

**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                                                                               |
|-------------------------------------------------------------------------------------------|
| Анализ эффективности применения технологии гидроразрыва пласта на Советском Месторождении |

УДК \_622.276.66(571.16)

Студент

| Группа | ФИО                                | Подпись | Дата |
|--------|------------------------------------|---------|------|
| 3-2Б3В | Молдалиев Ырысбек Махаматжакыпович |         |      |

Руководитель

| Должность             | ФИО            | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|----------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Кочеткова О.П. |                        |         |      |

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО            | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------|------------------------|---------|------|
| ассистент | Макашева Ю. С. |                        |         |      |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО             | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------|------------------------|---------|------|
| ассистент | Абраменко Н. С. |                        |         |      |

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

| Ответственный за реализацию ООП | ФИО            | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---------------------------------|----------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель           | Максимова Ю.А. |                        |         |      |

**Форма задания на выполнение выпускной квалификационной работы**

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

---

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

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП  
\_\_\_\_\_Максимова Ю.А

**ЗАДАНИЕ  
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

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

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

Студенту:

| Группа | ФИО                                   |
|--------|---------------------------------------|
| 3-2Б3В | Молдалиеву Ырысбеку Махаматжакыповичу |

Тема работы:

|                                                                                           |                     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------|
| Анализ эффективности применения технологии Гидроразрыва пласта на Советском Месторождении |                     |
| Утверждена приказом директора (дата, номер)                                               | 22.02.2018г. 1220/с |

|                                          |              |
|------------------------------------------|--------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 11.06.2018г. |
|------------------------------------------|--------------|

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

|                          |                                                                                                                                                                                                                 |
|--------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Исходные данные к работе | <u>Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая литература, электронные источники, информация с научных конференций, научно – исследовательских работ.</u> |
|--------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

|                                                                                                    |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>                      | Введение<br>Теоретические основы по гидравлическому разрыву пласта<br>Разработка и исследование применения гидроразрыва пласта на месторождениях нефти и газа<br>Совершенствование методов гидродинамических исследований нефтяных скважин до и после ГРП<br>Безопасность жизнедеятельности<br>Охрана окружающей среды и охрана недр<br>Экономический раздел<br>Заключение |
| <b>Перечень графического материала</b>                                                             |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |
| <b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b><br><i>(с указанием разделов)</i> |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |
| <b>Раздел</b>                                                                                      | <b>Консультант</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение                                    | Макашева Юлия Сергеевна, ассистент                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
| Социальная ответственность                                                                         | Абраменко Никита Сергеевич, ассистент                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |

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

**Задание выдал руководитель:**

| Должность             | ФИО            | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|----------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Кочеткова О.П. |                        |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                                | Подпись | Дата |
|--------|------------------------------------|---------|------|
| 3-2Б3В | Молдалиев Ырысбек Махаматжакыпович |         |      |

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

Студенту:

| Группа | ФИО                                   |
|--------|---------------------------------------|
| 3-2Б3В | Молдалиеву Ырысбеку Махаматжакыповичу |

| ИШПР                |             | ОНД                       |                   |
|---------------------|-------------|---------------------------|-------------------|
| Уровень образования | бакалавриат | Направление/специальность | Нефтегазовое дело |

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

|                                                                                                                                             |                                                                                                                                                                                                                                                     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i> | Обоснование показателей экономической эффективности. Расчет эксплуатационных затрат. Расчет экономической эффективности.<br><br>Расчет капитальных вложений.<br><br>Стоимость услуг и материалов.<br><br>Стоимость основных производственных фондов |
| 2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>                                                                                           | Нормативы эксплуатационных затрат. Нормы расхода материалов. тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений.                                                                                                            |
| 3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>                                  | Ставки налогов и отчислений .<br><br>Ставка налога на прибыль 24%;<br><br>Налог на добавленную стоимость 18%<br><br>Подоходный налог 13%                                                                                                            |

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

|                                                                                                                                           |                                                                                              |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i> | Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта                |
| 2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>                                                                        | Нормативная база для расчета экономических показателей проекта                               |
| 3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>        | Расчет экономических показателей проекта.<br><br>Экономическая оценка эффективности проекта. |

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

1. Экономические условия расчета
2. Данные для расчета экономической эффективности
3. Стоимость услуг по проведению ГРП приведены в табл. 6.5.2.

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

**Задание выдал консультант:**

| Должность | ФИО           | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------|---------------------------|---------|------|
| Ассистент | Макашева Ю.С. |                           |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                                | Подпись | Дата |
|--------|------------------------------------|---------|------|
| 3-2Б3В | Молдалиев Ырысбек Махаматжакыпович |         |      |

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

### «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| Группа | ФИО                                   |
|--------|---------------------------------------|
| 3-2Б3В | Молдалиеву Ырысбеку Махаматжакыповичу |

|                     | ИПР         |                           |                   |
|---------------------|-------------|---------------------------|-------------------|
| Уровень образования | бакалавриат | Направление/специальность | Нефтегазовое дело |

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

|                                                                                                                                |                                                                         |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------|
| 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения | Объектом ВКР является проведения гироразрыва на Советском Месторождение |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------|

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

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |                                                                                                                                                               |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>1. Производственная безопасность</b><br>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты;</li> <li>– (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).</li> </ul> 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).</li> </ul> | 5.1 Анализ вредных факторов, описание рабочего места<br><br>5.1.1 Анализ вредных и опасных факторов<br><br>5.1.2 Вредные факторы<br><br>5.1.3 Опасные факторы |
| <b>2. Экологическая безопасность:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | 5.2 Экологическая безопасность<br>5.2.1 Воздействие на атмосферу                                                                                              |

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |                                                                                                                                                                                                                                                                        |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>                                                                                              | <p>5.2.2. Воздействие на литосферу</p> <p>5.2.3 Воздействие на гидросферу</p>                                                                                                                                                                                          |
| <p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul> | <p>5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <p>5.3.1 Мероприятия по защите окружающей среды</p> <p>5.3.2 Анализ возможных ЧС на Советском месторождении</p> <p>5.3.3 Мероприятия по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС</p> |
| <p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>                                             | <p>5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <p>5.4.1 Организационные мероприятия</p>                                                                                                                                                        |

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

**Задание выдал консультант:**

| Должность | ФИО            | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------|------------------------|---------|------|
| Ассистент | Абраменко Н.С. |                        |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                                | Подпись | Дата |
|--------|------------------------------------|---------|------|
| 3-2Б3В | Молдалиев Ырысбек Махаматжакыпович |         |      |

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа \_\_\_\_\_ 97 \_\_\_\_\_ с., \_\_\_\_\_ 18 \_\_\_\_\_ рис., \_\_\_\_\_ 20 табл.,  
\_\_\_\_\_ 16 \_\_\_\_\_ источников,

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, извлекаемые запасы, геологические запасы, безопасность жизнедеятельности, охрана окружающей среды и охрана недр, показатели экономической эффективности, механический метод воздействия на продуктивный пласт,

Объектом исследования является (ются) анализ эффективности гидравлического разрыва пласта

Цель работы – повышение продуктивности пластов, анализ по влиянию сроков проведения ГРП: в процессе разработки

В процессе исследования проводились анализ геологии с точки зрения неоднородности продуктивного горизонта по разрезу, анализ эффективности гидравлического разрыва пласта.

В результате исследования – Выявлено порядка распределения эффективности проведения ГРП по проницаемости. Сделан анализ по влиянию сроков проведения ГРП: в процессе разработки и в скважинах законченных бурением.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: оценка качества ГРП

Степень внедрения: Один из наиболее распространенных методов интенсификации добычи нефти или газоотдачи является гидравлический разрыв пласта (ГРП)

Область применения: на нефтяных и газовых месторождениях

Экономическая эффективность/значимость работы – расчеты экономической эффективности проекта, при существующих экономических обстоятельствах проведение мероприятия окупается в течение полугода

В будущем планируется выбор методики прогнозирования увеличения продуктивности скважин после ГРП.



## **Оглавление**

|                                                                                                                    |           |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>                                                                                               | <b>1</b>  |
| <b>Обзор литературы</b>                                                                                            |           |
| <b>1. Общая характеристика месторождения.....</b>                                                                  | <b>3</b>  |
| <b>2. Геологическое строение Советского месторождения.....</b>                                                     | <b>4</b>  |
| <b>2.1 Стратиграфия.....</b>                                                                                       | <b>5</b>  |
| <b>2.3 Нефтегазоносность.....</b>                                                                                  | <b>7</b>  |
| <b>2.5 Особенности геологического строения залежи горизонта АВ1.....</b>                                           | <b>10</b> |
| <b>3. Теоретические основы по гидравлическому разрыву пласта.....</b>                                              | <b>11</b> |
| <b>3.1. Краткие выкладки по ГРП.....</b>                                                                           | <b>16</b> |
| <b>3.2. Дизайн гидравлического разрыва пласта.....</b>                                                             | <b>18</b> |
| <b>3.2.1.Дизайн ГРП по технологии концевое экранирования.....</b>                                                  | <b>21</b> |
| <b>3.2.2. Влияние технологии TSO на коэффициент<br/>продуктивности скважин на Советском<br/>месторождении.....</b> | <b>24</b> |
| <b>3.3. Основные параметры гидроразрыва высокопроницаемых пластов.....</b>                                         | <b>38</b> |
| <b>3.4 Анализ эффективности гидравлического разрыва пласта.....</b>                                                | <b>41</b> |
| <b>3.5. Определение увеличения продуктивности скважин после ГРП<br/>с трещиной бесконечной проводимости.....</b>   | <b>47</b> |
| <b>4. Экономическая часть.....</b>                                                                                 | <b>60</b> |
| <b>5. Социальная ответственность .....</b>                                                                         | <b>79</b> |
| <b>Заключение.....</b>                                                                                             | <b>82</b> |
| <b>7. Список использованной литературы .....</b>                                                                   | <b>83</b> |

## **Введение**

Эффективность извлечения нефти из нефтеносных пластов современными, промышленно освоенными методами разработки во всех нефтедобывающих странах считается неудовлетворительной. Средняя конечная нефтеотдача пластов по различным странам и регионам составляет от 25 до 40 %, например, в странах Латинской Америки и Юго-Восточной Азии нефтеотдача пластов составляет 24-27%, в Иране 16-17%, в США, Канаде,

Саудовской Аравии 33-37%, в странах СНГ и России – до 40% в зависимости от структуры запасов нефти и применяемых методов разработки. Остаточные или неизвлекаемые промышленно освоенными методами разработки запасы нефти достигают в среднем 55-75% от первоначальных геологических запасов нефти в недрах. Еще в более широком диапазоне (30 – 90%) изменяются остаточные запасы нефти по отдельным разрабатываемым месторождениям, в зависимости от сложности строения и условий разработки.

Исследование в области увеличения нефтеотдачи пластов устремлены на уменьшение остаточных запасов нефти, на извлечение экономически рентабельной их части, особенно в сложных горногеологических условиях (малопроницаемые, неоднородные, расчлененные, заводненные пласты, карбонатные коллекторы, нефтегазовые залежи и т.д.), которые освоенными методами разрабатываются неэффективно.

Для нашей страны, больше других применяющей при разработке заводнение нефтяных месторождений (до 72%), очень важное значение приобретает проблема извлечения остаточных запасов из заводненных пластов. Остаточные запасы нефти на месторождениях, находящихся на самой поздней стадии разработки (обводненность продукции выше 90%), огромны. Увеличить извлекаемые запасы нефти, снизить обводненность продукции, повысить или даже стабилизировать добычу на этой стадии – задача номер один для нефтедобывающей отрасли.

Увеличить извлекаемые запасы нефти, снизить обводненность продукции, повысить и стабилизировать добычу на этой стадии – задача номер один для нефтедобывающей отрасли. Однако это наиболее трудная категория остаточных запасов, особенно на месторождениях с высокой эффективностью заводнения, когда конечная нефтеотдача пластов превышает 60%, нефть рассредоточена и рассеяна бессистемно по пласту, а высокая водонасыщенность мешает вступить в контакт с нефтью любому рабочему агенту.

Одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин, вскрывающих пласты, и увеличения темпов отбора нефти из них, является *гидравлический разрыв пласта* (ГРП). В результате проведения ГРП кратно повышается дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважины, а также увеличивается конечная нефтеотдача за счет приобщения к выработке слабо дренируемых зон и пропластков.

## Обзор литературы

В процессе работы над выпускной квалификационной работой были рассмотрены следующие источники:

Сайт «Нефтегаз» раздел техническая библиотека

[https://neftegaz.ru/tech\\_library/view/4421-Gidravlicheskiy-razryv-plasta-GRP](https://neftegaz.ru/tech_library/view/4421-Gidravlicheskiy-razryv-plasta-GRP)

Гидравлический разрыв пласта (ГРП); Технология ГРП ; Флот ГРП.

ГРП как метод интенсификации и увеличения притока нефти и нефтеотдачи, но и средство разработки месторождений.

Сайт <https://ru.wikipedia.org/> Технология осуществления ГРП при добыче нефти.

Сайт «Все о нефти» <http://vseonefti.ru/upstream/frac.html> истории развития методов интенсификации добычи нефти. Экологическая безопасность ГРП. Использование гидроразрыва пласта для преодоления загрязнения призабойной зоны пласта, как средство повышения эффективности операций при реализации вторичных методов добычи нефти, и для повышения приемистости скважин при захоронении солевых растворов и промышленных отходов в подземных пластах.

Сайт <http://biofile.ru/> Дизайн гидравлического разрыва пласта Факторы, определяющие эффективность гидроразрыва пласта.

Сайт «Газпромнефть» <http://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2015-december/1110279/> Советские ученые стояли у истоков создания теоретических работ, позволяющих моделировать процесс гидроразрыва и предсказывать его результаты.

Сайт «НефтеМагнат» <http://www.neftemagnat.ru/enc/3> Модели распространения вертикальной трещины.

Сайт [http://www.nftn.ru/oilfields/russian\\_oilfields/tomskaja\\_oblast/sovetskoe/9-1-0-1441](http://www.nftn.ru/oilfields/russian_oilfields/tomskaja_oblast/sovetskoe/9-1-0-1441) Советское нефтегазовое месторождение компания «Томскнефть».

Сайт «Томскнефть» <http://www.tomskneft.ru/about/recordi/>

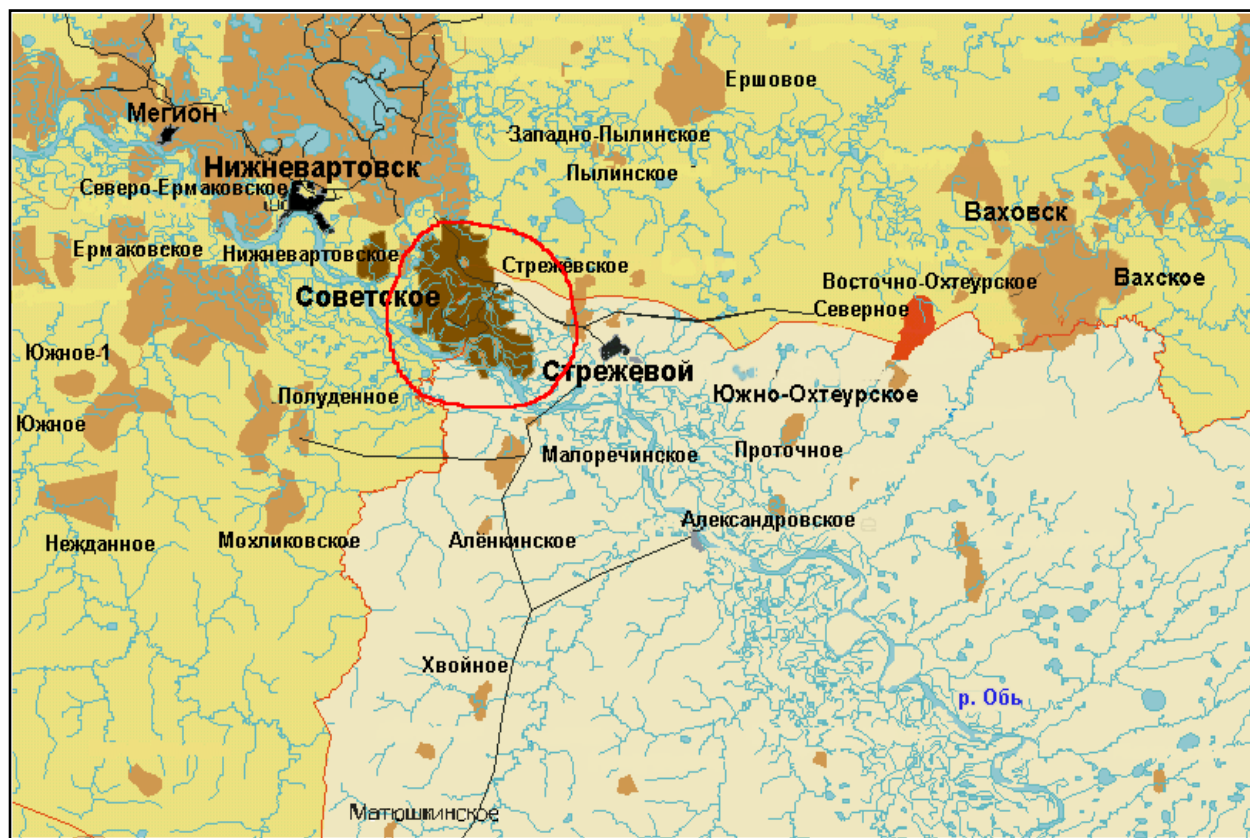
## **1.Общая характеристика месторождения**

Советское месторождение нефти открыто в августе 1962 года. Оно расположено на северо-западной части Александровского района Томской области в двадцати пяти километрах от г.Стрежевого (Рис. 1.1). Месторождение заходит в пределы Нижневартовского нефтегазоносного района, выделяемого в восточной части Среднеобской нефтеносной области. Это крупное многопластовое месторождение было введено в разработку в 1966 году. Первые два года осуществлялась пробная, а с 1968 года начата его промышленная эксплуатация. Максимальный уровень добычи нефти (6,9 млн. тонн, темп отбора 3,1%) по месторождению был достигнут в 1977-78 годах.

На Советском месторождении широко использовалось кустовое наклонно-направленное бурение. В кусте, состоящем из 3 - 10 скважин, как правило, бурилась одна вертикальная скважина, в которой выполняется более обширный комплекс промыслово-геофизических исследований.

Советское месторождение в данный момент времени находится в четвертой, завершающей стадии разработки, разработку месторождения осуществляет ОАО «Томскнефть» ВНК. С целью увеличения рентабельности, добычу нефти на месторождении необходимо вести наиболее эффективными способами.

Рис. 1.1 - Обзорная карта расположения Советского месторождения.



## 2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ СОВЕТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### 2.1 Стратиграфия

В геологическом строении месторождения принимают участие доюрские образования складчатого фундамента и мезозойско-кайнозойские отложения платформенного чехла. Советское месторождение относится к многопластовым. Диапазон нефтеносности составляет около 1100м и охватывает толщу пород от аптского яруса нижнего мела до коры выветривания палеозойских отложений. В разрезе палеозойских пород трещиноватые известняки, черные сланцы и плотные аргиллиты, эффузивные породы, а так же плотные песчаники. Возраст отложений определяется неоднозначно от силура до турнейского яруса каменноугольного периода, максимальная вскрытая толщина отложений - 100м. На породах палеозоя несогласно залегают отложения юрского возраста (тюменская, васюганская и баженовская свиты). В верхней части нижнеюрских отложений (тюменская свита, нижний калювий) залегает песчаный пласт ЮВ2 линзовидного строения. Вскрытая толщина континентальных отложений тюменской свиты (160-175м). Выше согласно залегают прибрежно–морские отложения васюганской свиты, представленные в нижней части аргиллитами и в верхней преимущественно песчаниками и алевролитами, выделяемыми в продуктивный горизонт ЮВ1. В верхней части выделяется песчаный пласт ЮВ01. Вскрытая толщина свиты составляет 50-60м. Выше залегают глубоководно–морские отложения баженовской свиты, сложенные плотными битуминозными аргиллитами, являющиеся региональным водоупором и крышкой для залежей углеводородов. Толщина свиты 15-20м. Общая толщина юрских отложений 225-260м. Юрские отложения перекрываются меловыми, подразделяемыми на мегионскую, вартовскую, алымскую, покурскую, кузнецовскую, березовскую и ганькинскую свиты.

Продуктивными являются песчаные пласты мегионской (БВ8), вартовской (АВ2, АВ3, АВ4, АВ6, АВ7, АВ8, БВ0+1, БВ2, БВ3, БВ4, БВ5, БВ6) и алымской (АВ1) свит. Отложения продуктивных свит представлены неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Толщина продуктивной

толщи 760-880м. Из выше залегающего комплекса непродуктивных отложений, подразделяемых на покурскую, кузнецовскую, березовскую и ганькинскую свиты, практический интерес представляют отложения покурской свиты, сложенной преимущественно высокопроницаемыми водообильными песчаниками, которые служат источником воды для системы поддержания пластового давления. Толщина свиты 690-730м. Остальные свиты представлены преимущественно глинистыми породами общей толщиной 230-325м. Меловые отложения согласно перекрываются отложениями четвертичной системы. Породы свит - пески, глины, алевроиты.

## **2.2 Нефтегазоносность**

В процессе разработки Советского месторождения установлена промышленная нефтегазоносность по пластам: ЮВ2, ЮВ1, БВ8, БВ6, БВ5, БВ4, БВ3, БВ2, БВ0-1, АВ8, АВ7, АВ6, АВ5, АВ4, АВ3, АВ2, АВ1. Запасы нефти, сосредоточенные в пластах БВ8 и АВ1, составляли 97,5% от всех запасов месторождения.

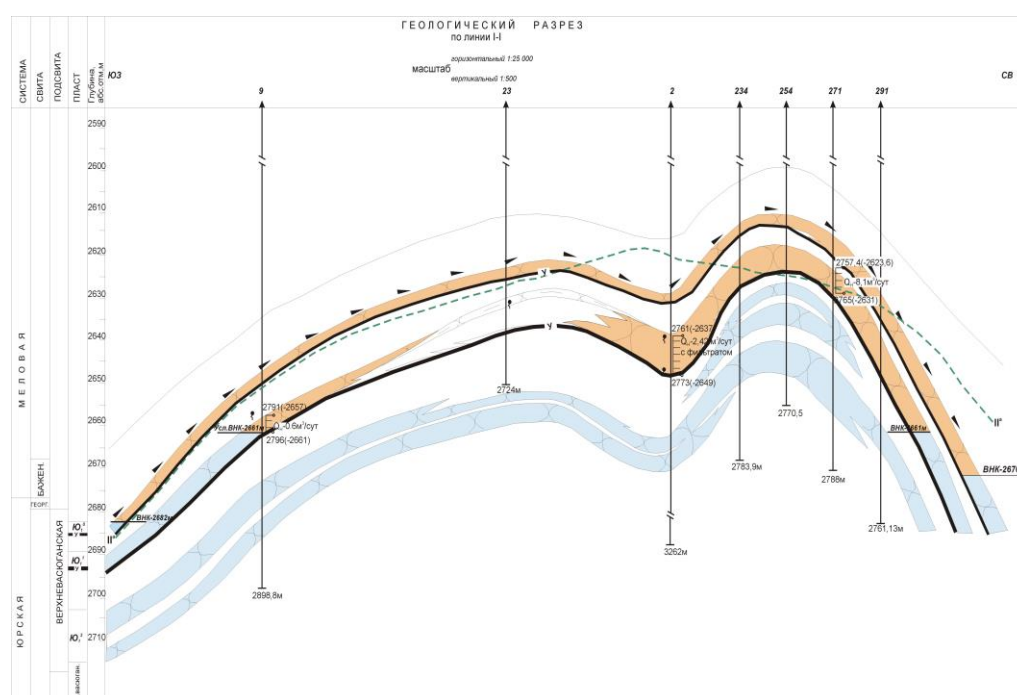
В настоящее время горизонт АВ1 является основным эксплуатационным объектом на месторождении. Начальные дебиты нефти изменяются от 1 до 150 тонн в сутки. Абсолютная отметка горизонта АВ1 -1592-1659м. Горизонт АВ1 не выдержан как по площади так и по разрезу, в поровом пространстве коллекторов, помимо остаточной воды и нефти, присутствует определенное количество свободной воды. Эти обстоятельства послужили причиной деления горизонта АВ1 на три пласта АВ11, АВ12, АВ13. Положение ВНК изменяется в довольно широких пределах: от 1638м до 1656м. Залежь горизонта АВ1 является единой для Советского и Нижневартовского месторождений. Однако следует отметить, что на Нижневартовском месторождении ВНК выше на 10-12м и поэтому нефтенасыщен там только пласт АВ11. Начальные дебиты нефти из пласта АВ13 изменяются в довольно широких пределах от 0,6 до 42 тонн в сутки. Пласт АВ12 расположен по всей площади. Количество песчаных пропластков иногда достигает восьми, но чаще всего составляет 4-6.



Эффективная толщина пласта изменяется от 2,6м. до 13,8м. и в среднем по пласту составляет 7,2м. Дебиты из пласта АВ11 в большинстве скважин не превышают 15-20 тонн в сутки и только в редких случаях достигают 40 тонн.

### 2.3 Особенности геологического строения залежи горизонта АВ1

Горизонт АВ1 является основным промышленным объектом Советского месторождения. Формирование горизонта проходило в условиях мелководья в период начавшейся трансгрессии аптского моря, вследствие этого в целом наблюдается определенная закономерность в распределении терригенного материала по разрезу горизонта. Наблюдается глинизация коллекторов снизу вверх, при этом увеличивается как послойная, так и рассеянная глинистость. В этом же направлении наблюдается и ухудшение коллекторских свойств песчаников. В поровом пространстве коллекторов свободной воды и нефти присутствует определенное количество свободной воды. Абсолютная отметка горизонта 1592,0-1659м. Начальные дебиты нефти изменяются от 1 до 150 тонн в сутки. Начальное пластовое давление составляло 16,39-17,23 МПа, пластовая температура 55-56оС. Большая разница в коллекторских свойствах различных частей разреза и сложная картина его нефтенасыщенности явилось



### **3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА.**

#### **3.1. Краткие выкладки по ГРП**

Гидравлический разрыв пласта представляет собой одну из сложнейших операций в нефтегазодобывающей промышленности, а также является одним из наиболее эффективных средств повышения производительности скважин, поскольку приводит не только к интенсификации выработки запасов, находящихся в зоне дренирования скважины, но и при определенных условиях позволяет существенно расширить эту зону, приобщив к выработке слабо дренируемые зоны и пропластки, и, следовательно, достичь более высокой конечной нефтеотдачи.

В связи с этим можно классифицировать операции ГРП по целям и областям применения следующим образом:

- интенсификация скважин, в первую очередь с загрязненной призабойной зоной, путем увеличения эффективного радиуса за счет создания высокопроводящих трещин ограниченной длины в средне- и высокопроницаемых пластах, а также в низкопроницаемых достаточно однородных коллекторах;
- обеспечение гидродинамической связи скважины с системой естественных трещин пласта и расширение зоны дренирования;
- ввод в разработку низкопроницаемых залежей с потенциальной производительностью скважин в 2-3 раза ниже уровня рентабельной добычи и перевод забалансовых запасов в промышленные;
- разработка сложных расчлененных и неоднородных пластов, характеризующихся высокой степенью прерывистости, путем комплексной оптимизации системы разработки с целью обеспечения гидродинамического взаимодействия пласта и системы скважин с трещинами гидроразрыва для увеличения темпа отбора извлекаемых запасов, повышения нефтеотдачи за

счет вовлечения в активную разработку слабодренлируемых зон и пропластков, и увеличения охвата пласта воздействием [1].

Эта методика уже около 50 лет применяется во всем мире с целью увеличения продуктивности скважин. Жидкость закачивается в скважину под таким давлением и с таким расходом, которые достаточны для того, чтобы разорвать породу и создать по обе стороны ствола две направленные в противоположные стороны трещины протяженностью до 305 м или более. Для удержания трещины в раскрытом состоянии при прекращении закачки и снижении давления она набивается переносимыми рабочей жидкостью частицами песка или керамики (называемыми проппантом).

Эффективность трещины определяют по:

- надежности и экономичности ее создания;
- максимальному повышению продуктивности скважины;
- ее проводимости и долгосрочной стабильности [2].

Основные ограничения на применение ГРП относятся к проведению операций в водонефтяных и газонефтяных зонах, которые могут вызвать ускоренное конусообразование и резкий прорыв воды и газа в скважины, а также в истощенных пластах с низкими остаточными запасами и в нефтенасыщенных линзах очень малого объема, т.к. это не обеспечит окупаемости ГРП.

Метод ГРП имеет множество технологических решений, обусловленных особенностями конкретного объекта обработки и достигаемой целью. Технологии ГРП различаются, прежде всего, по объемам закачки технологических жидкостей и проппантов и, соответственно, по размерам создаваемых трещин.

Наиболее широкое распространение получил локальный гидроразрыв как эффективное средство снижения сопротивления призабойной зоны и увеличения эффективного радиуса скважины. При этом бывает достаточным создание трещин длиной 10-20 м с закачкой десятков кубических метров

жидкости и единиц тонн проппанта. В этом случае дебит скважин увеличивается обычно в 2-3 раза.

Раньше гидроразрыв пласта применялся главным образом к низкопроницаемым (0,1—10 мД) породам с целью получения узких, глубоко проникающих в коллектор проводящих поток флюида трещин. Эти линейные каналы, в меньшей степени препятствующие потоку, заменяют радиальные режимы притока и в несколько раз повышают дебит.

До некоторых пор гидроразрыв пласта проводился почти исключительно в малодебитных скважинах (зачастую только для того, чтобы поддержать их рентабельность). В начале 1990-х годов внимание в отрасли переместилось на высокодебитные скважины и на скважины с большей потенциальной прибыльностью. Это, в свою очередь, означало возросший упор на интенсификацию высокопроницаемых пластов.

Основным фактором, сдерживающим добычу из таких коллекторов, является загрязнение пласта, устраняемое часто проводимыми ремонтами с помощью кислотной обработки матрицы. Однако кислотная обработка сопровождается определенными ограничениями, и здесь обнаружилась важная ниша для применения гидроразрыва пласта. Целью работ в пластах с высокой проницаемостью является создание коротких, широких трещин, проникающих за пределы зоны загрязнения. Для создания коротких широких трещин используется технология TSO, которая позволяет снизить объем жидкости разрыва до 1-5 м<sup>3</sup>, одновременно увеличив массу проппанта до 20 т. и более. Осаждение проппанта на конце трещины препятствует ее росту в длину. Дальнейшая закачка несущей проппант жидкости приводит к увеличению ширины трещины, которая доходит до 2,5 см, тогда как при обычном ГРП ширина трещины составляет 2-4 мм. В результате эффективная проводимость трещины (произведение проницаемости и ширины) составляет 500 - 3000 мкм<sup>2</sup>. Эта же технология используется для предупреждения прорастания трещины к водонефтяному контакту. Технология TSO успешно применяется на месторождениях Северного моря, США, Канады, Бразилии, Венесуэлы,

Мексиканского залива, Индонезии, Вьетнама, Саудовской Аравии, России. Создание коротких широких трещин в скважинах, вскрывающих средне- и высокопроницаемые пласты, дает хорошие результаты при значительном ухудшении коллекторских свойств в призабойной зоне как средство увеличения эффективного радиуса скважины; в многопластовых песчаных коллекторах, где вертикальная трещина обеспечивает непрерывную связь тонких песчаных пропластков с зоной перфорации; в коллекторах с миграцией мельчайших частиц, где за счет снижения скорости течения вблизи ствола скважины предотвращается вынос песка; в газовых пластах для снижения негативных эффектов, связанных с турбулизацией потока вблизи скважины [3].

Технология импульсного гидроразрыва позволяет создавать в скважине несколько радиально расходящихся от ствола трещин, что может эффективно использоваться для преодоления скин-эффекта, особенно в средне- и высокопроницаемых пластах.

Проведение глубокопроникающего гидроразрыва с образованием протяженных трещин, приводит не только к увеличению проницаемости призабойной зоны, но и увеличению охвата пласта воздействием, вовлечением в разработку дополнительных запасов нефти и повышению нефтеизвлечения в целом. При этом возможно снижение текущей обводненности добываемой продукции. Оптимальная длина закрепленной трещины, превышение которой практически не приводит к росту дебита жидкости, при проницаемости пласта  $0,01 - 0,05 \text{ мкм}^2$  обычно составляет 40-60 м, а объем закачки - от десятков до сотен кубических метров жидкости и десятки тонн проппанта. При проницаемости пласта порядка  $0,001 \text{ мкм}^2$  оптимальная длина трещины составляет 100-200 м, а объем закачки - сотни  $\text{м}^3$  жидкости и 100-200 т проппанта.

Для вовлечения в промышленную разработку газовых коллекторов со сверхнизкой проницаемостью (менее  $10^{-4} \text{ мкм}^2$ ) в США, Канаде и ряде стран Западной Европы успешно применяют технологию массивированного ГРП. При

этом создают трещины протяженностью около 1000 м с закачкой от сотен до тысяч м<sup>3</sup> жидкости и от сотен до тысяч тонн проппанта. В большинстве случаев операции оказались успешными и привели к увеличению дебита в 3 - 10 раз. Получила распространение технология последовательной закачки в трещину проппантов, различающихся как по фракционному составу, так и по другим свойствам.[1]

Помимо того, что гидроразрывные работы сильно разнятся по масштабам, каждая из них, независимо от типа коллектора, требует правильного подбора и совмещения многих технических дисциплин и технологий. Проводимые на кернах эксперименты по механике пород, специальные нагнетательные испытания и каротажные диаграммы скважин дают информацию о свойствах пласта. Для моделирования возникновения трещины и ее развития применяется уникальное программное обеспечение, использующее эти данные, а также параметры флюида и скважины. Полученные результаты вместе с экономическими критериями определяют оптимальный проект обработки, который реализуется с помощью смесительного оборудования с автоматическим контролем процесса приготовления рабочей жидкости и насосных агрегатов высокого давления. Приборы мониторинга и регистрации обеспечивают высокое качество приготовляемой жидкости и непрерывную регистрацию данных и результатов обработки.[4]

В центре всего этого сложного процесса находится рабочая жидкость ГРП. Это жидкость (обычно на водной основе), которая загущается с помощью высокомолекулярных полимеров, таких как гуаровая смола или гидроксипропиловая смола. Она должна быть химически устойчивой и достаточно вязкой, чтобы удерживать проппант во взвешенном состоянии, пока он подвергается сдвиговым деформациям и нагреву в наземном оборудовании, в системе труб скважины, перфорационных каналах и в самой трещине. В противном случае произойдет преждевременное осаждение проппанта, что поставит под угрозу всю обработку. Специально разработанные химические добавки придают жидкости особые свойства. Для

лучшего загущения применяются «сшиватели», соединяющие цепочки полимеров; понизители водоотдачи уменьшают скорость фильтрации в пласт, а деструкторы разрушают полимер для выноса его из скважины перед ее освоением.[3]

Трещина создается в результате последовательной закачки жидкостной и проппантной стадий. Первая стадия, или «буфер», образует трещину и обеспечивает ее развитие, но она не содержит проппанта. Последующие стадии включают проппант в возрастающих концентрациях для удлинения трещины и ее адекватной набивки.[1]

Последние достижения расширяют границы применения рабочих жидкостей в следующих четырех областях:

- контроль фильтрации для повышения эффективности жидкости;
- расширение технологии деструкции полимеров для улучшения проводимости трещины;
- снижение концентрации полимеров для улучшения проводимости трещины;
- устранение выноса проппанта для стабилизации трещины.

Каждая из них обеспечивает новые возможности для улучшения экономики скважины.

### **3.2. ДИЗАЙН ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА**

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) представляет собой механический метод воздействия на продуктивный пласт, состоящий в том, что он разрывается по плоскостям минимальной прочности под действием избыточного давления, создаваемого закачкой в скважину жидкости разрыва с расходом, который скважина не успевает поглощать. После разрыва под воздействием давления жидкости образовавшаяся трещина увеличивается, в развивающуюся трещину жидкостью разрыва транспортируется зернистый

материал (проппант), закрепляющий берега трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления.

Метод ГРП имеет множество технологических решений, обусловленных особенностями конкретного объекта обработки и достигаемой целью. Технологии ГРП различаются, прежде всего, по объемам закачки жидкостей разрыва и проппантов и, соответственно, по размерам создаваемых трещин. Технология применения гидроразрыва в первую очередь основана на знании механизма возникновения и распространения трещин в горных породах, что позволяет прогнозировать геометрию трещины и оптимизировать ее параметры.

Традиционно рассматриваемые моменты включают:

Зенитный угол и азимут. В идеальном случае желательно рассматривать в качестве кандидатов для ГРП вертикальные скважины, поскольку отход даже в 15 град ведет к росту давления закачки и риску преждевременного «Стопа», а также к резкому снижению продуктивности после ГРП. Другим вариантом является подбор скважины с отходом, траектория которой находится в плоскости трещины.

Траектория скважины. Является важным фактором и при работах с ГНКТ и операциях (ГИС) на кабеле, без исключения требуемых при проведении ГРП. Важно, чтобы траектория скважины не ограничивала выполнение этих работ.

Расчет проницаемости коллектора. Обычной проблемой, особенно, но, к сожалению, не ограничивающейся разработкой месторождения и интенсификации притока после ГРП является то обстоятельство, что проницаемость коллектора известна лишь в широком диапазоне. Следует предпринять все усилия к исследованию скважины перед ГРП для получения точных (в разумных пределах) значений проницаемости и скина. Какая полудлина и проводимость трещины должна учитываться при подготовке дизайна? Если необходимо рассчитать дизайн ГРП, исходя из соображений максимального дебита, то, грубо говоря, длина трещины



рассчитывается по нижней границе проницаемости, а проводимость – по верхней. Это обеспечивает оптимизацию параметров трещины с точки зрения дебита, хотя и потребует дополнительных затрат из-за большего объема проппанта.

---

Повторный ГРП может привести к изменениям стрессов породы или росту фильтрации в призабойной зоне, что окажет влияние на будущие ГРП.

Качество цементирования (целостность сцепления). Чаще всего, качеству цементирования не придается той важности, которой оно заслуживает. Качественный цемент в зоне эксплуатационного хвостовика и интервала перфорации является обязательным условием для того, чтобы не допустить развития трещины за колонной в нежелательные зоны. Это особенно важно при ГРП вблизи зон контактов или при закачке кислоты перед ГРП.

Данные по соседним скважинам – Собирать данные по ранее выполненным ГРП в районе работ, включая данные по градиенту разрыва по нагнетательным скважинам и испытаниям на гидроразрыв по данным бурения. Это послужит хорошей оценкой при расчете давлений ГРП и прочих параметров дизайна, таких как фильтрация и время до получения ТСО. При ГРП в районах с естественным трещинообразованием важно обеспечить наличие понизителей фильтрации, для включения в состав жидкости ГРП и мини-ГРП.

Забойные манометры (ЗМ) с работой в реальном времени или записью в блок памяти. При ГРП сложных пластов с необычными стрессами в тектонически-активных зонах или при ГРП в скважинах с большим отходом и горизонтальных, применение ЗМ с выдачей данных в реальном времени является в высшей мере рекомендуется. Такие ЗМ могут размещаться на колонне ГРП или на НКТ сразу под пакером, с кабелем с другой стороны. Аналогично, если предусматривается сравнительно простой ГРП, например, в приуроченном коллекторе с нормальными режимами стрессов, достаточно использовать ЗМ с записью данных в блок

памяти. Такие ЗМ легко извлекаются через скважинные камеры газлифтной установки, либо в промежутке между мини-ГРП и основным ГРП. Данные ЗМ критичны для оптимизации дизайнов ГРП и оценки работы скважины впоследствии.

Полудлина и проводимость трещины. Обычно рассчитываются, чтобы добиться максимальной продуктивности с учетом затрат.

---

Высота трещины. Критичное влияние на успешность ГРП может оказать прогноз развития трещины в высоту на новых скважинах, с возможным проникновением в нижележащие водоносные или вышележащие газоносные пласты. В низкопродуктивных зонах проблемой может являться чрезмерное увеличение высоты трещины. Использование линейных гелей или сшитой нефти может быть оптимальным для этих целей [5].

### **3.2.1. Дизайн ГРП по технологии концевое экранирование**

На месторождениях ОАО «Томскнефть» для увеличения производительности скважин применяется метод создания в высокопроницаемых пропластках коротких и широких трещин, проникающих за пределы зоны загрязнения, который называется технологией концевое экранирования (TSO).

Технология концевое экранирование является модификацией операции гидроразрыва, при которой создаются короткие трещины (несколько десятков метров) шириной до 30 мм. Это достигается путем контролируемого распространения трещины до запланированной длины и последующего ее закрепления проппантом, закачиваемым с рабочей жидкостью. Благодаря фильтрационным утечкам рабочей жидкости через поверхности трещины, концентрация проппанта возрастает на фронте закачки, что приводит к образованию проппантных пробок вблизи конца трещины, которые препятствуют ее дальнейшему распространению. Закачка проппанта,

продолжаемая после остановки трещины, позволяет повысить давление внутри трещины, увеличивая тем самым ее раскрытие. При такой технологии ГРП уменьшаются затраты на проведение работ за счет уменьшения объемов закачиваемой жидкости и проппанта и сокращения времени проведения операций.

Увеличение раскрытия закрепленной трещины ведет к увеличению ее проводимости. Значение безразмерного параметра гидравлической проводимости  $C$  позволяет оценить продуктивность скважины после ГРП методом подстановки в формулу Дюпюи эффективного радиуса скважины вместо фактического. Эффективный радиус скважины пропорционален длине трещины, умноженной на функцию гидравлической проводимости трещины:

$$C = \frac{w \cdot k_{prop}}{x \cdot k_{form}}, \quad (1.2.1)$$

где  $w$  – раскрытие трещины,  $k_{prop}$  – проницаемость проппантной набивки,  $x$  – полудлина трещины,  $k_{form}$  – проницаемость пласта [6].

Проницаемость большинства нефтяных пластов-коллекторов Западной Сибири находится в диапазоне 3-50 мД. Среднее раскрытие закрепленных трещин, полученных в Западной Сибири с использованием традиционных методов, находится в пределах от 3 до 6 мм, поэтому безразмерная проводимость трещины обычно оказывается в пределах между 0,5 и 1,5.

Таким образом, воздействие на эти пласты-коллекторы путем гидроразрыва с созданием более широких закрепленных трещин представляется перспективным.

Технологии TSO возникла в результате непрерывных поисков оптимального способа воздействия на пласт, и создание более широких закрепленных трещин выглядело рациональным решением этой задачи. Анализ подтвердил эти выводы: прирост коэффициента продуктивности скважин, который мог бы быть достигнут после такого воздействия на пласт, существенно зависит от раскрытия закрепленных трещин (рис. 1.2.1).

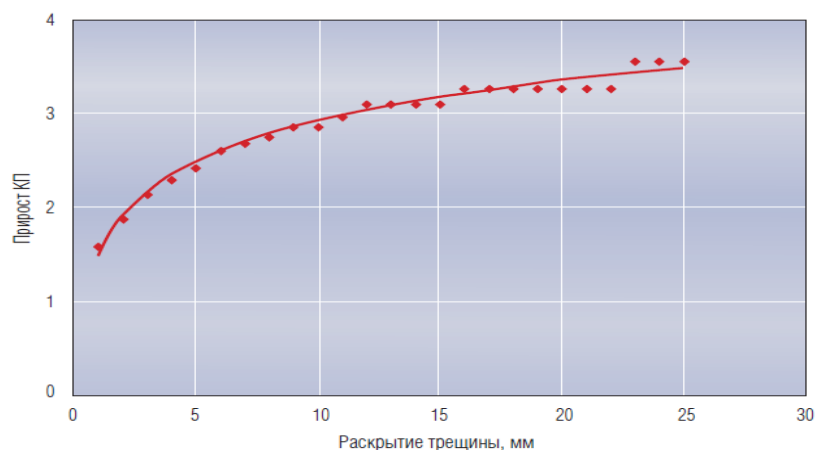


Рисунок 1.2.1. Зависимость прироста коэффициента продуктивности от раскрытия закрепленной трещины

Технология TSO имеет несколько особенностей. Она предотвращает нежелательное распространение трещины после прекращения закачки.

При использовании традиционных технологий ГРП после закрытия скважины большой объем буферной жидкости обычно остается перед рабочей жидкостью ГРП с проппантом, и поэтому трещина может продолжать распространяться, а это может уменьшить проводимость трещины.

Другой важной причиной внедрения технологии TSO является возможность предотвращения выноса проппанта. Несмотря на то, что при этом создаются более широкие трещины, одновременно достигается более равномерное распределение напряжений по упаковке проппанта. Трещины, созданные с использованием традиционных методов, смыкаются дольше, позволяя, таким образом, некоторому количеству проппанта осесть, что создает более высокие концентрации проппанта в нижней части трещины. В результате увеличивается вероятность локального каналообразования или формирования «карманов» в проппантной упаковке с низким сжимающим трещину напряжением, что облегчает вынос проппанта при добыче. Технология TSO, в которой фильтрационные утечки рабочей жидкости подавляются в меньшей мере для создания высоких концентраций проппанта на фронте закачки, обеспечивает более быстрое смыкание и позволяет минимизировать вынос проппанта [7].

### 3.2.2. Влияние технологии TSO на коэффициент продуктивности

#### скважин Советского Месторождения

Работы с применением технологии TSO были проведены на месторождениях ОАО Томскнефть. Для всех скважин, обработанных на Советском месторождении ОАО Томскнефть (рис. 1.2.2), был проведен расчет коэффициента продуктивности (КП) после гидроразрыва, что позволило сравнить качество трещин, получаемых в процессе обработки TSO и при традиционных обработках.

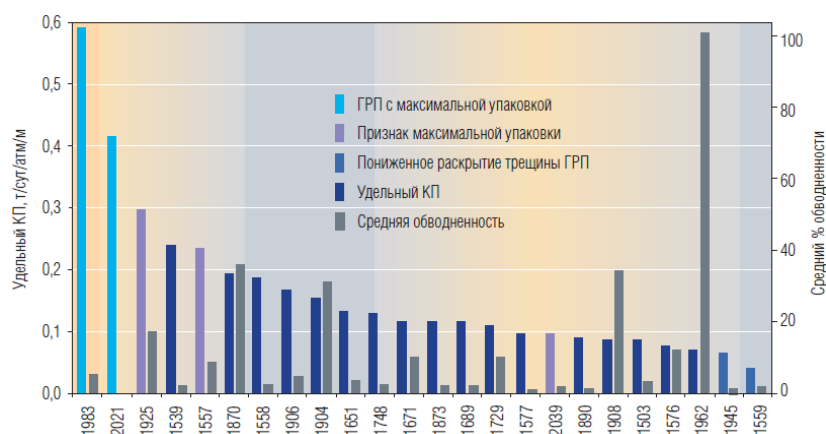


Рисунок 1.2.2. Сравнительный анализ величины нормализованного КП как функции поведения эффективного давления в процессе ГРП

Анализ данных гидроразрыва по каждой из этих скважин выявил отчетливую зависимость коэффициента продуктивности от динамики изменения давления нагнетания в течение обработки (рис. 1.2.3), а именно КП оказывается выше, если давление нагнетания возрастает со временем в процессе закачки проппанта.



Рисунок 1.2.3. Результаты обработки скважины на Советском месторождении

Закачка пропанта на завершающей стадии приводит к увеличению давления, указывая на наличие эффекта образования повышенной упаковки пропанта

При проведении гидроразрыва по технологии TSO давление нагнетания на заключительных стадиях закачки возрастает. Анализ показывает, что при остановке роста трещины эффективное давление нагнетания должно расти пропорционально времени в двойных логарифмических координатах с угловым коэффициентом, равным единице. Из-за блокировки течения в трещине упаковкой пропанта и сгущения суспензии рост давления оказывается еще более быстрым.

Скважины могут быть сгруппированы по принципу сходной динамики эффективного давления на стадии закачки пропанта (рис.1.2.4).

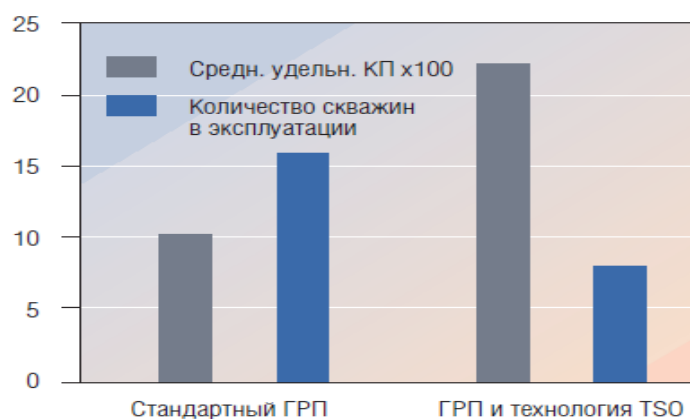


Рисунок 1.2.4. Зависимость средних значений КП от метода обработки

Скважины с повышенной упаковкой проппанта или высоким эффективным давлением имеют среднее значение КП вдвое больше по сравнению со скважинами с «низким» эффективным давлением и недостаточной упаковкой проппанта. Средние значения параметров закрепленных трещин значительно отличаются при сравнении двух групп скважин (таб.2.1) [7] [8].

Таблица. 2.1

Средние значения параметров для скважин обработанных по технологии TSO, и скважин, обработанных обычными методами ГРП

| Параметры                      | Традиционные методы  | Технология TSO        |
|--------------------------------|----------------------|-----------------------|
| Полудлина гидравл.трещин       | 50м                  | 30м                   |
| Полудлина закрепл.трещин       | 40м                  | 30м                   |
| Среднее раскрытие              | 4мм                  | 15мм                  |
| Средняя концентрация проппанта | $< 5 \text{ кг/м}^2$ | $> 10 \text{ кг/м}^2$ |
| Средняя $C_{\text{рп}}$        | 2                    | 5                     |

### 3.2.2. Основные параметры гидроразрыва высокопроницаемых пластов

При гидроразрыве высокопроницаемого пласта основным требованием является гораздо более высокая проницаемость трещины по сравнению со случаем неограниченного распространения трещины; длина трещины при этом играет второстепенную роль. Высокая проницаемость трещины достигается за счет увеличения ее ширины (по сравнению с гораздо меньшей шириной трещины при гидроразрыве малопроницаемого пласта) при высокой проницаемости пачки расклинивающего агента и малой длине трещины (по сравнению с требуемой длиной трещины в малопроницаемых пластах).

Протечка флюидов может заметно затруднить обработку трещины в высокопроницаемом пласте. Для уменьшения проникновения продуктов, образующих корку, в пласт в направлении, перпендикулярном распространению

трещины, применяются жидкости для гидроразрыва с образованием скин-эффекта (например, структурированные полимеры). Неуправляемое проникновение продуктов, образующих корку, может привести к серьезному повреждению пласта.

Разъяснение факторов воздействия на отдачу трещин с ограниченной удельной проводимостью и описание типов повреждений, снижающих производительность, приведено в работах Синко-Лей и Саманиего [9] [10]:

#### Снижение проницаемости пачки расклинивающего агента

В этом случае имеет место значительное изменение свойств пачки расклинивающего агента внутри трещины. Причиной этого является измельчение расклинивающего агента главным образом вследствие наличия нераздробленного слоя полимеризованной жидкости для гидроразрыва. Явления такого рода пагубным образом влияют на удельную проводимость трещины, их необходимо избегать либо сводить к минимуму.

Проблемы, связанные с измельчением расклинивающего агента, можно существенно уменьшить посредством выбора расклинивающих агентов соответствующей прочности. При гидроразрыве высокопроницаемого пласта следует любой ценой избегать «острых углов» в частицах расклинивающего агента. Фактически, принимая во внимание сравнительно малые объемы расклинивающих агентов при гидроразрыве высокопроницаемого пласта, стремление к высокому качеству и прочности расклинивающего агента вполне оправдано. При этом кажущаяся выгода в результате экономии на расклинивавшем агенте полностью уничтожается даже незначительным снижением его проницаемости.

В последние годы ведутся обширные исследования по технологии дробления в области устранения проблем, связанных с полимеризацией. Предпринимаются попытки подбора химических агентов и разработки методики их подачи.

#### Закупорка

Здесь мы имеем в виду закупорку призабойной зоны внутри трещины. Это явление аналогично скин-эффекту. Нарушение такого рода имеет причиной либо



миграцию мелких фракций при выдаче и их скопление вблизи скважины (внутри трещины), либо закачку излишнего количества продавочной жидкости в конце обработки (в случае, если это произошло, исправить ситуацию невозможно), либо ошибку в выполнении перфорационных каналов, соединенных с трещиной.

Предположим, что в поврежденной области имеет место установившийся поток. Тогда скин-эффект в результате закупорки можно вычислить следующим образом:

$$s_{fs} = \frac{\pi x_s k}{b_{fs} k_{fs}} \quad (1.3.1)$$

где  $x_s$ ,  $b_{fs}$ ,  $k_{fs}$  – соответственно длина, ширина и проницаемость поврежденной трещины. Схематическое изображение повреждения типа закупорки приведено на рисунке 1.3.1:

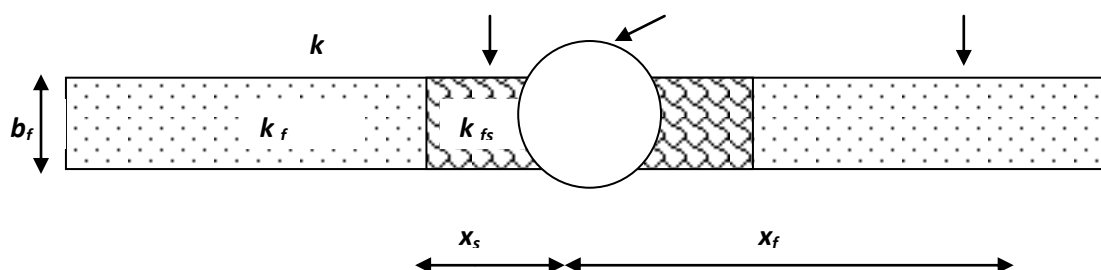


Рисунок 1.3.1. Вертикальная трещина с повреждением типа закупорки

### Повреждение поверхности трещины

Такое повреждение обычно происходит вследствие протечки жидкости для гидроразрыва. Оно нарушает проницаемость снаружи трещины в направлении, перпендикулярном поверхности трещины. Метод оценки таких повреждений на основании скин-эффекта приводится также у Синко и Саманиго (Cinco and Samaniego). Расчет производится по формуле:

$$s_{fs} = \frac{\pi b_s}{2 x_f} \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \quad (1.3.2)$$

где  $b_s$  – распространение повреждения перпендикулярно поверхности трещины, а  $k_s$  – нарушенная проницаемость внутри данной области. Схематическое изображение этого вида повреждений приведено на рисунке 1.3.2:

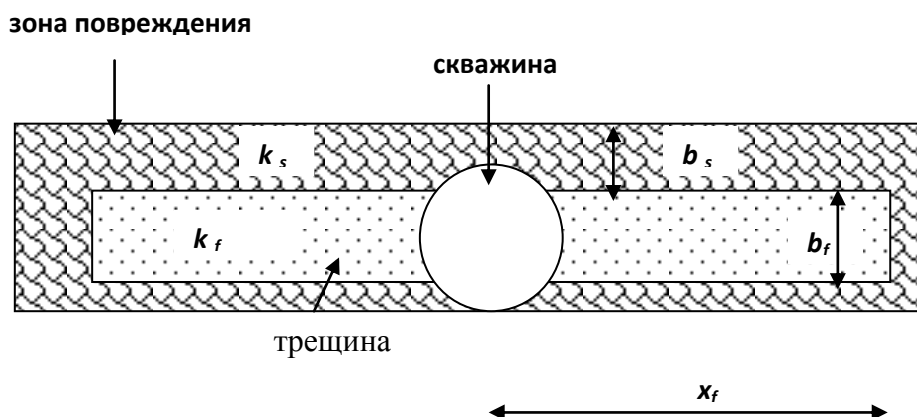


Рисунок 1.3.2. Вертикальная трещина с повреждением поверхности.

### Комбинированные воздействия

В работе Матур и др. (Mathur et al.) [11] предложен способ расчета комбинированных повреждений, выраженных через скин-эффект. Комбинированный скин-эффект такого рода может быть представлен в виде следующей формулы:

$$s_d = \frac{\pi}{2} \left[ \frac{b_2 k_R}{b_1 k_3 + (x_f - b_1) k_2} + \frac{(b_1 - b_2) k_R}{b_1 k_1 + (x_f - b_1) k_R} \frac{b_1}{x_f} \right] \quad (1.3.3)$$

На рисунке 1.3.3 приведено схематическое изображение комбинированных повреждений, рассчитанных по формуле для  $s_d$ .

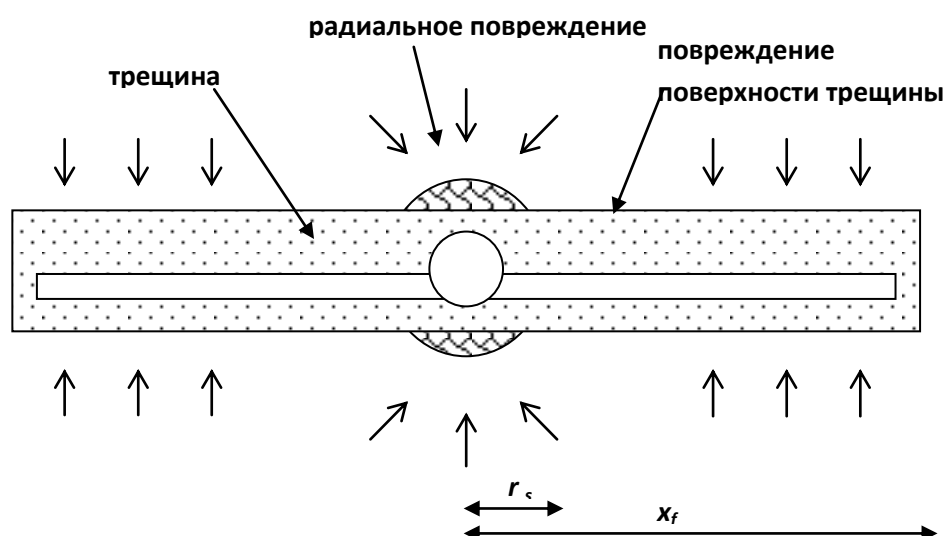


Рисунок 1.3.3. Вертикальная трещина с комбинированным повреждением

Складывая непосредственно скин-эффект в результате повреждения, заданный уравнением 1.3.4, с оценкой эквивалентного скин-эффекта трещины  $s_f$ , получаем полный скин-эффект:

$$s_t = s_d + s_f \quad (1.3.4)$$

где  $s_f$  определяется из рисунка 1.4.5

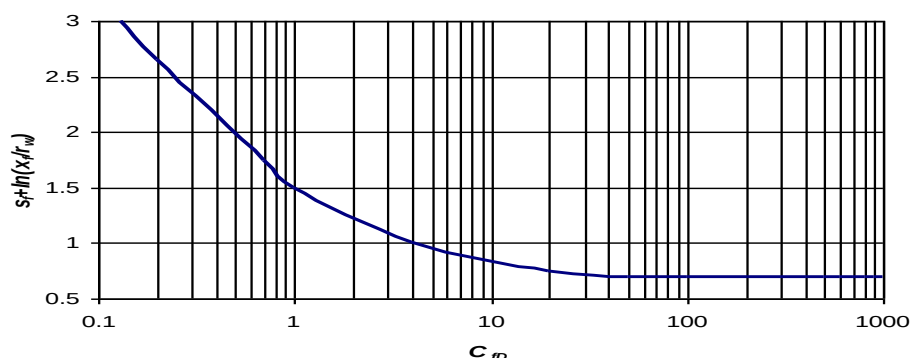


Рисунок 1.3.5. Соотношение  $s_f$ ,  $x_f$ ,  $r_w$ ,  $C_{fD}$ .

Сравнительно легко видеть, что для длинной трещины ( $\gg 100$  футов) воздействие повреждения поверхности трещины на производительность скважины незначительно.

Для коротких трещин со значительным распространением повреждения и небольшой проницаемостью это неверно. В коротких трещинах, какие выполняют в высокопроницаемых пластах, необходимо рассматривать нарушения проницаемости вследствие повреждения поверхности трещины совместно с фактором проницаемости трещины, имеющим в любом случае большое значение.

### ***Расчетная отдача трещины***

В работах Валко и Экономидеса (Valkó and Economides) [12]) представлено физическое толкование расчетной отдачи трещины в высокопроницаемых пластах, а также способ оптимизации отдачи трещины, полученной гидроразрывом, с учетом как длины, так и удельной проводимости трещины.

Прежде всего, размерный коэффициент продуктивности  $J$  для псевдоустановившегося потока определяется как функция безразмерного коэффициента продуктивности  $J_D$ :

$$J = \frac{q}{\bar{p} - p_{wf}} = \frac{2\pi kh}{\alpha_1 B \mu} J_D \quad (1.3.5)$$

где  $k$  – проницаемость пласта,  $h$  – продуктивная толща,  $B$  – объемный коэффициент пласта,  $\mu$  – вязкость флюида,  $\alpha$  – постоянная пересчета,  $q$  – дебит скважины и  $p_{wf}$  – динамическое забойное давление.

Для полностью проницаемой вертикальной скважины безразмерный коэффициент продуктивности, выраженный через коэффициент формы и скин-эффект, представляется в виде:

$$J_D = \frac{1}{\frac{1}{2} \ln \left( \frac{4A}{e^\gamma C_A r_w^2} \right) + s} \quad (1.3.6)$$

Для скважины, расположенной в центре круговой зоны дренирования, уравнение 1.4.6 сводится к

$$J_D = \frac{1}{\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s} \quad (1.3.7)$$

Для трещины, заполненной расклинивающим агентом, коэффициент продуктивности может быть включен в расчет стимулирующего воздействия несколькими способами:

Например, через скин-эффект:

$$J_D = \frac{1}{\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s_f} \quad (1.3.8)$$

или эквивалентный радиус скважины:

$$J_D = \frac{1}{\ln \frac{r_e}{r'_w} - \frac{3}{4}} \quad (1.3.9)$$

или же безразмерный коэффициент продуктивности может быть функцией параметров трещины.

$J_D$  = функция (геометрические параметры объема дренирования, параметр трещины).

Последний способ является общепринятым. Он удобнее всех прочих, особенно для скважин с разрывами в прямоугольной зоне дренирования.

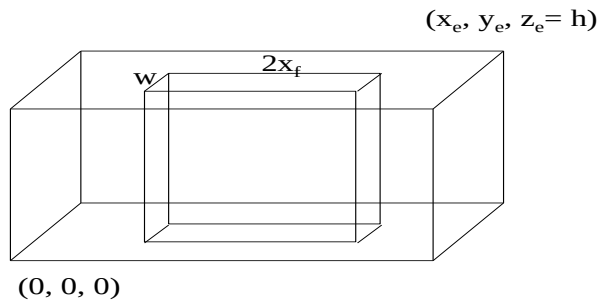


Рисунок 1.3 6. Обозначение отдачи трещины.

### **Метод Валко – Экономидеса**

Рассмотрим вертикальную скважину, пересекающую вертикальную трещину прямоугольного сечения, при этом имеет место последующее распространение трещины сверху донизу в квадратной зоне дренирования (рис. 1.3.6). Отдача зависит от соотношения проницаемости по направлению  $x$ ,  $I_x$ :

$$I_x = \frac{2x_f}{x_e} \quad (1.3.10)$$

И, как говорилось выше, от безразмерной удельной проводимости трещины:

$$C_D = \frac{k_f w}{k x_f} \quad (1.3.11)$$

Следует отметить, что проницаемость и безразмерная удельная проводимость трещины по горизонтальному сечению зависят от одной и той же величины: объема расклинивания. При фиксированных параметрах пласта и расклинивающего агента можно выбрать оптимальные значения длины и ширины трещины.

Объем расклинивания налагает ограничения на два безразмерных параметра в следующей формуле:

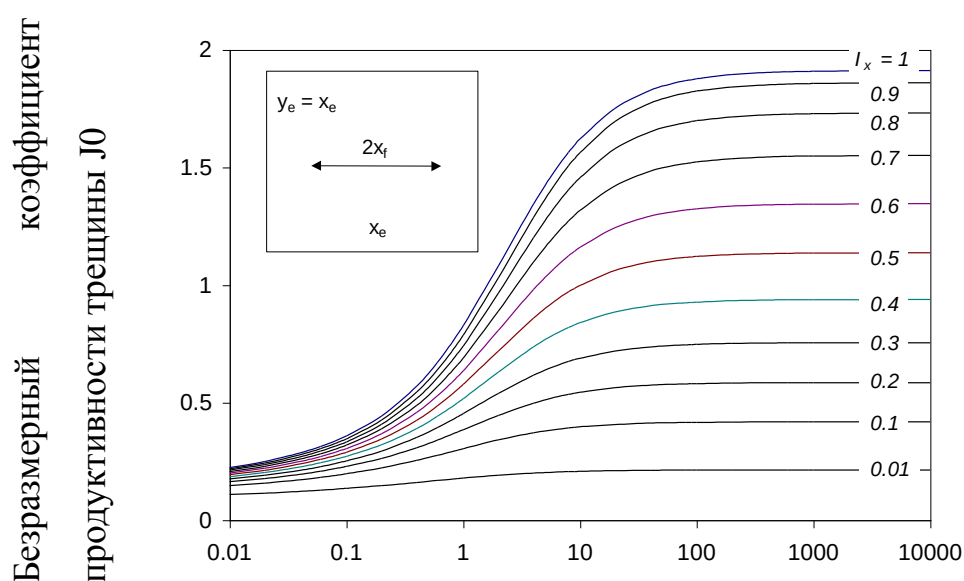
$$I_x^2 C_D = \frac{4k_f x_f w}{k x_e^2} = const \quad (1.3.12)$$

$I_x^2$ ,  $C_{fD}$  можно рассматривать как отношение двух поперечных площадей: отношение площади расклинивания к площади пласта, умноженное на удвоенное соотношение проницаемости. Умножив числитель и знаменатель на толщину продуктивной части пласта  $h_p$ , получим:

$$N_{prop} = I_x^2 C_{fD} = \frac{4k_f x_f w}{k x_e^2} = \frac{4k_f x_f w h_p}{k x_e^2 h_p} = \frac{2k_f V_p}{k V_r} \quad (1.3 13)$$

где  $N_{prop}$  определяется Валко и Экономидесом [13] как безразмерное число расклинивающего агента, представляющее собой взвешенное по проницаемости отношение объема расклинивания к объему пласта,  $V_p$  – объем расклинивания (два крыла со дополнительным свободным поровым проемом между частицами расклинивающего агента) и  $V_r$  – объем дренирования, т.е. площадь зоны дренирования, умноженная на толщину продуктивной части пласта.

Разработан удобный алгоритм расчета  $J_D$  [14]. На Рисунке 6 величина  $J_D$  показана как функция безразмерной характеристики проницаемости трещины  $C_{fD}$  с параметром  $I_x$ . При больших значениях  $C_{fD}$  кривые оказываются более пологими, а предельные значения, отображенные на графике как функция соотношения проницаемости, показывают отдачу трещины с «бесконечной» удельной проводимостью.



Безразмерная удельная проводимость трещины  $C_{fD}$

Рисунок 1.3.7. Расчетный безразмерный коэффициент продуктивности как функция безразмерной удельной проводимости трещины.

Однако рисунок 1.3.7 не обеспечивает явного решения проблемы оптимизации для фиксированного количества расклинивающего агента. На рисунке 1.4.8 даны отдельные кривые, показывающие  $J_D$  при фиксированном значении числа расклинивающего агента  $N_{prop}$ .

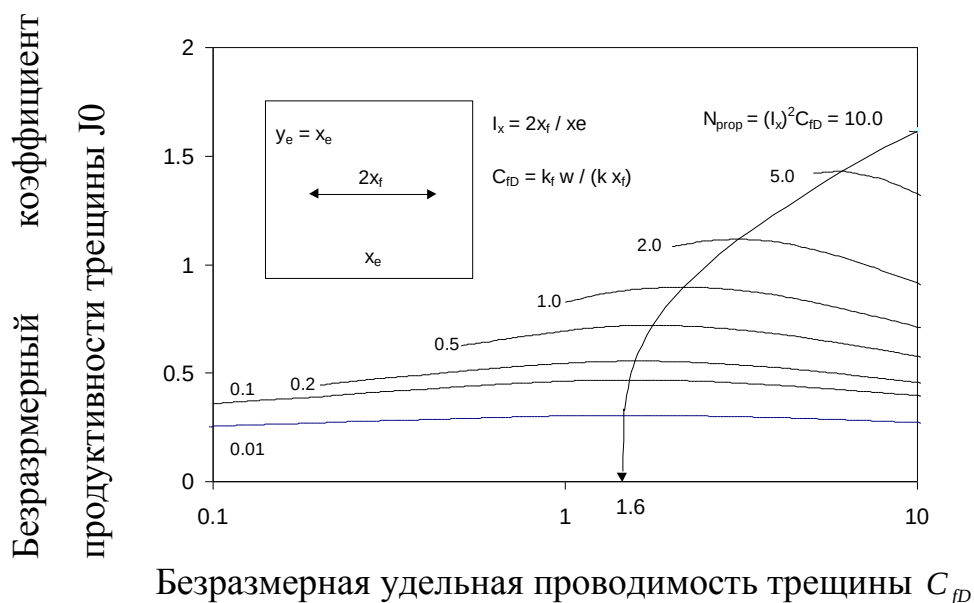


Рисунок 1.3.8. Расчетный безразмерный коэффициент продуктивности трещины как функция безразмерной удельной проводимости трещины и числа расклинивающего агента [12].

При заданном значении  $N_{prop}$  достигается оптимальное значение безразмерной удельной проводимости трещины. Это и есть наилучший компромисс между способностью пласта к выдаче потока в трещину и способностью трещины проводить поток в скважину.

При «низком» числе расклинивающего агента (малый объем расклинивающего агента), оптимальное решение имеет место при  $C_{FD} = 1.6$ . Абсолютный максимум при  $J_D$ , равном  $6/\pi$ , равен 1.909 (он представляет собой значение коэффициента продуктивности для идеального линейного потока в квадратном коллекторе). При увеличении объема расклинивания оптимальная величина достигается при больших значениях безразмерной удельной проводимости трещины (проницаемость не может превышать единицу).

На рисунке 1.3.8 оптимальные коэффициенты продуктивности соотносятся с кривой в виде стрелки. Начало стрелки соответствует  $C_{fD} = \infty$ , а конец –  $C_{fD} = 1.6$ .

Из рисунка 1.3.8 также видно, что при  $N_{prop} = 1$  мы находимся как раз «на полпути» к теоретически рассчитанной максимальной отдаче.

Обычно при гидроразрыве высокопроницаемых пластов используются расклинивающие агенты с малым числом, не превышающим 0.1.

При  $N_{prop}$ , меньших 0.1, оптимальное значение безразмерной удельной проводимости трещины равно 1.6 (при выводе этого значения используется коэффициент псевдо-скин-эффекта Синко-Лей). При более высоких значениях  $N_{prop}$  рекомендуется использование другого соотношения по результатам, представленным на рис. 1.3.8.

В пластах с высокой проницаемостью (выше 50 мд) оказывается фактически невозможным достигнуть числа расклинивающего агента выше 0.1. Число расклинивающего агента при гидроразрыве высокопроницаемых пластов находится в пределах порядка 0.0001 – 0.01. Таким образом, оптимальная безразмерная удельная проводимость трещины всегда равна  $C_{fDopt} = 1.6$ .

### **Оптимизация отдачи**

Приведенный ниже метод оптимизации отдачи можно использовать в предположении наличия псевдоустановившегося потока. Этот режим несколько отличается от режима неустановившегося первоначального потока, однако имеющееся различие не играет особой роли в случае гидроразрыва высокопроницаемого пласта, где время установления границ определяется часами и даже, в большинстве случаев, днями. Данное различие является значимым только для пластов с очень малой проницаемостью, а этот случай в данной главе не рассматривается.

Максимально достижимый безразмерный коэффициент продуктивности является просто функцией числа расклинивающего агента.

$$J_{Dmax}(N_{prop}) = \begin{cases} \frac{1}{0.990 - 0.5 \ln N_{prop}} & \text{при } N_{prop} \leq 0.1 \\ \frac{6}{\pi} - \exp \left[ \frac{0.423 - 0.311 N_{prop} - 0.089 (N_{prop})^2}{1 + 0.667 N_{prop} + 0.015 (N_{prop})^2} \right] & \text{при } N_{prop} > 0.1 \end{cases} \quad (1.3.14)$$



$$N_{prop} = \frac{2k_f V_p}{kV_r} \quad (1.3.15)$$

Для малых чисел расклинивающего агента оптимальная безразмерная удельная проводимость трещины равна 1.6. Для более высоких  $N_{prop}$  оптимальная безразмерная удельная проводимость трещины достигает значения  $N_{prop}$ , ожидаемого при проницаемости, близкой к единице. Для  $C_{fDopt}$  получаем соотношение

$$C_{fDopt}(N_{prop}) = \begin{cases} 1.6 & \text{при } 0.1 < N_{prop} \\ 1.6 + \exp\left[\frac{-0.583 + 1.48 \ln N_{prop}}{1 + 0.142 \ln N_{prop}}\right] & \text{при } 0.1 \leq N_{prop} \leq 10 \\ N_{prop} & \text{при } N_{prop} > 10 \end{cases} \quad \dots\dots(1.3.16))$$

Соотношения  $I_{Dmax}$  и  $C_{fDopt}$  графически представлены на рисунке 1.3.9.

При известной оптимальной безразмерной удельной проводимости трещины можно определить оптимальные значения длины и ширины трещины:

$$x_{opt} = \left( \frac{k_f V_f}{C_{fDopt} k h} \right)^{0.5} \quad \text{и} \quad w_{opt} = \left( \frac{C_{fDopt} k V_f}{k_f h} \right)^{0.5} \quad (1.3.17)$$

где  $V_f$  – объем крыла расклинивающего агента,  $V_f = V_p / 2$

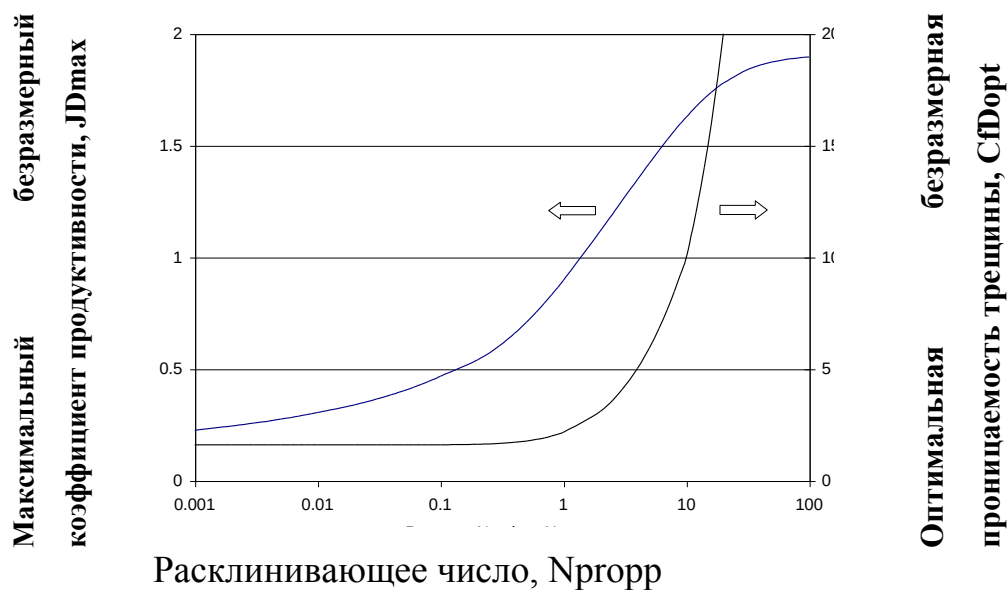


Рисунок 1.3.9. Соотношения  $I_{Dmax}$  и  $C_{fDopt}$  с числом расклинивающего агента в качестве коррелированного параметра [12].

Для чисел расклинивающего агента, меньших 0.1, получаем выражение безразмерного коэффициента продуктивности через число расклинивающего агента и безразмерную удельную проводимость трещины. Эти соотношения получены соотносением простой кривой с результатами численного метода Синко-Лей и Менга (Cinco-Ley, Meng) [12]. Они дают лучшее представление о роли числа расклинивающего агента и безразмерной удельной проводимости скважины. Данные соотношения имеют смысл для чисел расклинивающего агента, меньших 0.1.

Для данного диапазона значений безразмерный коэффициент продуктивности задается формулой:

$$J_D(N_{prop}, C_{fd}) = \frac{1}{-0.629 + 0.5 \ln \frac{C_{fd}}{N_{prop}} + f(C_{fd})} \quad \text{при } N_{prop} < 0.1 \quad (1.3.18)$$

где функция Синко-Лей и Саманиего имеет вид

$$f(C_{fd}) = \frac{1.65 - 0.328u + 0.116u^2}{1 + 0.18u + 0.064u^2 + 0.005u^3} \quad \text{где } u = \ln C_{fd} \quad (1.3.19)$$

Максимальное значение  $J_D(N_{prop}, C_{fd})$ , имеющее смысл для  $N_{prop} < 0.1$ , задается формулой :

$$J_{Dmax} = J_D(N_{prop}, 1.6) = \frac{1}{0.990 - 0.5 \ln N_{prop}} \quad (1.3.20)$$

которая следует из более общего соотношения для  $J_{Dmax}$ . На основании этих соотношений производится расчет физически оптимальных трещин.

#### 1.4. Факторы, определяющие эффективность гидроразрыва пласта

---

Существует ряд факторов, которые следует учитывать при проектировании процесса ГРП.

1) Литологическая характеристика пласта, а именно тип коллектора, степень сцементированности зерен, степень трещиноватости и кавернозности, степень глинистости. Из опыта ГРП по России известно, что наибольший эффект

от проведения операций ГРП получается в карбонатах или сильно сцементированных песчаниках с низким содержанием глин и малой степенью трещиноватости. Неуспешные операции ГРП определялись некоторыми признаками и один из первых это разрушение глинистых экранов и, как следствие резкое, увеличение обводненностью скважин. Наличие в пласте трещин ставит под угрозу выполнение ГРП, так как возможен уход жидкости разрыва в естественные трещины и мы не получим никакого эффекта.

2) Литологическая неоднородность, характеризующаяся коэффициентами песчаности, расчлененности, анизотропии. Большой эффект получается при воздействии на однородный пласт с низким коэффициентом анизотропии по проницаемости.

3) Физические свойства пласта (пористость, проницаемость). Эффект будет положительным в пластах с низкими фильтрационными характеристиками, так как при высоких данных характеристиках нет смысла проводить ГРП.

4) Наличие газовой шапки и подошвенной воды. При их близости ставится под сомнение успешность ГРП. Известно также, что во избежание прорыва воды не рекомендуется осуществление ГРП в случаях, когда раздел между продуктивным и водоносным горизонтами менее 10 м.

5) Толщина продуктивного пласта. Для направленного ГРП необходимо пласт отпакеровать двумя пакерами. Поэтому достаточно проблематично осуществление данного процесса в пластах мощностью менее 2 м.

6) Глубина залегания пласта, а точнее величина пластового давления.

7) Степень закольматированности призабойной зоны пласта. В отдельных случаях невозможно провести иные ГТМ по повышению продуктивности, кроме ГРП.

8) Степень обводненности продукции скважин, которая характеризует равномерность дренирования эффективной толщины пласта. При наличии в продуктивной толщине высоко обводненных пропластков эффективность ГРП низка.

9) Темп закачки и давление обработки иногда ограничивают, в зависимости от градиента разрыва пласта и возможностей устьевого оборудования.

10) Жидкость разрыва оказывает сильное влияние на распределение и закачивание расклинивающих агентов и на общую эффективность воздействия на пласт. Высоковязкая жидкость создает более широкую трещину и лучше транспортирует расклинивающие агенты, но при ее закачивании возникает более высокое давление, которое создает предпосылки для нежелательного роста трещины по вертикали.

11) Объем жидкости разрыва. От параметра зависит длина и раскрытость трещины.

12) Качество расклинивающего агента. Прочность расклинивающего агента должна быть достаточной, чтобы не быть раздавленной массой вышележащей толщи горных пород и, в то же время, зернистые материалы не должны вдавливаясь в поверхность трещины. Не допускается широкий разброс по фракционному составу. Считается, что с увеличением размера частиц увеличивается гидропроводность трещины, а с уменьшением их размера повышается транспортирующая способность жидкости-песконосителя.

13) Концентрация расклинивающего агента. Содержание песка либо другого агента определяется удерживающей способностью жидкости-песконосителя. При малом содержании агента имеем возможность того, что трещина полностью не заполнится, а при большом появляется возможность образования песчаной пробки.

14) Объем продажной жидкости. Он определяет конечную глубину проникновения расклиненной трещины и ее проводимость.

Все эти факторы можно разделить на геологические (исходная информация) – факторы, не поддающиеся корректировке и технологические, которые можно регулировать, используя промысловый опыт.

Проведенные исследования на месторождениях выявили стимулирующее воздействие ГРП в добывающей скважине на режимы работы соседних скважин, что противоречит результатам расчетов в рамках большинства существующих моделей.

Дополнительная добыча нефти от проведения ГРП в нагнетательных скважинах на 30% выше, чем в добывающих. Это обусловлено более сильным влиянием

достигаемого в результате ГРП увеличения дебита нагнетательной скважины на режим дренирования участка при равных с добывающими скважинами кратностях прироста продуктивности.

При выполнении ГРП по традиционной технологии происходит проникновение трещины вглубь экранов, а при небольшой толщине экранов в кровле или подошве пласта – нарушение их герметичности. В последующем при эксплуатации скважин это приводит к прорыву воды или газа по трещине на забой и уменьшению дебитов.[15]

### **3.4 Анализ эффективности гидравлического разрыва пласта**

#### **Проектирование гидравлического разрыва пласта**

Подбор кандидатов является, вероятно, наиболее критичным этапом всего проекта ГРП. Успех ГРП в очень большой степени зависит от подбора скважины. Например, эффект от ГРП истощенного коллектора может оказаться весьма краткосрочным и неутешительным. Наоборот, такой ГРП на скважине с сильно поврежденной призабойной зоной, в коллекторе с большими запасами может привести к значительному и устойчивому приросту добычи. Параметры для оценки скважин-кандидатов для ГРП: для корректной оценки скважины-кандидата ГРП требуется минимальный объем данных. Ниже приведен перечень параметров и данных, необходимых для проведения такую оценку. 1. Карта месторождения с указанием: 1) расположения скважины-кандидата; 2) расположения соседних скважин, включая нагнетательные; 3) расположения скважин с выполненными ГРП; 4) легендой, дающей возможность рассчитать расстояния до соседних скважин. 2. Данные по добыче прошлых лет: 1) графики работы скважины по нефти, воде и газу, динамика давления на устье, данные по всем внутрискважинным работам; 2) текущий режим эксплуатации; 3) сведения по скважинам после ГРП в районе работ, в т.ч. данные ГИС. 3. Данные (диаграммы) ГИС в открытом стволе: 1) ГК, ПС, пористость, сопротивление и/или данные акустического

каротажа; 2) содержать сведения об интервале как минимум на 50м выше и 50м ниже интересуемой зоны; 3) на диаграммах должны быть показаны зоны ПВР (в прошлом, настоящие и планируемые в будущем); 4) текущий и планируемый искусственный забой; 5) должна быть показана кровля всех зон. 4. Данные по целевому интересуемому и соседним пластам: 1) пластовое давление; 2) пластовая температура; 3) пористость; 4) литология; 5) местонахождение разломов; 6) естественная трещиноватость коллектора. 5. Данные по фильтрационным свойствам пласта, полученные при бурении: 1) модуль Юнга; 2) данные, свидетельствующие о том, будут ли прилегающие зоны являться барьером на пути развития трещины в высоту, или нет; 3) проектные кровля и подошва трещины; 4) требуется изоляция перфорационных отверстий для обеспечения развития трещины в целевой зоне?; 5) представляет ли проблему близкорасположенный водоносный горизонт? 6. Представляет ли проблему вынос проппанта? 7. АКЦ с данными по 50м выше и ниже целевого интервала. 8. Схемы конструкции скважин с указанием расположения интервалов перфорации, высоты подъема цемента, интервалов посадки и диаметров, цементных мостов-пробок, мест выполнения ловильных работ. 9. Сведения по обсадным и НКТ колоннам: 1) диаметры, марки стали, интервалы спуска; 2) наличие хвостовика в скважине?; 3) диаметр планируемой колонны ГРП?; 4) выдержит ли колонна ГРП преждевременный «Стоп»?; 5) выдержит ли затруб ожидаемые давления?; 6) достаточно ли качество цементирования над предполагаемой высотой трещины?; 7) достаточно ли сцепление цементного камня (качество и количество) чтобы избежать смятия обсадной колонны над пакером?; 8) можно ли выполнить исследование с применением тетраборнокислого натрия или импульсный нейтронный каротаж для выявления воды в каналах цементного камня? 10. Данные о перфорации: 1) тип перфоратора; 2) плотность перфорации (отв. на м); 3) диаметр и глубина отверстий (мм); 4) фазирование (град); 5) отношение диаметра к макс. размеру частиц проппанта (меш). 11. Искривление ствола: 1) глубина максимальной кривизны ствола; 2) отклонение от вертикале на кровле интервала перфорации. 12. Полные данные по эксплуатации скважины. 13.

Наземные сооружения. 14. Поддержка проекта со стороны ППД: 1) в состоянии ли нагнетательные скважины обеспечить повышенные объемы нагнетания в связи с возросшим отбором нефти?; 2) требуется карта (схема) заводнения. При выполнении ГРП колонна подвергается экстремальным нагрузкам: Аномальные давления. При выполнении ГРП давление на устье может превышать 680 атм. Очень важно, чтобы ФА была пригодна для работы с такими давлениями. Абразивные составы. Важно защитить ФА от чрезмерной эрозии. Высокие нагрузки на НКТ и пакер. Высокие нагрузки на обсадную колонну. Обсадная колонна должна выдерживать давления в затрубе, необходимые для выравнивания давлений ГРП в колонне ГРП. Высокие нагрузки на хвостовик. Хвостовики должны выдерживать высокие забойные давления ГРП. Жидкости – всегда следует проверять жидкости до начала КРС: качество, плотность, процент содержания соли, кальция и магния в воде, общее содержание взвешенных частиц и pH. В качестве основных жидкостей рекомендуется отфильтрованная до 10 микрон вода с 3% содержанием хлористого калия. «Чистую» нефть необходимо проверить на содержание воды и частиц песка. Для глушения скважин и КРС должна применяться только нефть с содержанием частиц песка  $< 0.003\%$ . Все емкости для хранения нефти должны быть очищены паром. Для транспортировки разрешается использование только очищенных емкостей. Перед применением все жидкости подлежат обязательной проверке. Посадка пакера. Запрещается спуск скребков и пакеров ниже интервала перфорации. Обычно пакер устанавливается на расстоянии 35 мм над перфорационными отверстиями. В случае надежного цементированья пакер может устанавливаться на высоте до 50 метров над верхними перфорационными отверстиями. Одно соединение НКТ устанавливается ниже пакера. В ежедневный отчет по КРС должны включаться данные по глубине посадки пакера и весу лифтовой колонны до и после установки. Отклонения от заданных параметров должны также фиксироваться в отчете. Интервал проработки обсадной колонны скребком. Проработка обсадной колонны скребком должна производиться на расстоянии от 40 метров над пакером до 5 метров над перфорационными отверстиями. При отсутствии

перфорационных отверстий проработка скребком производится до планируемой нижней перфорации. Размер шаблонов. Рекомендуется максимально возможный для заданной колонны размер шаблонов. Таким образом, шаблон должен быть больше диаметра пакера и иметь достаточную длину и наружный диаметр для установки скважинного насоса.

### 3.5.ОПРЕДЕЛЕНИЕ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН ПОСЛЕ ГРП

#### с трещиной бесконечной проводимости

На рисунке 2.2.1 а представлена сеточная модель фильтрации жидкости к скважине в цилиндрических координатах, где переменными являются расстояние  $r$  и угол  $\varphi$ .

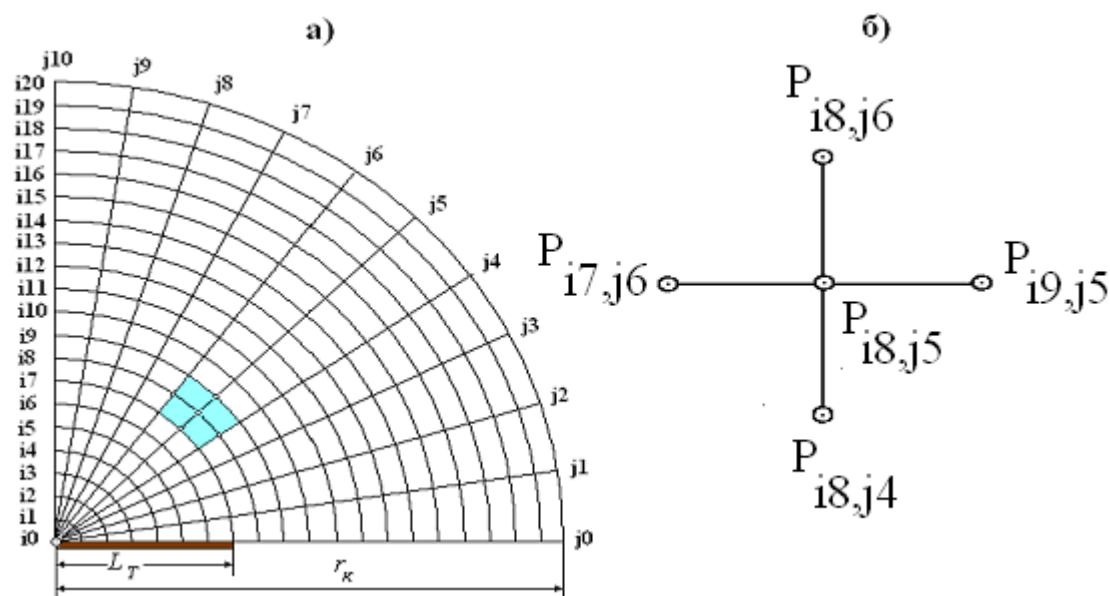


Рисунок 2.2.1 - Расчётные схемы определения давлений в узлах сетки а) сектор пласта, состоящий из 200 ячеек, б) давления в ячейке

Для решения поставленной задачи предложена сеточная модель (рис. 2.2.1 а) фильтрации жидкости к скважине в цилиндрических координатах, где переменными являются расстояние  $r$ , угол  $\varphi$  и  $z$ . При отсутствии трещины,



очевидно, будет иметь место плоскорадиальный поток к скважине. При этом на каждом круговом контуре давления будут постоянными [19].

На рис. 2.2.1 б рассмотрена ячейка, в центре которой находится узел сетки  $i8, j5$ . А давление в этом узле  $P_{i, j}$ .

В соответствии с законом Дарси перепад давления в точках  $i \div i-1$  и  $j \div j+1$  ячейки (рис. 2.2.1 б) описывается уравнениями:

$$P_{i,j} - P_{i-1,j} = q_{i-1,i} \cdot \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_i - \Delta R}{R_i}, \quad (2.2.1)$$

$$P_{i+1,j} - P_{i,j} = q_{i,i+1} \cdot \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_i + \Delta R}{R_i}, \quad (2.2.2)$$

где  $P_{i,j}$ ,  $P_{i-1,j}$  – давление в узлах сетки  $i, j$  и  $i-1, j$ , МПа;  $q_{j+1,j}$ ,  $q_{j,j-1}$  – расходы жидкости вдоль контура  $i$  между ячейками  $i, j+1 \div i, j$  и  $i, j - i, j-1$ , м<sup>3</sup>/с;  $\mu$  –;  $\Delta R$  – шаг сетки по радиусу, м.

Перепад давления в точках  $j+1 \div j$  и  $j \div j-1$  описывается формулами:

$$P_{i,j+1} - P_{i,j} = q_{j+1,j} \cdot \frac{\mu}{k} \cdot \frac{\varphi}{\Delta R \cdot h}, \quad (2.2.3)$$

$$P_{i,j} - P_{i,j-1} = q_{j,j-1} \cdot \frac{\mu}{k} \cdot \frac{\varphi}{\Delta R \cdot h}, \quad (2.2.4)$$

где  $\varphi$  – шаг по углу;  $q_{i-1,i}$  и  $q_{i,i+1}$  – расходы жидкости вдоль линии  $i$  между ячейками  $i-1, j \div i, j$  и  $i, j \div i+1, j$ , м<sup>3</sup>/с.

В соответствии с законом Кирхгофа для каждого узла (для гидравлических сетей) может быть записано следующее уравнение

$$(P_{i+1,j} - P_{i,j}) \cdot A + (P_{j,i} - P_{i-1,j}) \cdot B + (P_{i,j} - P_{i,j-1}) \cdot C + (P_{i,j+1} - P_{i,j}) \cdot C = 0 \quad (2.2.5)$$

$$A = \frac{\pi}{20} \cdot \frac{kh}{\mu} \ln \frac{R - \Delta R}{R}, \quad B = \frac{k}{\mu} \ln \frac{20\Delta R}{\pi},$$

$$C = \frac{\pi}{20} \cdot \frac{kh}{\mu} \ln \frac{R + \Delta R}{R}. \quad (2.2.6)$$

$$\text{где } K_1 = B; K_2 = -(A + B + 2C); K_3 = B; K_4 = K_5 = C \quad (2.2.7)$$

Тогда уравнение (2.2.5) примет вид:

$$K_1 \cdot P_{i-1,j} + K_2 \cdot P_{i,j} + K_3 \cdot P_{i+1,j} + K_4 \cdot P_{i,j+1} + K_5 \cdot P_{i,j-1} = 0 \quad (2.2.8)$$

В результате проделанных преобразований получили систему уравнений из пяти неизвестных в каждом уравнении.

Граничными условиями для решения этой системы уравнений являются следующие: [20] [21]

1) На стенках скважины, в узлах  $i = 0; 0 \leq j \leq 10$ , давление остаётся постоянным и равным  $P_{i,j} = 0$ .

2) На контуре питания, при  $i = 20; 0 \leq j \leq 10$ , давление остаётся в течение всего периода работы постоянным и равным  $P_{пл}$ . В нашем случае это давление равно 10 МПа.

3) Поскольку моделируется движение жидкости по трещине, которая имеет намного большую проницаемость чем проницаемость пласта (в  $10^4 \div 10^5$  раз), то при моделировании устанавливается давление по всей длине трещины, равной давлению в скважине

$$P_{0 \leq i \leq i_{mp}, j=0} = P_{скв} = 0 \quad (2.2.9)$$

4) Поскольку моделируются участки пласта симметричные по отношению левой и нижней окружающей скважину зонам, то по линиям стыковки этих зон градиенты давлений принимаются равными нулю. Последнее означает, что отсутствуют перетоки жидкости между симметричными по распределению давления зонами

$$P_{i_{mp} \leq i \leq N, j=0} = P_{i_{mp} \leq i \leq N, j=1}. \quad (2.2.9)$$

Для границы записывается  $i = 0 \div M$  и  $j = 10$   $P^{0 \leq i \leq N, j=10} = P^{0 \leq i \leq N, j=9}$ .

Решение уравнений (2.2.5) - (2.2.9) с граничными условиями, записанными в конечно-разностной форме, выполнено с применением метода Якоби. Суть этого метода состоит в том, что берутся произвольные исходные значения давлений во всех узлах сетки, кроме граничных а затем производится расчёт давлений в каждом узле как неизвестной величины по известным давлениям в окружающих этот узел узлах. В работе для надёжности принято 1000 итераций.

Исходные давления во всех узлах приняты равными начальному пластовому давлению. Давление на границах остаются всё время в соответствии с принятыми формулами (2.2.5) - (2.2.9).

Жидкость поступает в скважину в основном через трещину, дебит при этом определяется как сумма дебитов между отдельными ячейками, примыкающими к

трещине, т.е.  $q = \sum_{i=0}^{i=i_r} q_i$ . А значение дебита в любой точке:

$$q_i = -\frac{k}{\mu} \cdot (P_{i,j=1} - P_{i,j=0}) \cdot \frac{2\pi R_1 \varphi}{\Delta R} \quad (2.2.10)$$

Дебит вычисляется для всех вариантов длин трещин, рассмотренных при моделировании.

Таким образом, вычисляем дебит для всех вариантов длин трещин, рассмотренных при моделировании. А именно при длинах трещин, равных

$$L = K \cdot R_k, \quad (2.2.11)$$

где  $K = 0; 0.1; 0.2; 0.3; 0.4; 0.5; 0.6; 0.7$ .

На графиках представлены данные моделирования при  $K = 0; 0.1; 0.5$ .

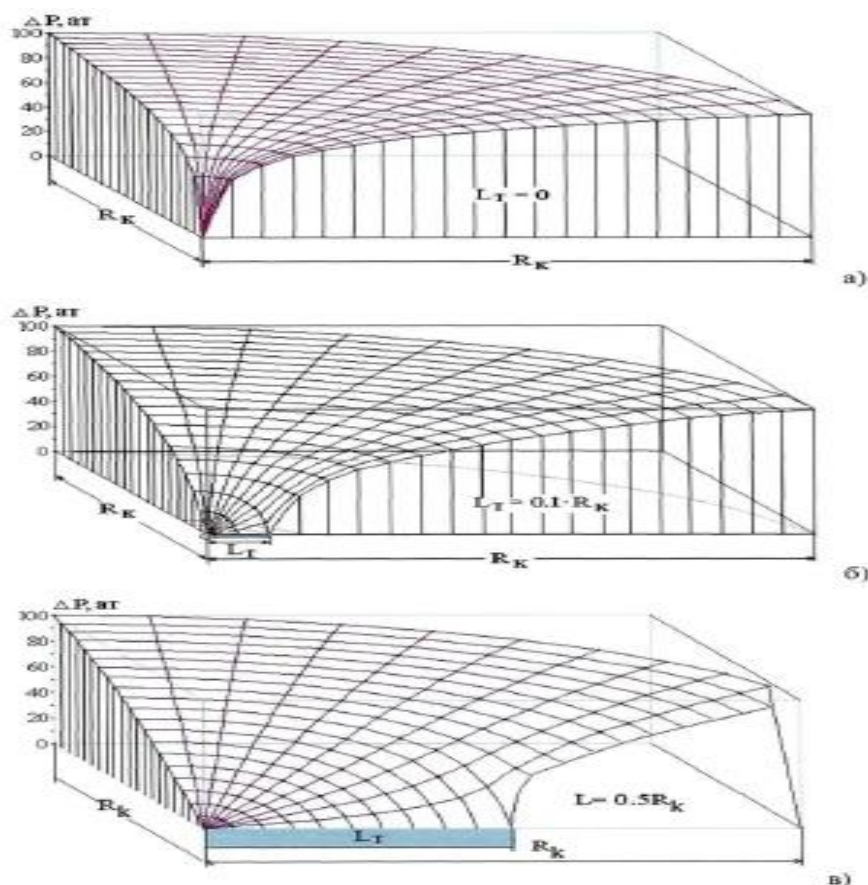


Рис. 2.2.2 Распределение давления в пласте при  $L/R_k = 0$  (а),  $0.1$  (б),  $0.5$  (в)

Как видно, на рисунке 2.2.2 а приведены результаты моделирования для стандартных условий фильтрации, когда в пласте нет трещины, а поток радиальный. Все полученные значения давлений в пласте соответствуют давлениям, получаемым по известному закону Дюпюи.

Распределение давлений в пласте для  $L/R_k = 0.1$  имеет уже существенное отличие - особенно впризбойной зоне пласта, а для  $L/R_k = 0.5$  существенные изменения происходят и в удаленной зоне.

Данная методика предполагает, что давление в трещине равно забойному давлению в скважине и постоянно по всей ее длине, то есть отсутствует сопротивление в трещине, заполненной проппантом. Однако, даже при высокой проницаемости трещины, закрепленной крупными зернами проппанта, перепады давления в ней могут быть достаточно высокими, что необходимо учитывать при определении продуктивности скважины. Поэтому для более точного расчета увеличения дебита в результате ГРП необходимо установить характер

распределения давления в трещине в зависимости от ее длины и проницаемости. [22]

В результате этих расчетов и построений рассчитаны дебиты скважин при различных длинах трещин, которые являются суммами потоков по представленным трубкам тока. А также по итогам этих расчетов появляется возможность оценивать отрицательный скин-эффект, соответствующий длинам трещин. В табл. 2.3 приведены данные об изменении дебита  $Q_{ГРП}/Q$  (где  $Q$  - дебит скважины без ГРП,  $Q_{ГРП}$  - дебит при наличие ГРП) скважины в зависимости от  $\alpha = L/R_k$ . Приведены также значения скин-эффекта  $S$ , которые рассчитаны в соответствии с зависимостью при условии что до ГРП скин-эффект был равен нулю:

$$S = \ln\left(\frac{R_k}{R_c}\right) \cdot \frac{1-\nu}{\nu} \quad (2.2.12)$$

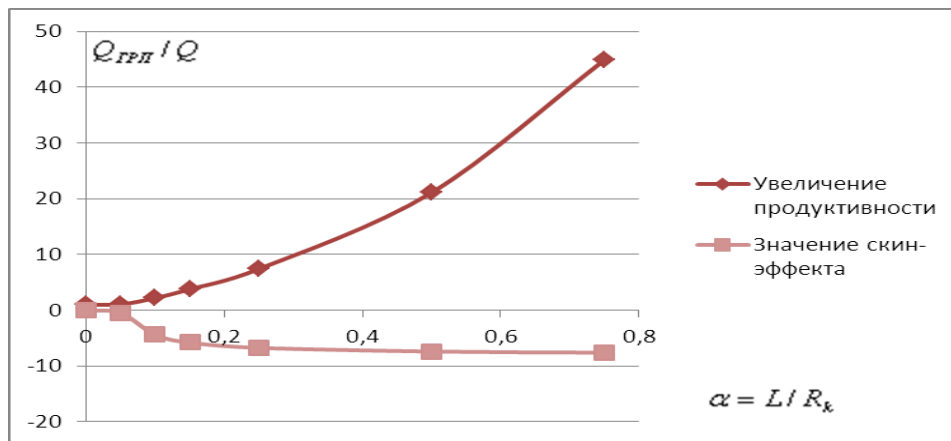
где  $\alpha = L/R_k$ ,  $\alpha = L/R_k$

Таб.2.2.1

Изменение дебита скважины в зависимости от  $\alpha = L/R_k$ .

| Параметр                      | $\alpha=0$ | $\alpha=0.05$ | $\alpha=0.10$ | $\alpha=0.15$ | $\alpha=0.25$ | $\alpha=0.50$ | $\alpha=0.75$ |
|-------------------------------|------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Длина $L$<br>При $R_k = 250m$ | 0          | 12            | 25            | 37            | 62            | 125           | 190           |
| $Q_{ГРП} / Q$                 | 1.00       | 1.06          | 2.19          | 3.77          | 7.4           | 21.1          | 44.90         |
| $S$                           | 0          | -0.5          | -4.4          | -5.8          | -6.74         | -7.4          | -7.6          |
| $k= 1 \text{ мкм}^2$          | 1.00       | 1.15          | 1.42          | 1.85          | 3.31          | 9.01          | 25.08         |

Видно, что длина трещины существенно влияет на показатели притока и величину соответствующего параметра скин-эффекта.



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

В этой части проводится экономическое обоснование целесообразности проведения ГРП. Основная цель расчетов – экономическая оценка предлагаемого проекта по ГРП на Советском месторождении, отвечающая критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно более полного извлечения нефти и получения прибыли за счет дополнительной добычи при соблюдении требований экологии и охраны окружающей среды.

Экономическая эффективность проекта выражается в расчете прибыли от дополнительной добычи нефти. При этом учитываются все статьи затрат: затраты на подготовительные работы, проведение ГРП, эксплуатационные затраты, затраты на электроэнергию, налоговые исчисления.

Таким образом, целью данного раздела является экономическое обоснование предлагаемых мероприятий, т.к. только на основании экономических показателей, таких как показатель экономического эффекта, дисконтированный поток денежной наличности, прибыль от реализации продукции, период окупаемости можно судить об экономической эффективности предлагаемых мероприятий. Численные значения этих показателей дают нам полное представление об экономической эффективности предлагаемых мероприятий, позволяют определить превышение стоимостной оценки результатов над стоимостной оценкой затрат, совокупный доход предприятия уменьшенный на величину эксплуатационных затрат, определить период окупаемости проекта.

##### **4.1. Обоснование показателей экономической эффективности**

Основными показателями по принятию проекта к реализации являются такие показатели, как дисконтированный поток денежной наличности, прибыль от реализации, выручка от реализации, индекс доходности, период окупаемости [48].

Дисконтированный поток денежной наличности - сумма прибыли от реализации и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину инвестиций, направляемых на освоение нефтяного месторождения, расчет NPV дает ответ об эффективности варианта в целом.

Индекс доходности (PI) характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных приведенных чистых поступлений к суммарному объему капитальных вложений, его значение интерпретируется следующим образом: если  $PI > 1$ , проект эффективен, если  $PI < 1$  – проект не рентабелен.

Показатель – период окупаемости, устанавливаемый временем возмещения первоначальных затрат, так же, как и два предыдущих, чем меньше значение этого показателя, тем эффективнее рассматриваемый вариант.

Научно технический прогресс - это улучшение параметров производства, техники и технологии.

Конкретные действия, направленные на улучшение определенных параметров производства НТП называются мероприятиями.

Технологический эффект - это улучшение каких-либо технологических или технических показателей, происходящее в результате проведения НТМ.

Экономический эффект считают на базе технологического эффекта.

Год, предшествующий получению технологического эффекта называется расчетным годом.

Экономический эффект считается в виде потока денежной наличности.

Поток денежной наличности ПДН представляет из себя прирост прибыли чистой  $\Delta\Pi$  + амортизация  $A$  - капитальные вложения  $K$  [48].

#### **4.2. Исходные данные и нормативная база для расчета экономических показателей проекта**

Исходные данные для расчета экономических показателей данного проекта приведены в приложении А табл.6.2.1 и табл.6.2.2.



Расчет затрат на процесс проведения ГРП на одну скважину сделан на основании сметы затрат и нормативов.

### **4.3. Выручка от реализации**

Цена реализации нефти на внутреннем рынке принята 6000 руб/т.

Выручка от реализации продукции ( $V_t$ ) рассчитывается как произведение цены реализации нефти и дополнительной добычи нефти после ГРП за годичный период: [50].

$$V_t = (C_n \cdot Q_n), (3.1.)$$

где,  $C_n$  – цена реализации в  $t$ -ом году, руб./т;

$Q_n$  – дополнительная добыча нефти за  $t$  год.

Определим прирост выручки за счет дополнительной реализации нефти:

$$V_1 = 35\,734 \cdot 6\,000 = 214\,404\,000 \text{ руб., за 2015 год}$$

$$V_2 = 31\,704 \cdot 6\,000 = 190\,224\,000 \text{ руб., за 2016 год}$$

Прирост выручки за 2 года составил 404 628 000 рублей.

### **4.4. Эксплуатационные затраты**

При оценке вариантов разработки эксплуатационные затраты могут быть определены по видам расходов – статьям затрат или элементам затрат. Эксплуатационные затраты рассчитаны, исходя из зависимости нормативов и технологических показателей. Нормативы эксплуатационных затрат в приложении Б. Таблица 6.4.2

Расчёт эксплуатационных затрат:

Обслуживание нефтяных скважин:

$$З_{об} = 306\,800 \cdot 9 = 3\,067\,900 \text{ руб. за 1 год.}$$

где 9 – число скважин, проведенных ГРП

$З_{об} = 3\,067\,900 \cdot 2 = 6\,135\,800$  руб. за 2 расчётных года.

Затраты на энергию по извлечению дополнительной жидкости после ГРП на каждый год расчётного периода:

$З_{эл/эн} = 72\,336,1 \cdot 5,05 = 365\,297,3$  руб., за 2015г.

$З_{эл/эн} = 64\,178,2 \cdot 5,05 = 324\,099,9$  руб., за 2016г.

Итого энергетические затраты за 2 года – 689397,2 руб.

Затраты по искусственному воздействию на пласт(закачка воды) на каждый год расчётного периода:

$З_{зак} = 72\,336,1 \cdot 76,9 = 5\,562\,646,1$  руб., за 2015г.

$З_{зак} = 64\,178,2 \cdot 76,9 = 4\,935\,303,6$  руб., за 2016г.

Итого затраты по закачке воды за 2 года – 10 497950 руб.

Затраты на сбор и транспорт нефти на каждый год расчётного периода:

$З_{сб.} = 72\,336,1 \cdot 10,3 = 745\,061,8$  руб., за 2015г.

$З_{сб.} = 64\,178,2 \cdot 10,3 = 661\,035,4$  руб., за 2016г.

Итого затраты на сбор и транспорт нефти за 2 года – 1 406 097,2 руб.

Затраты по технологической подготовке нефти за 2 года:

$З_{подг} = 72\,336,1 \cdot 71,5 = 5\,172\,031,1$  руб., за 2015г.

$З_{подг} = 64\,178,2 \cdot 71,5 = 4\,588\,741,3$  руб., за 2016г.

Итого затраты на подготовку нефти за 2 года – 9 760 772 руб.

Затраты на содержание и эксплуатацию оборудования (в т.ч. ПРС) на каждый год расчётного периода:

$З_{ПРС} = 72\,336,1 \cdot 360,4 = 26\,069\,930,4$  руб., за 2015г.

$З_{ПРС} = 64\,178,2 \cdot 360,4 = 23\,129\,823,3$  руб., за 2016г.

Итого затраты на содержание и эксплуатацию оборудования (в т.ч. ПРС) за 2 года – 49 199 754 ,2 руб.

Текущие затраты в целом:

$$З_{\text{тек.}} = З_{\text{об}} + З_{\text{эл/эн}} + З_{\text{зак}} + З_{\text{сб}} + З_{\text{подг}} + З_{\text{ПРС}}$$

$$З_{\text{тек}} = 40\,982\,866,7 \text{ руб.}, \text{ за } 2015\text{г.};$$

$$З_{\text{тек}} = 36\,706\,903,5 \text{ руб.}, \text{ за } 2016\text{г.};$$

Итого текущие затраты в целом за 3 года – 77 689 770 руб.

#### **4.5. Капитальные вложения**

Расчет капитальных вложений производится с учетом необходимой реконструкции и технического перевооружения производственных мощностей, существующих на месторождении. В данном проекте подобные вложения не предусмотрены. В данном проекте капитальным вложением является гидравлический разрыв пласта – его стоимость.

В том числе, оборудование, предлагаемое подрядчиком, для выполнения операций ГРП: 4 насосных агрегата; блендер; песковоз; манифольд; станция управления и контроля; лаборатория; комплект трубы НКТ NEW-VAM L -80; колонная головка Cameron 15000 PSI; извлекаемый пакер Seit 15000 PSI; скрепер.

Персонал для проведения необходимого проектированияи фрак-операции, состав группы ГРП представлены в приложении **В** таб.6.5.1

Стоимость услуг по проведению ГРП приведены в приложении **В1**табл.6.5.2.

Итого стоимость одного гидроразрыва пласта равна 4 015 281 рублей и внесена в таблицу экономические условия.

#### **4.6. Платежи и налоги**

Расчет показателей эффективности данного проекта выполнен при условии применения налоговой системы, действующей в Российской Федерации.

Налоги, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды, определены законодательством РФ и законами местных органов, перечень и порядок их начисления указан в приложении **В-2** табл.6.6.1.

В расчетах ставки налога на добычу полезных ископаемых в размере  $K_{ц}=419 \cdot (Ц-9) \cdot P/261 \cdot K_{в}$ . налогооблагаемой базой является объем добытой нефти.

Платежи и налоги, включаемые в себестоимость нефти:

Налог в дорожный фонд на каждый год расчётного периода:

$$Н_{дор.} = 6\,000 \cdot 35\,734 \cdot 0,01 = 2\,144\,040 \text{ руб., за 2015г.}$$

$$Н_{дор.} = 6\,000 \cdot 31\,704 \cdot 0,01 = 1\,902\,240 \text{ руб., за 2016г.}$$

Итого платёж в дорожный фонд за 2 года – 4046280 руб.

Налог в фонд НИИОКР на каждый год расчётного периода:

$$Н_{нии} = 40\,982\,866,7 \cdot 0,01 = 409\,828,6 \text{ руб., за 2015г.}$$

$$Н_{нии} = 36\,706\,903,5 \cdot 0,01 = 367\,069,1 \text{ руб., за 2016г.}$$

Итого платёж в фонд НИИОКР за 2 года – 776 897,7 руб.

Налог в страховой фонд на каждый год расчётного периода:

$$Н_{стр.} = 6\,000 \cdot 35\,734 \cdot 0,005 = 1\,072\,020 \text{ руб., за 2015.}$$

$$Н_{стр.} = 6\,000 \cdot 31\,704 \cdot 0,005 = 951\,120 \text{ руб., за 2016г.}$$

Итого платёж в страховой фонд за 2 года – 2023140 руб.

Налог на добычу полезных ископаемых на каждый год расчётного периода:

$$Н_{дпи} = 6\,000 \cdot 35\,734 \cdot 21,3/100 = 35\,376\,660 \text{ руб., за 2015г.}$$

$$Н_{дпи} = 6\,000 \cdot 31\,704 \cdot 21,3/100 = 31\,386\,960 \text{ руб., за 2016г.}$$

Итого плата налога на добычу полезных ископаемых составляет за 2 года расчётного периода – 6 6763 620 руб.

Итого платежей и налогов, включаемых в себестоимость нефти:

$$\text{Нплат.} = \text{Ндор} + \text{Ннии} + \text{Нстр} + \text{Ндпи}$$

$$\text{Нплат.} = 39\,002\,548,6 \text{ руб., за 2015г.};$$

$$\text{Нплат.} = 34\,607\,389,1 \text{ руб., за 2016г.};$$

Итого платежей и налогов, за 2-х летний период – 73609938 руб.

Амортизационные отчисления по скважинам на каждый год расчётного периода: [50].

$$A_r = \frac{C_n * H_a}{100}$$

$C_n$  – первоначальная стоимость;  $H_a$  – норма амортизации;  $A_r$  – ежегодные амортизационные отчисления; СП - первоначальная стоимость

$$H_a - \text{норма амортизации за 2014г.} = 1/12 * 100\% = 7,7 \%$$

$$H_a - \text{норма амортизации за 2015г.} = 1/24 * 100\% = 4,2 \%$$

Таблица 6.6.2

#### Стоимость основных производственных фондов

| Наименование показателей | Здания    | Сооружения | Оборудование | Мобилизация и демобилизация | Материалы разрыва |
|--------------------------|-----------|------------|--------------|-----------------------------|-------------------|
| Стоимость фондов, р.     | 912500    | 375000     | 187500       | 527 000                     | 82645             |
| Итого: тыс. руб.         | 2 084 645 |            |              |                             |                   |

$$\text{Аскв.} = 2\,084\,645 \cdot 7,7/100 = 160517,7 \text{ руб. за 2015г.}$$

$$\text{Аскв.} = 2\,084\,645 \cdot 4,2/100 = 87555,09 \text{ руб. за 2016г.}$$

Итого амортизационных отчислений по скважинам за 2 года – 248 072,8 руб.

Налог на имущество предприятия на каждый год расчётного периода:

Налог на имущество = Налоговая база x налоговая ставка [51].

$$H_{\text{и}} = (C_{\text{оф}} - A + H_{\text{об}}) * N_i$$

где : Ноб – нормируемые оборотные средства;

A – амортизация;

Соф – Стоимость основных фондов.

*Налоговая база:* Налоговой базой для расчета налога на имущество является среднегодовая остаточная стоимость основных средств по данным бухгалтерского учета. Для того, чтобы ее рассчитать нужно сперва рассчитать остаточную стоимость основных средств по формуле:

Остаточная стоимость = Первоначальная стоимость – Сумма начисленной амортизации

$N_i$  - Налог на имущество составляет 2,2 %. Нормируемые оборотные средства

Показаны в приложении **В-3** таблица 6.6.3

Ним. =  $(2\,084\,645 - 160\,517,7 + 439\,745,3) \cdot 2,2/100 = 52\,005,2$  руб., за 2015г.

Ним. =  $(2\,084\,645 - 87555,09 + 439\,745,3) \cdot 2,2/100 = 53\,610,37$  руб., за 2016г.

Итого налог на имущество предприятия составляет, за 2 года расчётного периода – 105615,6 руб

Налоги и платежи, отчисляемые в бюджет:

Налог на добавленную стоимость на каждый год расчётного периода:

Нндс =  $6\,000 \cdot 35\,734 \cdot 18/100 = 38\,592\,720$  руб., за 2015г.

Нндс =  $6\,000 \cdot 31\,704 \cdot 18/100 = 34\,240\,320$  руб., за 2016г.

Итого плата налога на добавленную стоимость, составляет за 2 года расчётного периода – 72 833 040 руб.

Акцизный сбор на каждый год расчётного периода:

$$\text{Накц.} = 35\,734 \cdot 0,9 = 32\,160,6 \text{ руб., за 2015г.}$$

$$\text{Накц.} = 31\,704 \cdot 0,9 = 28\,533,6 \text{ руб., за 2016г.}$$

Итого акцизный сбор составляет за 2 года расчётного периода – 60 694,2 руб.

Текущие затраты с налогами и платежами (без амортизационных отчислений):

$$\text{Зтек+н} = \text{Зтек} + \text{Нплат.}$$

$$\text{Зтек} = 40\,982\,866,7 \text{ руб., за 2012г.; } \text{Зтек} = 36\,706\,903,5 \text{ руб., за 2015г.};$$

$$\text{Нплат.} = 39\,002\,548,6 \text{ руб., за 2012г.; } \text{Нплат.} = 34\,607\,389,1 \text{ руб., за 2016г.};$$

$$\text{Зтек+н} = 40\,982\,866,7 + 39\,002\,548,6 = 79\,985\,415 \text{ руб., за 2015г.};$$

$$\text{Зтек+н} = 36\,706\,903,5 + 34\,607\,389,1 = 71\,314\,292,6 \text{ руб., за 2016г.};$$

Итого за 2 года расчётного периода – 151 299 708 руб.

#### 4.7. Прибыль от реализации

Прибыль от реализации – совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат с включением в них амортизационных отчислений и в бюджетные и внебюджетные фонды. Расчет прибыли производится с обязательным приведением разновременных доходов и затрат к первому в расчетному году. Дисконтирование осуществляется путем деления величины прибыли за каждый год на соответствующий коэффициент приведения: [50].

$$\Pi_t = \sum_{t=1}^T \frac{Bt - \mathcal{E}t - Ht}{(1 + EН)^{t-tp}},$$

где,  $\Pi_t$  - прибыль от реализации продукции;

T- расчетный период оценки деятельности предприятия;

$V_t$  – выручка от реализации продукции;

$\mathcal{E}_t$  - эксплуатационные затраты с амортизацией;

$N_t$ - сумма налогов;

$E_n$  – норматив дисконтирования, доли ед.;

t, tp – соответственно текущий и расчетный год.

Всего эксплуатационных затрат на добычу нефти на каждый год расчётного периода:

$$\mathcal{E}_{\text{эксп.}} = \mathcal{E}_{\text{тек+н}} + \text{Аскв.}$$

$$\mathcal{E}_{\text{эксп}} = 79\,985\,415 + 160\,517,7 = 80\,145\,933 \text{ руб., за 2015г.};$$

$$\mathcal{E}_{\text{эксп}} = 71\,314\,292,6 + 87\,555,09 = 71\,401\,848 \text{ руб., за 2016г.};$$

Итого за 2 года расчётного периода – 151 547 781 руб.

Валовая прибыль от реализации на каждый год расчётного периода:

$$P_t = V_t - (\mathcal{E}_{\text{эксп}} + N_{\text{ндс}} + N_{\text{акц}} + N_{\text{им}})$$

$$V_1 = 35\,734 \cdot 6\,000 = 214\,404\,000 \text{ руб., за 2016год}$$

$$V_2 = 31\,704 \cdot 6\,000 = 190\,224\,000 \text{ руб., за 2014год}$$

$$N_{\text{им.}} = (2\,084\,645 - 160\,517,7 + 439\,745,3) \cdot 2,2/100 = 52\,005,2 \text{ руб., за 2016г.}$$

$$N_{\text{им.}} = (2\,084\,645 - 87\,555,09 + 439\,745,3) \cdot 2,2/100 = 53\,610,37 \text{ руб., за 2014г.}$$

$$N_{\text{ндс}} = 6\,000 \cdot 35\,734 \cdot 18/100 = 38\,592\,720 \text{ руб., за 2015г.}$$

$$N_{\text{ндс}} = 6\,000 \cdot 31\,704 \cdot 18/100 = 34\,240\,320 \text{ руб., за 2016г.}$$

$$N_{\text{акц.}} = 35\,734 \cdot 0,9 = 32\,160,6 \text{ руб., за 2015г.}$$

$$N_{\text{акц.}} = 31\,704 \cdot 0,9 = 28\,533,6 \text{ руб., за 2016г.}$$



Итого акцизный сбор составляет за 2 года расчётного периода – 60 694,2 руб.

$П1 = 214\,404\,000 - (80\,145\,933 + 38\,592\,720 + 32\,160,6 + 52\,005,2) = 95\,581\,181$  руб.,  
за 2015г.;

$П2 = 190\,224\,000 - (71\,401\,848 + 34\,240\,320 + 28\,533,6 + 53\,610,37) = 84\,553\,298$   
руб., за 2016г.;

Итого за 2 года расчётного периода – 180134479 руб.

Налог на прибыль на каждый год расчётного периода:

$Нпр. = 95\,581\,181 \cdot 24/100 = 22\,939\,483$  руб., за 2015г.

$Нпр. = 84\,553\,298 \cdot 24/100 = 20\,292\,792$  руб., за 2016г.

Итого за 2 года расчётного периода – 43232275руб.

Прибыль предприятия на каждый год расчётного периода:

$Ппр. = Пт - Нпр$

$Ппр. = 95\,581\,181 - 22\,939\,483 = 72\,641\,698$  руб., за 2015г.;

$Ппр = 84\,553\,298 - 20\,292\,792 = 64\,260\,506$  руб., за 2016г.;

Итого за 2 года расчётного периода – 136 902 204 руб.

Дисконтированная прибыль на каждый год расчётного периода:

$Ппр.диск. = 72\,641\,698 / (1 + 0,15) = 64\,882\,288$  руб., за 2015г.;

$Ппр.диск. = 64\,260\,506 / (1 + 0,15) = 55\,878\,701$  руб., за 2016г.;

Итого за 2 года расчётного периода – 120 760 989 руб.

#### **4.8. Расчет экономических показателей проекта**

##### **4.8.1. Поток денежной наличности**

Дисконтированный поток денежной наличности, определяется как сумма текущих годовых потоков, приведенных к начальному году: [50].

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(\Pi_t + A_t) - K_t}{(1 + E_n)^{t-p}},$$

где , NPV - дисконтированный поток денежной наличности;

$\Pi_t$ - прибыль от реали-зации в t-м году;

$A_t$  – амортизационные отчисления в t-м году;

$K_t$  - капитальные вложения в разработку месторождения в t-м году;

Дисконтированный поток денежной наличности (NPV) на каждый год расчётного периода:

$$NPV1 = [(64\,882\,288 + 160\,517,7) - 4\,015\,281] / 1,15 = 53\,067\,413 \text{ руб., за 2012г.};$$

$$NPV2 = [(55\,878\,701 + 87\,555,09) - 4\,015\,281] / 1,15 = 45\,174\,761 \text{ руб.; за 2013г}$$

Итого NPV за 2 года расчётного периода – 98242174 руб.

Положительная величина чистого дисконтированного дохода ( $NPV > 0$ ) свидетельствует об эффективности проекта, поскольку поступлений от его реализации достаточно для того, чтобы возместить затраты и обеспечить минимально требуемый (равный норме дисконта – 15%) уровень доходности этого капитала.

#### 4.8.2. Индекс доходности

Индекс доходности (PI) - отношение суммарных приведенных чистых поступлений к суммарному объему капитальных вложений: [50].

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T (\Pi_t + A_t) / (1 + E_n)^{t-p}}{\sum_{t=1}^T K_t / (1 + E_n)^{t-p}}.$$

Определим индекс доходности (PI) :

$$PI = [(64\,882\,288 + 160\,517,7) / 1,15] / (4\,015\,281 / 1,15) = 1,61$$

Как видим, индекс доходности является положительным, то есть  $PI > 1$ , а это является критерием эффективности проекта.

#### **4.8.3. Период окупаемости вложенных средств**

Период окупаемости (Пок) - это продолжительность периода, в течение которого начальные негативные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются ее положительными значениями. Период окупаемости может быть определен из следующего равенства: [50].

$$\sum_{t=1}^{Пок} \frac{(Pt + At) - Kt}{(1 + Eн)^{t-tp}} = 0,$$

где, Пок - период возврата вложенных средств, годы.

Определим прибыль предприятия в месяц:

$$П_{ср} = 136\,902\,204 / 24 = 5\,704\,258,5 \text{ руб/мес.}$$

Определим период окупаемости проведенного ГРП:

$$П_{ок} = 4\,015\,2810 / 5\,704\,258,5 = 7 \text{ мес.}$$

Срок окупаемости по проектируемому варианту составит 7 мес., период за которым значение NPV и дальше положительно.

#### **4.8.4. Экономическая оценка проекта**

Экономическая оценка выполнена в соответствии с «Регламентом составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений», РД 153-39-007-96 Уплата всех налогов, предусматривается в полном соответствии с действующем в России, законом о системе налогообложения.

Как показал расчет экономической эффективности проекта, отрицательные значения отсутствуют, то есть при существующих экономических обстоятельствах проведение мероприятия окупается в течение полугода. За рассматриваемый период предприятие получило прибыль от дополнительной

добычи нефти в размере 136 902 204. рублей. Экономическая оценка проведения ГРП на 9 скважинах Советского месторождения месторождения, приведена в приложении Г табл.6.8.1.

По результатам расчётов эффективным по основным экономическим параметрам является вариант с применением ГРП, при котором инвестор получает прибыль от дополнительной добычи нефти в размере 136,902 204. млн. руб., дисконтированный поток денежной наличности (NPV) составит 98,242174 млн.руб. за 2 года. При осуществлении гидравлического разрыва пласта индекс доходности является положительным, то есть  $PI > 1$ , а это является критерием эффективности проекта.

## **5. Социальная ответственность**

### **Введение**

Одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин, вскрывающих пласты, и увеличения темпов отбора нефти из них, является *гидравлический разрыв пласта* (ГРП). В результате проведения ГРП кратно повышается дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважины, а также увеличивается конечная нефтеотдача за счет приобщения к выработке слабо дренируемых зон и пропластков. Объектом исследования является анализ эффективности гидравлического разрыва пласта.

В процессе исследования проводились анализ геологии с точки зрения неоднородности продуктивного горизонта по разрезу, анализ эффективности гидравлического разрыва пласта

Рабочая зона представляет собой открытую площадку (куст). В этой зоне располагаются скважины, электрические приборы, компрессорные установки, которые работают под высоким давлением, генераторы, замерные установки системы контроля и автоматизации, которые включают в себя различные компьютеры, тяжелая грузовая техника, различные емкости большого объема.

### **5.1 Анализ вредных факторов, описание рабочего места**

#### **5.1.1 Анализ вредных и опасных факторов**

При проведении ГРП может возникать множество опасных и вредных факторов, которые могут нести угрозу здоровью оператора. Более подробно выявлены вредные и опасные факторы в приложении таблице 1.

Таблица 1 – Опасные и вредные факторы при ГРП

| Источник фактора, наименование видов работ               | Факторы по ( по ГОСТ 12.0.003-74)                     |                                                                 | Нормативные документы                               |
|----------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|
| 1. Обслуживание Компрессорных установок.                 | Вредные                                               | Опасные                                                         | 1.СанПин<br>2.2.4-548-96                            |
|                                                          | 1.Отключение показателей климата на открытом воздухе. | 1.Аппарат под давлением.                                        |                                                     |
| 2. Обслуживание Фонда скважин.                           | 2. Превышение уровней шума.                           | 2. Электрический ток                                            | 2. ГОСТ 12.1.012-90 и ССБТ ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. |
| 3. Контроль за трубопроводами и различными коллекторами. | 3. Превышение уровней вибрации.                       |                                                                 | 3. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ                            |
| 4.Работа с электроустановками трансформаторами           | 4.Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.    | 4.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. | 4. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ                            |

### **5.1.2 Вредные факторы Превышения уровня шума**

В непосредственной близости от рабочего места оператора находятся компрессорные установки, которые создают уровень звукового давления в децибелах, не превышающий допустимый уровень шума, согласно требованиям [34]. Норма для помещения управления составляет 75 дБА [34].

При работе со скважиной вредное влияние также оказывает производственный шум. Для смягчения пагубного влияния звука с высоким уровнем давления на слуховой аппарат человека, рекомендуется применять звукоизолирующие наушники, противושумные вкладыши, перерывы на отдых от данного помещения.

К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

### **Превышения уровня вибрации**

Генераторы, позволяющие бесперебойную работу, и сами компрессорные установки создают определенный уровень вибрации. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду  $0\div 28$  мм [36].

В связи с длительной работой данного оборудования, происходит его износ, поэтому в будущем может произойти превышения уровня вибрации.

Мероприятия для устранения уровня вибрации: установить прокладки между полом и работающим оборудованием. Так же можно увеличить количество крепежей. При соприкосновении с вибрирующими предметами такие материалы — резина, войлок, асбест, пробка — противодействуют колебаниям и ослабляют вибрацию.

В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы.

### **Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе**

При проведении работ на открытых площадках Советского нефтяного месторождения указываются:

- период времени года выполняемых работ,
- метеорологические параметры воздуха территории района (минимальные и максимальные температуры, относительная влажность, давление).

Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе зависят от климатических регионов, тяжести и времени выполняемых работ.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

- запретить допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ, отвечающим климатическим условиям.
- в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать
- при температуре наружного воздуха ниже минус 25 °С работающих на открытом воздухе ежечасно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживаться температура плюс 25 °С. Пункты обогрева оборудуют и эксплуатируют по соответствующей инструкции.



– в зимнее время, независимо от состояния погоды, выход людей за пределы жилой или производственной зоны допустим только группой в составе не менее двух человек по письменному разрешению (записью в журнале).

В качестве средств индивидуальной защиты для холодного времени года используются костюмы на утепляющей прокладке, костюмы меховые, тулупы, валенки, шапки-ушанки, рукавицы меховые и др.

При работе в жару используются кепки, противомоскитные сетки и др.

### **Повышенная загазованность воздуха рабочей среды**

В процессе производственных операций оператор может подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

Предельно допустимые концентрации вещества: азота диоксид – 2 мг/м<sup>3</sup>, бензол – 10 мг/м<sup>3</sup>, углерода оксид – 20 мг/м<sup>3</sup> [37].

Коллективные средства защиты - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы.

### **5.1.3 Опасные факторы**

#### **Электробезопасность**

Поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т. е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. При этом повышенное значение

напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека, является опасным фактором.

В зависимости от условий производственной среды и нормативным документам [40], рассматриваются следующие вопросы: требования к электрооборудованию, анализ соответствия реального положения на производстве перечисленным требованиям, выбор и обоснование категории помещения по степени опасности поражения электрическим током, мероприятия по устранению обнаруженных несоответствий, обоснование мероприятий и средств защиты работающих от поражения электрическим током. При работе вблизи воспламеняющихся материалов, взрывоопасных паров или пыли разрешается использовать только специальные электроинструменты (во взрывобезопасном исполнении или не создающие искр). Запрещается работать с электрооборудованием в дождь.

Основные коллективные способы и средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль; установка ограждающих устройств; предупредительная сигнализация и блокировки; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; применение малых напряжений; защитное заземление; зануление; защитное отключение. При необходимости производится расчет защитного заземления, зануления, выбор устройств автоматического отключения.

Индивидуальные основные изолирующие электрозащитные средства способны длительно выдерживать рабочее напряжение электроустановок, поэтому ими разрешается касаться токоведущих частей под напряжением. В установках до 1000 В – это диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками, указатели напряжения [40].

Индивидуальные дополнительные электрозащитные средства обладают недостаточной электрической прочностью и не могут самостоятельно защитить человека от поражения током. Их назначение – усилить защитное действие

основных изолирующих средств, с которыми они должны применяться. В установках до 1000 В – диэлектрические боты, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки. В работе необходимо провести обоснование выбора индивидуальных основных и дополнительных изолирующих электрозащитных средств данного рабочего места.

### **Аппараты под давлением**

Превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Высокий уровень давления в технологическом и оборудовании, и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам в том числе не совместимые с жизнью. Аппараты под давлением, например, компрессорная установка, регулируются нормативным документом [41].

Для коллективной защиты аппараты под высоким давлением должны оснащаться системами взрывозащиты, которые предполагают наличие различных гидрозатворов и огнепреградителей. Также используются устройства аварийного сброса давления (обратные и предохранительные клапаны). Оператор должен использовать

следующие средства индивидуальной защиты: костюм (халат) хлопчатобумажный, рукавицы комбинированные, сапоги резиновые.

Объем контроля определяется в зависимости от группы сосуда (аппарата), который работает под давлением и определяется в зависимости от температуры стенки, расчетного давления и характера рабочей среды Приложение А-3 (таблица 4).

## **5.2 Экологическая безопасность**

### **5.2.1 Воздействие на атмосферу**

При работе и обслуживании технологических установок создаются воздействия на окружающую среду.

При воздействии на пласт в основном загрязняющими атмосферу веществами являются углеводороды, сероводород, оксиды хрома и серы, механические взвеси.

К выбросам их при добыче нефти приводят следующие случаи: аварийное фонтанирование, опробование и испытание скважин. Значительное количество углеводородов выделяется в атмосферу в результате негерметичности оборудования и арматуры.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества (таблица 5).

### **5.2.2. Воздействие на литосферу**

Происходит загрязнение литосферы за счет твердых отходов, а также при разливах нефти.

Нефть, попадая в почву, опускается вертикально вниз под влиянием гравитационных сил и распространяется вширь под действием поверхностных

и капиллярных сил. При содержании в грунте 10-12 % (уровень остаточного насыщения) нефть становится неподвижной.

Движение прекращается также при достижении нефтью уровня грунтовых вод. Нефть начинает перемещаться в направлении уклона поверхности грунтовых вод. Для предотвращения миграции разлитой нефти бурят серию скважин и извлекают загрязненные грунтовые воды. В некоторых случаях на пути движения грунтовых вод ставится водонепроницаемый барьер

(резиновые гидроизолирующие мембраны). Нефть, скопившаяся около барьера, удаляется при помощи специального оборудования.

Проявление капиллярных сил хорошо прослеживается при значительной проницаемости и пористости грунта. Пески и гравийные грунты, например, благоприятны для миграции нефти; глины и илы неблагоприятны. В горных породах нефть движется в основном по трещинам.

### **5.2.3 Воздействие на гидросферу**

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и вод с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

При этом опасное загрязнение природных вод возможно как при сбросе

в них неочищенных вод, так и при разливе, смыве собственно токсичных веществ в водоемы, грунтовые и подземные воды. Такие случаи довольно часто возникают в процессе бурения и крепления нефтяных и газовых скважин, при перетоках нефти или пластовых минерализированных вод из нижележащих горизонтов в вышележащие и наоборот.

Большое значение для предотвращения загрязнения пресноводных горизонтов имеют правильный выбор конструкции скважины и качество цементирования колонн. Конструкция скважины должна изолировать все пресноводные горизонты от продуктивных нефтяных (газовых) залежей. К временным источникам загрязнения относятся:

- негерметичность заколонного пространства скважин из-за некачественного его цементирования или по другим причинам, приводящая к межпластовым перетокам и загрязнению водоносных горизонтов;

- поглощение бурового раствора в процессе помывки скважин и фильтрации его водной фазы в проницаемые отложения.

В состав пластовых вод входят воды, добываемые совместно с нефтью, отделяемые от нее на центральных пунктах сбора и подготовки нефти. В общем объеме сточных вод пластовые воды составляют 82-84 %. По мере увеличения срока эксплуатации нефтяного месторождения объем пластовых вод непрерывно растет. В составе сточных вод пластовые воды наиболее минерализованы. При всей большей закачке пресных вод в нефтяные пласты минерализация пластовых вод снижается. Помимо минеральных солей пластовые воды содержат нефть, песок, глинистые частицы.

## **5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

### **5.3.1. Пожаровзрывобезопасность**

Источником пожара при проведении ГРП могут являться горючие жидкости и электроприборы. Для обеспечения пожаробезопасности применяются активные и пассивные способы пожаротушения. При активном способе процесс горения подавляют при помощи огнегасительных средств, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара, разбавлением реагирующих веществ. Химическое торможение введением в зону горения антикатализаторов – (ингибиторов) и т.д. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя или инерттизации среды, в которой находится очаг горения. Для тушения пожаров используются жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, химическая и воздушно–механическая пена, водяной пар, гидроаэрозоли, галоидированные углеводороды, инертные газы и порошковые составы.

При работе с пожароопасными и взрывопожароопасными веществами

и материалами соблюдаются требования маркировки и предупредительных надписей [38]. Первичные средства пожаротушения представлены в приложении А-2 таблице 3.

На стадии проектирования необходимо предусмотреть противопожарные разрывы между узлом приготовления раствора, емкостями для его хранения и устьем скважины не менее 50 м [38]. Вся циркуляционная система, механизмы по обработке и заготовке раствора, площадка для хранения порошкообразных реагентов должны быть под навесом для защиты от атмосферных осадков. Все деревянные и тканевые покрытия привышечных сооружений, находящиеся в непосредственной близости от циркуляционной системы и приемных емкостей, пропитываются 25–30%–ным раствором жидкого стекла. Над желобами и приемными емкостями должна быть обеспечена естественная вентиляция.

Электросварочные работы можно вести только после соответствующей подготовки свариваемых деталей, узлов и прилегающего к ним района (очистка, пропарка и др.). В случае воспламенения раствора необходимо остановить насосы, выключить дизели и электродвигатели. Горящий раствор при плотности менее  $1000 \text{ кг/м}^3$  тушится пеной, а при более высокой плотности допускается применение воды.

### **5.3.2. Мероприятия по защите окружающей среды**

Для обеспечения охраны окружающей среды и недр в процессе добычи газа выполняется комплекс требований. На аварийных факельных установках необходимо обеспечить полное и бездымное сгорание газов. Предусмотреть очистку сбрасываемого газа на факел от капельной нефти, оборудовать факела устройствами для дистанционного розжига горелок.

Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов: установление и поддержание водо-охранных зон; вынесение

объектов из экологически уязвимых зон; герметизированная система сбора и транспорта продукции скважин; рассредоточение объема закачки воды по пласту; использование труб из синтетических материалов, соответствующих климатическим условиям района; контроль качества сварных швов; сбор разлившихся нефтепродуктов в аварийную емкость с последующей перекачкой на УПН; при ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химических реагентов обеспечивается: контролем давления в общем коллекторе и замерном сепараторе с сигнализацией предельных значений на ЗУ; в случае аварии на УПН автоматическим переключением потока нефти в аварийные емкости; аварийным отключением насосных агрегатов на УПН и узлах дозирования ингибиторов; закреплением трубопроводов на проектных отметках грузами и анкерами, препятствующими всплытию и порыву; прокладкой трубопроводов в кожухах через автомобильные дороги; контролем качества сварных швов

трубопроводов методом радиографирования и магнитографирования и гидравлическое испытание на прочность и герметичность.

Регулирует отношения в сфере взаимодействия общества и природы, возникающие при нефтедобыче, Федеральный «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 N 7-ФЗ [43].

### **5.3.3. Анализ возможных ЧС на Советском месторождении**

В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор, они могут быть объективными и субъективными, а также быть следствием экологических и стихийных факторов. Необходимо разработать перечень мероприятий по повышению устойчивости проектируемого объекта (повышение прочности конструкций, резервирование запасов сырья, систем электро-газо-водоснабжения и т.д.).



Для Советского месторождения характерны следующие чрезвычайные ситуации:

- природные (большая продолжительность периода с устойчивыми морозами (до  $-45^{\circ}\text{C}$ ) составляет 164 дня, сильные метели и снежные заносы, лето короткое (50–60 дней), умеренно теплое ( $+23^{\circ}\text{C}$ ) и пасмурное, с частыми заморозками);
- технические: сильные взрывы газовоздушных смесей (образуются в результате утечки газа или легких фракций нефти), крупномасштабные пожары на нефтепроводах и территории резервуарного парка, разливы на больших площадях ядовитых сильнодействующих веществ;
- военно – политические (захват заложников, военные действия, действие экстремистских группировок и т.д.).

Наиболее вероятным из выше перечисленных может быть розлив нефти в автоматической групповой замерной установке, что может привести к пожару или взрыву.

#### **5.3.4. Мероприятия по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС**

Для снижения последствий и недопущения ЧС необходим анализ и выявление чрезвычайных потенциальных ситуаций. Для этого на предприятии принимают следующие меры [44]:

- контроль и прогнозирование опасных природных явлений и негативных последствий хозяйственной деятельности людей;
- оповещение населения, работников и органов управления предприятия об опасности возникновения ЧС;
- планирование действий по предупреждению ЧС и ликвидации их последствий;

– обучение работников к действиям в ЧС и поддержание в готовности средств защиты.

Все виды перечисленных профилактических мероприятий выполняются заблаговременно, чтобы обеспечить более надежную защиту населения и территории.

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

### **5.4.1 Организационные мероприятия**

Подготовка рабочего участка и допуск бригады к работе осуществляется только после получения разрешения от оперативного персонала, в управлении и ведении которого находится оборудование ТГВ.

Не допускается изменять предусмотренные нарядом меры по подготовке рабочих мест.

Подготовка рабочего места – выполнение до начала работ технических мероприятий для предотвращения воздействия наработающих опасных производственных факторов на рабочем месте.

Допускающий перед допуском к работе должен убедиться в выполнении технических мероприятий по подготовке рабочего места – личным осмотром, по записям в оперативном журнале, по оперативной схеме и по сообщениям персонала оперативного и оперативно–ремонтного других задействованных организаций.

Началу работ по наряду (распоряжению) должен предшествовать целевой инструктаж.

При включении в состав бригады нового члена бригады инструктаж, как правило, проводит производитель работ (наблюдающий)

Выдающий наряд (распоряжение), ответственный руководитель работ, производитель работ в проводимых или целевых инструктажах, помимо вопросов электробезопасности, должны дать четкие указания по технологии безопасного проведения работ, безопасному использованию грузоподъемных машин и механизмов, инструмента и приспособлений.

Допуск к работе оформляется в обоих экземплярах наряда, из которых один остается у производителя работ (наблюдающего), а второй – у допускающего. После полного окончания работы производитель работ (наблюдающий) должен удалить бригаду с рабочего места, снять установленные бригадой временные ограждения, плакаты и заземления, закрыть двери электроустановки на замок и оформить в наряде полное окончание работ. Ответственный руководитель после проверки рабочего места также оформляет в наряде полное окончание работ.

Окончание работы по наряду (распоряжению) также оформляется оперативным персоналом в «Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям» и в оперативном журнале.

## **Заключение**

Выполнен анализ и уточнен механизм фильтрации пластовой жидкости после ГРП в системе «пласт-трещина-скважина», на основе численных методов математического моделирования стационарных и нестационарных процессов.

Предложена методика прогнозирования увеличения продуктивности скважин после ГРП. Установлено, что неравномерное распределение давления по длине трещины свидетельствует об отсутствии «линейного» течения жидкости в пласте к трещине. В трещинах с низкой проницаемостью менее (5-10 мкм<sup>2</sup>) перепады давления достигают значений более 5 МПа, что следует учитывать при планировании операций ГРП. Получены зависимости скин-фактора от длины и проницаемости трещины в скважинах после ГРП.

### **Положительные аспекты**

После проведения ГРП дебит скважины резко возрастает. Метод позволяет «оживить» простаивающие скважины, на которых добыча нефти или газа традиционными способами уже невозможна или малорентабельна. Кроме того, в настоящее время метод применяется для разработки новых нефтяных пластов, извлечение нефти из которых традиционными способами нерентабельно ввиду низких получаемых дебитов.

### **Отрицательные аспекты**

Для каждой операции гидроразрыва пласта используется от 80 до 300 тонн химикатов. Возможно попадания химикатов в грунтовые воды, тем самым вода становится непригодна для питья.

На X месторождении после ГРП и вывода скважин на режим было выявлено, что возросла обводнённость на 5 %.

В целом, для данного месторождения можно сделать следующие выводы. Проведение ГРП на X месторождении эффективно в скважинах уже

участвующих в разработке, которые имеют низкую проницаемость, а также в рабочей зоне пласта, находящейся в кровельной и средней части разреза продуктивного горизонта..

В итоге, при проведении ГРП на предложенных десяти скважинах, учитывая основные статьи расходов на это, получен довольно неплохой экономический эффект за непродолжительный период времени. Это свидетельствует о целесообразности и успешности данного проекта на сегодняшний день. Но следует отметить, что подбор скважин для подобных операций необходимо проводить с особой тщательностью и учитывать все требования и рекомендации. В противном случае мы можем нанести непоправимый вред нашей природе и недрам.

## Перечень использованных источников

1. Справочная книга по текущему и капитальному ремонту скважин/ А. Д. Амиров, А. К. Карапетов, Ф. Д. Лемберанский. М., Недра, 1979.
2. Техника и технология добычи нефти и газа/И. М. Муравьев, М. Н. Базлов, А. И. Жуков и др. М., Недра, 1971.
3. Шагиев Р. Г. Исследования скважин по КВД. - М.: Наука, 1998, - 304 с.
4. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа.- М.: Недра, 1972. - 288 с.
5. Кучумов Р.Я., Сагитова Р.Г., Хабибуллин З.А. и др. Применение вероятностных методов к решению задач нефтегазодобычи. - Уфа: УНИ, 1984.- 94 с.
6. Саранча А.В. Распределение давления в трещине и в пласте при Гидроразрыве пласта / А.В. Саранча, Л.М. Гапонова // Современные технологии для ТЭК Западной Сибири (Том 2): Сб. научн. Тр. - Тюмень: 2007. -С. 192-195.
7. Учебное пособие к практическим занятиям для студентов ИГНД Томск: Изд. ТПУ, 2010г. по дисциплинам Менеджмент, Основы менеджмента, Организация управление производством НГП.
8. Практикум по экономике предприятия нефтегазового комплекса: учебно-методическое пособие / А.В. Антошкина. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 98 с.
9. Налог на имущество.  
URL:[http://www.e-reading.ws/chapter.php/130776/66/Sergeeva\\_-\\_Osnovnye\\_sredstva.\\_Buhgalterskiii\\_i\\_nalogovyyi\\_uchet.html](http://www.e-reading.ws/chapter.php/130776/66/Sergeeva_-_Osnovnye_sredstva._Buhgalterskiii_i_nalogovyyi_uchet.html)  
. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учеб.-метод. Пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 144 с.

10. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. Москва, 2003г.– 263 с.
- 11.Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. Москва, «Недра», 1994 г.
- 12.Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности. М., «Недра», 1987 г.
- 13.Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. Москва: Недра, 1986 – 165 с.
- 14.Сборник инструкций по охране труда и промышленной безопасности цеха

## Приложения: А

### Экономические условия расчета

| Показатели                                | Ед.изм.  | Значение |
|-------------------------------------------|----------|----------|
| Количество проведенных ГРП                | шт.      | 9        |
| Дополнительная добыча нефти               | тыс.т    | 67,434   |
| Стоимость одного ГРП, тыс.руб.            | тыс.руб. | 3244,056 |
| Цена реализации нефти на внутреннем рынке | руб/т    | 6000     |
| Норма дисконта                            | %        | 15       |
| Расчетный период                          | год      | 3        |



**Приложение А-1** **Таблица 6.2.2** Данные для расчета экономической эффективности

| Скважи-<br>на             | Параметры до<br>ГРП |                   | Параметры после ГРП                                                                                                                                                               |                   |                |                   |
|---------------------------|---------------------|-------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|----------------|-------------------|
|                           | Q нефти, т/сут      | Q жидкости, т/сут | 2015г.                                                                                                                                                                            |                   | 2016г.         |                   |
|                           |                     |                   | Q нефти, т/сут                                                                                                                                                                    | Q жидкости, т/сут | Q нефти, т/сут | Q жидкости, т/сут |
| 25936                     | 4,7                 | 12,0              | 10,6                                                                                                                                                                              | 24                | 10,0           | 23                |
| 25551                     | 3,0                 | 7,4               | 12,6                                                                                                                                                                              | 27                | 11,8           | 26                |
| 15764                     | 4,9                 | 12,5              | 14,8                                                                                                                                                                              | 34                | 13,9           | 32                |
| 17906                     | 7,1                 | 9,0               | 15,4                                                                                                                                                                              | 17                | 14,5           | 16                |
| 25262                     | 3,2                 | 7,5               | 7,9                                                                                                                                                                               | 17                | 7,4            | 16                |
| 15712                     | 12,0                | 31,4              | 21,7                                                                                                                                                                              | 50                | 20,4           | 47                |
| 29614                     | 5,0                 | 13,6              | 18,4                                                                                                                                                                              | 44                | 17,3           | 41                |
| 85103                     | 23,5                | 52,0              | 38,8                                                                                                                                                                              | 76                | 36,5           | 71                |
| 28149                     | 4,3                 | 14,8              | 9,2                                                                                                                                                                               | 28                | 8,6            | 26                |
| ИТОГО по скважинам: 67434 |                     |                   | дополнительная добыча нефти (тыс.т)<br>за:<br>- 2015 год : 35 734<br>- 2016 год : 31 704<br>дополнительная жидкость (тыс.т) за:<br>- 2015 год : 72 336,1<br>- 2016 год : 64 178,2 |                   |                |                   |

**Приложение А-2** Таблица 3 – Первичные средства пожаротушения [39]

| Наименование                      |                    | ГОСТ          | Количество, шт. |
|-----------------------------------|--------------------|---------------|-----------------|
| Огнетушитель пенный<br><br>ОХП-10 |                    | ГОСТ 16005-70 | 12              |
| Ящики с песком                    | 0,5 м <sup>3</sup> | —             | 4               |
|                                   | 1 м <sup>3</sup>   |               | 2               |
| Лопаты                            |                    | ГОСТ 3620-70  | 5               |
| Лом пожарный легкий               |                    | ГОСТ 16714-71 | 2               |
| Топор пожарный поясной            |                    | ГОСТ 16714-71 | 2               |
| Багор пожарный                    |                    | ГОСТ 16714-71 | 2               |
| Ведро пожарное                    |                    | ТУ 220        | 4               |

### Приложение А-3 Таблица 4 – Определение группы сосуда [42]

|               |                                                |                         |                                                                               |
|---------------|------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|
| Группа сосуда | Расчетное давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ) | Температура стенки, °С  | Характер рабочей среды                                                        |
| 1             | Свыше 0,07 (0,7)                               | Независимо              | Взрывоопасная, или пожароопасная, или 1, 2 классов опасности по ГОСТ 12.1.007 |
| 2             | До 2,5 (25)                                    | Ниже минус 70, выше 400 | Любая, за исключением указанной для 1-й группы сосудов                        |
|               | Свыше 2,5 (25) до 4 (40)                       | Ниже минус 70, выше 200 |                                                                               |
|               | Свыше 4 (40) до 5 (50)                         | Ниже минус 40, выше 200 |                                                                               |
|               | Свыше 5 (50)                                   | Независимо              |                                                                               |
| 3             | До 1,6 (16)                                    | От минус 70 до минус 20 |                                                                               |

|   |                                  |                       |  |
|---|----------------------------------|-----------------------|--|
|   |                                  | От 200 до 400         |  |
|   | Свыше 1,6<br>(16) до 2,5<br>(25) | От минус 70 до<br>400 |  |
|   | Свыше 2,5<br>(25) до 4 (40)      | От минус 70 до<br>200 |  |
|   | Свыше 4<br>(40) до 5 (50)        | От минус 40 до<br>200 |  |
| 4 | До 1,6 (16)                      | От минус 20 до<br>200 |  |

Таблица 6.4.2

## Нормативы эксплуатационных затрат

| Элементы затрат                                               | Ед.измерения  | значение |
|---------------------------------------------------------------|---------------|----------|
| Расходы на энергию по извлечению нефти                        | Тыс.руб./т.   | 5,05     |
| Расходы по искусственному воздействию на пласт (закачка воды) | Тыс.руб./т.   | 76,9     |
| Расходы по сбору и транспортировке нефти и газа               | Тыс.руб./т.   | 10,3     |
| Расходы по технологической подготовке нефти                   | Тыс.руб./т.   | 71,5     |
| Обслуживание скважин                                          | Тыс.руб./скв. | 306,8    |
| Балансовая стоимость ОПФ                                      | Млн.руб.      | 8,4      |
| Остаточная стоимость ОПФ                                      | Млн.руб.      | 2,5      |
| Средняя норма износа ОПФ                                      | %             | 6,8      |

## Приложение В

Таблица 6.5.1

## Основная заработная плата

| №<br>пп | Должность | Числе<br>н-<br>ность<br>чел. | Про-<br>долж.<br>работ,<br>час | Зар.<br>Плата<br>одного<br>сотруд<br>ника в<br>месяц с<br>районн<br>ым<br>коэф.,<br>руб. | Премии<br>сотрудн<br>иков,<br>предусм<br>отренны<br>е<br>контрак<br>тами,<br>руб. | Зар.<br>Плата<br>всех<br>сотрудни<br>ков в<br>месяц с<br>районным<br>коэф.,<br>руб. | Зар. плата<br>всех<br>сотрудни<br>ков за год<br>с<br>районным<br>коэф.<br>всего,<br>руб. |
|---------|-----------|------------------------------|--------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------|
|         |           |                              |                                |                                                                                          |                                                                                   |                                                                                     |                                                                                          |

|   |                         |           |            |       |       |        |               |
|---|-------------------------|-----------|------------|-------|-------|--------|---------------|
| 1 | Заметитель<br>директора | 1         | 40         | 26000 | 15000 | 41000  | 82000         |
| 2 | Геолог                  | 1         | 40         | 15600 | 10000 | 25600  | 51200         |
| 3 | Разработчи<br>к         | 3         | 128        | 66560 | 10000 | 229680 | 306240        |
| 4 | Оператор                | 1         | 36         | 16380 | 7500  | 23880  | 47760         |
| 5 | Рабочий                 | 5         | 60         | 11856 | 5000  | 84280  | 101136        |
| 6 | Проектиров<br>щик       | 1         | 48         | 15600 | 7500  | 23100  | 46200         |
| 7 | Генеральны<br>й         | 1         | 56         | 36400 | 10000 | 46400  | 92800         |
| 8 | Заказчик                | 1         | 40         | 10400 | 7500  | 17900  | 35800         |
| 9 | ИТОГО                   | <b>14</b> | <b>448</b> |       |       |        | <b>763136</b> |

## Приложения В1

Таблица 6.5.2Стоимость услуг и материалов

| Наименование                        | Количество           | Стоимость,<br>руб. |
|-------------------------------------|----------------------|--------------------|
| Услуги инженерного сопровождения    |                      |                    |
| Стоимость инженерного сопровождения | 448 час.             | 763136             |
| Оборудование                        |                      |                    |
| Флот ГРП                            | 9                    | 950 000            |
| Пакер Seit 15000 PSI                | 1                    | 70 000             |
| Колонная головка Cameron 15000 PSI  | 1                    | 250 000            |
| Трубы НКТ NEW – VAM L –80           | до 1500 м            | 320 000            |
| Скрепер                             | 1                    | 50 000             |
| Материалы                           |                      |                    |
| Жидкость разрыва на нефтяной основе | руб./ м <sup>3</sup> | 5500               |
| Проппант ULTRA PROP 20/40           | руб./ т.             | 54545              |
| Проппант Боровичи 20/40             | руб./ т.             | 22600              |
| Мобилизация и демобилизация         |                      |                    |
| Мобилизация и демобилизация         |                      | 527 000            |
| Аренда помещений                    | Руб.                 | 90000              |
| Здания                              |                      | 912500             |

## Приложение В-2

Таблица 6.6.1

### Ставки налогов и отчислений

| Показатели                                                            | Ед. изм.     | Значения           |
|-----------------------------------------------------------------------|--------------|--------------------|
| Налог на добавленную стоимость                                        | %            | 18,0               |
| Единый социальный налог                                               | %            | 26                 |
| Налог в страховой фонд                                                | %            | 0,5                |
| Налог на добычу полезных ископаемых                                   | руб.         | 419*(Ц-9)*Р/261*Кв |
| Налог на имущество                                                    | %            | 2,2                |
| Добровольное личное страхование                                       | %            | 3,0                |
| Ставка налога на прибыль                                              | %            | 24,0               |
| Подоходный налог                                                      | %            | 13,0               |
| Акцизный налог                                                        | тыс.руб./т.  | 0,9                |
| Прочие налоги (экология, пользование водными ресурсами, аренда земли) | тыс.руб./скв | 0,159              |



## Приложение В-3

Таблица 6.6.3

### Нормируемые оборотные средства

| № | Наименование показателей                                               | Норма расхода | Газель,<br>(р)               |
|---|------------------------------------------------------------------------|---------------|------------------------------|
| 1 | Автомобильные шины                                                     |               | 327000                       |
| 2 | Запасные части                                                         | 100%          | 17753,6                      |
| 3 | Малоизнашивающийся и<br>быстроизнашивающийся<br>инструмент и инвентарь | 100%          | 30000                        |
| 4 | Спецодежда                                                             | 100%          | 10224                        |
| 5 | Хозяйственное топливо                                                  | 100%          | 25600                        |
| 6 | Прочие материалы                                                       | 100%          | 30000                        |
| 7 | Бензин                                                                 | 100%          | 108269,1                     |
| 8 | Смазочные и прочие<br>эксплуатационные<br>материалы                    | 100%          | 46034,7<br>10059,4<br>7094,5 |
| 9 | Другие                                                                 | 100%          | 50000                        |
| 9 | ВСЕГО                                                                  |               | 439745,3                     |

## Приложение Г

Таблица 6.8.1

### Экономическая оценка эффективности проекта

| Показатели                                | Значение (по годам) |       |
|-------------------------------------------|---------------------|-------|
|                                           | 2015г.              | 2016  |
| Прирост добычи нефти, тыс.т               | 35,7                | 31,7  |
| Прирост выручки от реализации, млн.руб.   | 214,4               | 190,2 |
| Эксплуатационные затраты, млн.руб.        | 40,98               | 36,70 |
| Сумма налогов и платежей, млн.руб.        | 77,67               | 68,92 |
| Прибыль предприятия, млн.руб.             | 72,6                | 64,   |
| Поток денежной наличности (NPV), млн.руб. | 53,06               | 45,17 |
| Индекс доходности (PI), доли ед.          | 1,61                |       |
| Срок окупаемости, мес..                   | 7                   |       |