверн | Объем<br>скважины<br>в конце<br>интервала<br>, м <sup>3</sup> . |
|--|-------|------------------------|--|--|-------------|---|
| Интервал бурения,<br>м.  | от    |                        |  |  |             |   |
| 0  | 20    | 20                     | 393,7                                  | -  | 1,1         | V = 3,2   |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации                |       |                        |  |  |             | V <sub>фил</sub> = 0,3  |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке                   |       |                        |  |  |             | V <sub>пот</sub> = 2,1  |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО         |       |                        |  |  |             | V <sub>спо</sub> = 0,1  |
| Объем раствора в конце бурения интервала                         |       |                        |  |  |             | V <sub>1</sub> = 2,7  |
| <b>Объем раствора к приготовлению:</b>                           |       |                        |  |  |             | V <sub>бр</sub> = 12,5  |
| Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал  |       |                        |  |  |             | V <sub>перев1</sub><br>= 5,7                                    |
| <b>Кондуктор</b>   |       | Длина<br>интервала, м. | Диаметр<br>долота под<br>интервал, мм. | Внутренний Ø<br>предыдущей<br>обсадной<br>колонны, мм. | k<br>каверн | Объем<br>скважины<br>в конце<br>интервала<br>, м <sup>3</sup> . |
| Интервал бурения,<br>м.  | от    |                        |  |  |             |   |
| 20   | 505,2 | 485,2                  | 295,3                                  | 304,0  | 1,15        | 42,0  |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации                |       |                        |  |  |             | V <sub>фил</sub> = 4,3  |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке                   |       |                        |  |  |             | V <sub>пот</sub> = 27,3   |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО         |       |                        |  |  |             | V <sub>спо</sub> = 2,5  |
| Объем раствора в конце бурения интервала                         |       |                        |  |  |             | V <sub>2</sub> = 40,6   |
| <b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>         |       |                        |  |  |             | V <sub>бр</sub><br>= 120,3                                      |
| Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала |       |                        |  |  |             | V <sub>перев1</sub><br>= 5,2                                    |
| <b>Объем раствора к приготовлению:</b>                           |       |                        |  |  |             | V <sub>2</sub> ' = 115,1  |
| Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал  |       |                        |  |  |             | V <sub>перев2</sub><br>= 44,5                                   |

Продолжение таблицы Л.1

| Экспл. колонна<br>Интервал<br>бурения, м.                        |      | Длина<br>интервала,<br>м. | Диаметр<br>долота под<br>интервал, мм. | Внутренний Ø<br>предыдущей<br>обсадной<br>колонны, мм. | k<br>каверн | Объем<br>скважины в<br>конце<br>интервала,<br>м <sup>3</sup> . |
|--|------|---------------------------|--|--|-------------|--|
| от   | до   |                           |  |  |             |  |
| 505,2  | 1880 | 1374,8                    | 215,9                                  | 225,0  | 1,12        | 72,8   |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации                |      |                           |  |  |             | $V_{\text{фил}} = 9,1$   |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке                   |      |                           |  |  |             | $V_{\text{пот}} = 43,5$  |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО         |      |                           |  |  |             | $V_{\text{спо}} = 7,5$   |
| Объем раствора в конце бурения интервала                         |      |                           |  |  |             | $V_3 = 61,6$   |
| <b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>         |      |                           |  |  |             | $V_{\text{бр}} = 201,8$  |
| Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала |      |                           |  |  |             | $V_{\text{перев2}} = 43,1$                                     |
| <b>Объем раствора к приготовлению:</b>                           |      |                           |  |  |             | $V_{3'} = 158,7$   |