

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

---

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки Нефтегазовое дело  
Отделение нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

<small>Тема работы</small>
<b>ОСОБЕННОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА ШИНГИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>

УДК 622.276.66-047.44(571.16)

Студент

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б4П	Кустубаев Ануар Айдарович		

Руководитель

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Вторушина Анна Николаевна	к.х.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

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

---

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

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

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

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б4П	Кустубаеву Ануару Айдаровичу

Тема работы:

Особенности и эффективность проведения геолого-технических мероприятий на Шингинском нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1751/с 14.03.2018,
Срок сдачи студентом выполненной работы:	12.06.2018

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе:</b>	Пакет геологической и геофизической информации по Шингинскому нефтяному месторождению, тексты и графические материалы проектных документов, фондовая, периодическая, специальная и учебная литература.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов:</b>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Введение</li><li>2. Общие сведения о геолого–технических мероприятиях</li><li>3. Состояние разработки месторождения</li><li>4. Анализ эффективности геолого–технических мероприятий</li><li>5. Технические требования, особенности планирования, и технологический расчет ГРП в условиях Шингинского месторождения</li></ol>

	6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение при анализе эффективности гидроразрыва на скважине №600 7. Социальная ответственность 8. Заключение
--	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:**

<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.х.н. Глызина Татьяна Святославовна
«Социальная ответственность»	Доцент, к.х.н. Вторушина Анна Николаевна

**Название разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранных языках:**

Общие сведения о геолого–технических мероприятиях
Анализ эффективности геолого–технических мероприятий
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность
Заключение
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>Ф.И.О.</b>	<b>Учёная степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б4П	Кустубаев Ануар Айдарович		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
<b>2Б4П</b>	<b>Кустубаеву Ануару Айдаровичу</b>

<b>ИШПР</b>	<b>ОНД</b>	
<b>Уровень образования</b>	<b>Бакалавр</b>	<b>Направление/специальность</b>
		<b>Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений</b>

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Оценка затрат на проведение гидравлического разрыва пласта на Шингинском нефтяном месторождении</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>РД 153-39-007-96</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налоговый кодекс РФ</i>

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

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Обоснование перспективности проведения гидравлического разрыва пласта на Шингинском нефтяном месторождении</i>
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Составление плана проекта гидравлического разрыва пласта с учетом необходимых эксплуатационных затрат</i>
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Экономическое обоснование целесообразности проведения гидравлического разрыва пласта для калибровки дизайна основной операции на Шингинском нефтяном месторождении</i>

**Перечень графического материала:**

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
<b>Доцент</b>	<b>Глызина Татьяна Святославовна</b>	<b>Кандидат химических наук</b>		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
<b>2Б4П</b>	<b>Кустубаев Ануар Айдарович</b>		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б4П	Кустубаеву Ануару Айдаровичу

<b>ИШПР</b>	<b>ОНД</b>	
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность
		Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

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

<p><b>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения:</b></p>	<p>Объектом исследования является скважинные площадки, на которых проводятся геолого-технические мероприятия с применением гидроразрыва пласта. Область применения –нефтедобывающая отрасль.</p>
---	--

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

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p>	<p>– Анализ выявленных вредных факторов на кустовых площадках Шингинского нефтяного месторождения (Томская область)</p> <p>– Анализ выявленных опасных факторов на кустовых площадках Шингинского нефтяного месторождения (Томская область)</p>
<p><b>2. Экологическая безопасность</b></p>	<p>– Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</p>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p>	<p>- Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - Перечень возможных ЧС на объекте: техногенного характера – пожары и взрывы; - Выбор наиболее типичной ЧС;; - Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</p>

	- Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b>	- Специальные правовые нормы трудового законодательства; - Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вторушина Анна Николаевна	Кандидат химических наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Кустубаев Ануар Айдарович		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 89 страниц, 21 таблиц, 11 рисунка, 24 источников.

Ключевые слова: ШИНГИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, ЗАЛЕЖЬ, ПЛАСТ, ДОБЫЧА, ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ, ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА, ДЕБИТ.

Объектом исследования является продуктивный пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> Шингинского нефтяного месторождения.

Цель работы – изучить и провести анализ эффективности применяемых ГТМ на Шингинском нефтяном месторождении

Задачи: Изучить проводимые на месторождении ГТМ, оценить их эффективность, выявить наиболее эффективные методы.

В процессе работы проведен сбор, обобщение, переработка информации по всему фонду пробуренных скважин. Выполнен анализ эффективности применения геолого-технических мероприятий. Также был произведен технологический расчет ГРП и рассчитана его экономическая эффективность.

В результате исследования: были выявлены наиболее эффективные, и наиболее часто проводимые ГТМ, а также рассчитана примерная экономическая эффективность от проведения гидроразрыва пласта.

Для выполнения выпускной работы использовались: текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel.

## **ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ**

ГТМ – геолого–технические мероприятия

ГРП – гидравлический разрыв пласта

ОПЗ – обработка призабойной зоны

РИР – ремонтно–изоляционные работы

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ВС – вертикальная скважина

ГС – горизонтальная скважина

КИН – коэффициент извлечения нефти

ППД – поддержание пластового давления

ЭЦН – электрический центробежный насос

ГДИС – гидродинамические исследования скважин

ГИС – Геофизические исследования скважин

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ .....	11
1. Общие сведения о геолого – технических мероприятиях .....	12
1.1 Гидравлический разрыв пласта .....	13
1.2 Бурение горизонтальных скважин .....	21
1.3 Перевод под закачку .....	23
1.4 Промывка скважин .....	25
2. Состояние разработки месторождения .....	27
2.1 Основные этапы проектирования .....	27
2.2 Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом 32	
2.3 Анализ эффективности эксплуатационного фонда скважин .....	37
3. Анализ эффективности геолого-технических мероприятий .....	40
3.1 Анализ эффективности ГРП .....	43
3.2 Анализ эффективности других методов .....	48
4. Технические требования, особенности планирования, и технологический расчет ГРП в условиях Шингинского месторождения .....	53
4.1 Технологический расчет ГРП .....	55
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение при анализе эффективности гидроразрыва на скважине №600 .....	63
5.1 Расчёт времени на проведение мероприятия .....	63
5.2 Расчет стоимости проведения гидроразрыва .....	63
5.3 Расчёт амортизационных отчислений .....	66
5.4 Расчёт заработной платы .....	68
5.5 Отчисления во внебюджетные фонды .....	69
5.6 Формирование бюджета затрат на реализацию проекта .....	70
6. Социальная ответственность .....	72
6.1 Производственная безопасность .....	72
6.1.1 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их предотвращению .....	73
6.1.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их предотвращению .....	77

6.2	Экологическая безопасность .....	79
6.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	83
6.4	Правовые и организационные вопросы.....	85
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	87
	Список литературы .....	88

## ВВЕДЕНИЕ

При разработке нефтяных месторождений, современные компании всегда стремятся максимально возможно извлечь природные запасы нефти и газа из недр земли. Добиться повышения нефтеотдачи, увеличения темпа отбора, можно с помощью проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Шингинское нефтяное месторождение эксплуатируется уже более 10 лет. За данный период, дебиты добывающих скважин, значительно сократились. Эффективность извлечения нефти из нефтеносных пластов современными, промышленно освоенными методами разработки во всех нефтедобывающих странах считается неудовлетворительной. Средняя конечная нефтеотдача пластов в России составляет около 40% в зависимости от структуры запасов нефти и примененных методов разработки. Остаточные или не извлекаемые промышленными методами разработки запасы нефти достигают в среднем 55-75% от первоначальных геологических запасов нефти в недрах.

Одним из более эффективных методов повышения продуктивности скважин, вскрывающих пласты, и увеличения добычи нефти из них, является гидравлический разрыв пласта. ГРП может быть определен как механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается по плоскостям минимальной прочности благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт флюида под большим давлением. В результате ГРП кратно увеличивается дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин.

В выпускной квалификационной работе проведен анализ эффективности геолого-технических мероприятий проводимых на Шингинском месторождении, выполнена оценка применения гидравлического разрыва пласта, для повышения продуктивности скважин.

## **1. Общие сведения о геолого – технических мероприятиях**

**Геолого-технические мероприятия (ГТМ)** — это мероприятия, проводимые на скважинах в целях регулирования разработки месторождений и поддержания целевых уровней добычи нефти.

За счет геолого-технических мероприятий нефтедобывающие предприятия обеспечивают выполнение проектных показателей разработки месторождений. [2]

Геолого-технические мероприятия отличаются от остальных тем, что после осуществления этих мероприятий предприятия, чаще всего, получают прирост добычи нефти. Какие именно мероприятия относить к ГТМ, а какие — к прочим ремонтам каждая нефтедобывающая компания определяет самостоятельно.

Увеличение и сохранение уровня добычи нефти ставят перед нефтяной промышленностью задачу дальнейшей интенсификации разработки нефтяных месторождений.

Необходимость проведения геолого-технических мероприятий возникает в случаях:

- 1) если проницаемость пласта недостаточна, чтобы позволить поддерживать режим работы скважины, который своевременно окупит инвестиции в бурение и заканчивании скважины;
  - 2) скважина была закончена в пласте, имеющем достаточную проницаемость, но призабойная зона пласта повреждена либо загрязнена в процессе бурения, заканчивания или эксплуатации;
  - 3) если необходимо увеличение коэффициента продуктивности скважины.
- Особую актуальность эта задача приобретает в тех случаях, когда имеется необходимость вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, вовлечь в разработку ранее не задействованные участки пласта, а также трудно извлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее представлялась невозможной. [3]

Геолого–технические мероприятия проводятся на всех этапах разработки месторождений. Но наиболее интенсивно - на поздних стадиях. Зрелые месторождения у которых падает добыча и растёт обводненность, проведение ГТМ особенно актуально.

Все геолого–технические мероприятия, проводимые на месторождениях, в зависимости от их целевой направленности можно разделить на две группы:

– мероприятия, направленные на обеспечение безопасной работы оборудования (ревизия подземного оборудования, ликвидация межколонных проявлений, ревизия устья – демонтаж трубных головок для диагностирования, ликвидация обрыва насосно-компрессорных труб и др.);

– мероприятия, направленные на увеличение производительности скважин (Гидравлический разрыв пласта (ГРП), обработки призабойной зоны (ОПЗ) ремонтно-изоляционные работы (РИР), бурение горизонтальных скважин, и др.).

### **1.1 Гидравлический разрыв пласта**

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) — один из основных методов воздействия на призабойную зону.

Сущность ГРП заключается в создании новых или расширении существующих трещин в пласте путем закачки в скважину жидкости под высоким давлением и последующем закреплении их расклинивающим высокопроницаемым материалом (песком).

Технология ГРП включает следующие операции:

1. промывку скважины;
2. спуск в скважину высокопрочных НКТ с пакером и якорем на нижнем конце;
3. обвязку (рис. 1.1) и опрессовку на 1,5-кратное рабочее давление устья и наземного оборудования;
4. определение приемистости скважины закачкой жидкости; закачку по НКТ в пласт жидкости – разрыва, жидкости-песконосителя и продавочной

5. демонтаж оборудования и пуск скважины в работу.

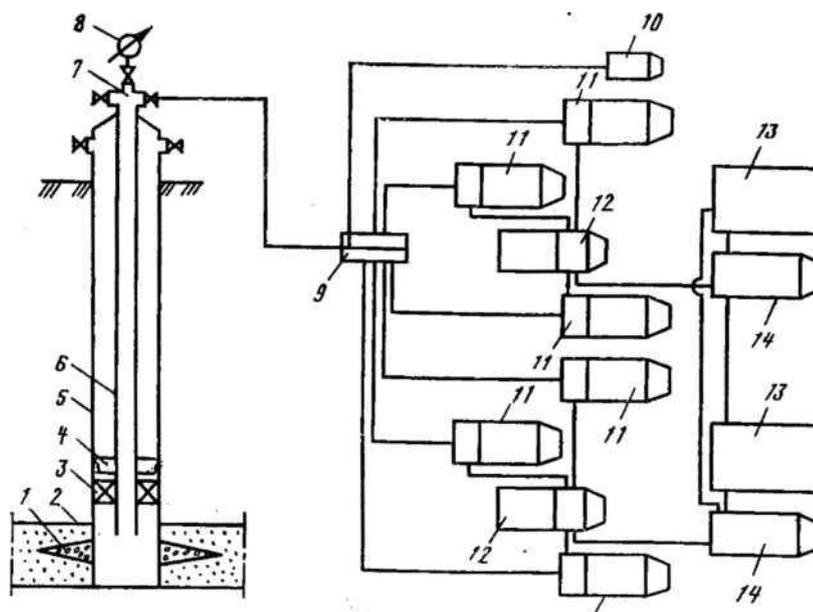


Рисунок 1.1 — Технологическая схема гидравлического разрыва пласта

1 – трещина разрыва; 2 – продуктивный пласт; 3 – пакер; 4 – якорь; 5 – обсадная колонна; 6 – насосно-компрессорные трубы; 7 – арматура устья; 8 – манометр; 9 – блок манифольдов; 10 – станция контроля и управления процессом; 11 – насосные агрегаты; 12 – пескосмесители; 13 – емкости с технологическими жидкостями; 14 – насосные агрегаты.

Гидроразрыв пласта проводится при давлениях, достигающих до 70 – 100 МПа и часто превышающих допустимые для обсадных колонн. [2] Для защиты обсадных колонн от высокого давления на нижнем конце НКТ спускают в скважину пакер с якорем, которые устанавливают над кровлей обрабатываемого пласта. Эластичный элемент пакера в результате сжатия его весом НКТ герметизирует затрубное пространство. Это достигается либо опорой пакера на забой с помощью перфорированного хвостовика (пакер с опорой на забой типа ПМ, ОПМ), либо опорой пакера на обсадные трубы с помощью плашек пакера, которые, освобождаясь при повороте НКТ, раздвигаются и вдавливаются во внутреннюю поверхность обсадной колонны (плашечные пакеры без опоры на забой типа ПШ, ПС, ПГ). Якорь предупреждает смещение пакера под действием перепада давления над и под

ним. За счет внутреннего избыточного давления плашки якоря раздвигаются и вдавливаются во внутреннюю поверхность обсадной колонны. Пакеры и якоря рассчитаны на перепады давлений 30 – 50 МПа и имеют проходное сечение 36 – 72 мм в зависимости от их типа и внутреннего диаметра обсадной колонны. Перед спуском пакера следует шаблонировать ствол скважины, чтобы избежать возможного заклинивания пакера и разрушения его эластичного элемента в процессе спуска.

Для осуществления ГРП используют насосные установки (агрегаты) типа УН1-630Х700А (4АН-700), (рис. 1.2) рассчитанные на максимальное рабочее давление 70 МПа и способные выдерживать грузы массой 10 – 12 т. Насос работает от дизельного двигателя, мощность которого составляет 588 кВт. [4]

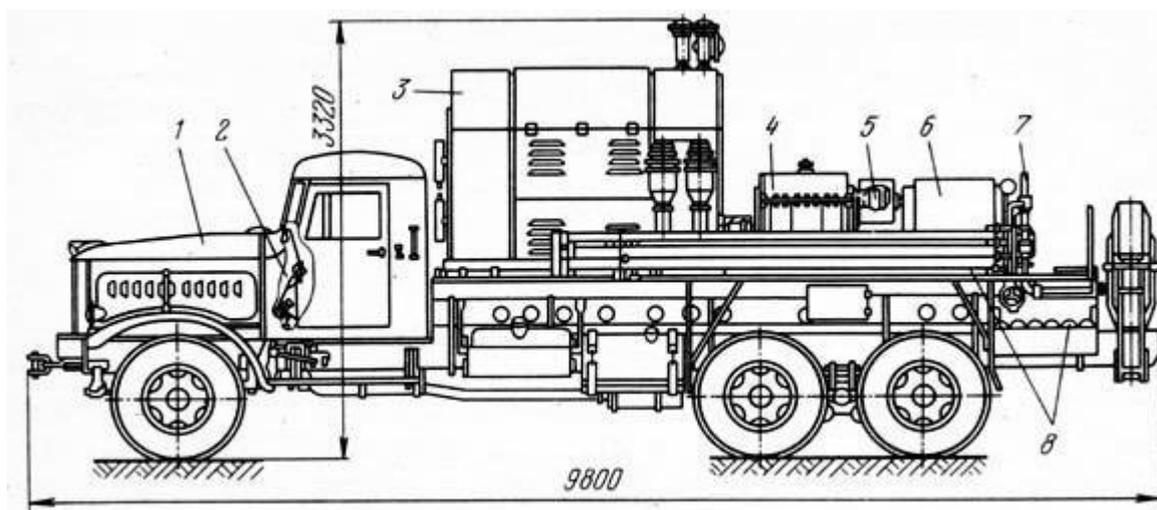


Рисунок 1.2 – Насосный агрегат 4АН-700 для ГРП: 1 – автомобиль КрАЗ-257; 2 – кабина управления; 3 – силовой агрегат; 4 – коробка скоростей; 5 – муфта сцепления; 6 – насосный агрегат; 7 – выкидной маинфольд; 8 – соединительные трубы высокого давления

Пескосмесительные агрегаты типа 4ПА (рис. 1.3) или установки типа УСП-50 (для транспортирования до 9 т песка, дозированного ввода песка в поток жидкости и приготовления песчано-жидкостной смеси).

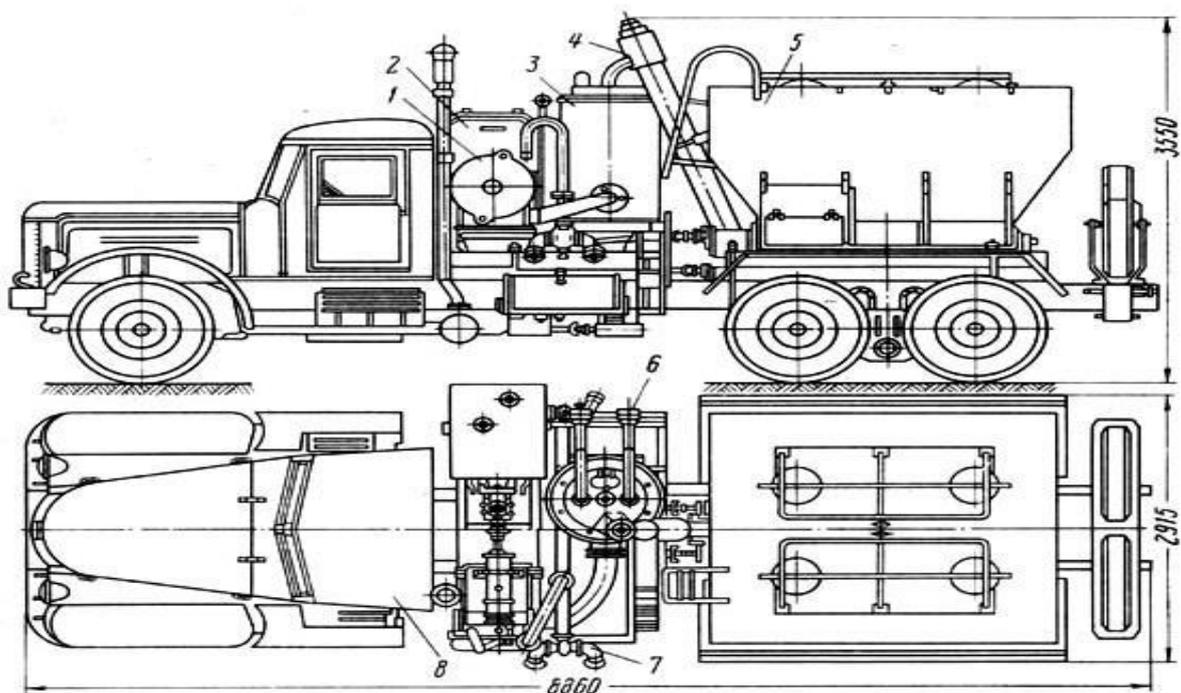


Рисунок 1.3 — Пескосмесительный агрегат 4ПА: 1 – центробежный насос 4ПС;  
 2 – силовой блок двигателя ГАЗ-51; 3 – смесительное устройство; 4 – наклонный шнек;  
 5 – бункер для песка; 6 – приемный трубопровод; 7 – раздаточный трубопровод;  
 8 – автомобиль КрАЗ-257

Блоки манифольдов типа 1БМ-700 или 1БМ-700С (для обвязки нескольких насосных агрегатов с устьем скважины). Первый работает в районах с умеренным климатом, второй – с умеренным и холодным. Блоки передвигаются на шасси ЗИЛ-131, состоят из двух коллекторов (приемораздаточного и напорного), подъемной стрелы и комплекта труб с шарнирными соединениями.

При ГРП обвязка насосных агрегатов с устьем скважины применяют универсальную устьевую арматуру 2АУ-700 (рис. 1.4), состоящая из трубной и устьевой головок, арматуры запорной и элементов обвязки. Также в комплекте имеются краны с цилиндрическими пробками, которые позволяют использовать их при любом рабочем давлении, и резиновая манжетка, позволяющая проводить спускоподъемные операции НКТ без разгерметизации устья скважины. [4]

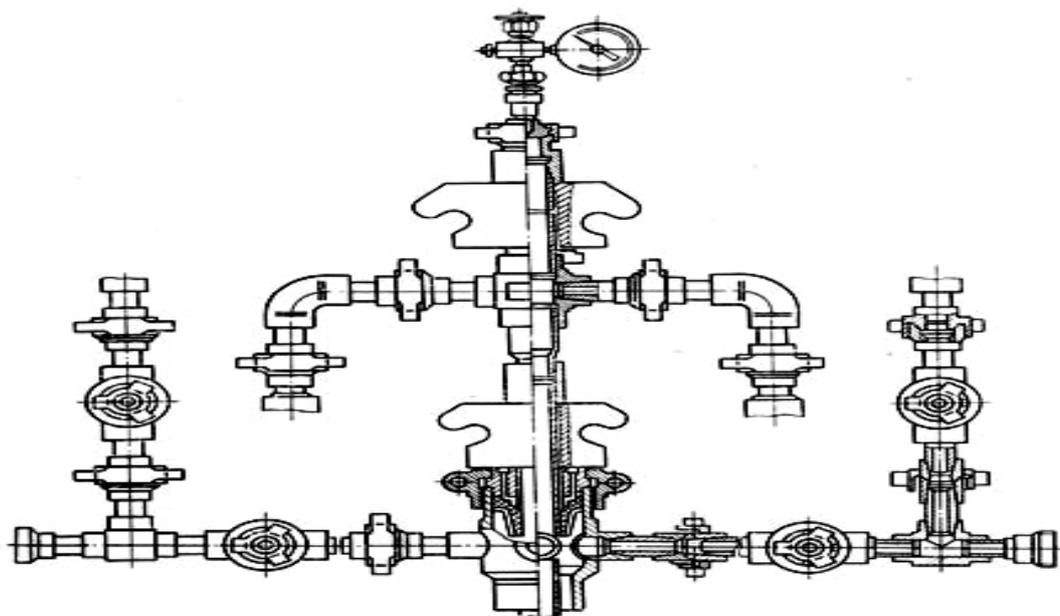


Рисунок 1.4 — Арматура устья скважины 2АУ-700 для гидравлического разрыва пласта

Контролировать весь процесс можно дистанционно с помощью станции контроля и управления, которая смонтирована на автомобиле. При этом агрегаты расположены в направлении от устья скважины, (рис. 1.5) так чтобы при наличии аварийной и пожарной опасности беспрепятственно отъехать от нее. Для защиты людей от шума используют антифоны и заглушки. Руководитель работ поддерживает связь с исполнителями с помощью телефона, радио или сигналов руками. Для перевозки неагрессивных рабочих жидкостей применяют автоцистерны АЦН-11-257, АЦН-7,5-5334, Цр-7АП, Цр-7АПС, ЦР-20, АЦПП-21-5523А вместимостью 6 – 21 м<sup>3</sup>.

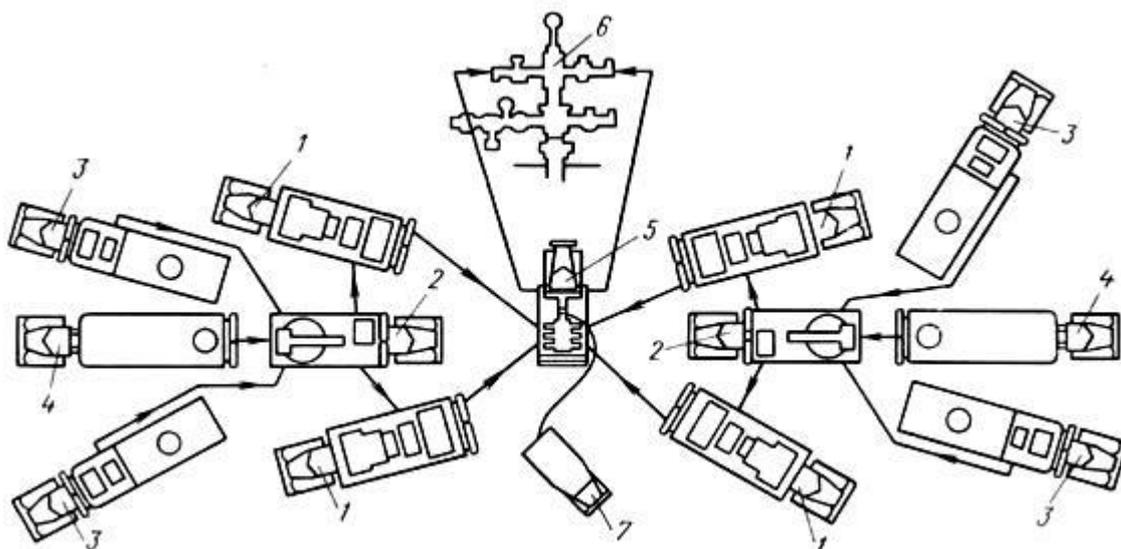


Рисунок 1.5 — Схема расположения оборудования во время ГРП

1 – насосный агрегаты 4АН–700; 2 – пескосмесительный агрегаты 4ПА; 3 – автоцистерны; 4 – песковозы; 5 – блок манифольдов; 6 – арматура устья; 7 – станция контроля и управления процессом

Рабочие жидкости при ГРП используют на углеводородной или водной основе. Они должны не снижать фильтрационные характеристики пласта, не вызывать набухание глинистого цемента пород, не образовывать осадки с флюидами и в то же время быть легкодоступными и дешевыми. Кроме того, жидкость разрыва и жидкость-носитель должны слабо фильтроваться через поверхности образованных трещин, а жидкость-носитель также обладать хорошей несущей или удерживающей способностью по отношению к частицам расклинивающего материала. Это достигается увеличением вязкости или приданием жидкости структурных свойств. При высокой фильтруемости вследствие рассеивания в объеме пласта жидкость-разрыва не вызывает разрыва пласта или развития трещин вдали от стенки скважины, а жидкость-носитель не обеспечивает переноса частиц расклинивающего материала в трещине. [4]

Ранее широко использовались вязкие жидкости на углеводородной основе (нефть; нефть, загущенная мазутом, битумом, асфальтитом; дизельное

топливо) и эмульсии (гидрофобные и гидрофильные водонефтяные, нефтекислотные, кислотно-керосиновые). Их применение может быть оправдано при проведении ГРП в добывающих скважинах. В настоящее время в основном (около 90 % операций ГРП) используют жидкости на водной основе (вода, растворы полимеров, кислотные растворы, мицеллярные растворы). Увеличенными расходами таких жидкостей обеспечивается разрыв пласта и компенсируется их недостаточная песконесущая способность. Загущение воды достигается добавкой ПАА (полиакриламид), ССБ (сульфит-спиртовая барда), КМЦ (карбоксилметилцеллюлоза). Для предупреждения набухания глин (стабилизации глин) в воду добавляют ПАВ, органические полимеры, хлористый аммоний и др. В качестве продавочной жидкости обычно используется техническая вода, а иногда нефть.

Как правило, при закачке фильтрующейся жидкости более вероятно образование горизонтальной трещины, а при закачке нефилтующейся – вертикальной. Если в пласте уже имеются трещины, то независимо от фильтруемости жидкости происходит их раскрытие или расширение. В пласте могут быть в основном естественные вертикальные или близкие к ним наклонные трещины.

О происшедшем разрыве пород можно судить по резкому уменьшению устьевого давления закачки во времени при постоянном расходе жидкости (образование новых трещин) или по увеличению расхода жидкости разрыва непропорционально росту давления (раскрытие имеющихся трещин). Более объективно момент разрыва пласта можно характеризовать резким увеличением отношения расхода жидкости разрыва к создаваемой репрессии (коэффициент поглотительной способности) или к устьевому давлению закачки (условный коэффициент).

Расклинивающим материалом (наполнителем трещин) обычно служит кварцевый песок с диаметрами частиц 0,5 – 1,2 мм. Гранулированный расклинивающий агент должен обладать высокой прочностью на смятие и не вдавливаясь в поверхность трещины, иметь небольшую плотность,

шарообразную форму и однородный фракционный состав.

Для проведения ГРП глубокозалегающих крепких пород с высокой температурой предложено применять стеклянные и пластмассовые шарики, зерна корунда и агломерированного боксита, молотую скорлупу грецкого ореха и др. Известны случаи осуществления ГРП без применения наполнителя. Их эффективность объясняется тем, что вследствие растворения стенок трещин кислотой (кислотный ГРП), остаточных деформаций горных пород или промывки трещин от загрязнений, трещины не смыкаются полностью.

По технологическим схемам проведения различают:

- однократный
- направленный (поинтервальный)
- многократный ГРП.

При однократном гидроразрыве под давлением закачиваемой жидкости оказываются все вскрытые перфорацией пласты одновременно, при направленном – лишь выбранный пласт или пропласток (интервал), имеющий, например, заниженную продуктивность, а при многократном ГРП осуществляется воздействие последовательно на каждый в отдельности пласт или пропласток. Места образования трещин при направленном и многократном гидроразрывах регулируются вводом временно блокирующих материалов (эластичных шариков диаметром 12 – 18 мм, зернистого нефтерастворимого нафталина и т. п.), применением двух пакеров, засыпкой низа скважин песком, предварительной гидропескоструйной перфорацией и др. Однако надежность этих работ очень низкая.

Проектирование технологии ГРП в основном сводится к следующему. Применительно к конкретным условиям выбирают технологическую схему процесса, рабочие жидкости и расклинивающий агент. При однократном ГРП, исходя из опыта, принимают 5 – 10 т песка. При массивированной закачке его количество увеличивают до нескольких десятков тонн. Концентрацию песка в носителе устанавливают в зависимости от ее удерживающей способности. При использовании воды она составляет 40 – 50 кг/м<sup>3</sup>. Тогда по количеству и

концентрации песка рассчитывают количество жидкости-песконосителя. На основании опытных данных используют обычно 5 – 10 м<sup>3</sup> жидкости-разрыва. Объем продавочной жидкости равен объему обсадной колонны и труб, по которым проводится закачка в пласт жидкости-песконосителя. [4]

## 1.2 Бурение горизонтальных скважин

Структура сырьевой базы такова, что традиционный ввод месторождений с низкопроницаемыми коллекторами в разработку при разбуривании вертикальными скважинами (ВС) может быть экономически нецелесообразен, а иногда невозможен, вследствие чего значительный объем запасов окажется невовлеченным в промышленную разработку.

В этих условиях наиболее рациональное направление улучшения использования трудноизвлекаемых запасов – переход на принципиально новые системы разработки месторождений с применением ГС, которые, имея повышенную поверхность вскрытия пласта, снижают фильтрационное сопротивление в призабойных зонах и являются перспективным методом не только повышения производительности скважин, но и величины нефтеотдачи продуктивных пластов.

Особенно важно применять системы разработки с ГС на месторождениях с высокой геологической неоднородностью, разрозненностью, наличием многочисленных зон замещения продуктивных пластов и зон выклинивания.

Бурение горизонтальных скважин (ГС) является одной из эффективных, широко применяемых в настоящее время технологий увеличения нефтеотдачи.

Горизонтальная скважина (ГС) – это скважина конечной длины, ось которой проходит между кровлей и подошвой пласта с углом наклона 80 – 100° относительно вертикали. ГС особенно эффективны при разработке трещиноватых коллекторов горизонтальной проницаемостью; при освоении залежей углеводородного сырья ограниченной площадью для установки бурового оборудования; для повышения нефтеотдачи пластов при доразработке

месторождений на поздней стадии эксплуатации; при разработке продуктивных коллекторов в условиях интенсивного образования газового и водного конусов; локальных залежей углеводородного вещества и др.

Следовательно, повышается степень охвата пласта дренированием, возникает возможность увеличить воздействие рабочим агентом.

Горизонтальные стволы, проходя по продуктивному пласту на сотни метров, а в отдельных случаях несколько сотен метров, могут открыть в неоднородном пласте участки трещиноватых зон с повышенной проницаемостью, что позволит получить по этим скважинам дебиты в несколько раз выше, чем по вертикальным. Появляется возможность разбурить газонефтяные залежи с обширными подгазовыми зонами и водонефтяные залежи значительно меньшим числом скважин и разрабатывать эти объекты при минимальных депрессиях.

На сегодняшний день на месторождениях России и за рубежом накоплен значительный опыт применения горизонтальных скважин. Проведена большая работа по определению и обоснованию критериев применимости для эффективной разработки с помощью ГС. Согласно этим критериям, ГС могут применяться в случае наличия продуктивных пластов со средней нефтенасыщенной толщиной, высокопроницаемых пластах, в зонах, подстилаемых подошвенной водой. [6]

Использование ГС требует за счет сокращения их общего числа на объектах значительно меньших (в 1,5–2 раза) капитальных вложений на бурение скважин при относительном росте (до 70%) стоимости каждой ГС за счет усложнения их конструкций. Однако, при массовом бурении ГС стоимость одного метра проходки, как показывает мировой опыт, может быть доведена до стоимости проходки ВС. Это создает еще более благоприятные предпосылки для повышения эффективности использования ГС.

При применении технологии разработки нефтяных месторождений с использованием ГС можно достичь стабильного коэффициента нефтеизвлечения равного 60 – 80%, за счет следующих факторов:

- ГС могут использоваться для разработки на любой стадии различных по типу и условиям залегания коллекторов;
- при проводке ГС можно обеспечить пересечение естественных вертикальных трещин в пласте, что позволит до максимума увеличить проницаемость пласта и отборы пластовых флюидов;
- для дренирования нефтяного коллектора нужно бурить в 4–5 раз меньше горизонтальных скважин, чем вертикальных. С помощью подобных скважин можно обеспечить разработку продуктивных пластов, залегающими под руслами рек, озерами, горами, городскими сооружениями и др. [7]

### **1.3 Перевод под закачку**

Фонд скважин каждого действующего эксплуатационного объекта, месторождения и предприятия в целом находится в постоянном движении. Изменяется общее количество добывающих скважин (обычно на I и II стадиях разработки оно постепенно возрастает, на III и IV–уменьшается). Количество нагнетательных скважин по мере развития системы заводнения возрастает.

Скважины могут переходить из одной группы в другую. Так, при внедрении внутриконтурного заводнения первое время часть нагнетательных скважин может использоваться в качестве добывающих. При разрезании залежей рядами нагнетательных скважин практикуют освоение на первом этапе нагнетательных скважин под закачку через одну, а промежуточные нагнетательные скважины временно используют в качестве добывающих. Форсированная добыча нефти из последних способствует перемещению поступающей в пласт воды вдоль линии разрезания. После обводнения промежуточные скважины также осваивают под закачку воды, т. е. переводят в группу нагнетательных. С целью постепенного развития системы заводнения для улучшения воздействия на участки залежи, недостаточно вовлеченные в разработку, практикуют перевод части обводнившихся добывающих скважин в нагнетательные.

В большинстве своем нагнетательные скважины по конструкции не отличаются от добывающих. Существующие конструкции нагнетательных скважин предусматривают закачку воды через насосно-компрессорные трубы, спускаемые с пакером и якорем. Надпакерное пространство следует заполнить нейтральной к металлу жидкостью (можно и нефтью). Забой должен иметь достаточный по толщине фильтр, обеспечивающий закачку запланированного объема воды, зумпф, глубиной не менее 20 м для накопления механических взвесей. Целесообразно применение вставных (сменных) фильтров, которые могут периодически подниматься из скважин и очищаться. [7]

Устьевая арматура нагнетательной скважины предназначена для подачи и регулирования объема воды в скважину, проведения различных технологических операций промывок, освоения, обработок и т. д. Наиболее распространена на месторождениях восточных районов арматура типа 1АНЛ-60-200 (рис. 1.6).

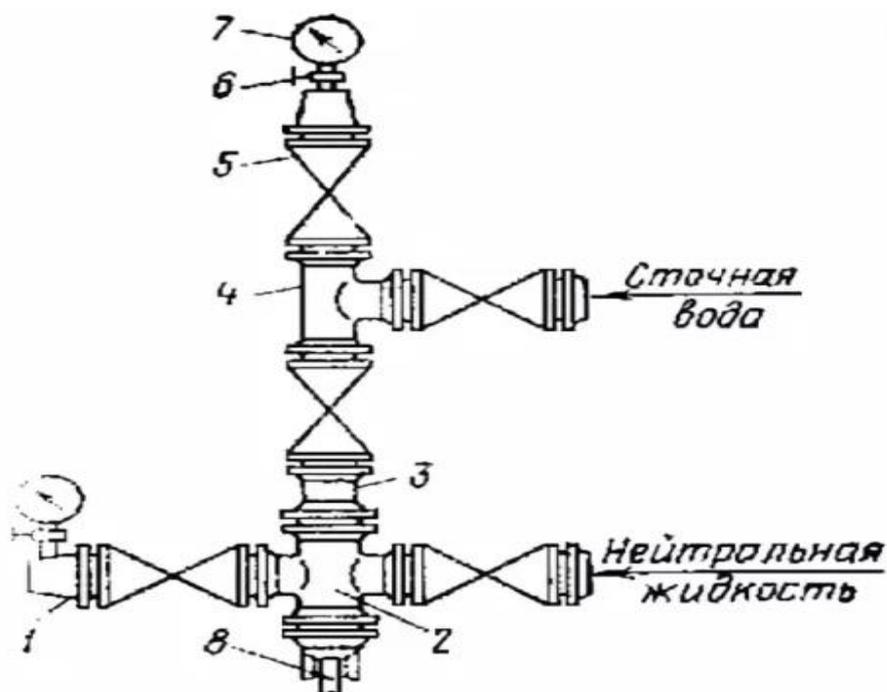


Рисунок 1.6 — Скважинная арматура фланцевого типа 1АНЛ-60-200:

- 1 – буфер; 2 – крестовик; 3 – катушка; 4 – тройник; 5 – задвижка; 6 – вентиль;  
7 – манометр; 8 – насосно-компрессорные трубы.

Арматура состоит из колонного фланца, устанавливаемого на обсадную колонну, крестовины, применяемой для сообщения с затрубным пространством, катушки, на которой подвешиваются НКТ, тройника для подачи нагнетаемой жидкости в скважину.

Пакер применяется для разобщения отдельных участков ствола скважины. Получили широкое применение пакеры механического или гидромеханического действия, рассчитанные на перепад давления до 70 МПа. Пакер спускается в скважину одновременно с якорем. Назначение и конструкция пакера и якоря принципиально не отличаются от применяемых при фонтанной эксплуатации скважин. [2]

#### **1.4 Промывка скважин**

В процессе эксплуатации скважин из продуктивных пластов, сложенных песками или слабосцементированными песчаниками, вместе с жидкостью и газом выносятся в скважину. Осаждаясь на забое, песок образует пробку, которая, непрерывно увеличиваясь, закупоривает фильтровую часть скважины, что приводит к уменьшению или полному прекращению поступления жидкости. Песчаные пробки могут образовываться не только в стволе, но и в подъемных трубах фонтанных, газлифтных и насосных скважин, а также в первом ряду труб ниже башмака второго ряда при оборудовании скважин двухрядным подъемником. [5]

Чаще всего пробки бывают сплошными и состоят из песка, отложившегося на забое скважины. Такие пробки на промыслах называются забойными. Известны случаи образования пробок, состоящих из перемежающихся столбов песка, нефти и газа. Такие пробки на промыслах получили название патронных. Они могут образовываться и в подъемных трубах, и в эксплуатационной колонне, чаще вблизи от устья скважины.

Величина песчаных пробок различна. В скважинах, эксплуатирующих нефтяные залежи, сложенные рыхлыми песками, толщина пробок достигает нескольких десятков, иногда даже сотен метров.

Очистка скважин от песчаных пробок производится нагнетанием в скважину под давлением промывочной жидкости (воды, реже нефти, глинистого раствора, пены и др.), которая размывает пробку и выносит образовавшуюся пульпу на дневную поверхность. Промывочная жидкость нагнетается в скважину через промывочные трубы (при прямой промывке) или в кольцевое пространство между промывочными трубами и эксплуатационной колонной (при обратной). Промывка производится до появления чистой воды.

[5]

## **2. Состояние разработки месторождения**

### **2.1 Основные этапы проектирования**

Шингинское месторождение открыто в 1971г. и введено в пробную эксплуатацию в 1997 году.

За историю разработки Шингинского месторождения было принято шесть проектных документов [1] :

Первый проектный документ – Проект пробной эксплуатации утвержден в 1994г. (протокол ЦКР № 1673). На месторождении предусматривалось бурение участка из 14 добывающих и 5 нагнетательных скважин. После бурения в своде залежи первой скважины №301 дальнейшие работы по освоению месторождения были остановлены. При испытании пласта в колонне получен приток нефти дебитом 11 м<sup>3</sup>/сут на штуцере 3,5 мм. Проектом предусматривалось уточнение геолого-промысловых характеристик продуктивного пласта и разработка рекомендаций по освоению запасов нефти. Проект не был реализован и был продлен по согласованию с Госгортехнадзором РФ (протокол 767 от 27.06.2000) до 01.01.2004г.

В 1999г. была выполнена работа «Анализ разработки и прогноз технологических показателей по месторождениям ОАО«Томскнефтегазгеология» на период действия лицензионных соглашений (протокол ЦКР №2437).

В 2001г. лицензия на разработку месторождения переоформлена на ООО«Шингинское».

В связи с окончанием срока действия утвержденного ЦКР проектного документа возникла необходимость составления предусмотренной лицензионным соглашением технологической схемы разработки.

С 2003г. действующим проектным документом являлась «Технологическая схема разработки Шингинского месторождения» (Протокол ЦКР МЭ №3022). Работа выполнена ООО «ТЕХНОЙЛ». Проектирование велось на основе запасов, утвержденных в 1973г. ЦКЗ Мингео СССР в количестве 7500/3000 тыс.т. начальных геологических/извлекаемых запасов.

Все запасы были учтены по категории С<sub>1</sub>. Всего было рассчитано четыре варианта разработки с сеткой скважин 500\*500м, из которых только один вариант имел положительные показатели по экономике за счет внедрения операций ГРП и бурения 12-ти скважин с горизонтальными стволами.

- система размещения скважин – обращенная семиточечная.

- фонд скважин всего – 55 скважин (37 добывающих, 18 нагнетательных)

- к бурению – 53 скважины (35 добывающих, 18 нагнетательных).

Уровни добычи нефти, приведенные в постановляющей части протокола следующие:

2004г. – 2 тыс. т,

2005г. – 4 тыс. т,

2006г. – 20 тыс. т,

2007г. – 48 тыс. т,

2008г. – 80 тыс.т.

При этом бурение горизонтальных скважин и ГРП планировалось на период 2009 – 2011 годы. Проектные решения по Технологической схеме 2003года не выполнялись в связи с задержкой обустройства месторождения (в период 2004 – 2005гг. месторождение не эксплуатировалось и не производились запланированные буровые работы). Из-за отсутствия нефтепровода не были сданы в эксплуатацию пробуренные в 2006 году новые скважины.

Изменение геологической модели продуктивного пласта, послужило основанием для выполнения нового технологического документа. Регламентирующим добычу нефти на месторождении с 2008 года документом является проект «Дополнение к технологической схеме разработки Шингинского месторождения», выполненный в 2007 году Научно-аналитическим департаментом ОАО «Газпром нефть» и утвержденный протоколом ЦКР №4254 от 20.03.2008г. с основными положениями и технологическими показателями:

Максимальные уровни:

- добычи нефти, тыс.т            760,6 (2011г);
- добычи жидкости, тыс.т        926,4 (2011г.);
- закачки воды, тыс.м<sup>3</sup>            1201,7 (2011г);
- система разработки – площадное заводнение;

Разработка с поддержанием пластового давления;

Общий фонд скважин – 82, в т.ч. добывающих – 46, нагнетательных – 30, водозаборных – 2, ликвидированных – 4;

Фонд скважин для бурения – 69, в т.ч. добывающих – 41 (из них 18 ГС), водозаборных – 2 и нагнетательных – 26;

Применение МУН;

Достижение КИН – 0,400,  $K_{\text{охв.}}$  – 0,828,  $K_{\text{выт.}}$  – 0,483.

В 2009 году силами «Газпромнефть-НТЦ» был выполнен «Авторский надзор за реализацией проектных решений по разработке Шингинского месторождения» протокол ТО ЦКР РОСНЕДРА по ЯНАО №51-09 от 22.12.2009 . Целью данной работы являлся анализ выполнения проектных решений, принятых в «Дополнение к технологической схеме разработки», уточнение технологических показателей разработки, составление рекомендаций по оптимизации системы разработки.

С учетом фактического состояния по объекту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> был рассмотрен один вариант дальнейшей разработки месторождения.

*Вариант 1* – Реализация сложившейся системы разработки;

- Выделение одного объекта разработки – Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>;
- Режим водонапорный, заводнение площадное;
- Способ эксплуатации механизированный (ЭЦН);
- Ввод из бурения 95 эксплуатационных скважин:

2009 год – 9 скв;

2010 год – 50 скв;

2011 год – 9 скв.

– Общий фонд скважин – 113 скв., в т.ч. 71 добывающая (в том числе 15 горизонтальных) и 42 нагнетательных.

Таблица 2.1— Показатели разработки

Показатели	2009	2010	2011
Добычи нефти, тыс. т	194,2	436,5	727,3
Добычи жидкости, тыс. т	241,7	691,7	1176,3
Фонд добывающих скважин, шт.	23	60	57
Фонд нагнетательных скважин, шт.	4	17	28

В целом по месторождению система разработки залежи с помощью вертикальных и горизонтальных скважин была сохранена. С целью предотвращения рисков, связанных с бурением горизонтальных скважин, проектная система в зонах максимальных нефтенасыщенных толщин пласта была скорректирована. С целью предотвращения негативных последствий корректировки проектной системы вместо бурения одной горизонтальной скважины предлагалось бурение двух вертикальных или наклонно-направленных скважин с проведением в них ГРП. Плотность сетки скважин относительно проектной не изменилась и составила 22 га/скв.

В 2007–2009 гг. на территории месторождения проведены сейсмические работы 3D, выполнен большой объем эксплуатационного бурения, к имеющемуся керновому материалу скважины 185 добавились новые данные по результатам исследований керна скв. 342, появились новые данные по исследованию поверхностных и глубинных проб нефти. Все это явилось основанием для нового подсчета запасов нефти и обоснования КИН, который выполнен ООО «Газпромнефть-НТЦ» в 2010 году (протокол №2288-дсп ГКЗ

Роснедра от 24 сентября 2010г.). Согласно технологическим расчетам, выполненным в рамках созданной гидродинамической модели Шингинского месторождения при реализации предложенной концепции развития и выполнении рекомендуемого комплекса геолого-технических мероприятий в целом на месторождении представляется принципиально возможным достичь коэффициента нефтеизвлечения 0,350 долей ед. (ранее утвержденный 0,400 долей ед.). Основная причина снижения балансового коэффициента нефтеизвлечения нефти на месторождении – снижение коэффициента вытеснения нефти с 0,483 д.ед. до 0,432 д.ед. в результате полученных дополнительных данных.

На основании пересчета запасов и утвержденного КИН в 2011 году был составлен новый проектный документ «Дополнение к Технологической схеме разработки Шингинского месторождения» (протокол ЦКР Роснедра от 01.11.2011 г. № 31-11), который в настоящее время является действующим проектным документом, со следующими принципиальными положениями (вариант 3):

1. Максимальные проектные уровни:
  - добычи нефти - 617,5 тыс. т (2011 г.)
  - добычи жидкости - 1951,3 тыс. т (2017 г.)
  - закачки воды - 2340 тыс. м<sup>3</sup> (2017 г.)
  - добычи растворенного газа - 2 млн. м<sup>3</sup> (2011 г.);
  - использование растворенного газа - 95% с 2012 г.
2. Выделение одного эксплуатационного объекта - пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>;
3. Система разработки - обращенная 7-точечная с расстоянием между скважинами 500м, ПСС – 25,0 га;
4. Общий фонд скважин – 181, в том числе добывающих – 119, нагнетательных – 62;

5. Фонд скважин для бурения – 101, в том числе добывающих – 67, нагнетательных – 34;

6. Достижение КИН по месторождению (по категории С1) – 0,350, Квыт – 0,423, Кохв. – 0,827;

## **2.2 Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом**

Шингинское месторождение открыто в 1971г. и ведено в пробную эксплуатацию в 1997 году. Разработка месторождения ведется в соответствии с проектными решениями «Дополнение к Технологической схеме разработки Шингинского месторождения» 2011 года.

На месторождении выделен один объект эксплуатации – пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>. Закачка на месторождении осуществляется с 2008 года. Шингинское месторождение находится в стадии активного разбуривания продуктивной залежи.

Разработка месторождения осуществлялась с 1997 года одной разведочной скважиной № 301 в режиме сезонной эксплуатации в условиях отсутствия нефтепровода. Эксплуатация велась в зимнее время в течение 3–4 месяцев. Накопленная добыча нефти на месторождении за эти годы составляла от 128 до 1008 т. Скважина работала практически безводной нефтью со средним дебитом 11,7 т/сут.

В 2003 году продуктивная залежь разрабатывалась одной скважиной в течение всего 13 дней.

В 2002, 2004 – 2005 годах добыча нефти на месторождении не проводилась ввиду отсутствия обустройства. Активное бурение на месторождение ведется с 2006 года: за 2006г. на месторождении пробурено семь эксплуатационных скважин. Две из пробуренных в декабре 2006г скважин (№№167,185) были введены в разработку. Освоение остальных скважин осуществлялось в 2007г. после сдачи в эксплуатацию нефтепровода.

Ввод в эксплуатацию дополнительных добывающих скважин увеличил добычу нефти на месторождении. На конец 2006 года в действующем фонде месторождения находилось три добывающие скважины: №№ 301Р, 167, 185. Годовая добыча нефти составила 1,5 тыс.т. при обводненности продукции 13%. Среднесуточный дебит нефти составлял 24,5 т/сут. Относительно высокие дебиты нефти (скважины вступали в эксплуатацию без ГРП) связаны тем, что разбуривание залежи велось в центральной ее части в зонах максимальных нефтенасыщенных толщин при относительно хорошей энергетике пласта.

В 2007 году в разработку введено 7 новых скважин. Дополнительная добыча нефти составила 58,5 тыс.т. обводненность 16,5%. На скважинах, выходящих из бурения в 2007 году началось проведение ГРП на месторождении, как одного из эффективных методов повышения продуктивности скважин, в результате чего среднесуточный дебит нефти по скважинам вырос более чем в два раза (с 25 до 52 т/сут). Всего в 2007 году было проведено десять операций ГРП: семь на новых скважинах 2007 года и три на скважинах, пробуренных ранее (301,167,185). После проведения ГРП дебиты по всем скважинам возрастали, что свидетельствует о высокой эффективности данного вида ГТМ.

На месторождении продолжалось интенсивное бурение скважин: в течение 2008 года в эксплуатацию было введено восемь новых скважин. Новыми скважинами добыто 12,6 тыс.т нефти, жидкости – 14,08 тыс.т, обводненность по новым скважинам составила 10,2 %. Среднесуточный дебит нефти по новым скважинам составил 12т/сут, тем не менее по переходящему фонду дебит нефти составлял более 28 т/сут. Низкие дебиты нефти по новым скважинам обусловлены прежде всего тем, что на скважинах не выполнялись операции ГРП. Все скважины сразу вступали в эксплуатацию при помощи ЭЦН.

Операции по ГРП были выполнены в течение февраля-марта 2009 года. Резкое снижение дебитов жидкости скважин в первый месяц работы после ГРП обусловлено недостаточно эффективной системой ППД.

Разработка месторождения по апрель 2008 года велась без поддержания пластового давления. В апреле 2008 года под нагнетание была переведена скважина 185. В октябре осуществлен перевод под ППД скв. 205. Среднесуточная приемистость скважин в 2008 году составила 422 м<sup>3</sup>/сут, накопленная закачка составила 130,3 тыс.м<sup>3</sup>.

В 2009 г. на месторождении добыто 193 тыс.т. нефти. В течение года из бурения был осуществлен ввод девяти новых добывающих скважин. Во всех скважинах были выполнены операции большеобъемного ГРП. Среднесуточный дебит нефти по новым скважинам составил 36,7 т/сут при обводненности добываемой продукции 21%. Значения забойных давлений в большинстве добывающих скважин составляют 50-70 атм. В течение 2009 года в нагнетательный фонд после отработки были переведены две скважины.

В 2010 г. на месторождении пробурено 53 новые скважины, из них девять нагнетательных скважин, включая две целевые (№340 и №362) без отработки на нефть. Во всех скважинах были выполнены операции большеобъемного ГРП. Среднесуточный дебит нефти по новым скважинам составил 31,1 т/сут при обводненности добываемой продукции 25,3%. Всего за 2010г из новых скважин добыто 251 тыс.т.

В 2011 г. на месторождении пробурено 42 новые скважины, из них семь нагнетательных скважин, включая две целевые (№129 и №146) без отработки на нефть. Во всех скважинах были выполнены операции большеобъемного ГРП. Среднесуточный дебит нефти по новым скважинам составил 29,7 т/сут при обводненности добываемой продукции 19,5%. Всего за 2011г из новых скважин добыто 189,7 тыс.т.

В 2012 г. на месторождении пробурено восемнадцать новых скважин. Во всех скважинах были выполнены операции большеобъемного ГРП. Среднесуточный дебит нефти по новым скважинам составил 25,7 т/сут при обводненности добываемой продукции 32,1%. Всего за 2011г из новых скважин добыто 47,9 тыс.т. В течение 2012 года в нагнетательный фонд после отработки были переведены три скважины.

Основные показатели разработки объекта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> представлены в таблице

2.2

Таблица 2.2 — Технологические показатели разработки Шингинского месторождения

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Дебит нефти, т/сут	Накопл. добыча нефти, тыс.т	Добыча жидкости, тыс.т	Дебит жидкости, т/сут	Накопл. добыча жидкости, тыс.т	Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>	Компенсация текущая, %	Компенсация накопл., %	Приемистость, м <sup>3</sup> /сут	Накопл. закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>	Действ. фонд доб. скв.	Действ. фонд нагн. скв.
1997	1,0	11,7	1,0	1,0	12,1	1,0	3,4						1	
1998	0,8	21,2	1,9	0,9	22,3	1,9	4,9						1	
1999	0,9	10,3	2,8	0,9	10,3	2,9	0,0						1	
2000	0,7	9,9	3,5	0,7	9,9	3,5	0,0						1	
2001	1,8	22,8	5,2	1,8	22,9	5,3	0,7						1	
2002			5,2			5,3								
2003	0,1	9,8	5,4	0,1	9,8	5,5							1	
2004			5,4			5,5								
2005			5,4			5,5								
2006	1,5	24,5	6,8	1,7	28,2	7,1	13,0						3	
2007	74,6	52,0	81,4	89,4	62,2	96,5	16,5						10	
2008	115,9	28,1	197,3	133,0	32,2	229,5	12,9	130,3	64,1	37,3	422,3	130,3	12	2
2009	193,0	31,2	390,3	237,9	38,5	467,4	18,9	270,4	76,2	56,9	263,2	400,7	23	4
2010	412,4	27,4	802,7	572,8	38,1	1040,2	28	786,7	95,6	77,7	228,3	1187,3	60	19
2011	624,5	23,9	1427,2	904,8	34,7	1944,7	31	1316,4	102,5	89,1	144,5	2503,7	88	34
2012	582,8	18,2	2010,0	994,4	31,1	2939,1	41,4	1345,7	99,8	92,6	105,0	3849,3	93	46

Всего на месторождении на 01.01.2013 года из пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> добыто 2010 тыс. т. нефти, 2939 тыс.т. жидкости. Отбор от начальных извлекаемых запасов составляет 25,1%, текущий коэффициент нефтеизвлечения составил 0,088. Фактическая обводненность продукции составила 41,4%.

На 01.01.2013 г. весь добывающий фонд объекта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> эксплуатируется механизированным способом (ЭЦН). Среднее забойное давление по всему фонду составляет около 7,8 МПа, что ниже давления насыщения (11,2 МПа).

Проектным документом предусмотрена эксплуатация скважин на забойных давлениях 7,5МПа. [1]

### **2.3 Анализ эффективности эксплуатационного фонда скважин**

Месторождение введено в пробную эксплуатацию в 1997 году на основании проекта пробной эксплуатации, утвержденного в 1994г. (протокол ЦКР № 1673).

На 01.01.2013г. в эксплуатационном фонде Шингинского месторождения находится 145 скважин: 93 добывающих скважин и 46 нагнетательных, две водозаборных. Фонд ликвидированных скважин составляет 4 единицы. По своему проектному назначению все ликвидированные скважины являлись поисковыми и разведочными. По состоянию на 1.01.2013 г. на Шингинском месторождении пробурено 145 скважин, в том числе 5 поисково-разведочных (№№295Р, 297Р, 298Р, 299Р, 301Р), 139 эксплуатационных по назначению, две водозаборных. Скважина №301Р в январе 1997 года переведена в добывающий фонд, остальные скважины были ликвидированы по геологическим причинам.

Действующий фонд добывающих скважин составляет 93 скважин. Все скважины механизированы насосами ЭЦН.

Коэффициент эксплуатации добывающего фонда скважин за 2011 год составляет 0,96; за 2012 год – 0,98.

В настоящее время Шингинское месторождение находится в стадии активного разбуривания и наращивания темпов добычи нефти. Средний

текущий дебит по нефти составляет 19 т/сут, варьируя по скважинам от 5 до 50 т/сут. Текущий дебит по жидкости находится в диапазоне от 4 до 77 т/сут, в среднем составляя 32 т/сут. В настоящее время 33% скважин работает с дебитом нефти от 10 до 20т/сут ; 32% скважин работают с дебитом от 20 до 50 т/сут; 4% скважин работают с дебитом от 50 до 100 т/сут и по 30% скважин работают с дебитом менее 10 т/сут. С обводненностью продукции менее 20% эксплуатируется 28% скважин действующего фонда, от 20 до 60% – 43% скважин, от 60 до 90% – 28% скважин и, с обводненностью более 90 – 98% в эксплуатации находится одна скважина (1%).

Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти и обводненности по состоянию на 01.01.2013 г. приведено в таблице 2.3

Таблица 2.3 - Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти и обводненности по состоянию на 01.01.2013 г.

Дебит нефти, т/сут	Обводненность						Всего
	< 1	1-20	20-60	60-90	90-98	> 98	
1	3	4	5	6	7	8	9
<b>0-10</b>	0	1	5	21	1	0	28
<b>10-20</b>	0	5	23	3	0	0	31
<b>20-50</b>	0	16	12	2	0	0	30
<b>50-100</b>	0	4	0	0	0	0	4
<b>&gt; 100</b>	0	0	0	0	0	0	0
<b>Итого</b>	0	26	40	26	1	0	93

В нагнетательном фонде скважин числится 42 действующих скважины, работающих со средней приемистостью 105 м<sup>3</sup>/сут.

Таким образом, действующий эксплуатационный фонд на 01.01.2013 г. составил – 135 скважин, четыре нагнетательные скважины находятся в бездействии. 71 % добывающих скважин работают с обводненностью продукции до 60%.

Коэффициент эксплуатации добывающего фонда скважин на 01.01.2013 г. составляет 0,98, коэффициент использования – 0,97, нагнетательного фонда – 0,97 и 0,89 соответственно. [1]

### 3. Анализ эффективности геолого-технических мероприятий

Добыча нефти на Шингинском месторождении ведется с 1997г. На 01.01.2013 г. Шингинское месторождение разрабатывается 93 действующими добывающими скважинами, одна из которых №335Г с горизонтальным окончанием ствола, и 42 нагнетательными скважинами.

Применение методов, которые направлены на интенсификацию добычи нефти и увеличении нефтеотдачи пластов, выполняются на Шингинском месторождении с 2006 г. Используются гидродинамические и механические методы. Данные по применению ГТМ на Шингинском месторождении заносятся в базу данных WIZ GTM, начиная с 2006г.

За период 2006-2013 гг. на Шингинском месторождении было проведено 242 геолого-технических мероприятий (ГТМ), дополнительная добыча нефти составила 812 тыс.т. Основная добыча нефти получена от ГРП (рис. 3.1).

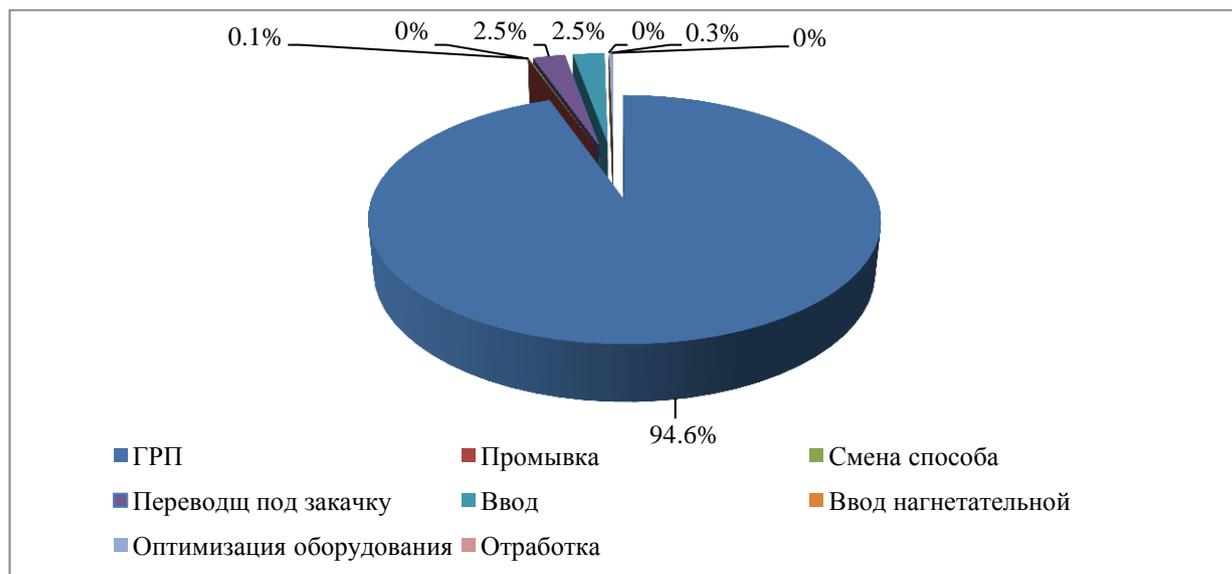


Рисунок 3.1 — Распределение эффективности основных геолого-технологических мероприятий, применяемых на Шингинском месторождении (2006-2012 гг.)

За период 2006-2012 гг. было проведено: 129 ГРП, 10 раз проводили смену способа эксплуатации скважин, перевод под закачку - 40 операций, 18 операции по вводу скважин из бездействия, 3 ввода нагнетательных скважин (рис. 3.2).

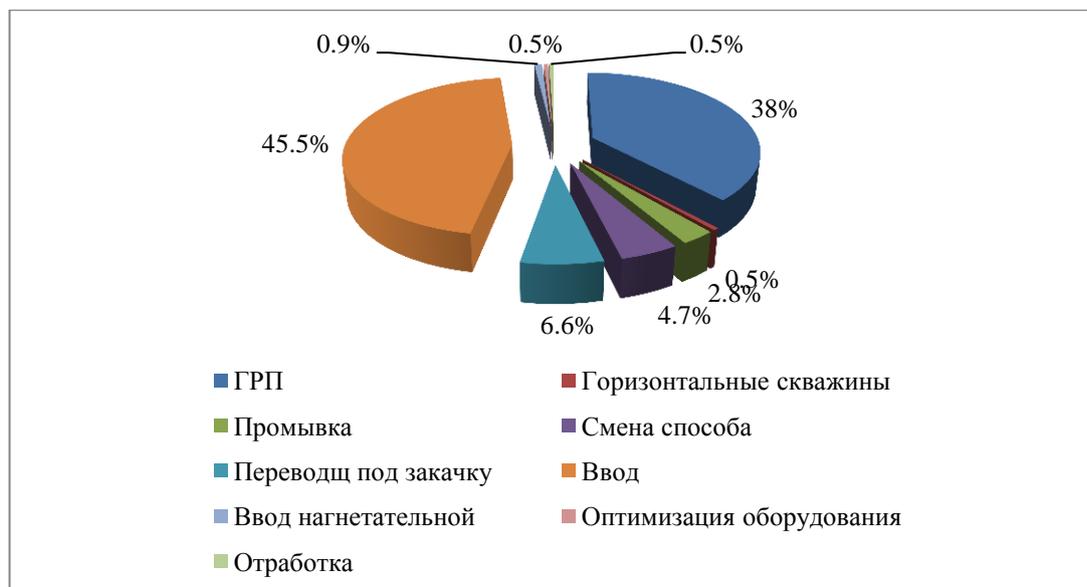


Рисунок 3.2 — Распределение количества геолого-технологических мероприятий по видам (2006–2012 гг)

Рассмотрим ГТМ, проведенные за 2006–2012 гг. Всего за данный период различным видам воздействия на призабойную зону и пласт с целью увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти подверглись 88 скважин. Динамика проведения и эффективность ГТМ приведены в таблице 3.1

Дополнительная добыча нефти по месторождению за счет реализации ГТМ в 2006–2012 гг. оценена в 1932 тыс.т, что составляет 96% от накопленной добычи нефти по Шингинскому месторождению за весь период его разработки.

Из основных видов ГТМ на месторождении применялся только ГРП – 143 скважины, остальные виды ГТМ относятся к прочим и не имеют значительной дополнительной добычи нефти.

Анализ мероприятий основан на данных, полученных из базы данных недропользователя "Визуализация ГТМ".

Таблица 3.1 – Эффективность применения ГТМ на Шингинском месторождении

<b>Виды ГТМ</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2006-2012</b>
<i>на добывающих скважинах</i>								
<b>1. Горизонтальные скважины</b>								
а) количество пробуренных скв.			1					<b>1,0</b>
б) добыча нефти в тек. году, тыс.тонн.			1,5					<b>1,5</b>
в) добыча нефти тек.г ода + пр.лет, тыс.т			1,5	3,0	5,3			<b>9,8</b>
<b>2. ГРП</b>								
а) количество проведенных операций (шт)		10		16	54	44	19	<b>143</b>
б) доп. добыча нефти тек. года, тыс.т		66,9		114,0	257,6	326	116	<b>880</b>
б) доп. добыча нефти тек. + пр.лет, тыс.т		66,9	72,8	165,0	372,3	607,6	559,0	<b>1844</b>
<b>Прочие методы</b>			1,09	2,27	2,26			
<b>3. Промывка</b>								
а) количество проведенных операций (шт)		4	2					<b>6</b>
б) добыча нефти в тек. году, тыс.тонн.		0,1	0,2					<b>0</b>
в) добыча нефти тек.года+ пр.лет, тыс.т		0,1	0,2					<b>0</b>
<b>4. Смена способа</b>								
а) количество проведенных операций (шт)		8			2			<b>10</b>
б) доп. добыча нефти тек. года, тыс.т		0,4			0,0			<b>0</b>
б) доп. добыча нефти тек. + пр.лет, тыс.т		0,5	0,1		0,0			<b>1</b>
<b>5. Перевод по закачку</b>								
а) количество проведенных операций (шт)			2	1	11	14	12	<b>40</b>
б) добыча нефти в тек. году, тыс.тонн.			2,9	0,0	1,2	7,1	6,1	<b>17</b>
в) добыча нефти тек. года + пр.лет, тыс.т			2,9	9,3	5,5	8,3	12,4	<b>38</b>
<b>6. Ввод</b>								
а) количество проведенных операций (шт)	3	17	9	15	52	42	17	<b>152</b>
б) добыча нефти в тек. году, тыс.тонн.	0,8	0,1	11,7	0,7	0,2	8,4	3,4	<b>25</b>
в) добыча нефти тек. года + пр.лет, тыс.т	0,8	3,0	11,7	1,7	0,2	8,6	12,0	<b>37</b>

### Продолжение таблицы 3.1

<b>7. Ввод нагнетательной</b>								
а) количество проведенных операций (шт)					2	1		3
б) добыча нефти в тек. году, тыс.тонн.								0,0
в) добыча нефти тек. года + пр.лет, тыс.т								0,0
<b>8. Оптимизация оборудования</b>								
а) количество проведенных операций (шт)					1			1
б) добыча нефти в тек. году, тыс.тонн.					2,3			2,3
в) добыча нефти тек. года + пр.лет, тыс.т					2,3			2,3
<b>Всего мероприятий</b>	<b>3</b>	<b>39</b>	<b>14</b>	<b>32</b>	<b>122</b>	<b>101</b>	<b>48</b>	<b>356</b>
<b>Всего дополнительная добыча тек.года</b>	<b>1</b>	<b>68</b>	<b>16</b>	<b>115</b>	<b>261</b>	<b>341</b>	<b>126</b>	<b>927</b>
<b>Всего доп. добыча тек. года + пр.лет</b>	<b>1</b>	<b>71</b>	<b>89</b>	<b>179</b>	<b>386</b>	<b>624</b>	<b>583</b>	<b>1932</b>

### 3.1 Анализ эффективности ГРП

Проведение ГРП как одного из эффективных методов повышения продуктивности скважин на Шингинском месторождении начало внедряться с 2007 г. на скважинах, выходящих из бурения. Все обработки по ГРП проводились на объекте Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> без приобщения в большинстве случаев обводненного горизонта Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>.

Технологическая эффективность проведения гидравлического разрыва пласта оценивалась путем сопоставления базовых уровней добычи нефти по скважинам, рассчитанных до мероприятия, с фактическими уровнями добычи после проведения мероприятия.

Средняя продолжительность эффекта с 2007 г. по 2013 г. составила девятнадцать месяцев. За рассматриваемый период всего закачано 13013 т. пропанта, средний объем закачки на скважину составил 91 тонну, на метр эффективной толщины приходится 10 т. пропанта. Средние значения стартового дебита, объема пропанта, коэффициента продуктивности при различных нефтенасыщенных толщинах приведены на рисунке 3.1.

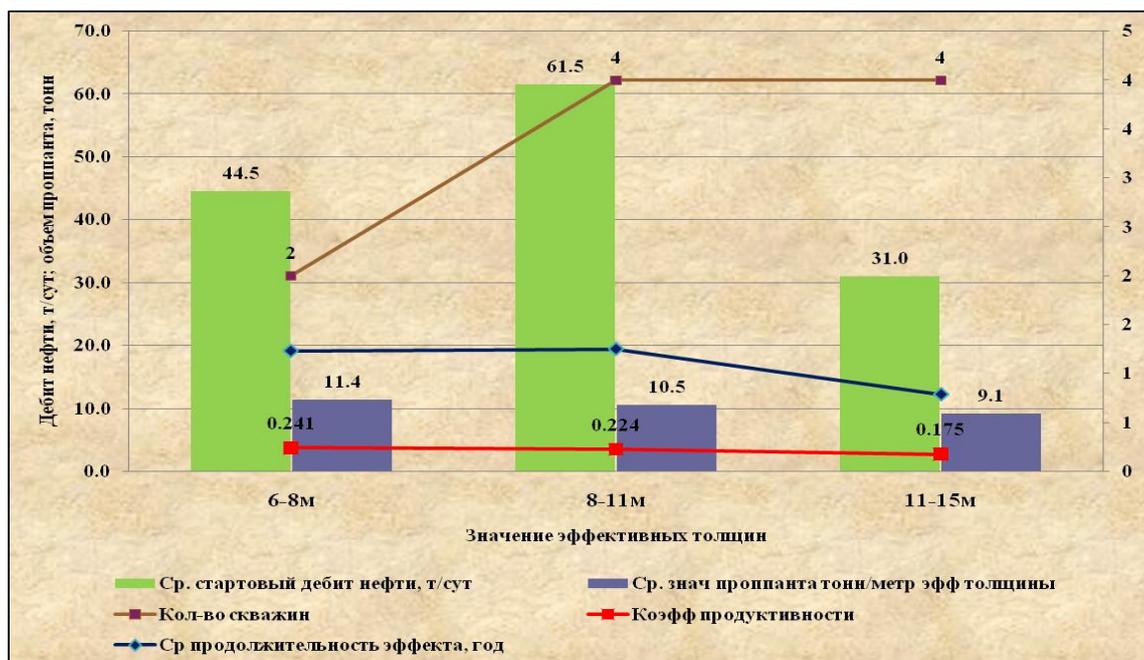


Рисунок 3.1 – Сравнение средних значений стартового дебита нефти, количества пропанта и коэффициента продуктивности после ГРП по эффективным нефтенасыщенным толщинам.

Технология проведения ГРП за анализируемый период времени претерпела изменения в области применяемых загрузок полимера и фракций пропантов. Если ранее применялись гуаровые гели с загрузкой полимера 4 – 4,5 т/м<sup>3</sup>, то в настоящее время перешли на менее кольматирующие составы с загрузкой 3 – 3,5 т/м<sup>3</sup>, хотя основа осталась водной с боратной системой сшивания. Данная система характеризуется высокой технологичностью, хорошими прогнозными параметрами, низкой стоимостью, а также соответствует правилам безопасности и экологичности.

Применяемые фракции пропанта – 16/20 и 12/18 позволяют создавать трещины с высокой проводимостью (1500–2500 мд\*м), а использование в конце обработки полимернопокрытых пропантов позволяет увеличить срок службы насосного оборудования, уменьшить вынос пропанта в процессе эксплуатации и стабилизировать пропантную набивку трещины в призабойной зоне.

Создаваемые трещины ГРП имеют следующие средние геометрические параметры: полудлина крыла находится в районе 130 – 160м, закрепленная высота трещины - 35 – 45м, средняя ширина 5 – 7мм, градиент разрыва

15 – 17 атм/м. Применяемые технологические приемы позволяют достичь значительной запаканности трещин, характеристикой которой служит прирост ISIP (мгновенное давление остановки насосов), находящийся в интервале 20 – 60 атм. С точки зрения технологической успешности уровень незапланированных остановок обработки («стоп») по данному месторождению находится в пределах 3%, что является очень хорошим показателем.

Одним из рычагов повышения технологической эффективности служит качественное моделирование пластовых условий, профиля напряжений, размеров стадий и прогноз утечек жидкости ГРП. По данному месторождению размер стадии «подушка» («Pad stage») закачивается в среднем 25–35% по смеси от размера основной работы. Существующие геолого-механические условия способствуют достижению довольно ограниченных трещин по высоте, контрольным параметром которого является создаваемое эффективное давление. Для данного месторождения  $P_{net}$  (Эффективное давление) находится в интервале 50-70 атм.

Технологически работы проходят с использованием технологии плавного повышения концентрации проппанта (рампы), конечное значение которого достигает  $1200 \text{ кг/м}^3$ .

Перед каждой работой обязательным условием является проведение тестов на стабильность с образцами воды с конкретного источника и именно на той химии, которая будет использоваться на работе. Это позволяет быть уверенным в качестве жидкости-песконосителя и снизить риски по отклонению от программы в процессе производства гидроразрыва, а это, в свою очередь, позволяет достигать запланированных геометрических параметров трещин с ожидаемыми приточными характеристиками. В составе цикла на скважине обязательно проводится стадия мини ГРП для оценки фильтрации жидкости на данной скважине, расчета создаваемого эффективного давления, калибровки контраста напряжений в модели, выяснения давления закрытия трещины и проверки качества сообщения с пластом.

Основными проблемами являются качественное определение давления закрытия для калибровки модели в случае высокой эффективности жидкости. Зачастую в процессе проведения мини ГРП не удается достигнуть глинистых барьеров из-за ограниченности объемов тестовой закачки, и в этом случае прогноз поведения давления вызывает значительные затруднения. Для исключения неоднозначности в интерпретации данных мини ГРП проводится анализ работ по окружающим скважинам с выделением средних значений по данному району. После проведения основной работы проводится анализ поведения давления с обязательным совмещением фактических графиков с модельными. В результате совмещения давлений (ISIP (мгновенное давление остановки насосов),  $P_{cl}$  (давление смыкания трещины),  $P_{net}$  (Эффективное давление)) строится фактически полученная геометрия, и геометрические параметры используются для расчета типоразмера погружного насосного оборудования.

Несомненно, мероприятия по ГРП являются эффективными, так как гидравлический разрыв объекта позволяет не только интенсифицировать приток жидкости, но и вовлечь в разработку ранее не дренируемые участки, тем самым, увеличивая конечную нефтеотдачу.

Новых технологий не применялось. Анализ качества и сложившейся технологии проведения ГРП показывает, что на месторождении удается применять агрессивные типы дизайнов. Отличительными моментами проведенных работ, являются высокий процент закаченного проппанта с концентрацией более  $1100 \text{ кг/м}^3$  (в среднем 49 % на скважину), высокая конечная концентрация (в среднем  $1150 \text{ кг/м}^3$ ) и агрессивный график закачки. Положительный момент таких дизайнов – это хорошая упаковка и равномерное распределение проппанта в сформированной трещине.

## Выводы и рекомендации по ГРП

1. Результаты показывают, что применение ГРП по месторождению характеризуется значительной технологической эффективностью. Дополнительная добыча после ГРП за период 2006-2012 гг. составила 1722 тыс. тонн. В целом по месторождению на объекте Ю<sub>1</sub> после проведения ГРП средний стартовый дебит жидкости составил 86 м<sup>3</sup>/сут, нефти 48 т/сут. За рассматриваемый период на действующем фонде средний прирост дебита нефти составил 30 т/сут. , на новом фонде – 36 т/сут.

1.1 Средняя продолжительность эффекта с 2007 г. по 2013 г. составила 19 месяцев. За рассматриваемый период всего закачано 13013 т. проппанта, средний объем закачки на скважину составил 91 тонну, на метр эффективной толщины приходится 10 т. проппанта. Новых технологий не применялось.

1.2 По сравнению с прошлыми годами, в 2010 — 12 гг. на 70 % скважин производились закачки проппанта в следующих пропорциях: 60 % проппанта фракции 16/20, 20 % проппанта фракции 12/18 и 20 % (но не менее 1 тонны на метр эффективной толщины) прорезиненного проппанта фракции 12/18. Также на 7 скважинах (12% от общего числа работ) в конце 2010г. применена загрузка полимера с концентрацией 3,4кг/м<sup>3</sup>, с сохранением технологической успешности.

1.3 Проведение ГРП на месторождении в дальнейшем рекомендуется продолжить на новых скважинах с целью дальнейшей стимуляции продуктивных пластов. Для оптимизации существующих дизайнов, с целью определения остаточной проводимости проппантной пачки в изменяющихся условиях работы скважин рекомендуется продолжить внедрение путей оптимизации, в частности - для уменьшения степени загрязнения матрицы коллектора гуаром снижать концентрацию полимера в геле с 3.6 кг/м<sup>3</sup> до 3.2 кг/м<sup>3</sup>, после предоставления результатов тестирования на стабильность и разрушение при температуре пласта. Это приведет к повышению коэффициента продуктивности до 6-8 %.

### **3.2 Анализ эффективности других методов**

#### **Перевод под закачку**

Перевод скважин под закачку на Шингинском месторождении применялся 40 раз. Дополнительная добыча нефти составила 38 тыс.т, средний прирост дебита 3 т/сут, средняя продолжительность эффекта 3 месяца. Данный вид ГТМ будет востребован и далее при расширении сетки бурения с целью поддержания пластового давления в зонах отборов.

#### **Промывка скважин**

Промывка скважины является низкоэффективным видом ГТМ для Шингинского месторождения за 2007-2013 гг. было проведено 6 скважинных операций. Дебит нефти вырос от 0,1 до 3,6 т/сут. Дополнительная добыча нефти составила 0.2 тыс.т., продолжительность эффекта составила от 3 до 153 дней. Успешность составляет 50%. Данный вид ГТМ не эффективен для данного месторождения.

#### **Смена способа эксплуатации**

За рассматриваемый период было выполнено 10 операции по смене способа эксплуатации скважин. Дополнительная добыча нефти 1 тыс.т. Средний прирост дебита нефти 0.4 т/сут, максимальная продолжительность эффекта составила 339 дней. Успешность составила 80%. Данный вид ГТМ отмечается низкой эффективностью.

#### **Ввод скважин**

Операция по вводу скважин как вид ГТМ за рассматриваемый период была выполнена 152 раз. Дополнительная добыча нефти составила 37 тыс.т. средний прирост дебита 4,7 т/сут, средняя продолжительность эффекта 87 дней, успешность данного вида ГТМ 96%.

#### **Бурение горизонтальных скважин**

В ноябре 2008 г. на месторождении введена в разработку первая горизонтальная скважина №335Г, за 2008-2012 гг. добыто 18 тыс. т нефти. Средние начальные дебиты составили 34 т/сут, что выше в несколько раз начальных дебитов скважин, по которым не проводилось ГРП (рис. 3.2).

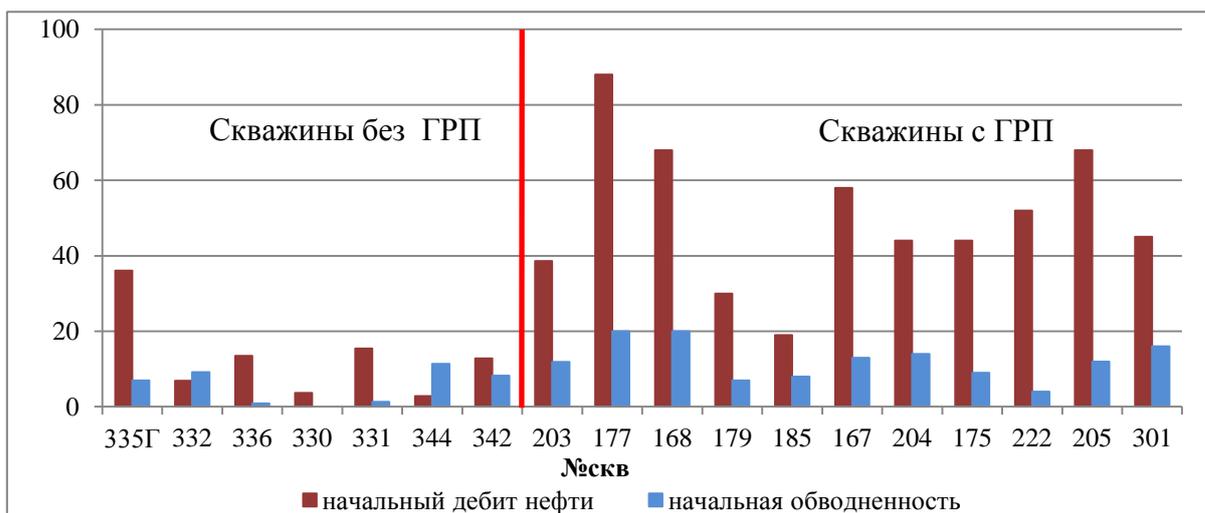


Рисунок 3.2 — Распределение начальных дебитов нефти и обводненности по скважинам без ГРП и с ГРП

Из рисунка 3.2 видно, что дебит по горизонтальной скважине №335Г более соответствует дебитам скважин с проведенным на них ГРП при вводе в разработку.

Ввод скважины № 335Г в эксплуатацию планировался с ГРП. Проведение ГРП проходило с отклонением от программы, был получен стоп на первой стадии закачки из-за невозможности транспортировки проппантной смеси ввиду некачественной перфорации хвостовика. ГРП был остановлен. Таким образом, скважина работает до декабря 2009 г на естественном режиме фильтрации без дополнительной трещиноватости.

Дебиты по нефти и жидкости по всем скважинам значительно снижаются в течение нескольких месяцев независимо от того, проведен на них ГРП или нет, затем стабилизируются на определенном среднем уровне, а обводненность остается относительно стабильной, что говорит о низкой фильтрационной способности пород коллекторов. Основной отбор флюида идет из близлежащей прискважинной зоны, а удаленная часть зоны дренирования очень слабо вовлечена в работу.

Из рисунка 3.3 видно, что после четырех месяцев работы происходит снижение дебитов в 3 раза и стабилизация на уровне 10 т/сут. Это связано с отбором нефти из прискважинной зоны в первые месяцы, в дальнейшем - со

слабой фильтрацией в зоне дренирования скважины и, соответственно, более низкой скоростью поступления нефти к стволу скважины; также сказывается влияние энергетического состояния пласта в зоне отбора, где пластовое давление снижено более чем до 220 атм, а начальное составляло 264 атм.

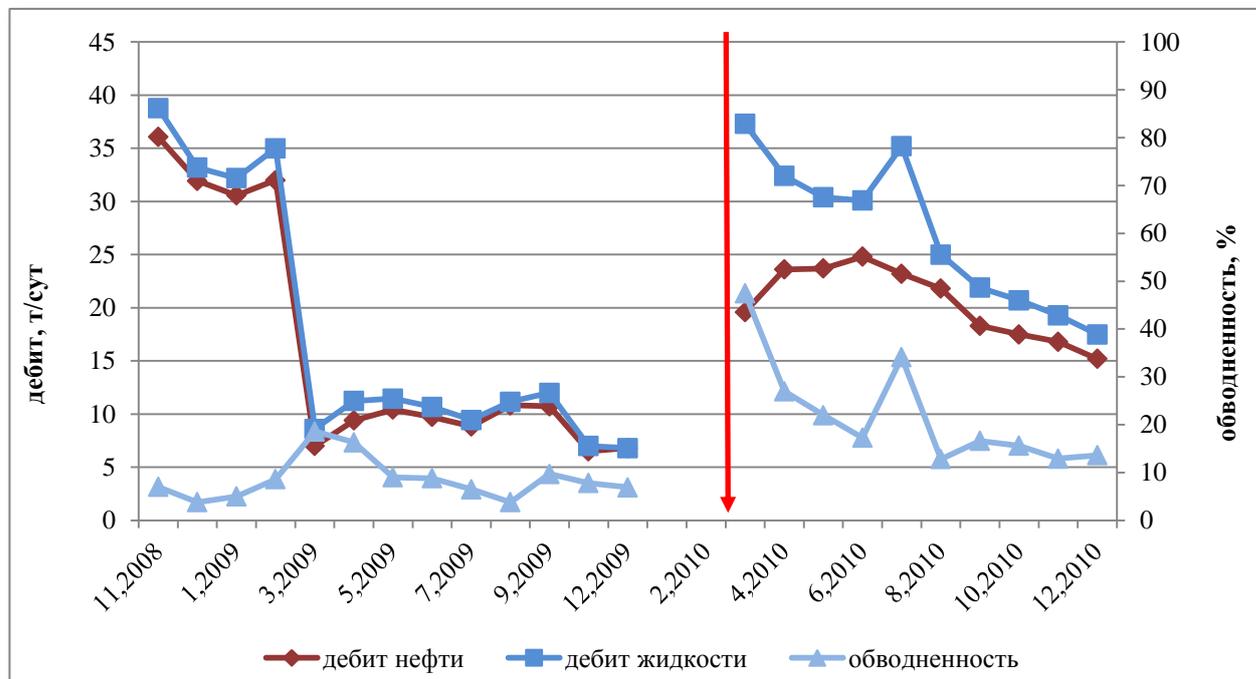


Рисунок 3.3 — Режим работы скважины №335Г

В апреле 2010 г на данной скважине был произведен ГРП. После запуска дебиты по нефти составили 19,6 т/сут., жидкость – 37,3 т/сут, обводненность – 47,5%. В дальнейшем происходит стабилизация и постепенное снижение дебитов по нефти и жидкости, обводненность стабилизируется на уровне 14%. На основании анализа работы горизонтальной скважины №335Г можно сделать вывод, что данный вид ГТМ (бурение ГС без ГРП или со стандартной технологией ГРП) для условий Шингинского месторождения является низкоэффективным. В дальнейшем, рекомендуется бурение горизонтальных скважин с проведением многостадийных ГРП – применение данной технологии хорошо зарекомендовало себя на других месторождениях в аналогичных коллекторах.

## **Рекомендации по Шингинскому месторождению**

Для определения фильтрационных характеристик пласта и контроля над его энергетическим состоянием рекомендуется использование забойных датчиков после проведения ГРП - технологии непрерывной регистрации кривой изменения давления (ГДИС). Это позволит оценить гидродинамическую связь с законтурной зоной пласта и его фильтрационно-емкостные свойства.

1. Месторождение находится на начальной стадии разработки. Система разработки месторождения не сформирована. Основной задачей по повышению эффективности системы разработки месторождения является уплотнение сетки скважин до проектной с организацией площадной системы ППД, с применением одного из методов повышения нефтеотдачи как ГРП. В проекте пробной эксплуатации Шингинского месторождения приведены предложения по проведению обработок ГРП на всех скважинах, выходящих из бурения.

2. Начальное пластовое давление составляло 26.6 МПа, на текущий момент по некоторым зонам снизилось до 18 МПа. Необходим перевод скважин под закачку с расширением сетки скважин для поддержания пластового давления в зонах отборов.

3. Рекомендуется проведение кислотных обработок совместно с другими мероприятиями, также рекомендуется использовать закачку растворителей и закачку составов, содержащих гидрофобизаторы. Кроме того, при обработке ПЗП скважин предусматривают применение реагентов для ингибирования набухания глин и очистки призабойной зоны. Данный вид ГТМ имеет высокую эффективность, но он является малозатратным и окупает себя

4. Применения ФХМ на Шингинском месторождении будет иметь смысл, когда будет сформирована система ППД, и месторождение вступит в III стадию разработки, действие данного вида ГТМ будет заключаться в необходимости снижения темпов увеличения обводненности добываемой продукции. Применение физико-химических технологий на нагнетательных скважинах месторождения с целью выравнивания профиля приемистости, то есть, повышения эффективности системы ППД путем переориентирования

закачки с промытых в непромытые низкопроницаемые интервалы. Для проведения физико-химического воздействия на пласт будут выбираться участки с высоким темпом возрастания обводненности продукции скважин. Для применения можно рекомендовать комплексные технологии физико-химического воздействия, заключающиеся в последовательной закачке в пласт через нагнетательные скважины гелеобразующих и стимулирующих агентов в комбинации с солянокислотными обработками.

#### **4. Технические требования, особенности планирования, и технологический расчет ГРП в условиях Шингинского месторождения**

В связи с относительно низкой проницаемостью продуктивного нефтяного пласта Шингинского месторождения, ГРП оказался наиболее эффективным методом среди всех проведенных геолого-технических мероприятий, который может положительно повлиять на динамику работы скважин и залежи в целом при надлежащем планировании и качественному его проведению.

В рамках проекта во всех новых скважинах после их строительства планируется проведение ГРП.

Результаты работ в значительной степени зависят от адекватности проекта ГРП геолого-техническим условиям для каждой конкретной скважины. В свою очередь оптимизация проекта ГРП возможна только при условии наличия достоверной информации о пласте.

Информация о механических свойствах и напряженном состоянии целевого продуктивного пласта, а также глинистых пластов в кровле и подошве при планировании ГРП является основополагающей.

Техническими задачами, решению которых при проведении ГРП придается первостепенное значение, являются:

- создание трещины с оптимальной геометрией;
- удержание трещины гидроразрыва в границах продуктивного интервала.

В этой связи весьма актуальным является определение характера распределения напряжений в пластах как по вертикали, так и по площади. Получение информации о направлении максимальных напряжений позволяет также определиться с доминирующим направлением развития трещин и надлежащим образом спланировать как перфорационные работы, так и сами операции по ГРП.

Анализ результатов специальных видов ГИС, выполняемых на скважинах месторождения, в совокупности с анализом промысловых данных о прорывах воды позволяет лучше понять характер напряженного состояния пласта, направления максимальных напряжений и доминирующие направления развития трещин. Это, в свою очередь, позволяет не только оптимизировать планы работ по гидроразрыву пласта, но также иметь основания для принятия более обоснованных решений относительно схемы заводнения, оптимальной плотности и ориентации сетки скважин.

Главная цель, которая преследуется при проведении ГРП на Шингинском месторождении, состоит в максимальном повышении коэффициентов продуктивности скважин.

В ходе подготовки планов ГРП по каждой скважине рекомендуется моделировать геологические условия и процесс проведения гидроразрыва пласта, после чего оценивать ожидаемые результаты проведения операции. С целью оптимизации проекта ГРП рекомендуется рассматривать несколько вариантов, различающихся по следующим показателям:

- объем жидкости гидроразрыва и количество закачиваемого проппанта;
- тип, размер и график закачки проппанта;
- тип жидкости для гидроразрыва.
- Необходимое число агрегатов;

При планировании ГРП рекомендуется ориентироваться на:

- применение жидкости ГРП на полимерной основе, использование полимерного геля в минимальных количествах;
- создание трещин с проводимостью порядка 2000 мД-м и полудлиной до 200 м;
- применение технологии гидроразрыва с концевым экранированием для скважин с проницаемостью пласта более 5 мД;
- применение осмоленного песка для минимизации выноса песка и проппанта.

По результатам моделирования выбирается наиболее оптимальный сценарий проведения ГРП для каждой скважины-кандидата.

Анализ качества и технологии проведения ГРП показал, что на Шингинском месторождении удастся применять агрессивные типы дизайнов с концентрацией закачки проппанта более  $1000 \text{ кг/м}^3$ . Положительный момент таких дизайнов – это хорошая упаковка и равномерное распределение проппанта в сформированной трещине. Новых технологий ГРП на месторождении не применялось.

Следует иметь в виду, что проектирование ГРП требует индивидуального подхода к каждой скважине-кандидату, поскольку не существует единого типового проекта ГРП, который можно было бы применить ко всем скважинам месторождения.

#### 4.1 Технологический расчет ГРП

Проектирование процесса гидравлического разрыва пласта представляет собой достаточно сложную задачу, которая состоит из двух частей: расчет основных характеристик процесса и выбор необходимой техники для его осуществления: определение вида трещины и расчет ее размеров.

В таблице 4.1 приведены исходные данные для расчета технологических параметров ГРП.

Таблица 4.1– Исходные данные для расчета

Глубина скважины, м	Эффект. толщина пласта, м	Внутренний диаметр НКТ, м	Плотность нефти, $\text{кг/м}^3$	Вязкость нефти, $\text{Па}\cdot\text{с}$	Масса песка, т	Диаметр зерна, мм	Темп закачки, $\text{м}^3/\text{с}$
2526	12,3	0,0748	723	0,52	4,2	1,02	0,011

Для расчета забойного давления разрыва пласта  $P_{збр}$  при использовании нефилтующейся жидкости можно воспользоваться следующей формулой (при закачке  $1 \text{ м}^3$  жидкости разрыва):

$$\frac{P_{збр}}{P_{гг}} \times \left( \frac{P_{зобр}}{P_{гг}} - 1 \right)^3 = 5,25 \times \frac{1}{(1-\nu^2)^2} \times \left( \frac{E}{P_{гг}} \right)^2 \times \frac{Q \times \mu_{жр}}{P_{гг}} \quad (4.1)$$

где,  $\nu$  – коэффициент Пуассона горных пород,  $E$  – модуль упругости пород, МПа;  $Q$  – темп закачки жидкости разрыва, м<sup>3</sup>/с;  $\mu_{жр}$  – вязкость жидкости разрыва, Па\*с,  $P_{гг}$  – горизонтальная составляющая горного давления, которую можно найти по формуле (4.2):

$$P_{гг} = P_{гв} \times \frac{\nu}{(1-\nu)}, \quad (4.2)$$

где;  $P_{гв}$  – вертикальная составляющая горного давления, МПа:

$$P_{гв} = \rho_{гп} \times g \times L_c \times 10^{-6} \quad (4.3)$$

$\rho_{гп}$  – плотность горных пород над продуктивным горизонтом, кг/м<sup>3</sup>.  $L_c$  – глубина скважины, м,  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>. При закачке жидкости-песконосителя давление на устье скважины определяется по формуле (4.4)

$$P_y = P_{зобр} - \rho_{жп} \times g \times L_c + P_{тр}, \quad (4.4)$$

где  $\rho_{жп}$  – плотность жидкости с песком, кг/м<sup>3</sup> :

$$\rho_{жп} = \rho_{жп}^1 \times (1 - \beta_n) + \rho_n \times \beta_n, \quad (4.5)$$

где  $\rho_{жп}^1$  – плотность жидкости, используемой в качестве песконосителя, кг/м<sup>3</sup>,  $\rho_n$  – плотность песка, кг/м<sup>3</sup>;  $\beta_n$  – объемная концентрация песка в смеси.

$$b_n = \frac{\frac{C_n}{\rho_n}}{\frac{C_n}{\rho_n} + 1}, \quad (4.6)$$

где  $C_n$  – концентрация песка в 1 м<sup>3</sup> жидкости, кг/м<sup>3</sup>. Потери давления на трение жидкости-песконосителя:

$$P_{тр}^l = \frac{8 \times \lambda \times Q^2 \times L_c \times \rho_{жп}}{\pi^2 \times d_{вн}^5}, \quad (4.7)$$

где  $d_{вн}$  – внутренний диаметр НКТ, м;  $\lambda$  – коэффициент гидравлических сопротивлений:

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad (4.8)$$

$$Re = \frac{4 \times Q \times P_{жп}}{\pi \times d_{вн} \times \mu_{жп}}, \quad (4.9)$$

где  $m_{жп}$  – вязкость жидкости с песком, Па\*с, которую можно найти по формуле (4.10);

$$m_{жп} = m_{жп}^1 \times \exp(3,18 \times b_n), \quad (4.10)$$

где  $m_{жп}^1$  – вязкость жидкости, используемой в качестве песконосителя, Па\*с.

При  $Re > 200$  потери давления на трение по (4.11) увеличивают в 1,52 раза:

$$P_{мп} = 1,52 \times P_{мп}^1 \quad (4.11)$$

Необходимое число насосных агрегатов

$$N = \frac{P_y \times Q}{P_p \times Q_p \times K_{мс}} + 1, \quad (4.12)$$

Где  $P_p$  – рабочее давление агрегата;  $Q_p$  – подача агрегата при данном  $P_p$ ;  $K_{мс}$  – коэффициент технического состояния агрегата. Необходимый объем продавочной жидкости (при закачке в НКТ)

$$V_n = \pi \times r^2 \times L_c \quad (4.13)$$

где  $r$  – внутренний радиус НКТ, м. Объем жидкости для осуществления гидроразрыва находим по формуле (4.14)

$$V_{жс} = \frac{M_n}{C_n} \quad (4.14)$$

где  $M_n$  – масса песка, кг

### Решение:

1. Рассчитываем по (4.3) вертикальную составляющую горного давления:

$$P_{zв} = \rho_{zn} \times g \times L_c \times 10^{-6} = 2600 \times 9,81 \times 2526 \times 10^{-6} = 64,42 \text{ МПа};$$

2. Рассчитываем горизонтальную составляющую горного давления по (4.2):

$$P_{zг} = P_{zв} \times \frac{v}{(1-v)} = 62,42 \times (0,3/(1-0,3)) = 27,61 \text{ МПа};$$

3. В данных условиях предположительно образуются вертикальные или наклонные трещины. Рассчитываем забойное давление разрыва. Решение уравнения производим графическим методом.

Значение определяется по формуле:  $y = \frac{P_3}{P_{гг}} \times \left(\frac{P_3}{P_{гг}} - 1\right)^3$ ; Значение  $x$  определяем подбором.

Получаем  $P_3 = 27,9$  МПа;

4. Рассчитаем  $\beta_n$  по (4.6) (принимая  $C_n = 275$  кг/м<sup>3</sup>):

$$\beta_n = \frac{\frac{C_n}{\rho_n}}{\frac{C_n}{\rho_n} + 1} = \frac{\frac{275}{2500}}{\frac{275}{2500} + 1} = 0,1;$$

5. Рассчитываем плотность жидкости с песком (4.5):

$$\rho_{жсн} = \rho_{жсн}^1 \times (1 - \beta_n) + P_n \times \beta_n = 723 \times (1 - 0,1) + 2500 \times 0,1 = 899,1 \text{ кг/м}^3;$$

6. Рассчитываем вязкость жидкости с песком по формуле (4.10) :

$$\mu_{жсн} = \mu_{жсн}^1 \times \exp(3,18 \times \beta_n) = 0,52 \times \exp(3,18 \times 0,1) = 0,71 \text{ Па} \cdot \text{с};$$

7. Число Рейнольдса (4.9):

$$Re = \frac{4 \times Q \times P_{жсн}}{\pi \times d_{вн} \times \mu_{жсн}} = \frac{4 \times 0,011 \times 899,1}{3,14 \times 0,0748 \times 0,71} = 236,35;$$

8. Коэффициент гидравлического сопротивления (4.8):

$$\lambda = \frac{64}{Re} = \frac{64}{236,35} = 0,27;$$

9. Потери на трение (4.7):

$$P_{тр}^l = \frac{8 \times \lambda \times Q^2 \times L_c \times \rho_{жсн}}{\pi^2 \times d_{вн}^5} = \frac{8 \times 0,27 \times 0,011^2 \times 2526 \times 899,1}{3,14^2 \times 0,0748^5} = 25,78 \text{ МПа};$$

10. Учитывая, что  $Re = 236,35 > 200$ , потери на трение составят (4.11):

$$P_{тр} = 1,52 \times 25,78 = 39,2 \text{ МПа};$$

11. Давление на устье скважины при закачке жидкости-песконосителя (4.4)

$$P_y = P_{забр} - \rho_{жсн} \times g \times L_c + P_{тр} = 27,94 - 899,1 \times 9,81 \times 2526 \times 10^{-6} + 25,78 = 44,85 \text{ МПа};$$

12. При работе агрегата 4АН-700 на IV скорости  $P_p=29$  МПа, а  $Q_p=0,0146$  м<sup>3</sup>/с  
необходимое число агрегатов (4.12):

$$N = \frac{P_y \times Q}{P_p \times Q_p \times K_{mc}} + 1 = \frac{44,85 \times 0,011}{29 \times 0,0146 \times 0,5} + 1 = 3,3. \text{ Принимаем } N=4 \text{ агрегата;}$$

13. Объем продавочной жидкости (4.13):

$$V_n = \pi \times r^2 \times L_c = 3,14 \times 0,0748^2 \times 2526 = 11,1 \text{ м}^3;$$

14. Объем жидкости для осуществления гидроразрыва (жидкость разрыва и жидкость-песконоситель) (4.14):

$$V_{жс} = \frac{M_{п}}{C_{п}} = 4,2 \times 1000 / 275 = 15,27 \text{ м}^3;$$

15. Суммарное время работы агрегатов 4АН-700 на IV скорости рассчитываем по формуле (4.15):

$$t = \frac{V_{жс} + V_n}{Q_p} \text{ или } t = \frac{11,1 + 15,27}{0,0146} = 1805,9 \text{ с или } 31 \text{ мин.}$$

16. Для определения увеличения проницаемости призабойной зоны скважины после гидроразрыва в случае образования одной горизонтальной трещины необходимо знать ширину трещины, радиус ее распространения и проницаемость пласта. Радиус горизонтальной трещины определяем приближенно по формуле:

$$r_T = 5,08 \cdot 10^5 \cdot C \cdot \left( Q \cdot \sqrt{\frac{\mu \cdot t_p}{k}} \right)^{0,5}, \quad (4.16)$$

где  $C$  - эмпирический коэффициент, зависящий от давления и характеристики горных пород, равный 0,02;

$Q$  - расход жидкости разрыва, м<sup>3</sup>/мин;

$\mu$  - вязкость жидкости разрыва, Па·с;

$t_p$  - время закачки жидкости разрыва, мин;

$k$  - коэффициент проницаемости, мкм<sup>2</sup>.

Для рассматриваемой задачи имеем следующие данные:

$C = 0,02$ ;  $Q$  — расход жидкости разрыва ( $Q = 0,011 \text{ м}^3/\text{с}$ );  $\mu$  — вязкость жидкости разрыва ( $\mu = 0,25 \text{ Па}\cdot\text{с}$ );

$t_p$  — время закачки жидкости разрыва ( $4,4 \text{ мин} = 264 \text{ с}$ );

$\kappa$  — коэффициент проницаемости ( $\kappa = 0,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ ).

Подставляя приведенные данные в формулу (4.16), будем иметь:

$$r_T = 5,08 \cdot 10^5 \cdot 0,02 \cdot (0,05 \cdot \sqrt{\frac{0,025 \cdot 264}{0,02 \cdot 10^{-12}}}) = 13 \text{ м}$$

Проницаемость созданной горизонтальной трещины определяем по формуле:

$$k_T = \frac{10^8 \cdot \omega}{12} \cdot 10^{-12}, \quad (4.17)$$

где  $k_T$  - проницаемость трещины,  $\text{м}^2$ ;

$\omega$  - ширина трещины, см.

Принимаем  $\omega$  равной 3,77 см, получим:

$$k_T = \frac{10^8 \cdot 3,77}{12} \cdot 10^{-12} = 83,3 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2$$

Проницаемость призабойной зоны определяем по формуле:

$$k_{ПЗ} = \frac{k_{П} \cdot h + k_T}{h + \omega}, \quad (4.18)$$

где  $k_{П}$  - проницаемость пласта ( $k_{П} = 0,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ );

$h$  - эффективная мощность пласта, ( $h = 12,3 \text{ м}$ );

$\omega$  - ширина трещины ( $\omega = 0,0377 \text{ м}$ ).

Подставляя эти данные в формулу (4.18), будем иметь:

$$k_{ПЗ} = \frac{0,02 \cdot 10^{-12} \cdot 12,3 + 83,3 \cdot 10^{-9}}{12,3 + 0,0377} = 5,22 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$$

Если считать, что значение проницаемости призабойной зоны указанных скважин до осуществления в них гидроразрыва было равно среднему значению проницаемости пласта ( $k_{П} = 0,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ ), то проницаемость призабойной зоны скважин в радиусе распространения трещины увеличится в:

$$\frac{k_{ПЗ}}{k_{П}} = \frac{5,22 \cdot 10^{-12}}{0,02 \cdot 10^{-12}} = 261 \text{ раз},$$

Таким образом, в результате создания одной единственной трещины в призабойной зоне проницаемость ее увеличивается в десятки и более раз.

Проницаемость всей дренажной системы скважины определяем по формуле (4.19):

$$k_{дс} = \frac{k_{п} \cdot k_{пз} \cdot \lg \frac{R_K}{r_c}}{k_{пз} \cdot \lg \frac{R_K}{r_T} + k_{п} \cdot \lg \frac{r_T}{r_c}}, \quad (4.19)$$

где  $R_K$  - радиус контура области питания скважины или половина среднего расстояния между двумя соседними скважинами (принимается равным 250 м);

$r_c$  - радиус забоя скважины ( $r_c=0,108$  м);

$r_T$  - радиус трещины ( $r_T=13$  м).

Подставляя значения величин, входящих в формулу (4.19), получим:

$$k_{дс} = \frac{0,02 \cdot 10^{-12} \cdot 5,22 \cdot 10^{-12} \cdot \lg \frac{250}{0,108}}{5,22 \cdot 10^{-12} \cdot \lg \frac{250}{13} + 0,02 \cdot 10^{-12} \cdot \lg \frac{13}{0,108}} = 0,36 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$$

Определим ожидаемый прирост дебита скважины после гидравлического разрыва пласта.

Дебит скважины найдем по формуле Дюпюи:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{п} \cdot h \cdot \Delta p}{2,3 \cdot \mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (4.20)$$

где  $Q$  - дебит скважины, м<sup>3</sup>/сут;

$k_{п}$  - проницаемость пласта ( $k_{п} = 0,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ );

$h$  - эффективная мощность пласта, м;

$\Delta p$  - депрессия на забое ( $\Delta p = p_{пл} - P_{заб} = 18 \text{ МПа}$ );

$\mu$  - динамическая вязкость нефти (0,52 Па·с).

При принятых данных получим следующие значения дебетов:

$$Q = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,02 \cdot 10^{-12} \cdot 12,3 \cdot 18 \cdot 10^7 \cdot 86400}{2,3 \cdot 0,52 \cdot \ln \frac{250}{0,108}} = 16,8 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Сравним подсчитанные по формуле (4.20) значения дебитов с фактическими значениями (фактический дебит скважины №603 до проведения ГРП равен  $20 \text{ м}^3/\text{сут}$ ).

Максимальный дебит скважины после гидравлического разрыва пласта определяем по формуле Дюпюи, принимая радиус скважины, равным радиусу трещины ( $r_C=r_T$ ):

$$Q_{\max} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{II} \cdot h \cdot \Delta p}{2,3 \cdot \mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_T}}, \quad (4.21)$$

где  $k_{II}$  - проницаемость пласта,

$r_T$  - радиус трещины ( $r_T=13 \text{ м}$ ).

Подставляя имеющиеся данные в формулу (4.21), получим следующие значения максимального дебита:

$$Q = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,02 \cdot 10^{-12} \cdot 12,3 \cdot 18 \cdot 10^7 \cdot 86400}{2,3 \cdot 0,52 \cdot \ln \frac{250}{13}} = 44,16 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Из полученного результата о возможном максимальном дебите скважины видно, что после гидравлического разрыва пласта дебит скважины может увеличиваться в:

$$\frac{Q_{\max}}{Q} = \frac{44}{16} = 2,7 \text{ раза}$$

Таким образом, после гидроразрыва пласта можно ожидать почти трехкратное увеличение дебита скважины.

## **5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение при анализе эффективности гидроразрыва на скважине №600**

В данном разделе произведен расчет стоимости работ, на проведение гидроразрыва пласта на скважине № 600 Шингинского нефтяного месторождения Томской области.

Расчет стоимости затрат на проведение гидроразрыва пласта на Шингинском нефтяном месторождении производился с учетом необходимой реконструкции и технического перевооружения производственных мощностей, существующих на месторождении.

### **5.1 Расчёт времени на проведение мероприятия**

Время на проведение мероприятия включает в себя время на монтаж и демонтаж манифольдов, площадки скважины и проведение ГРП. Время принимается согласно единым нормам времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин. (сборники Е-3.1.1 – Е-3.1.9 ) [8]

Таблица 5.1 – Время на выполнение подготовительного мероприятия

<b>Операция</b>	<b>Общее время, ч</b>
Глушение скважины	7
Монтаж подъемного агрегата и расстановку бригадного	13
Подъем подземного оборудования	10
Промывка забоя скважины и в случае необходимости	14
Проведение комплекса ГИС	9
Спуск-подъем гидравлического скрепера и скреперование интервала установки пакера	8
Спуск, посадка, опрессовка пакера на НКТ-89 мм	12
Проведение ГРП	13
Демонтаж оборудования	10
<b>Итого:</b>	<b>96</b>

Общее время на проведение подготовительного мероприятия будет равно 96 ч.

### **5.2 Расчет стоимости проведения гидроразрыва**

Цель гидроразрыва пласта – увеличение проницаемости призабойной зоны путем создания искусственных или расширения естественных трещин в

породе пласта. Достигают этого путем закачки в пласт вязких жидкостей с большим расходом и под большим давлением (выше давления разрыва пород). В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется зернистый материал (проппант), закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления. [4]

В таблице 5.2 приведено необходимое оборудование для проведения данного метода интенсификации.

Таблица 5.2 – Список необходимой техники и оборудования для проведения гидроразрыва пласта [4]

Наименование	Кол. ед.	Вид работ
<b>Техника</b>		
Насосный агрегат 4АН-700	4	Закачка рабочих жидкостей (продавочная жидкость, песконоситель, жидкость разрыва)
Блендер на базе УСГ-30	1	Приготовления рабочих составов
Песковоз на базе Камаз – 53229	1	Перевозка пропанта
Автокран на базе Камаз-6560	1	Монтаж/демонтаж оборудования
Камаз 43114 Э «Вахтовка»	1	Перевозка работников
Станция управления на базе Камаз-5350	1	Управление процессом ГРП
Лаборатория на базе Камаз-5350	1	Анализ химических веществ
<b>Оборудование</b>		
Блок манифольд	1	Соединение насосных агрегатов с устьем скважины
Колонная головка Cameron 15000 PSI	1	Обвязка колонн и герметизация межтрубного пространства
Извлекаемый пакер Seit 15000 PSI	1	Предназначен для герметичного разобщения интервалов ствола обсадной колонны
Скрепер	1	Скребокание интервала установки пакера

Таблица 5.3 – Список необходимого материала при проведении гидроразрыва пласта [4]

Наименование	Название	Количество	Ед.изм
Пропант ВР 2	16/20 Боровичи	60	Т
Гелант	WG-46	832	КГ
Стабилизатор глин	WCS-100	462	Л
Деэмульгатор	WNE-135	462	Л
Сшиватель	DBXL-301	595	Л
Брейкер	WGB-1	36,5	КГ
Биоцид	Bioclear 1000	2,3	кг
<b>Всего жидкости</b>		<b>231</b>	<b>м<sup>3</sup></b>

Расчет топлива осуществляется исходя из того, что а/м Камаз 43114 был в пути 340 км за всё время работ, следовательно при расходе топлива 38л/100 км было потрачено 131 литров д/т. Для оставшейся авто-техники было аналогично посчитано ГСМ руководствуясь технической характеристикой ТС (таблица 5.4).

Таблица 5.4 – Расчёт материальных затрат

Ресурсы	Количество	Стоимость за ед., руб.	Стоимость комплекта, руб.
Спецодежда	24 шт	8 000	192 000
ГСМ для а/м 4АН-700	4*164 л	40 руб/литр	26240
ГСМ для а/м УСГ-30	130 л	40 руб/литр	5200
ГСМ для а/м Камаз 53229	143 л	40 руб/литр	5720
ГСМ для а/м Камаз 6560	125 л	40 руб/литр	5000
ГСМ для а/м Камаз 5350	140 л	40 руб/литр	5600
ГСМ для а/м Камаз 43114 Э	131 л	40 руб/литр	5240
ГСМ для а/м Камаз 5350	140 л	40 руб./литр	5600
Пропант ВР 2	60 т	21200	1272000
Гелант	832 кг	1200	998400

Продолжение таблицы 5.4

Стабилизатор глин	462 л	900	415800
Дезмульгатор	462 л	1252	578424
Сшиватель	595 л	430	255850
Брейкер	36,5 кг	1700	62050
Биоцид	2,3 кг	2300	5290
<b>Итого:</b>	-	-	<b>3 838 414</b>

Объём Жидкости, геля и количество пропанта берётся из представленного в главе 4 «Технологический расчет ГРП», а также из опыта отечественной практики. [4]

Расчет затрат на приобретение специального оборудования для проведения гидроразрыва приведён в таблице 5.5 [9]

Таблица 5.5 – Расчет затрат на приобретение специального оборудования для проведения ГРП

№ п/п	Наименование	Количество, ед.	Стоимость за ед, руб.	Стоимость за комплект, руб.
1.	Линия манифольд	1	278000	278000
2.	Колонная головка Cameron 15000 PSI	1	250000	250000
3.	Пакер Seit 15000 PSI	1	264000	264000
4.	Скрепер	1	127000	127000
	<b>Итого:</b>			<b>919 000</b>

Вывод: для проведения работ, связанных увеличением интенсификации приктока на скв №600, необходимо наличие основных и вспомогательных материалов, общая стоимость которых будет равна  $3\,838\,414 + 919\,000 = 4\,757\,414$  рублей.

### 5.3 Расчёт амортизационных отчислений

Затраты определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в

установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Нормы амортизации для техники при ГРП выбираем согласно классификации основных средств, включаемых амортизационные группы, (утв. Постановлением Правительства РФ от 07 июля 2016 г. N 640).

Вся техника необходимая для проведения гидроразрыва пласта находится на балансе предприятия.

Расчет амортизационных отчислений на оборудование, при проведении гидроразрыва пласта представлен в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Расчет амортизационных отчислений

Объект	Стоимость руб.	Норма амортизации %	Норма амортизации в год, руб.	Норма амортизации в час, руб.	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Линия Манифольд	278000	20	55600	6,347032	1	96	609,3151
Колонная головка Cameron 15000 PSI	250000	20	50000	5,707763	1	96	547,9452
Пакер Seit 15000 PSI	264000	20	52800	6,027397	1	96	578,6301
Скрепер	127000	20	25400	2,899543	1	96	278,3562
4АН-700	3426410	10	342641	39,11427	4	96	15019,88
УСГ-30	2917456	10	291745,6	33,30429	1	96	3197,212
Камаз 53229	5561234	10	256123,4	29,23783	1	96	2806,832
Камаз 6560	5628791	10	262879,1	30,00903	1	96	2880,867
Камаз 5350	5891423	10	289142,3	33,00711	1	96	6337,365
Камаз 43114 Э	5098391	10	209839,1	23,95424	1	96	2299,607
<b>Итого</b>					<b>4</b>		<b>34556</b>

Примечание: Амортизация рассчитывается исходя из срока полезного использования, согласно Классификации основных средств для техники – 10 лет, для линии манифольд, колонной головки, пакера, скрепера – 5 лет. [9]

Срок эксплуатации для всего перечня оборудования принимается равным рабочему времени по ГРП (96 часов).

## 5.4 Расчёт заработной платы

Персонал для проведения необходимого проектирования: геолог; лаборант, супервайзер.

Персонал для проведения фактической операции: мастер ГРП; 2 оператора блендера; 8 операторов насосных агрегатов; оператор станции управления; машинист автокрана; оператор песковоза.

Персонал для проведения вспомогательных операций: мастер ДНГ, 4 оператора ДНГ, 2 водителя вахтовки. [4]

Расчет суммы, начисленной по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда.

Таблица 5.7 – Надбавки и доплаты к заработной плате работника

Районный коэффициент	1,5
Северная надбавка	1,5
Доплата за вредность	1,05
Компенсационная выплата за время нахождения в пути на вахту/с вахты	1400р
Компенсационная выплата за вахтовый метод работы	1,1

Таким образом, зная количество работников, рассчитаем заработную плату на проведение одного ГРП (таблица 5.8).

Таблица 5.8 – Расчет заработной платы сотрудников

Должность	Количество	Оклад(ед.), руб.	Районный коэффициент	Заработная плата с учетом надбавок, руб.(50%)	компенсационная выплата за вахтовый метод работы	доплата за вредность	Итого заработная плата, руб.(вахта 17 дней)	Итого заработная плата за выполненные работы, руб. (96 часов).
Геолог	1	32 916	16 458	16 458	3 292	3 950	73 074	17 193,77
Лаборант	1	16 732	8 366	8 366	1 673	2 008	37 145	8 740,01
Супервайзер	1	46 912	23 456	23 456	4 691	5 629	104 145	24 504,62

Продолжение таблицы 5.8

Должность	Количество	Оклад(ед.), руб.	Районный коэффициент	Заработная плата с учетом надбавок, руб.(50%)	компенсационная выплата за вахтовый метод работы	доплата за вредность	Итого заработная плата, руб.(вахта 17 дней)	Итого заработная плата за выполненные работы, руб. (96 часов).
Мастер ГРП	1	38 156	19 078	19 078	3 816	4 579	84 706	19 930,90
Оператор Блендера	2	22 943	11 472	11 472	2 294	2 753	50 933	23 968,69
Оператор насосных агрегатов	8	21 379	10 690	10 690	2 138	2 565	47 461	89 339,07
Оператор станции управления	1	23 678	11 839	11 839	2 368	2 841	52 565	12 368,27
Машинист автокрана	1	20 543	10 272	10 272	2 054	2 465	45 605	10 730,70
Оператор песковоза	1	20 792	10 396	10 396	2 079	2 495	46 158	10 860,76
Мастер ДНГ	1	34 627	17 314	17 314	3 463	4 155	76 872	18 087,52
Оператор ДНГ	4	19 987	9 994	9 994	1 999	2 398	44 371	41 761,1
Водитель вахтовки	2	20 543	10 272	10 272	2 054	2 465	45 605	21 461,39
<b>ИТОГО:</b>	<b>24</b>							298 946,77
<b>Доп. ЗП:</b>				7,9%				23616,8
<b>Общая ЗП:</b>								322563,57

Примечание: Заработная плата за выполненный вид работы рассчитывается исходя из того, что в рабочей вахте 17 дней .

### 5.5 Отчисления во внебюджетные фонды

В таблице 5.9 представлен расчет страховых отчислений во внебюджетные фонды, такие как: Пенсионный фонд России (ПФР), Фонд социального страхования (ФСС), Федеральный фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС).

Таблица 5.9 – Страховые тарифы на обязательное страхование в ОСС, ПФР, ФСС и ФОМС

Должность	Зарботная плата за выполненный вид работ, руб.	Тип страховых отчислений и ставка по отчислениям, руб.			
		Страхов. взн, 0,2%	ПФР, 22%	ФСС, 2,9%	ФОМС, 5,1%
Геолог	17194	34,4	3783	498,6	876,9
Лаборант	8740	17,5	1923	253,5	445,7
Супервайзер	24505	49,0	5391	710,6	1249,7
Мастер ГРП	19931	39,9	4385	578,0	1016,5
Оператор Блендера	23969	47,9	5273	695,1	1222,4
Оператор насосных агрегатов	89339	178,7	19655	2590,8	4556,3
Оператор станции управления	12368	24,7	2721	358,7	630,8
Машинист автокрана	10731	21,5	2361	311,2	547,3
Оператор песковоза	10861	21,7	2389	315,0	553,9
Мастер ДНГ	18088	36,2	3979	524,5	922,5
Оператор ДНГ	41761	83,5	9187	1211,1	2129,8
Водитель вахтовки	21461	42,9	4722	622,4	1094,5
<b>ИТОГО:</b>		<b>90282,7</b>			

Примечание: страховые тарифы начисляются на заработную плату сотрудников за выполненную работу согласно таблице 5.8.

## 5.6 Формирование бюджета затрат на реализацию проекта

Общие затраты на реализацию проведения гидроразрыва пласта представлены в таблице 5.10

Таблица 5.10 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

№	Состав затрат	Сумма затрат, руб.	Примечание
1	Расчёт материальных затрат	3 838 414	Согласно таблице 5.4

Продолжение таблицы 5.10

№	Состав затрат	Сумма затрат, руб.	Примечание
2	Расчет затрат на приобретение специального оборудования для проведения ГРП	919 000	Согласно таблице 5.5
3	Расчет амортизационных отчислений	34 554	Согласно таблице 5.6
4	Расчет заработной платы сотрудников	322 563,57	Согласно таблице 5.8
5	Отчисления во внебюджетные фонды	90 281,9	Согласно таблице 5.9
6	Итого основные расходы	5 181 196,67	
7	Накладные расходы (16% от суммы п.1-5)	828 991,47	
8	Всего затраты на мероприятие	6 010 188,14	

Вывод: Для увеличения коэффициента нефтеизвлечения на Шингинском нефтяном месторождении, используют гидравлический разрыв пласта.

Экономический эффект обеспечивается за счет увеличения среднесуточного дебита по скважине. Исходя из таблицы 5.10, для полного проведения работ, по интенсификации притока с помощью гидроразрыва пласта на Шингинском нефтяном месторождении, необходимо заложить в план работ затраты на сумму 6 010 188,14 рублей.

Стоимость нефти на 17 мая 2017 года составляет 36 637 рублей за тонну. В результате проведения гидравлического разрыва пласта на скважине № 603 Шингинского нефтяного месторождения увеличился среднесуточный дебит по нефти с 11 м<sup>3</sup>/сут до 52 м<sup>3</sup>/сут. Среднесуточный прирост добычи нефти составляет 41 м<sup>3</sup>/сут, что составляет 1 300 614 рублей в сутки.

Затраты на проведение гидравлического разрыва пласта окупились в течении 5 суток, при продолжительности технологического эффекта 365 суток, что свидетельствует о целесообразности проведения гидравлического разрыва пласта на скважине №600 Шингинского месторождения.

## **6. Социальная ответственность**

Нефтегазопромыслы обладают большой степенью опасности и риском возникновения экстремальных ситуаций, которые угрожают здоровью сотрудникам промысла. В связи с этим на данных производствах необходима разработка мероприятий по оздоровлению и улучшению условий труда, главной целью которых должно быть создание благоприятных условий, необходимых для высокопроизводительного труда и устранения профессиональных заболеваний, производственного травматизма и причин им способствующих. Это возможно только лишь при соблюдении строгой дисциплины всем персоналом при выполнении работ и следовании инструкциям по охране труда.

### **6.1 Производственная безопасность**

Проведение геолого-технических мероприятий не должно оказывать вреда работникам промысла. Вредные и опасные факторы, влияющие на организм трудящегося на нефтегазопромысловом предприятии, должны быть быстро выявлены и по мере возможности устранены, или же уменьшены масштабы их воздействия.

В таблице 6.1 приведены основные наиболее вероятные вредные и опасные производственные факторы на рабочих местах, при проведении ГТМ.

Таблица 6.1 – Опасные и вредные факторы при проведении ГТМ

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) отбор проб с нефтяных скважин; 2) работа с оборудованием, находящемся под давлением; 3) снятие показаний с приборов телеметрии; 4) работа с машинами и механизмами; 5) закачка рабочих жидкостей в продуктивный пласт.	1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха в рабочей зоне; 2. Повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте; 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 4. Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ.	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Работа с оборудованием под давлением; 3. электрический ток.	1. ГОСТ 12.1.005-88; 2. ГОСТ 12.01.003-83; 3. ГОСТ 24346-80; 4. ВСН34-82; 5. ГОСТ 12.4.011-89; 6. ГОСТ 12.2.003-91; 7. ГОСТ 12.2.062-81; 8. РД 24.200.11-90; 9. ГОСТ 12.1.004-91; 10. РД 153-39-023-97.

### 6.1.1 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их предотвращению

#### Повышенная запыленность и загазованность воздуха

Для проведения геолого-технических мероприятий используют значительное количество транспортных средств и агрегатов, передвижение которых приводит к подъему большого количества пыли в воздух, а также

выделению выхлопных газов, которые оказывают негативное влияние на организм человека.

Степень влияния зависит от химического состава пыли, который характеризуется параметром — биологическая активность пыли. Согласно этому параметру, пыль бывает раздражающего действия (неорганическая и древесная пыль) и токсического (хром, мышьяк и др. веществ). В результате загрязнения воздуха пылью, затрудняется дыхание человека, поступление кислорода в кровь уменьшается, что может привести к возникновению легочных заболеваний.

Нормы содержания вредных веществ в воздухе установлены в ГОСТ 12.1.005-88 [10].

В таблице 6.2 представлены предельно допустимые концентрации для различных видов пыли .

Таблица 6.2 ПДК веществ содержащихся в воздухе, наиболее часто встречающихся при использовании транспорта [10].

Вещество	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Пыль, содержащая более 70% SiO <sub>2</sub>	2	3
Пыль, содержащая от 10 до 70% SiO <sub>2</sub>	2	4
Пыль растительного и животного происхождения	4	4

В случае превышения допустимого уровня пыли и загазованности в воздухе следует предпринимать меры по предотвращению поражений органов дыхания человека. К таким мерам можно отнести уменьшение применения токсичных веществ в технологических процессах, контроль за воздушной средой, герметизация оборудования, а также использование средств защиты

органов дыхания: респираторов, противогазов фильтрующего типа или марлевых повязок.

### **Повышенный уровень шума и вибраций**

Работники проводящие ГТМ, как правило, находятся на территориях с повышенными вибрациями и уровнем шума, что негативно влияет на человека, в первую очередь на ЦНС и сердечно-сосудистую систему, а также значительно снижает работоспособность.

На кустовой площадке Шингинского месторождения при проведении ГТМ, основными источниками шумов будут являться различная техника, в частности насосные агрегаты используемые для большинства операций со скважинами.

Согласно норме, установленной ГОСТ 12.01.003-83 [11], допустимый уровень шума на рабочих местах должен быть не выше 80 дБ. Уровень вибраций не должен превышать 92 дБ, эта норма регламентирована ГОСТ 24346-80 [12]. В целях борьбы с уровнем шума и вибраций, на нефтегазопромыслах предусмотрено применение СИЗ органов слуха, наушников, применение виброизолирующей обуви, оснащение работников перчатками, а также комплексная целевая программа, которая включает в себя снижение уровня шума в источнике его возникновения и на путях его распространения.

### **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Работы связанные с проведением ГТМ включают в себя нахождение работников на территории производственных объектов. Поэтому предприятие организует освещение территории, а также отдельных рабочих мест с помощью прожекторов. Для организации необходимой степени освещенности и создания безопасных условий труда установлена норма освещенности нефтегазовых объектов. В таблице 6.3 указаны рекомендуемые виды прожекторов заливающего света.

Таблица 6.3 – Рекомендуемые типы прожекторов для освещения предприятий нефтяной промышленности [13]

Прожектор	Лампа	Макс. сила света, ккд
ПЗС-45	Г220-1000	130
	ДРЛ-700	30
ПЭС-35	Г220-500	50

### **Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ**

При отборе проб с нефтяных скважин происходит выделение легких фракций нефти, а также попутных газов в атмосферу из-за изменения давления и температуры, что отрицательно воздействует на организм человека, влияющая, в первую очередь, на ЦНС. Отравление парами нефти и продуктами ее переработки приводит к головокружениям, головной боли, сухости во рту, тошноте, общей слабости, а также может привести к потере сознания. Также может возникнуть ощущение удушья, которое выражается в головокружении, затруднении процесса дыхания и потере сознания.

В связи с высоким содержанием в нефти ароматических углеводородов и сероводорода, работа с сырой нефтью может привести к острым или хроническим отравлениям. Работающие с сырой нефтью во время длительных промежутков времени могут получить кожное заболевание или серьезное отравление. Легкие фракции бензина через дыхательные пути могут попасть в кровь. Содержание химических и токсических веществ в воздухе нормируется установленными ПДК, значения которых для основных веществ, выделяющихся на нефтегазопромыслах, представлены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – ПДК для вредных веществ в воздухе на рабочих местах[10]

Вещество	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Метанол	5	3
Диоксид серы	10	3
Сажа	4	3

Кроме всего прочего, работники на нефтегазопромыслах в целях безопасности труда и профилактики заболеваний должны быть снабжены и другими средствами индивидуальной защиты. Они должны предусматривать защиту органов дыхания, слуха, рук, лица и головы. В связи с этим работникам должны выдаваться спецодежда и специальная обувь, респираторы или противогазы, специальные очки и другие средства, защищающие при выполнении тех или иных технологических операций.

### **6.1.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их предотвращению**

#### **Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования**

Практически все геолого-технические мероприятия задействуют различные транспортные средства и агрегаты, вследствие этого появляется большая вероятность появления опасности для работников со стороны движущихся машин и механизмов.

Контроль за ГРП осуществляется дистанционно с помощью станции контроля и управления, которая смонтирована на автомобиле. При этом все транспортные средства расположены в направлении от устья скважины, так чтобы при наличии аварийной и пожарной опасности беспрепятственно отъехать от нее. Агрегаты, в соответствии с техникой безопасности, устанавливаются на расстоянии не менее 10 м от устья скважины, при этом расстояние между ними должно быть не менее 1 м. [20]

До проведения гидроразрыва пласта на глубиннонасосных скважинах

следует отключить привод станка-качалки, затем редуктор затормаживается и вывешивают предупредительные таблички или плакаты с информацией о проводимых работах. Подвижные части оборудования должны быть должным образом защищены, чтобы работники не получили механических повреждений.

В процессе обвязки устья скважины и монтажа трубопроводов устанавливают противовыбросовое оборудование, обратные клапаны и манометры.

Перед закачкой жидкости в скважину все оборудование проверяется на наличие неисправностей, исследуется надежность и правильность обвязки и их соединения с устьевой арматурой, которая в свою очередь также проходит обязательную проверку. Затем нагнетательные трубопроводы подвергают опрессовке на давление, которое должно превышать в 1,5 раза ожидаемое максимально давление гидроразрыва. Рабочие в это время должны находиться за пределами опасной зоны.

Запуск технологических установок и начала операции по закачке жидкостей в скважину начинается только после удаления из опасной зоны всех рабочих, не связанных с непосредственной работой у агрегатов. Остатки жидкостей из емкостей и автоцистерн сливаются в специально приготовленные емкости или в канализацию. [20]

### **Работа с оборудованием под давлением**

Работники нефтегазопроизводств работают с сосудами и аппаратами, находящимися под большими давлениями (более 21 МПа). В случае неисправностей или непредвиденных аварий возможен риск смертельной опасности трудящихся, поэтому сосуды и баллоны для хранения нефти и газов, а также их транспортировки должны соответствовать требуемым нормам, а работники в свою очередь должны периодически проходить производственные инструктажи. По технике безопасности в сосуды недопустима подача газа или сжатого воздуха с парами масел, т.к. в случае перегрева может образоваться взрывоопасная смесь, вентили и краны устанавливаются таким образом, чтобы

выходное отверстие было направлено в безопасное место, при работе работника внутри емкости должны быть открыты все люки с целью достаточного проветривания, а работников должно быть, как минимум, двое (один – внутри, второй – снаружи). Также необходим постоянный контроль за техническим состоянием сосудов: если обнаружены какие-то трещины, пропуски газов, отпотевания в местах сварочных швов, то подобные сосуды снимают с эксплуатации. [21]

### **Поражение электрическим током**

Нефтегазовое производство должным образом электрифицировано, поэтому работник данной отрасли постоянно сталкивается с электроприборами или оборудованием, находящимся под напряжением. В связи с этим работник должен уметь пользоваться такими приборами, знать их общую конструкцию и принцип действия. При возникновении опасных ситуаций работник, неквалифицированный в области электробезопасности, не должен предпринимать опасных для своего здоровья действий, а обязан сообщить о неисправности главному инженеру-электрику. Приборы и оборудование, работающие от электричества, должны проходить периодический осмотр, в ходе которого выносится вердикт о возможности их дальнейшего использования. Все электроустановки должны быть заземлены, пригодны к использованию в трудных погодных условиях и укомплектованы средствами защиты, пожаротушения и инструментом. Неисправное оборудование должно быть своевременно починено, либо заменено на новое. К средствам индивидуальной защиты на случай электроопасных ситуаций относятся защитные пластиковые каски и очки, изолирующие рукавицы и обувь, а также термостойкие костюмы. [24]

## **6.2 Экологическая безопасность**

*Защита атмосферы.* По статистическим подсчетам около 75% [15] всех неблагоприятных воздействий на окружающую среду от нефтегазовых промыслов приходится на атмосферу. Способны выделять загрязняющие

вещества в атмосферу следующие технологические объекты: буровые установки, установки подготовки нефти и газа, нефтеперерабатывающие заводы, газокompрессорные станции, нефтепроводы различного уровня, станции хранения УВ и др.

Основные выбрасываемые в атмосферу вредные примеси от нефтегазовых комплексов – это кислые компоненты (оксиды углерода, серы и азота, сероводород), УВ и их производные и твердые частицы. Производственные отходы, возникающие на нефтегазопромыслах, подлежат к сжиганию на факельных установках, в результате чего в атмосферу выделяются вредные компоненты. Существенное влияние на атмосферу среди данных компонентов оказывает формальдегид, который имеет резкий запах и высокую токсичность, и диоксид серы, выделяющийся при сжигании угля или нефти с высоким содержанием серы.

На нефтегазовых месторождениях при воздействии на призабойную зону пласта на факельных установках происходит сжигание газоконденсатной смеси, полученной из пласта. Это приводит к выбросам кислых компонентов в атмосферу. Подобное влияние происходит и при работе дизельных двигателей на различных агрегатах и технологических установках, которыми пользуются при обработке ПЗС, т.к. это оборудование основано на сжигании топлива, а процесс сжигания сопровождается выделением вредных компонентов в окружающую среду.

Кроме того, непосредственно углеводороды и их производные могут попадать в атмосферу в результате негерметичностей оборудования, различного рода аварий, низкой надежности вспомогательных агрегатов или прорывах трубопроводов.

В настоящее время для контроля за наличием определенной концентрации вещества в атмосфере установлено два норматива: среднесуточная предельно – допустимая концентрация и максимальная разовая предельно-допустимая концентрация. Под первой понимается концентрация, осредненная на какой-то продолжительный промежуток времени, под второй за

период двадцатиминутного измерения. ПДК некоторых вредных веществ в воздухе на рабочем месте приведены в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – ПДК вредных веществ в рабочей зоне [16]

Вещество	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Азота диоксид	2	3
Аммиак	20	4
Бензин	100	4
Метанол	5	3
Серы диоксид	10	3
Сероводород	3	3
Углерода оксид	20	4

С целью регулировать концентрацию вредных веществ в атмосфере (не должна превышать ПДК), пылегазовые выбросы рассеиваются через высокие трубы. Кроме того, введен предельно-допустимый выброс (ПДВ), который также четко контролируется на промыслах.

*Защита гидросферы.* По статистическим оценкам порядка 20% [15] от всех загрязнений углеводородным сырьем приходится на водные ресурсы. Кроме самих УВ в нефтепродуктах, поступающих в различные водные источники, содержатся соединения кислорода, серы и азота, которые оказывают негативное влияние на водные ресурсы.

К источникам нефтяного загрязнения водоемов при проведении ГРП можно отнести: промышленные стоки, прорывы амбаров и отстойников в периоды паводков, аварии во время технологических операций или же прорывы нефти и различных технических жидкостей в водоносные пласты в следствии их близкого расположения с продуктивным горизонтом.

Любое загрязнение водоемов нефтепродуктами может привести к гибели водоплавающих птиц, некоторых видов животных, обитающих в водоемах, загрязнению околоводной среды и др.

Для оценки суммарного количество загрязнений в воде, которые

поглощают кислород, введен показатель биохимической потребности в кислороде (БПК). Согласно санитарным нормам, при 20°C данный показатель не должен превышать 3 мг/л. [22]

Чтобы предотвратить выбросы нефтепродуктов в близлежащие водохранилища, при разработке месторождений нефти и различных технологических операциях прямые сбросы неочищенных сточных вод не предусматриваются. Буровые растворы, уже побывавшие в употреблении, вновь используются в производственных нуждах, а сточные воды закачиваются в нагнетательные скважины, либо подвергаются очистке от вредных примесей посредством различных фильтров.

*Защита литосферы.* По статистическим данным около 5% [15] всех нефтезагрязнений приходится на почвенную среду. Обустройство месторождений, бурения скважин, сооружение подземных хранилищ вызывают необратимые процессы на поверхности земли и в ее недрах, которые приводят к существенным видоизменениям природных ландшафтов.

При освоении и прокладки новых дорог, соединяющих технологические комплексы месторождений, обустройство новых трубопроводов и другие организационные работы оказывают влияние на поверхностный слой почвы, заставляя его разрушаться под колесами и гусеницами автотранспорта, под весом колон и т.д.

Также весомое влияние на почву могут оказывать растворы закачиваемых химических агентов и жидкостей, применяемых при ГРП. В процессе неправильной закачки или при неправильных расчетах возможно добиться проникновения закачиваемых химических агентов не только в продуктивный горизонт пласта, но и за его пределы, в отдаленные зоны пласта и породу, его слагающую. Это приводит к изменениям физико-химических свойств почв, а также к проникновению через грунты в подземные воды вредных компонентов, что значительно затруднит восстановление почвенных структур. Как и в случае с атмосферой или гидросферой, для почв предусмотрены предельно-допустимые значения концентраций отдельных химических соединений,

представленных в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – ПДК вредных химических веществ в почве [17]

Вещество	ПДК, мг/кг	Показатель вредности
Бензин	0,1	Воздушно-миграционный
Диметилбензолы	0,3	Транслокационный
Сероводород	0,4	Воздушно-миграционный
Серная кислота	160	Общесанитарный
Этенилбензол	0,1	Воздушно-миграционный

Задумываться об охране земельных ресурсов необходимо со стадии экологической экспертизы проекта строительства нефтегазового комплекса, руководствуясь ведомственными строительными нормативами. Если же все-таки происходят экстренные случаи, приводящие к загрязнению почвенных структур, то необходимо проводить рекультивацию затронутых производством земель в соответствии с правилами. Кроме того, следует предусматривать ликвидацию отходов, остающихся после выполнения технологических операций, а также снижение влияния наиболее загрязняющих факторов.

### **6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

К основным чрезвычайным ситуациям (ЧС) в условиях нефтегазопромысла относятся ситуации природного или социального характера, а также ситуации, связанные с взрывопожарной и пожарной безопасностью.

Главная опасность на промысле заключается в непредвиденном возникновении пожаров, которые могут привести к трагическим последствиям. Пожары могут возникнуть в результате открытого огня, искры от электрооборудования, сильных перегревов, ударов и трений, а также различного рода разрядов электрического тока.

С целью предотвращения опасных пожарных ситуаций территория нефтегазовых объектов должна содержаться в порядке и чистоте, все отходы производства, бытовой мусор и складские убрания должны быть

утилизированы, хранение нефтепродуктов в открытых ямах запрещается. Согласно ГОСТ 12.1.004-91 [14], объекты нефтегазовых промыслов должны быть оборудованы системами пожарной безопасности, которые в случае опасности должны незамедлительно оповестить рабочий персонал. В случае возникновения пожарной ситуации основной задачей работников производства является предотвращение образования горючей среды или источников зажигания, а также организация защиты и безопасной эвакуации людей. В целях безопасности людей на случай пожара должны быть правильно спроектированы здания и помещения, которые гарантируют быструю эвакуацию персонала и ограничивают распространение пожара, отделка стен и потолков не должна содержать горючих и выделяющих удушающие газы в процессе горения материалов, все противопожарное оборудование (огнетушители, автоматические системы пожаротушения, емкости с негорючими материалами) должно всегда находиться в боевой готовности, все работники должны быть ознакомлены с противопожарными инструкциями и планами эвакуаций. К средствам защиты при возникновении пожарных ситуаций относятся противогазы, респираторы и аптечки, которые должны находиться в доступных для работников местах.

Чтобы не допустить пожарных ситуаций между отдельными объектами нефтегазопромыслов должны выдерживаться противопожарные размеры: от устья скважины до насосных станций и резервуаров не менее 40 м, до газокompрессорной станции – 60 м, до общественных зданий – 500 м. [23]

Ответственный за пожарную безопасность на случай газовой опасности должен разработать план мероприятий, которые в случае необходимости обеспечат безопасность рабочего персонала. План должен включать в себя стратегию эвакуации рабочих и пункт сбора, систему оповещений и радио- и телефонной связи. Предупреждение ЧС – не менее важный пункт, чем их ликвидация. К мерам предупреждения ЧС относятся:

- Повышение надежности технологического оборудования;
- Совершенствование рабочих процессов;

- Своевременное обновление используемых материалов, агрегатов и установок;
- Применение высококачественного сырья и материалов;
- Участие в работах высококвалифицированного персонала.

Основными мероприятиями при возникновении чрезвычайных ситуаций являются:

- Укрытие рабочего персонала в специальные помещения, предназначенные для защиты в случае таких ситуаций;
- Эвакуация рабочих из зон ЧС;
- Использование СИЗ в случае необходимости;
- Оказание медицинской помощи пострадавшим;
- Организация аварийно-спасательных работ в зонах ЧС [18].

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

Рабочая смена оператора добычи не должна превышать 12 часов. Т.к. контроль за бесперебойной работой оборудования необходимо проводить ежесекундно, работы организуются в две смены. Женщины, подростки и сотрудники, не имеющие соответствующего доступа, к работе не допускаются. Каждый работник должен получить два комплекта спецодежды, что обязательно. Оператору допускается исправлять мелкие неполадки, однако при серьезных поломках его главной обязанностью является уведомление лиц вышестоящих, т.е. ст. инженера или его заместителя.

Работы на нефтегазопромыслах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся, поэтому для оных предусмотрены различные льготы и компенсации за причиненный ущерб. К таким относятся увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазопромысловым оборудованием, которое должно отвечать определенным требованиям. С целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до

соответствующих значений, в конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства, и она должна обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора. Рабочая область должна соответствовать требованиям, которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя или в обоих положениях.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385-2007 [19]. Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступно и безопасно. Рабочее пространство должно быть спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся в следствие продолжительного мускульного напряжения.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы были изучены все геолого–технические мероприятия, проводимые на Шингинском месторождении.

В результате проведенного анализа ГТМ, применяемых на Шингинском месторождении, были выявлены наиболее эффективные мероприятия. Также было произведено обоснование применяемых методов.

Опираясь на данные анализа можно отметить, что гидроразрыв пласта является наиболее эффективным мероприятием, проводимым на месторождении. Результаты показывают, что применение ГРП по месторождению характеризуется значительной технологической эффективностью. Дополнительная добыча после ГРП за период 2006–2012 гг. составила 1722 тыс. тонн. В целом по месторождению на объекте Ю<sub>1</sub> после проведения ГРП средний стартовый дебит жидкости составил 86 м<sup>3</sup>/сут, нефти 48 т/сут. За рассматриваемый период на действующем фонде средний прирост дебита нефти составил 30 т/сут. , на новом фонде 36 т/сут. Средняя продолжительность эффекта с 2007 г. по 2013 г. составила 19 месяцев.

Проведение ГРП на месторождении в дальнейшем рекомендуется продолжить на новых скважинах с целью дальнейшей стимуляции продуктивных пластов.

Для выполнения экономической части, была произведена оценка экономической эффективности ГРП. По результатам расчета можно сделать вывод, что проведение гидравлического разрыва пласта на месторождении экономически выгодно.

Также был проведен анализ социальной ответственности на месторождении. Были описаны основные вредные и опасные факторы, которые могут возникнуть при проведении работ на кустовой площадке изучаемого месторождения, и предложены меры по снижению вредного воздействия.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дополнение к технологической схеме разработки Шингинского месторождения. Санкт-Петербург, 2011г.
2. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений.–М.: Недра, 1990.–427 с.
3. Жерж Н.И. Оценка эффективности ГТМ на месторождении//Академический журнал Западной Сибири.–2016–№ 6.–С.16
4. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. Москва: Недра, 1986.
5. Нифонтов Ю. А., Клещенко И. И. Ремонт нефтяных и газовых скважин. Санкт–Петербург. : Профессионал, 2009
6. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Методы повышения производительности скважин. Самара: Кн. изд-во, 1996.
7. Ильина Г.Ф. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: учебное пособие/ Г.Ф. Ильина, 2-е изд. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012.-166 с.
8. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин
9. Кутлубулатов А.А. Экономическая эффективность от проведения ГРП // ТЕОРИЯ. ПРАКТИКА. ИННОВАЦИИ – 2016– №6
10. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1).
11. ГОСТ 12.01.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
12. ГОСТ 24346-80 Вибрация. Термины и определения.
13. ВСН34-82 Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности.
14. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1).
15. Калыгин В.Г. Промышленная экология / Курс лекций - М.: Изд-во МНЭПУ МХТИ им. Д.И. Менделеева – 2000. – 240 с.

16. ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
17. ГН 2.1.7.2041-06 Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве.
18. Бартов Н.К. Пожарная безопасность – М.: Энергия, 1983. – 254 с.
19. ГОСТ Р ИСО 6385-2007 Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.
20. РД 153-39-023-97 Правила ведения ремонтных работ в скважинах
21. РД 24.200.11-90 Сосуды и аппараты, работающие под давлением.
22. РД 52.24.420-2006 Биохимическое потребление кислорода в водах.
23. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений.  
Требования пожарной безопасности
24. ГОСТ 61140-2012 Защита от поражения электрическим током