

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.04.01. Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ эффективности применения технологии многостадийного гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах на нефтяных месторождениях

УДК 622.276.66:622.243.24

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Баскакова Александра Сергеевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Боярко Григорий Юрьевич	д.э.н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.04.01. Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

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

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

В форме:

магистерской диссертации
--------------------------

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ83	Баскакова Александра Сергеевна

Тема работы:

Анализ эффективности применения технологии многостадийного гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах на нефтяных месторождениях	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.02.2020 59-114/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Объектом исследования является многостадийный гидравлический разрыв пласта, применяемый как способ интенсификации притока в горизонтальных скважинах на нефтяных месторождениях с низкой первоначальной проницаемостью
---------------------------------	--

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Теоретические основы гидравлического разрыва пласта, типы и свойства применяемых жидкостей, дизайн и оборудование, отличительные характеристики многостадийного разрыва, внутрискважинное оборудование при многостадийном гидроразрыве, системы определения и контроля развития геометрии трещины, методы исследования скважин
---	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Романюк Вера Борисовна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Черемискина Мария Сергеевна
Hydraulic fracturing technology	Матвеевко Ирина Алексеевна

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

Основные положения гидравлического разрыва пласта
Теория многостадийного разрыва пласта
Система контроля процесса создания и текущего состояния трещины гидроразрыва
Социальная ответственность
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Hydraulic fracturing technology

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Боярко Григорий Юрьевич	д.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Баскакова Александра Сергеевна		

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<b><i>Общие по направлению подготовки (специальности)</i></b>	
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
<b><i>Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений</i></b>	
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 89 с., 9 рис., 7 табл., 28 источников, 1 прил.

Ключевые слова: многостадийный гидравлический разрыв пласта, скважина, месторождение, трещина, геометрия, пласт, добыча, нагнетательный тест, проницаемость.

Объектом исследования является многостадийный гидравлический разрыв пласта.

Цель работы – определение особенностей осуществления и интерпретации результатов многостадийного гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах нефтяных месторождений.

В процессе исследования проводились сбор и анализ информации о теории проведения гидроразрыва, способах определения геометрии трещины как в вертикальных, так и горизонтальных скважинах.

В результате исследования определена экономическая эффективность проведения многостадийного гидроразрыва пласта.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: многостадийный гидроразрыв пласта подразумевает заканчивание скважин со спуском специфичной компоновкой хвостовика с муфтами ГРП.

Степень внедрения: многостадийный гидравлический разрыв пласта на настоящий момент времени является самым применяемым методом ввода новых горизонтальных скважин на Южно-Приобском месторождении Западной Сибири.

Область применения: нефтяные месторождения Западной Сибири с низкой первоначальной проницаемостью пласта.

## **Определения, обозначения, сокращения**

**АГЗУ** – автоматизированная групповая замерная установка

**ВАК** – волновой акустический каротаж

**ГДИС** – гидродинамические исследования скважин

**ГИС** – геофизические исследования скважин

**ГНВП** – газонефтеводопроявление

**ГРП** – гидравлический разрыв пласта

**ГС** – горизонтальная скважина

**ГТМ** – геолого-техническое мероприятие

**ЗБС** – зарезка бокового ствола

**КВД** – кривая восстановления давления

**МГРП** – многостадийных гидравлический разрыв пласта

**НКТ** – насосно-компрессорная труба

**ПГИ** – промыслово-геофизические исследования

**ТриЗ** – трудноизвлекаемые запасы

**ФЕС** – фильтрационно-емкостные свойства

**ЦПДС** – центральный пункт диспетчерской службы

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА 1	
1.1. Геометрия трещины .....	14
1.2. Факторы, влияющие на геометрию трещины .....	15
1.3. Нагнетательный тест и параметры ГРП .....	16
1.4. Осуществление ГРП.....	17
1.5. Жидкости ГРП .....	18
1.5.1. Виды жидкостей разрыва .....	18
1.5.2. Свойства жидкости разрыва .....	19
1.5.3. Способность транспортировать проппант .....	19
1.5.4. Вязкость жидкости.....	19
1.6. Проппант .....	20
1.7. Дизайн ГРП.....	20
1.8. Оборудование для ГРП.....	22
2. ТЕОРИЯ МНОГОСТАДИЙНОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА .....	24
2.1. Особенности внутрискважинного оборудования и процесса подготовки скважины к МГРП.....	25
2.2. Особенности процесса проведения МГРП .....	26
2.3. Особенности процесса освоения после МГРП .....	28
2.4. Муфты ГРП активируемые шарами.....	29
3. СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ПРОЦЕССА СОЗДАНИЯ И ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ТРЕЩИНЫ ГИДРОРАЗРЫВА .....	32
3.1. Геолого-промысловые и геофизические методы диагностики и определения геометрических параметров трещин.....	32

3.2. Промыслово-геофизический и гидродинамический мониторинг процесса создания и текущего состояния трещин .....	38
3.3. Гидродинамический мониторинг текущего состояния трещин ГРП	42
3.4. Информативные возможности промыслового геофизических исследований действующих скважин с трещинами гидроразрыва .....	43
3.5. Особенности контроля трещин МГРП в горизонтальном стволе..	45
3.6. Трещины множественного гидроразрыва, технология создания и диагностика .....	47
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	52
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	57
5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	58
5.2. Производственная безопасность .....	59
5.3. Экологическая безопасность.....	66
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	69
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	72
Список публикаций студента .....	75
Список используемых источников.....	72
Приложение А .....	79

## ВВЕДЕНИЕ

В России, как и во всем мире, растет доля трудноизвлекаемых запасов, разработка которых традиционными технологиями является не эффективной и экономически не рентабельной. В связи с этим нефтедобывающими и сервисными компаниями ведется разработка и внедрение новых технологий для освоения трудноизвлекаемых запасов нефти.

Одной из таких технологий является горизонтальное бурение с многостадийным гидроразрывом пласта. Эта технология позволяет существенно увеличить объем дренируемой породы по сравнению с традиционным гидроразрывом пласта за счет образования систем трещин в горизонтальном стволе скважины.

В итоге, кратно повышается дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения охвата пласта, а также, увеличивается конечная нефтеотдача за счет выработки низкопроницаемых зон и пропластков. Для эффективного проведения многостадийного гидроразрыва пласта необходимо учитывать технические характеристики конструкции скважин, геологические особенности продуктивных пластов (мощность пластов, наличие подстилающей воды, газовой шапки и т.п.), а также проводить анализ экономических показателей проекта в целом.

Нефтяная промышленность является одной из важнейших составляющих экономики России, непосредственно влияющей на формирование бюджета страны и её экспорт.

Состояние ресурсной базы нефтегазового комплекса является наиболее острой проблемой на сегодняшний день. Ресурсы нефти постепенно истощаются, большое число месторождений находится в конечной стадии разработки и имеют большой процент обводненности, поэтому, наиболее актуальной и первостепенной задачей является поиск и введение в эксплуатацию

молодых и перспективных месторождений, одним из которых является Приобское месторождение (по запасам оно крупнейшее месторождение России).

Приобское месторождение является уникальным по запасам нефти. В пределах южной лицензионной территории (лицензия ООО "Газпромнефть-Хантос") содержится более 2 млрд. т. разведанных извлекаемых запасов промышленных категорий. В Юганском регионе Приобское месторождение является основным перспективным объектом.

Месторождение относится к чрезвычайно сложным для освоения с точки зрения, как системы обустройства, так и разработки недр. Более 80 % поверхности расположено в пойменной зоне р. Обь и в заповедных зонах. Наличие обширных природоохранных территорий требует нетрадиционного подхода к освоению месторождения с минимальным ущербом для окружающей среды. Для строительства на месторождении промысловых объектов необходимо решить ряд сверхсложных задач: коммуникации не должны нарушать пути миграции редких пород рыб, территория не должна загрязняться промышленными отходами и т.д.

Разработка месторождения ведётся более 30 лет. Накопленный опыт позволил сформулировать и разработать новую концепцию разработки подобных месторождений, где во главу угла ставятся экологическая безопасность освоения месторождения, экономическая целесообразность применяемых технологических решений, применение передовых технологий освоения и эксплуатации, начиная от скважинного оборудования и кончая обустройством кустов.

Приобское месторождение имеет ряд характерных особенностей:

- крупное, многопластовое, по запасам нефти уникальное;
- труднодоступное, характеризуется значительной заболоченностью, в весенне-летний период большая часть территории затопляется паводковыми водами;
- по территории месторождения протекает река Иртыш, разделяющая его на правобережную и левобережную части.

Месторождение характеризуется сложным строением продуктивных горизонтов. Промышленный интерес представляют пласты АС<sub>10</sub>, АС<sub>11</sub>, АС<sub>12</sub>. Коллектора горизонтов АС<sub>10</sub> и АС<sub>11</sub> относятся к средне- и низкопродуктивным, а АС<sub>12</sub> к аномально низкопродуктивным. Эксплуатацию пласта АС<sub>12</sub> следует выделить в отдельную проблему разработки, т.к. пласт АС<sub>12</sub> к тому же является самым значительным по запасам из всех пластов. Эта характеристика указывает на невозможность освоения месторождения без активного воздействия на его продуктивные пласты.

Одним из направлений решения этой проблемы является осуществление мероприятий по интенсификации добычи нефти. Проведение многостадийного гидроразрыва пласта позволяет интенсифицировать приток в низкопроницаемых коллекторах путем создания высокопроводящих каналов с необходимой периодичностью по всему горизонтальному участку ствола скважины, получая тем самым высокие значения дебита скважины.

Целью выпускной квалификационной работы является определение особенностей проведения многостадийного гидроразрыва пласта и анализ эффективности его применения.

В ходе написания работы поставлены и решены следующие задачи:

- ознакомиться с основными положениями теории гидравлического разрыва пласта;
- изучить особенности гидроразрыва в горизонтальных скважинах;
- выявить достоинства и недостатки различных методов определения геометрии трещины, в том числе определить границы их применимости;
- определить экономическую эффективность проведения многостадийного гидравлического пласта путём проведения необходимых расчётов.

## 1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

Нефть и газ добываются из разных типов резервуаров. На протяжении геологического времени и под действием тектонических сил углеводороды удерживаются в осадочных породах разного типа пористости, расположенных в различных частях земного шара. При бурении скважины через продуктивный пласт, находящиеся под большим давлением в поровом пространстве нефть и газ двигаются к скважине, а затем поднимаются на поверхность. Режим, при котором происходит приток жидкости к скважине, называется радиальным (рисунок 1).

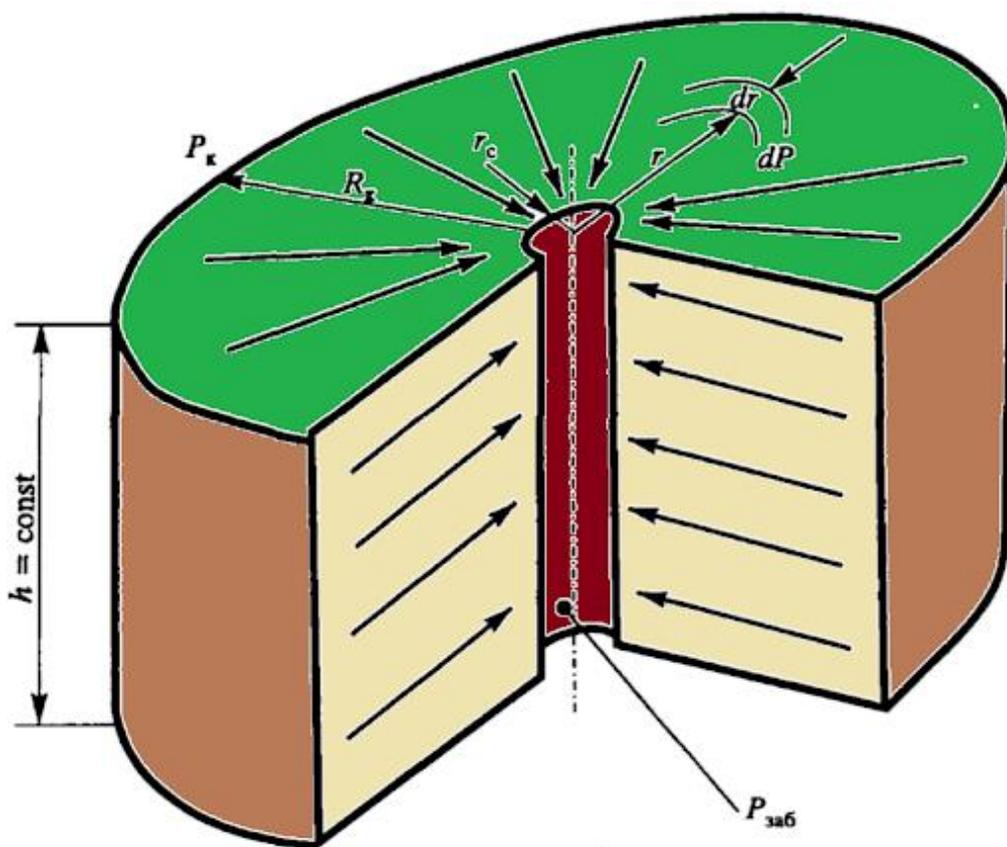


Рисунок 1 – Радиальный приток к скважине

Когда скважина дает приток при радиальных условиях, ее производительность зависит от депрессии, создаваемой между пластом и скважиной  $\Delta P$ , и пропускной способности пласта  $kh$ .

Приток добывающей скважины может быть значительно увеличен с помощью гидравлического разрыва пласта. При проведении ГРП в скважину закачивается жидкость при давлении выше давления разрыва породы. При дальнейшей закачке жидкости в пласт создается высокопроницаемая трещина. В песчаных коллекторах, а иногда и в карбонатных, созданная трещина расклинивается проппантом. В карбонатных коллекторах для растворения породы вдоль трещины может быть использована кислота. Использование кислоты увеличивает проницаемость трещины за счет создания вытравленных каналов, остающихся открытыми после закрытия трещины. Течение жидкости в трещине – линейное.

Создание линейного потока ведет к увеличению темпов отбора жидкости из пласта. В трещине значительно снижаются дополнительные потери давления при течении жидкости из пласта к скважине.

Желаемые экономические показатели и интенсификация добычи пластовой продукции могут быть достигнуты с помощью ГРП. Ускорение темпов отбора жидкости из пласта означает, что балансовые запасы могут быть извлечены за более короткий период времени. ГРП может быть применен как в высокопроницаемых, так и в низкопроницаемых коллекторах.

Ясно, что ГРП часто используется для увеличения добычи из низкопроницаемых зон пласта. Площадной контакт высокопроницаемой трещины с пластом дает заметное увеличение притока из низкопроницаемого пласта, а также количество экономически рентабельных извлекаемых запасов углеводородов.

Экономический эффект от ГРП также ощутим в высокопроницаемых песчаных пластах при использовании высоких концентраций проппанта и относительно небольшого объема жидкости, т.е. так называемой технологии Frac & Pack. Кислотный ГРП также используется для поддержания стабильного уровня добычи высокодебитных газовых скважин, добывающих из среднепроницаемых карбонатных коллекторов. В высокодебитных скважинах ГРП обеспечивает не только первоначальное увеличение добычи, но и, благодаря

наличию трещины, позволяет увеличить эффективность дренирования жидкости путем создания линейного течения в трещине, обеспечивающего уменьшение потерь давления  $\Delta P$ .

При осуществлении ГРП необходимо достижение следующих целей:

- ✓ увеличения добычи из пласта;
- ✓ изменения темпов падения добычи;
- ✓ восстановления добычи из пласта;
- ✓ увеличения дебита скважины;
- ✓ оптимизации работы скважины.

Экономически обоснованное увеличение добычи из низкопроницаемых пластов зачастую требует проведения ГРП с применением проппанта. В таком случае контраст проницаемостей, создаваемый упакованной трещиной, обеспечивает более эффективную систему дренирования, чем при проведении кислотной обработки или любого другого вида воздействия на пласт [1].

### **1.1. Геометрия трещины**

При реализации ГРП в призабойной зоне могут образовываться трещины различной пространственной ориентации: горизонтальные, вертикальные или наклонные. При нагнетании нефилтующейся или слабофилтующейся жидкости разрыва по мере повышения давления закачки напряжение в горной породе возрастает и происходит ее сжатие до определенного предела, после превышения которого порода не может сопротивляться увеличивающемуся сжатию и растрескивается. После снятия давления закачки возникают остаточные трещины (трещины разуплотнения), как правило, вертикальной или наклонной ориентации.

Развитие трещины при проведении ГРП зависит от двух факторов:

1. Естественных горных напряжений;
2. Свойств горных пород.

Эти характеристики должны быть рассмотрены при планировании ГРП [1].

## 1.2. Факторы, влияющие на геометрию трещины

1) Проницаемость пласта  $k_0$  – количество жидкости, профильтровавшейся в пласт во процессе ГРП, будет зависеть от свойств самой жидкости и от проницаемости пласта.

2) Естественные напряжения горных пород - ширина трещины также зависит от естественных горных напряжений (минимального горного напряжения). Высота трещины контролируется границами пласта (кровлей и подошвой) и величиной основных напряжений горных пород.

3) Свойства горных пород - ширина трещины обратно пропорциональна модулю упругости Юнга горных пород. Например, чем выше модуль Юнга, тем уже трещина. Другие свойства горных пород, такие как коэффициент Пуассона и сжимаемость системы, также влияют на геометрию трещины, но в значительно меньшей степени.

4) Пластовое давление – градиент разрыва (используемый для определения величины давления необходимого для разрыва породы) зависит от пластового давления. В основном, чем выше градиент разрыва, тем выше давление, которое необходимо создать во время ГРП. Если рабочее давление достигает максимально допустимого давления (для устья и манифольдов), то возможно преждевременное экранирование трещины во время закачки пропанта. Экранирование происходит, когда достигается максимально допустимое давление и дальнейшая закачка пропанта не может продолжаться безопасно. Очевидно, что остановка процесса будет преждевременной, когда только часть запланированного количества пропанта была закачана в пласт, что может в огромной мере ограничить геометрические параметры трещины (высоту, ширину, и длину), полученные в результате воздействия [2].

### 1.3. Нагнетательный тест и параметры ГРП

Единственным доступным способом наблюдения и контроля развития трещины в реальном времени является интерпретация записи давления.

Процесс ГРП обычно проходит в следующей последовательности:

- ✓ разрыв породы
- ✓ начальный рост трещины
- ✓ развитие трещины
- ✓ закрытие трещины.

Знание величин давлений, соответствующих данным этапам, является решающим в успешном дизайне и проведении ГРП.

В большинстве случаев перед основным ГРП проводится нагнетательный тест для уточнения информации о пласте, который называется мини-ГРП (информационный ГРП). Он показывает, как будет вести себя порода во время основного ГРП. Также во время проведения нагнетательного теста можно получить информацию о потерях давления в перфорационных отверстиях и призабойной зоне, а также вероятность создания множественных трещин.

Из нагнетательного теста могут быть получены следующие параметры:

- ✓ давление разрыва породы
- ✓ градиент разрыва
- ✓ давление развития трещины
- ✓ давление мгновенной остановки насосов ISIP
- ✓ давление закрытия трещины
- ✓ давление раскрытия трещины
- ✓ величины потерь давления на трение в НКТ
- ✓ потери давления на трение в перфорационных отверстиях.
- ✓ потери давления в призабойной зоне
- ✓ эффективность жидкости
- ✓ приблизительный объем жидкости разрыва (подушки) [2].

## 1.4. Осуществление ГРП

Успешное проведение ГРП требует хорошей координации и тесного сотрудничества специалистов добывающей и сервисной компаний. Для успешного проведения ГРП должны быть реализованы следующие мероприятия:

1. Выбор кандидатов для ГРП.
2. Обзор всей имеющейся информации о скважине и ее истории.
3. Предварительный дизайн ГРП с использованием данных о скважине и рабочей жидкости. За это время может быть проанализировано несколько вариантов.
4. Обзор входных данных для дизайна ГРП.
5. Завершение дизайна ГРП, разработка плана работ с учетом требований безопасности, касающихся как рабочего персонала, так и оборудования.
6. Быстрая доставка и монтаж оборудования сервисной компании на место проведения полевых работ.
7. Подготовка рабочей жидкости с использованием процедур контроля качества и лучших материалов, доступных на сегодняшний день.
8. Проведение собрания по технике безопасности и опрессовка оборудования. Нагнетательный тест и основной ГРП должны быть проведены профессионально при тесном взаимодействии представителей добывающей и сервисной компаний.
9. Данные, полученные в результате проведения ГРП, должны быть сохранены. Цифровые данные должны быть использованы для дальнейших дизайнов ГРП. Все события, заслуживающие внимания, а также предложения по улучшению качества работ должны быть отражены в отчете.
10. После завершения ГРП необходимо провести наблюдение за характеристикой работы скважины. Оценка проведенного ГРП может потребовать использования меченых атомов для определения эффективности развития трещины. Также может быть полезным проведение ГДИС на неустановившихся режимах притока для получения величин эффективной

длины и проводимости трещины для планирования мероприятий по усовершенствованию последующих ГРП [2].

## **1.5. Жидкости ГРП**

Назначение жидкостей ГРП:

- ✓ создание трещины;
- ✓ развитие трещины до желаемых параметров;
- ✓ транспортировка проппанта в созданную трещину.

После создания трещины и завершения процесса ГРП проппант должен удерживать трещину в открытом состоянии под воздействием горных напряжений, чтобы сохранить ее проводимость.

### **1.5.1. Виды жидкостей разрыва**

Жидкости гидроразрыва делятся на три категории:

- ✓ жидкость разрыва;
- ✓ песконоситель;
- ✓ жидкость продавочная.

Жидкость разрыва – является рабочим агентом, нагнетанием которого в призабойную зону пласта создается давление, обеспечивающее нарушение целостности пород пласта с образованием новых трещин или расширением уже существующих.

Жидкость-песконоситель – используется для транспортирования песка с поверхности до трещины и заполнения ее песком (проппантом). Она должна быть не фильтрующейся или обладать минимальной, быстро снижающейся фильтруемостью и иметь высокую пескоудерживающую способность.

Продавочная жидкость – применяется для продавки из насосно-компрессорных труб в обрабатываемый пласт жидкости разрыва и жидкости песконосителя.

### **1.5.2. Свойства жидкости разрыва**

Для соответствия жидкости разрыва своему назначению, она должна обладать следующими свойствами:

- ✓ достаточная способность транспортировать проппант;
- ✓ достаточная эффективность жидкости или ограниченная водоотдача;
- ✓ низкие потери давления на трение в трубах;
- ✓ совместимость с горными породами и пластовыми жидкостями;
- ✓ легкость удаления из пласта;
- ✓ оптимальность затрат;
- ✓ безопасность в обращении.

### **1.5.3. Способность транспортировать проппант**

Необходимым свойством жидкости, используемой при ГРП, является ее способность транспортировать проппант во взвешенном состоянии через поверхностное оборудование, НКТ и перфорационные отверстия в пласт. Способность жидкости транспортировать проппант в основном зависит от ее вязкости, а также размера, плотности и концентрации проппанта.

### **1.5.4. Вязкость жидкости**

Жидкости ГРП, используемые в настоящее время являются высокоспециализированными жидкостями, которые зависят от сложных химических добавок, используемых для обеспечения их вязкостных характеристик. Жидкости ГРП изготавливаются из ньютоновских жидкостей (таких как вода), вязкость которых при данной температуре является постоянной величиной независимо от скорости сдвига, при которой она измеряется. Таким образом, при добавлении полимеров в ньютоновские жидкости их вязкостные характеристики (способность транспортировать проппант) совершенствуются, и

жидкость становится неньютоновской. Вязкость загущенной жидкости, как неньютоновской жидкости, должна всегда определяться как функция скорости сдвига. Как правило, чем больше скорость сдвига, тем меньше кажущаяся вязкость. Загущенные жидкости, используемые при ГРП рассматриваются как жидкости, подчиняющиеся степенному закону, и их вязкость описывается кажущейся вязкостью  $\mu_a$  при данной скорости сдвига [2].

## 1.6. Проппант

После завершения операции ГРП, осажженный в трещине проппант должен удерживать ее в открытом состоянии и обеспечивать высокую проводимость канала. Способность проппанта выдерживать давление закрытия трещины в пластовых условиях и сохранять ее проводимость со временем зависит от его размера, прочности и концентрации в трещине. Поэтому выбор проппанта оказывает огромное влияние на результат ГРП.

После проведения первых операций по ГРП было установлено влияние проницаемости трещины на результаты работы скважины. Несмотря на то, что понимание механики процесса ГРП после 1949 года стало намного глубже, проводимость трещины  $w \cdot k_f$  остается одним из наиболее важных критериев.

В настоящее время в промышленности существует три основных типа проппанта:

- ✓ песок
- ✓ проппант средней прочности (ISP)
- ✓ высокопрочный боксит (HSP) [2].

## 1.7. Дизайн ГРП

Существует множество переменных параметров ГРП. Некоторые из них непосредственно зависят от характеристик пласта (глубина, пластовое давление,

пластовая температура, мощность продуктивного интервала и т.д.). Также можно сказать, что существует множество переменных параметров, связанных с планируемой операцией по ГРП:

- ✓ объем закачки
- ✓ тип рабочей жидкости
- ✓ концентрация геля
- ✓ тип и размер проппанта
- ✓ концентрация проппанта
- ✓ скорость закачки.

Все эти величины и необходимые допущения могут быть приняты в расчет при использовании программного обеспечения, которое разработано для моделирования процесса ГРП. Существует несколько моделей, которые могут быть использованы для дизайна успешного ГРП [3].

При проведении ГРП рабочая жидкость и проппант закачиваются через НКТ и перфорационные отверстия относительно небольшого диаметра в некоторые десятки футов порового пространства. Продуктивный интервал обычно находится на глубине 1-2 мили (иногда 3-4) от земной поверхности. При проведении ГРП обычно производятся замеры только устьевого давления в реальном времени. При анализе ГРП его многочисленные параметры и переменные полезно разделять на две категории: факторы, которые мы можем контролировать, и факторы, которые мы не можем контролировать (таблица 1). Факторы, которые мы можем контролировать, относятся к физическому планированию операции с учетом ее объема, типа жидкости, типа проппанта и его концентрации и т.д. и конструкции скважины (размер НКТ, плотность и фазировка перфорационных отверстий, тип пакера и т.д.).

Те факторы, которые мы не можем контролировать, касаются пласта и его характеристик. Например, глубина пласта, его мощность, проницаемость, температура и т.д. рассматриваются при дизайне ГРП как фиксированные параметры [3].

Таблица 1 – Перечень контролируемых и неконтролируемых факторов в процессе ГРП [3]

контролируемые факторы	неконтролируемые факторы
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ жидкость разрыва</li> <li>▪ вязкость</li> <li>▪ мгновенные потери жидкости в пласт</li> <li>▪ скорость фильтрации жидкости в пласт</li> <li>▪ проппант</li> <li>▪ скорость закачки</li> <li>▪ объём закачки</li> <li>▪ конструирование/оборудование</li> <li>▪ перфорированный интервал</li> <li>▪ модель перфорации</li> <li>▪ размер труб</li> <li>▪ конфигурация устья</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ проницаемость пласта</li> <li>▪ пористость пласта</li> <li>▪ тип горных пород</li> <li>▪ общая высота трещины</li> <li>▪ соотношение высоты трещины к мощности пласта</li> <li>▪ напряжения горных пород</li> <li>▪ свойства горных пород</li> <li>▪ модуль Юнга</li> <li>▪ коэффициент Пуассона</li> <li>▪ пластичность пород</li> <li>▪ предел прочности на разрыв</li> <li>▪ свойства пластовых флюидов</li> <li>▪ сжимаемость</li> <li>▪ вязкость</li> <li>▪ физико-химические свойства</li> </ul>

### 1.8. Оборудование для ГРП

Проведение ГРП требует применения специальных жидкостей, закачиваемых при больших скоростях и давлениях для создания системы трещин. При кислотном ГРП рабочая жидкость закачивается поочередно с инертным вязким гелем. Вследствие необходимости создания больших давлений на поверхности главной заботой при проведении каждого ГРП является обеспечение безопасности персонала.

На рисунке 2 представлен аэроснимок расположения оборудования при проведении ГРП с применением проппанта. Сервисная компания, выбранная для проведения ГРП, обеспечивает все необходимое оборудование и полное его обслуживание (рисунок 3). Эффективный ГРП требует тесного сотрудничества сервисной и добывающей компаний до, во время и после проведения ГРП.



Рисунок 2 – Расстановка оборудования ГРП на скважине

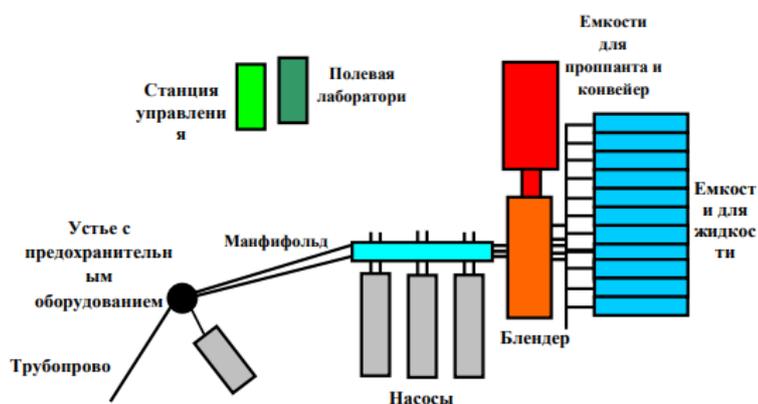


Рисунок 3 – Принципиальная схема расстановки оборудования ГРП на скважине

Оборудование, используемое при ГРП, может включать в себя:

- ✓ емкости для рабочей жидкости;
- ✓ емкости для пропанта;
- ✓ смесительная установка (блендер);
- ✓ насосные установки;
- ✓ насосные установки для закачки азота и углекислого газа;
- ✓ расходомеры;
- ✓ радиоактивный плотномер;
- ✓ датчики давления;
- ✓ станция управления;
- ✓ установка ГНКТ [3].

## 2. ТЕОРИЯ МНОГОСТАДИЙНОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

На данный момент многие месторождения Западной Сибири находятся на поздних стадиях разработки, что сопровождается постоянным снижением темпов добычи нефти и добываемого фонда скважин. В связи с этим на многопластовых месторождениях становится актуальным вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) путем проведения геологотехнических мероприятий (ГТМ). Традиционные методы не позволяют комплексно и эффективно решить задачу разработки ТРИЗ.

Поэтому было предложено решить данную возникшую проблему путем увеличения зоны дренирования одной скважины за счет бурения горизонтального окончания с последующим проведением многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП).

Технология проведения МГРП предусматривает спуск в скважину специальной компоновки (хвостовика), разобщающей горизонтальный ствол скважины на отдельные участки, на которых поочередно производится гидравлический разрыв пласта (ГРП).

На сегодняшний день широкое распространение на территории Западной Сибири получила технология МГРП с использованием разобщающих набухающих пакеров и специальных циркуляционных муфт.

Суть операции по МГРП в данном случае заключается в том, что в начальный момент спущенный хвостовик герметичен и нет сообщения внутрискважинного пространства с заколонным. При проведении ГРП в поток жидкости на стадии продавки направляются шары различного диаметра, начиная с самого малого, которые захватываются специальными седлами, приобращенными к циркуляционным муфтам. Каждый сброшенный шар, воздействуя на седло, позволяет изолировать предыдущий интервал и открыть циркуляционную муфту, чем достигается сообщение с пластом для проведения следующей стадии МГРП. Очередность стадий устанавливается от забоя скважины.

Подбор оптимальной длины горизонтальной части и числа стадий ГРП производится на гидродинамической модели и зависит от ФЕС стимулируемого пласта. Основными руководящими параметрами при выборе интервалов установки пакеров и расположения циркуляционных муфт являлись:

- ✓ отсутствие увеличения радиуса скважины по данным кавернометрии в интервалах установки набухающих пакеров;
- ✓ равномерное распределение циркуляционных муфт по горизонтальному стволу для эффективного вовлечения в разработку всей зоны дренирования, охваченной данной скважиной, и исключение интерференционного эффекта;
- ✓ расположение циркуляционных муфт должно быть напротив участков с наилучшими ФЕС и равноудаленно от ближайших разобщающих пакеров.

Процесс подготовки, проведения и освоения скважины после МГРП имеет целый ряд важных особенностей в отличие от процедур, предусмотренных при реализации стандартной операции по ГРП [4].

## **2.1. Особенности внутрискважинного оборудования и процесса подготовки скважины к МГРП**

Для проведения стандартного ГРП в скважину спускается колонна насосно-компрессорных труб (НКТ) с пакером, устанавливаемым на расстоянии 10...50 м над интервалом перфорации стимулируемого пласта для предотвращения воздействия высокого давления на эксплуатационную колонну (рисунок 4). Перед проведением МГРП предусмотрен спуск на колонне НКТ специального устройства – стингера, который герметично фиксируется в подвеске хвостовика многопакерной компоновки и таким образом исключает воздействие высокого давления в ходе проведения операции на основную эксплуатационную колонну [5].

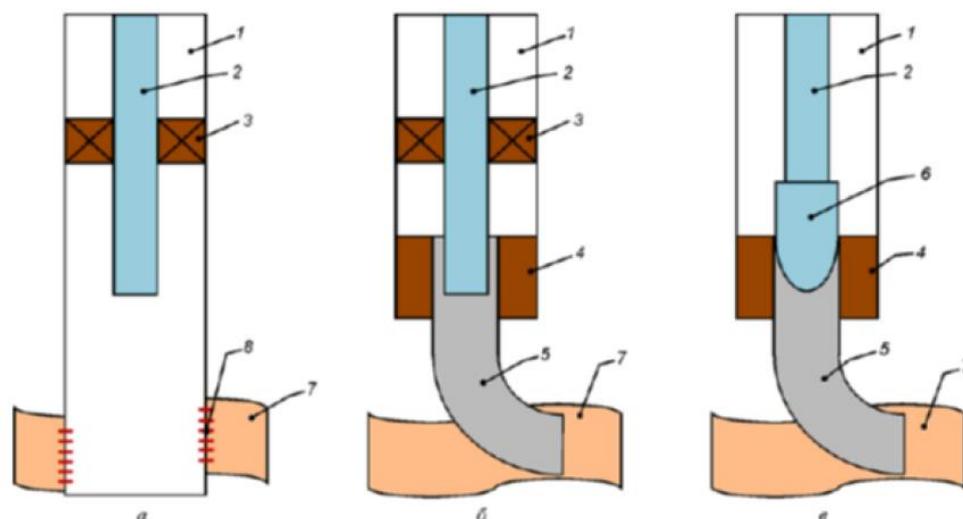


Рисунок 4 - Схема спуска подземного оборудования для проведения стандартного ГРП на наклонно-направленной скважине (а); стандартного ГРП на горизонтальной скважине (б); МГРП на горизонтальной скважине (в); 1. основная эксплуатационная колонна; 2. колонна НКТ; 3. пакер ГРП; 4. подвеска хвостовика; 5. хвостовик; 6. стингер; 7. пласт; 8. интервал перфорации

## 2.2. Особенности процесса проведения МГРП

Технологически процесс МГРП отличается от процесса стандартного ГРП необходимостью планомерного сброса шаров в ходе выполнения операции по стимуляции. Данная процедура реализуется установкой дополнительно к основной линии высокого давления специальной вспомогательной линии для запуска шаров в скважину (рисунок 5).



Рисунок 5 – Вспомогательная линия для сброса шаров в линию 1 - устройство для запуска шара в линию; 2 - обратный клапан вспомогательной линии; 3 - задвижки вспомогательной линии; 4 - задвижка основной линии; 5 - обратный клапан основной линии; 6 - датчик давления основной линии

Процедура сброса шара учитывается при разработке графика закачки ГРП. Для этого прокачаный объем в скважину от начала стадии продавки до момента запуска шара должен соответствовать объему недопродавки проппанта в пласт. Также во избежание автоматического отключения насосов рекомендуется за 2 м<sup>3</sup> до конца стадии продавки снизить расход закачки до 1,5 м<sup>3</sup>/мин. Это позволяет снизить амплитуду скачка давления, возникающего при посадке шара в седло и открытии следующей циркуляционной муфты. Момент запуска шара сопровождается характерным металлическим звуком и фиксируется внешним наблюдателем на устье скважины. Шар должен запускаться в сшитую полимерную систему для снижения амплитуды колебания во время закачки под воздействием гравитационных сил, и только после этого допускается переход на линейную систему для завершения стадии продавки. После завершения стадии продавки без остановки закачки можно сразу начать нагнетательный тест следующей стадии МГРП через открывшуюся циркуляционную муфту [4].

В отличие от стандартных операций ГРП проведение МГРП не предусматривает применение проппанта со специальным покрытием (RCP), которое спекается под действием температуры пласта и предотвращает вынос проппанта в ствол скважины после окончания операции. Данное технологическое решение связано с тем, что площадь сообщения горизонтального ствола скважины с пластом посредством циркуляционных муфт имеет незначительные размеры и применение проппанта RCP в данном случае считается нецелесообразным, так как несет дополнительные риски получения преждевременной остановки и усложняет процесс закачки.

Особенно внимательно следует подходить к проектированию дизайна для первой стадии МГРП. Данная операция проводится в самой удаленной точке от устья скважины и вследствие этого сопряжена с высокими потерями давления на трение в колонне НКТ, хвостовике и перфорированном фильтре, выполняющем роль первой циркуляционной муфты. Для снижения технологических рисков график закачки предусматривает сокращение максимальной концентрации проппанта (800...900 кг/м<sup>3</sup>) и более пологий темп набора данной концентрации

относительно графиков закачки последующих стадий. Также при наличии высоких потерь давления в отверстиях перфорированного фильтра существует возможность применения проппантов мелких фракций (30/50 или 30/60) на этапе проведения мини-ГРП для решения данной проблемы.

Немаловажный момент имеет и организация замешивания линейного геля непосредственно на кустовой площадке. Система предварительного замеса в ёмкостях для работ крайне нежелательна, так как после проведения каждой стадии возникает необходимость проведения зачистки ёмкостей от остатков геля с предыдущей операции для предотвращения приготовления некачественной жидкости ГРП. Данная процедура требует определенного времени и затягивает выполнение операции по МГРП. Наиболее рациональным выбором в данном случае является применение гидратационной установки, используемой для замешивания линейного геля непосредственно во время закачки. Данное решение позволяет использовать ёмкости только для воды и не проводить их зачистку после каждой стадии МГРП. [6].

### **2.3. Особенности процесса освоения после МГРП**

Обычно при завершении стандартной операции ГРП производится форсированное закрытие трещины посредством проведения отработки скважины на ёмкость с расходом 50 л/мин. После проведения МГРП рекомендуется оставить скважину под давлением до полного распада геля. Данное время зависит от применяемой полимерной системы и, как правило, варьируется от 12 до 24 ч. Далее проводится отработка скважины на ёмкость, оборудованной на входе идущей со скважины линии приемной сеткой для улавливания шаров. В случае если скважина начинает фонтанировать, сброшенные шары могут быть выброшены на поверхность и зафиксированы в данной ловушке. Следует отметить, что шары могут оставаться в скважине даже при фонтанном способе эксплуатации, так как пластовой энергии недостаточно для их выброса на поверхность вместе с потоком пластовой жидкости.

В случае если пластового давления недостаточно для начала фонтанирования скважины, производится разбуривание шаров и посадочных сёдел с последующим освоением методом азотирования с применением гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) [6].

#### 2.4. Муфты ГРП активируемые шарами

Компоновки хвостовика и муфтами ГРП под шары довольно просты в эксплуатации и предполагают теоретическое очень точное разделение за счёт последовательного открытия интервалов перфорации. В таблице 2 представлена краткая информация о достоинствах и недостатках использования данного метода.

Таблица 2 – Достоинства и недостатки муфт, активируемых шарами

Достоинства	Недостатки
<ul style="list-style-type: none"> <li>• контроль за развитие трещины ГРП (точка инициации трещины, объём продавки);</li> <li>• изоляция ранее стимулированных зон</li> <li>• механическая надежность при соблюдении регламентов, правил и лучших инженерских практик;</li> <li>• потенциальная возможность изоляции обводненных интервалов закрытием портов.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• сложность компоновки;</li> <li>• сложность проведения заканчивания скважины;</li> <li>• риск недостаточной герметичности установленных пакеров (перетоки между зонами);</li> <li>• количество портов ограничено внутренним диаметром хвостовика обсадной колонны, размерами сёдел и последовательностью шаров с увеличивающимися размерами;</li> <li>• риск развития многотрещиноватости;</li> <li>• риск прорыва трещин между секциями;</li> <li>• сложность нормализации забоя скважины;</li> <li>• человеческий фактор, инженерные ошибки (подбор оборудования, сброс шаров);</li> <li>• высокая стоимость оборудования.</li> </ul>

1. Риск применения разбухающих / гидравлических пакеров

Недостаточное разбухания пакеров компоновок с разрывными муфтами ГРП (Риск перетоков жидкости ГРП между секциями, неконтролируемых утечек и СТОПов в процессе ГРП);

2. Соответствие диаметров шаров и посадочных седел (человеческий фактор при монтаже на устье скважины) установка муфты ГРП с большим проходным диаметром при запланированном спуске шара меньшего диаметра (Риск: перепродавка проппанта в пласт, понижение проводимости трещины ГРП);

3. Правильная последовательность шаров (человеческий фактор при проведении ГРП) необходим постоянный контроль;

4. Своевременный сброс шара (короткий интервал времени на операцию, человеческий фактор при проведении ГРП) риски проведения ГРП на следующей муфте;

5. Инициация трещины через циркуляционные отверстия, не предназначенные для ГРП

6. ГРП с маркированным проппантом через циркуляционное отверстие, не предназначенное для ГРП;

✓ Повышенные потери давления → «СТОП»,

7. Закрытие портов при росте обводненности продукции из трещины

8. Используемое оборудование не предназначено для закрытия портов при росте обводненности;

9. Отсутствие опыта проведения работ по закрытию портов;

10. Ожидаемая высокая стоимость работ при отсутствии гарантированного результата;

11. Разбуривание шаров койл-тьюбингом:

Риски:

✓ удлинение периода освоения скважины;

✓ уменьшение проводимости трещины;

✓ уменьшение ожидаемых дебитов нефти;

- ✓ вероятные осложнения при КРС, геофизических исследованиях и др;
- 12.Срыв стингеров (уплотнительных узлов) после ГРП;
  - ✓ Риски прихвата оборудования.
- 13.Деформация хвостовика (оборудования компоновки заканчивания)
  - ✓ Вероятный риск деформации оборудования при распространении трещины вдоль ствола скважины и «прорыве трещины за пакер» в интервал соседних секций;
- 14.Использование композитных и/или алюминиевых шаров
  - ✓ Вероятное решение проблемы разбухания;
  - ✓ Технология прошла полевые испытания;
- 15.Воздействие кислот на оборудование, компоновки заканчивания скважины, трещину ГРП и породы пласта;
- 16.Неполное разложение/ растворение материалов шаров [4].

### **3. СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ПРОЦЕССА СОЗДАНИЯ И ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ТРЕЩИНЫ ГИДРОРАЗРЫВА**

Операции по выполнению гидроразрыва пласта не возможны без эффективного мониторинга параметров системы скважина-пласт, способствующего качественному и безопасному проведению работ [11]. Широкое внедрение технологии ГРП в практику разработки месторождений углеводородов не могло не повлиять на подходы к организации системы контроля выработки продуктивных коллекторов. Современный контроль разработки месторождений углеводородов обладает широким арсеналом методических и технических средств мониторинга состояния и диагностики параметров системы «скважина-трещина-пласт».

Далее подробно рассмотрим информативные возможности и границы применимости основных методов контроля параметров трещин и вскрываемых ими коллекторов. В соответствии с темой диссертационной работы обратим особое внимание на потенциал их использования в случае дренирования трещинами макронеоднородных коллекторов и совместного вскрытия многопластовых систем, включающих коллекторы с контрастными фильтрационными свойствами и энергетическими состояниями [11].

#### **3.1. Геолого-промысловые и геофизические методы диагностики и определения геометрических параметров трещин**

##### **Контроль направления развития трещин и оценка их геометрии (микросейсмика+наклонометрия)**

На сегодняшний день одними из наиболее современных способов определения направления развития трещины и оценки ее геометрии являются методы микросейсмического мониторинга и наклонометрии. К сожалению, высокая стоимость не позволяет широко использовать их при контроле ГРП. Как правило, данные методы применяются исключительно на новых, неизученных

месторождениях с целью улучшения эффективности технологий гидроразрыва, а также для корректировки компьютерной модели. Большой спрос на проведение гидроразрыва привел к многочисленному развитию технологий для контроля ГРП. Так, например, наклономер получил свое развитие как один из методов контроля еще в 1980-ом году [12]. Наклономер измеряет изменение наклона поверхности земли, поэтому первоначальное применение он получил в определении направления развития трещины. Развитие технологий смогло увеличить чувствительность данного прибора до нано-радиана, совмещение его с мощной вычислительной техникой дает возможность данному методу производить измерения в реальном времени. Усовершенствованные технологии микросейсмоки позволяют определять геометрию гидроразрыва пласта на достаточно больших расстояниях от наблюдения (на поверхности или в скважинах), а также контролировать процесс формирования трещин гидроразрыва в трехмерном отображении в режиме реального времени мониторинга [13]. Для проведения микросейсмического мониторинга необходимо установить сеть геофонов в наблюдающие скважины, либо на поверхность наблюдения. Суть рассматриваемого метода заключается в регистрации сейсмоземиссионных процессов, сопровождающих образование трещины зоны ГРП. Использование современных методов непрерывного наблюдения, специального оборудования и программного обеспечения дает возможность минимизировать риски и оптимизировать увеличение отбора углеводородов при вовлечении в разработку трудноизвлекаемых запасов. Обработка сейсмических волн, зарегистрированных в контрольных скважинах (рисунок 6) и на поверхности наблюдения, позволяет определить месторасположение трещин, вертикальную и горизонтальную протяженность, азимут направления трещины и сложность трещины. Вышеупомянутое оборудование может также применяться для определения вертикального и горизонтального направления трещин. Результат используется для сверки и настройки компьютерной модели с целью уточнения прогноза направления и распространения трещин [14]. В некоторых случаях совмещение

микросейсмического мониторинга и наклономера используется для получения модели, отображающей развитие трещины в реальном времени. Оператор, который получает данные результаты в режиме онлайн, может принимать решения немедленно, что, в свою очередь, повышает качество ГРП. Например, если по данным микросейсмического мониторинга в процессе многостадийного ГРП определяется, что трещина скоро распространится до естественного разлома, по которому возможно подтягивание пластовой воды, принимается решение об остановке данной стадии и о переходе на следующий интервал.

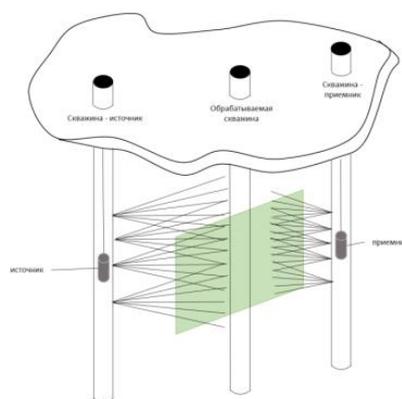


Рисунок 6 – Схема проведения сейсмических исследований для диагностики трещин ГРП

Описанные выше методы способны определить лишь региональные особенности трещин, для ее более детального изучения возникает необходимость в спуске приборов в скважину с целью анализа различных геофизических полей. После проведения мероприятий по гидроразрыву проводят комплексные геофизические исследования скважины для оценки состояния пласта и параметров трещины. Наиболее широко используемые составляющие комплекса это: гамма-метод, спектральный гамма-метод, микроимиджер, термометрия, полномасштабный акустический каротаж, пассивная акустика (шумометрия) и гидродинамические исследования [14].

**Оценка геометрических параметров созданной трещины (ГИС открытого ствола)**

В приствольной зоне пластов, которые подвергаются гидроразрыву, образуются области трещиноватости, которые могут быть выделены благодаря использованию радиоактивных изотопов [15]. Большую часть проппанта перемешивают с небольшим количеством активного проппанта или песка. Закачка данной смеси во время проведения гидроразрыва пласта дает возможность выделить интервал поглощения при помощи гамма-метода. При контроле ГРП анализируются многоизотопные диаграммы-трассеры, которые отражают спектр гамма-излучения, что позволяет определить:

- 1) отношение высоты заполненной части трещины к высоте ее горловины;
- 2) распределение проппанта по стволу;
- 3) перфорации или намеченные интервалы, которые не подверглись стимулированию;
- 4) проницаемость трещины, как функция ее ширины и концентрации проппанта.

Formation Micro Imager (FMI) компании Schlumberger – это микросканер, основанный на регистрации электромагнитного поля набором датчиков микробокового каротажа, применяется в основном для изучения тонкослоистых разрезов. В одну из задач данного метода входит количественная оценка параметров трещин как естественных, так и искусственно созданных. Количественная интерпретация включает в себя определение углов падения, азимутов простирания, оценку плотности и кажущейся раскрытости трещин. Программа *Worview* в автоматическом режиме позволяет оценить кажущееся раскрытие трещин и их плотности. Интерпретатор проводит трассировку трещин, интерпретируя их по характеру раскрытости: открытые – электропроводящие (темные на изображении) и залеченные (закрытые) – неэлектропроводящие (светлые). Эффективным способом оценки параметров трещины является также акустический волновой каротаж (ВАК) [15]. Упругие свойства пород при воздействии на них неравномерного напряжения меняются специфически.

Экспериментальные исследования показывают, что подобный «неоднозначный» характер поведения пород обусловлен их упруго-деформационными свойствами, которые определяются литологическими показателями такими, как количество, вид и протяженность контактов между породообразующими зёрнами.

Однозначно, столь сильное воздействие на пласт такое, как гидроразрыв пласта, приводит к изменению упруго-деформационных свойств пород. В связи с этим, при сопровождении работ по ГРП рекомендуется двукратное исследование ВАК – до и после воздействия. Первый замер ВАК (до ГРП) решает следующие задачи:

- 1) оценка технического состояния скважины;
- 2) оценка свойств коллектора в интервале воздействия;
- 3) обоснование места посадки пакера, а при поинтервальнонаправленном ГРП – проектирование мест щелевой перфорации.

Второй замер ВАК (после ГРП) в сопоставление с результатами первого исследования дает следующую информацию:

- 1) оценка технического состояния скважины;
- 2) оценка изменения свойств коллектора в интервале воздействия;
- 3) оценка необходимости повторного корректирующего воздействия (повторное ГРП, обработка призабойной зоны химическими реагентами и т.д.).

Таким образом, проведение двукратного исследования и сравнение полученных результатов дает полезную информацию о качестве проведения работ по ГРП (высоту трещины, место входа основного объема проппанта, степень нарушения герметичности подстилающих и перекрывающих экранов, определение примерной ориентации трещин) [15].

### **Оценка направления искусственных и естественных трещин**

В последнее время как самостоятельный вид контроля разработки нефтяных месторождений выделяют *индикаторный метод*. Основной сутью данного метода является контроль распределения нагнетаемой воды с

искусственно меченым веществом, ранее в жидкости не присутствующим. Добавление специального индикатора в поток нагнетаемой в пласт жидкости, а затем регистрация момента появления и концентрации меченого вещества в потоке жидкости в добывающих скважинах дает информацию, отражающую характеристики межскважинного пространства, тогда как традиционные геофизические методы определяют параметры пласта в прискважинной зоне. Основными интерпретационными параметрами при анализе результатов трассерных исследований являются:

- появление индикатора в конкретной добывающей скважине;
- время движения индикатора в пласте;
- изменение концентрации индикатора во времени;
- изменение во времени общего количества индикатора, отобранного из конкретной добывающей скважины.

Длительное время промысловые службы сталкивались со сложностью объяснения сверхбыстрого времени прихода индикаторных веществ при анализе межскважинных интервалов (при закачке индикаторного вещества первые порции индикатора могут появляться в первые или вторые сутки после закачки при расстоянии между скважинами в 500 м). На практике такая скорость фильтрации воды указывает на присутствие суперпроводящих каналов проницаемостью, отличающейся на два-три порядка от средней проницаемости разрезом.

Данный факт косвенно свидетельствует о наличии поровых высокопроницаемых пропластков, зон естественной трещиноватости или об образовании техногенных трещин в интервалах между нагнетательными и добывающими скважинами. При комплексном сочетании трассерных исследований и ГИС появляется возможность разделить данные виды трещин от поровых высокопроницаемых пропластков [16].

### **3.2. Промыслово-геофизический и гидродинамический мониторинг процесса создания и текущего состояния трещин**

Итак, выше мы коснулись возможностей большого набора геологопромысловых и геофизических методов диагностики трещин ГРП и дренируемых ими пластов. Рассмотренные методы ГИС, включающие гамма-метод, спектральный гамма-метод, микроимиджер, полномасштабный акустический каротаж, дают возможность лучше изучить состояние пласта и трещины [16].

Однако, при всем разнообразии технологий проведения измерений в скважине и широком спектре получаемой информации перечисленные методы сходны общим недостатком – малой глубиной исследования.

Наличие информации от сейсмических методов и наклонометрии дает возможность устранить данный пробел, однако, даже комплексирование таких методов с методами ГИС не способно оценить динамику влияния трещины на систему «скважина-пласт».

Исключительно на основе упомянутых методов вряд ли удастся адекватно оценить динамические фильтрационные свойства коллекторов, вскрытых трещиной гидроразрыва, хотя косвенную информацию иногда возможно получить в случае использования трассеров. Результаты вышеперечисленных исследований не дают информации о динамических характеристиках дренируемых объектов и, тем более, не позволяют достоверно судить о том, как будут работать совместно дренируемые трещиной пласты. Однако нельзя отрицать, что получаемые с помощью этих методов данные очень важны при контроле состояния вскрытых трещинами промысловых объектов. А с точки зрения темы диссертации данная информация существенна еще и потому, что может использоваться в качестве априорной для однозначной интерпретации промыслово-геофизических и гидродинамических исследований в макронеоднородном коллекторе. Вышесказанное заставляет при поиске возможностей повышения эффективности контроля состояния трещины и

дренируемых ей пластов обратиться к методам, позволяющим оценивать геофизические поля с большим радиусом исследования и отражающим процесс фильтрации в системе «скважина-трещина-пласт» в динамике. К их числу относятся промыслово-геофизические (ПГИ) и гидродинамические (ГДИС) методы исследования скважин. При этом следует отметить, что информативный диапазон данных методов не ограничивается названной задачей. По результатам как ГДИС, так и ПГИ возможен долговременный мониторинг состояния трещин, позволяющий наблюдать изменения параметров трещин в процессе эксплуатации (полудлина трещины, скин-фактор) [16]. Рассмотрим более подробно информативные возможности современного комплекса промыслово-геофизических и гидродинамических исследований пластов с ГРП.

### **Гидродинамико-геофизический мониторинг процесса создания трещин**

#### ***Контроль цикла мини-ГРП***

Трещина мини-ГРП является очень интересным и весьма специфичным объектом исследований. Она относится к так называемым *нестабильным трещинам*. Основная сложность мониторинга таких объектов заключается в том, что рабочие параметры системы «скважина-пласт-трещина» определяются в процессе интенсивной закачки флюида (в момент изменения геометрии трещины). Однако, нестабильное поведение трещины не всегда является препятствием для исследований. В ряде случаев правильно выстроенная технология измерений параметров трещины и пласта во времени позволяет повысить информативность результатов. Так специфика работ по выполнению мини-ГРП позволяет выполнять исследования при помощи термометрии до и сразу после проведения воздействия на пласт. Сравнение двух результатов дает возможность оценить высоту трещины [17]. Непрерывный мониторинг давления в данных условиях позволяет безопасно проводить работы, устанавливая механические показатели макронеоднородных разрезов, определять состояние трещин.

### ***Контроль основного цикла ГРП***

Качественный мониторинг и контроль во время интенсификации добычи методом ГРП существенно важен с точки зрения обеспечения высокой конечной нефтеотдачи. Использование специальных средств измерения и программных продуктов позволяет наблюдать и контролировать процесс формирования трещин. Существуют определенные параметры, которые должны находиться под постоянным мониторингом во время создания трещины гидроразрыва. В первую очередь, это: давление нагнетания (МПа), расход рабочей жидкости (м<sup>3</sup>/мин), концентрация проппанта, расход песка или проппанта (кг/мин).

Полученная информация используется для усовершенствования компьютерной модели. В областях с достаточным опытом в проведении ГРП собранные данные могут существенно улучшить понимание в формировании трещин при дальнейших проведениях ГРП. Давление, регистрируемое в процессе гидроразрыва пласта, часто бывает единственным прямым источником информации, позволяющей контролировать и выдавать заключения о характере развития трещин во времени. Среди сопутствующих данных, получаемых в процессе гидроразрыва, следует прежде всего назвать забойное давление. Достоверность этой информации существенно зависит от того, каким способом он был оценен. Используются, по крайней мере, четыре разных способа оценки данного параметра, выбор того или иного из них определяется положением датчиков, используемых для измерений [17]. Забойное давление может быть рассчитано:

- по поверхностному давлению нагнетания;
- по результатам измерений датчиками, прикрепленными в кармане, находящемся под пакером (при закрытой колонне и открытом затрубном пространстве);
- по результатам измерений затрубного давления (при открытом межтрубном пространстве) с использованием данных о плотности флюида, находящегося в затрубье;

– по результатам измерений на глубине ниже перепуска сервисного оборудования.

Как правило, данные, полученные датчиком, который установлен в кармане пакера, являются самыми информативными. Они охватывают интервал времени, включающий все операции по подготовке и проведению гидроразрыва: спуск оборудования, выполнение мини-ГРП, выполнение основного ГРП, технологическое освоение, закрытие скважины, запись кривой восстановления давления (КВД) и подъем оборудования (Рисунок 7) [17].

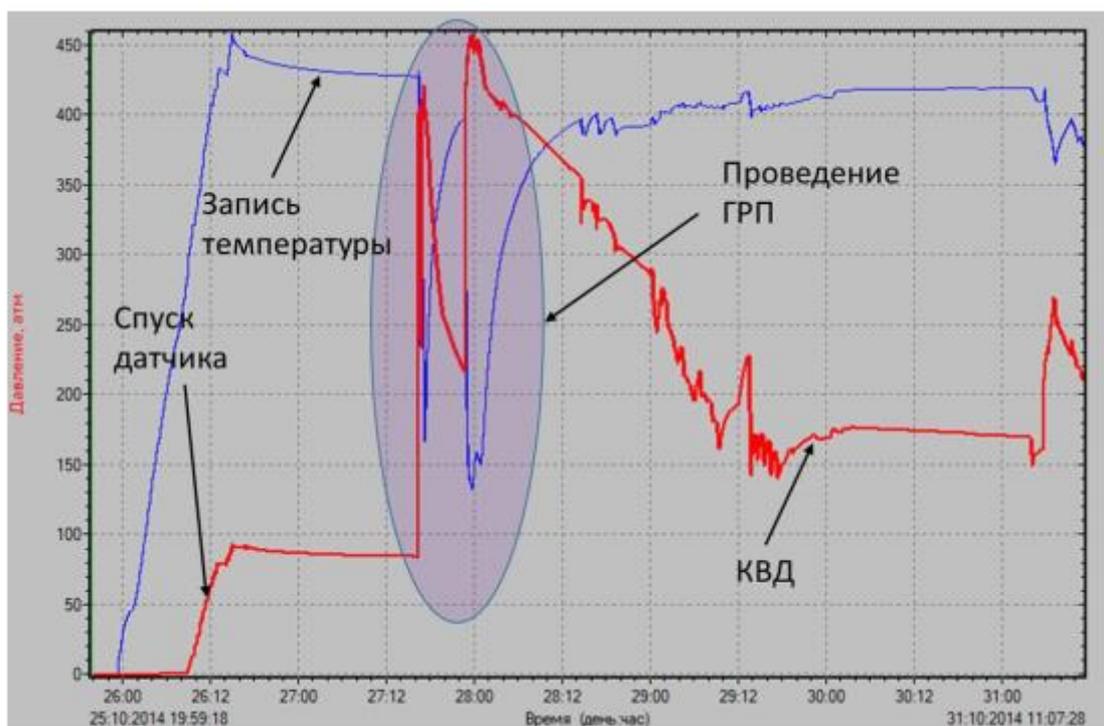


Рисунок 7 – Обзорный график проведения ГРП

Основная роль гидродинамических исследований на данном этапе заключается в интерпретации кривой восстановления давления (КВД) с оценкой пластового давления, а также проницаемости и скин-фактора ( $S$ ) в случае, если циклы освоения и остановки достаточно продолжительны [17]. Величина скин-фактора является одним из основных критериев при оценке качества выполнения работ по гидроразрыву. Она показывает, насколько успешно была выполнена работа по стимуляции пласта. Также необходимо измерять давление в кольцевом пространстве между обсадной эксплуатационной колонной и технической

колонной, если они не зацементированы. Непрерывный мониторинг во времени при выполнении мини-ГРП позволяет выявить любые непредвиденные отклонения с целью дальнейшего анализа перед запуском основного ГРП. Отклонения в пределах нормы могут быть скорректированы во время проведения операции благодаря датчикам, работающим в режиме реального времени. Данный контроль также обеспечивает безопасность проведения работ, поскольку позволяет следить за давлением, которое не должно превышать прочностных характеристик оборудования.

### **3.3. Гидродинамический мониторинг текущего состояния трещин ГРП**

Наличие трещины гидроразрыва в пласте существенно влияет на динамику изменения поля давления во время работы скважины или ее остановки. Анализ изменения давления и дебита во времени дает возможность определить длину трещины. Основным рабочим инструментом для определения длины является график двойного логарифмического масштаба, который отображает линейный режим течения при наличии трещины ГРП. Помимо длины трещины, стандартные гидродинамические исследования дают возможность определить текущую продуктивность скважин, фильтрующуюся поверхность, скин-фактор, фильтрационные свойства работающих пластов. При наличии благоприятных факторов – пластовое давление. Таким образом, информативные возможности ГДИС достаточно высоки [18].

Однако, данный метод позволяет оценить лишь интегральные фильтрующие характеристики скважины и пласта. Это ограничение особенно значимо для случая вскрытия трещиной нескольких пластов, отличающихся по фильтрационным свойствам и энергетическому состоянию. В этом случае упомянутые интегральные характеристики весьма слабо отражают реальное состояние и поведение столь сложной пластовой системы.

### **3.4. Информативные возможности промыслового геофизических исследований действующих скважин с трещинами гидроразрыва**

#### **Информативные возможности методов определения притока-состава.**

Основная роль промыслово-геофизических исследований (ПГИ) в скважинах с трещинами ГРП связана с оценкой добычных возможностей пластов [18].

роме того, результаты ПГИ позволяют определить профиль притока (приемистости) макронеоднородного или неравномерно вскрытого пласта, а также оценить долю совместно эксплуатируемых пластов в общем расходе скважины. Эта информация существенно повышает возможности гидродинамических исследований (ГДИС), поскольку позволяет на основе оцененных по результатам ГДИС интегральных параметров пластовых систем определить индивидуальные фильтрационные характеристики каждого из них. Информационной основой комплекса промыслово-геофизических методов исследования действующих скважин являются так называемые методы определения притока-состава. Среди базовых составляющих данного комплекса следует назвать расходомерию скважин (механическую и термокондуктивную), методы определения состава (влажнометрию, резистивиметрию и пр.), пассивную акустику (шумометрию). Однако, у большинства из перечисленных методов (прежде всего, у механической расходомерии) есть общий недостаток. Вследствие высокой проводимости трещины может происходить выравнивание по глубине измеряемых параметров. Это резко снижает результативность методов при определении профилей притока и приемистости по высоте макронеоднородного коллектора [18].

#### **Информативные возможности нестационарной термометрии**

Термометрия является одним из базовых методов контроля разработки. Обладая особыми качествами, она способна быть рабочим инструментом при решении многочисленных вопросов и задач как: оценка работающих интервалов,

изучения межпластовых перетоков, и других задач контроля. Высокие информативные возможности термометрии хорошо известны и отражены в большом числе отечественных и зарубежных публикаций. Наибольшей результативностью обладают нестационарные термические исследования, основанные на изучении динамики формирования или релаксации теплового поля в процессе работы скважины и после искусственного теплового воздействия на пласт. Возможностям нестационарной термометрии также посвящены работы многих исследователей. Много уже сделано и в области изучения информативности термометрии в работающих коллекторах, вскрытых трещинами ГРП. В частности, рассматриваются подходы к интерпретации измерений температуры в работающем пласте с ГРП при запуске на стабильном режиме отбора. Данный метод по информативности близок с ГДИС. В обоих случаях оцениваются интегральные геометрические размеры и проводящие свойства трещины, а также фильтрационные характеристики вмещающих пород.

В добывающих скважинах сравнительный анализ температурных полей до и после проведения ГРП дает возможность оценить высоту трещины ГРП [19]. Подробному анализу разрешающей способности нестационарной термометрии в пластах с ГРП при остановке скважины была посвящена работа [20], где показано, что данные условия исследования оптимальны для успешного применения термических исследований. В частности, была установлена возможность диагностики эффектов тепломассопереноса в работающих пластах на фоне процессов теплообмена непроницаемых вмещающих толщ с крыльями трещины. На взгляд автора в области повышения возможностей термических исследований сейчас следует уделить наибольшее внимание проблемам снижения неоднозначности интерпретации термограмм при совместном влиянии на результаты измерений большого числа одновременно происходящих процессов. Этой проблемы мы еще не раз коснемся в рамках представленной диссертационной работы. Итак, обобщая полученные ранее другими исследователями результаты, можно заключить, что для достоверного определения свойств макронеоднородных коллекторов, а также индивидуальной

оценки свойств совместно вскрытых трещиной объектов ПГИ и ГДИС должны использоваться совместно. Для того чтобы подобные исследования были максимально информативны, пласты должны быть полностью вскрыты и обеспечивать высокую скорость потока, достаточную, чтобы механическая расходомерия была результативна. Тогда на основе интегральных параметров пластовой системы, оцениваемых по ГДИС, и интервальных расходов, оцениваемых по расходомерии можно оценить индивидуальные фильтрационные и энергетические параметры каждого пласта. При этом дополнительно используется априорная геолого-промысловая информация о пластах и результаты ГИС в открытом стволе.

В случае притока (приемистости) низкой интенсивности оценка дебитов может быть выполнена по результатам термометрии [19]. Но все же рассмотренный выше широко распространенный подход к совместной интерпретации результатов промыслово-геофизических и гидродинамических исследований нельзя считать универсальным. В частности, касается ситуации, когда вскрываемый трещиной пласт существенно неоднороден по высоте или, когда часть дренируемых трещиной пластов не вскрыты перфорацией. Тогда применение расходомерии для оценки их доли в притоке затруднено или совершенно исключено. Что касается термометрии, хотя ее потенциальные возможности применительно к данному случаю понятны в общих чертах, до конца они не изучены. В частности, не очевидны закономерности поведения поля температур при изменении продолжительности и интенсивности теплового воздействия на пласт с трещиной гидроразрыва.

### **3.5. Особенности контроля трещин МГРП в горизонтальном стволе**

Классическая модель горизонтальной скважины представляет собой однородный пласт коллектор, вскрытый горизонтальным стволом. Такая модель далека от реальности. Макронеоднородность пласта, сложная траектория приводят к существенной неравномерности профиля притока в горизонтальной

скважине. В скважинах с многостадийным гидроразрывом неравномерность притока выражена еще ярче, поскольку работают локальные порты, находящиеся друг относительно друга на значительном расстоянии. Похожая схема работы скважины наблюдается в пластах с естественной макротрещиноватостью [21].

Несмотря на существенную специфику подобных объектов, проблемы контроля имеют много общих черт с характерными для совместного дренирования локальными трещинами макронеоднородной толщи пластов. И в том, и другом случае трещина преимущественно гидродинамически связана со своим ограниченным участком пласта, который может отличаться по фильтрационным параметрам. Промыслово-геофизические исследования занимают в обоих случаях ведущую роль при диагностике и количественной оценке профиля притока (закачки). Однако, нельзя не заметить и различия. В первую очередь, они связаны со спецификой проведения промыслово-геофизических исследований в горизонтальных стволах, где информативность стандартных ПГИ не велика из-за низкой скорости потока. Еще одной серьезной помехой, характерной для добывающих скважин, является расслоенность многофазного потока. Различные физические условия движения флюидов соответственно приводят к разной скорости потока. Для более точной оценки такого потока необходимо применять приборы с распределенными по сечению ствола датчиками определения состава и притока. Правда, нельзя не отметить, что условия вскрытия пласта МГРП наиболее благоприятны для проведения промыслово-геофизических исследований, чем полностью вскрытый ствол. Это связано с тем, что наличие локальных искусственных трещин гидроразрыва в горизонтальном стволе практически полностью локализует притоки углеводородов. В этих условиях во многих случаях диагностика работающих интервалов возможна при стандартном комплексе ПГИ, ориентированном на исследования в вертикальных стволах. Основными диагностическими признаками являются контрастные аномалии в зонах притока (закачки), приуроченных к интервалам портов МГРП.

Локализовать трещины при притоке помогают также методы определения состава. Анализ данных методов в динамике (работа скважины на разной депрессии) и статике (остановка скважины) существенно повышают информативность данных методов. Широкое применение при локализации притока в горизонтальных скважинах с МГРП получила также спектральная шумометрия. Тем не менее данные положительные особенности не исключают при исследовании ГС с МГРП тех же проблем, которые возникают при исследованиях типичных горизонтальных стволов. Так негативное влияние низкого расхода и многофазного притока полностью исключить нельзя. Несмотря на факт, что приток локализован в интервалах трещин, в большинстве случаев объем флюида, проходящего через локальную трещину, не велик. В подобных условиях происходит значительное снижение информативности как механического, так и термокондуктивного расходомера. И так же как при исследовании вертикальных и наклонно-направленных стволов дополнительная информационная нагрузка по оценке доли портов ГРП в притоке (закачке) возлагается на термометрию, что требует поиска решений для однозначной интерпретации результатов изменений температуры [21].

### **3.6. Трещины множественного гидроразрыва, технология создания и диагностика**

Сегодня проведение многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах является обычной технологией интенсификации притока. Массовое применение данной технологии началось в начале XXI века в Америке, после первых успешных работ на сланцевых месторождениях нефти и газа. Промышленное использование данной технологии в России началось в десятых годах нашего столетия. Но решение о проработке эффективности гидроразрыва в горизонтальных скважинах было принято еще в 2000-х годах. На тот момент в качестве кандидатов рассматривались горизонты, пробуренные в достаточно мощных и высокопроницаемых коллекторах на традиционных месторождениях.

Основной задачей проведения данной технологии являлось повышение добычи за счет уменьшения потери продуктивности из-за кольматации призабойной зоны. Следует отметить, что в случае неудачно выполненной работы трещина могла существенно ухудшить текущие условия дренирования пласта, к примеру, за счет подключения водоносного горизонта. Однако, первые испытания прошли успешно и дополнительно продемонстрировали возможность существенного увеличения притока из макронеоднородных пластов низкой проницаемости. Это способствовало началу промышленного использования МГРП для повышения охвата пласта выработкой и интенсификации притока на участках, где остаточные запасы невозможно вовлечь в разработку традиционными способами. Основным отличием технологии многостадийного ГРП от обычного гидроразрыва является использование специального оборудования, опускаемого в скважину при ее заканчивании. Вариантов такого оборудования немало, оно подбирается исходя из пластовых условий и экономической целесообразности. Рассмотрим некоторые из них.

### **Нецементируемый хвостовик с системой заколонных пакеров и муфт ГРП**

Данная технология является наиболее простым (Рисунок 8), эффективным и распространенным решением на месторождениях России и за рубежом. Одно из ее главных преимуществ заключается в отсутствии необходимости проведения цементирования хвостовика, что существенно облегчает проведение работ и убирает риски, связанные с цементированием. В компоновку входят: хвостовик, циркуляционные муфты ГРП (порты) как одноразового, так и многоразового действия (открытие или закрытие при помощи гибкой НКТ), заколонные пакеры гидравлического, либо набухающего типа. Активация происходит при помощи шаров различного диаметра: от меньшего к большему.

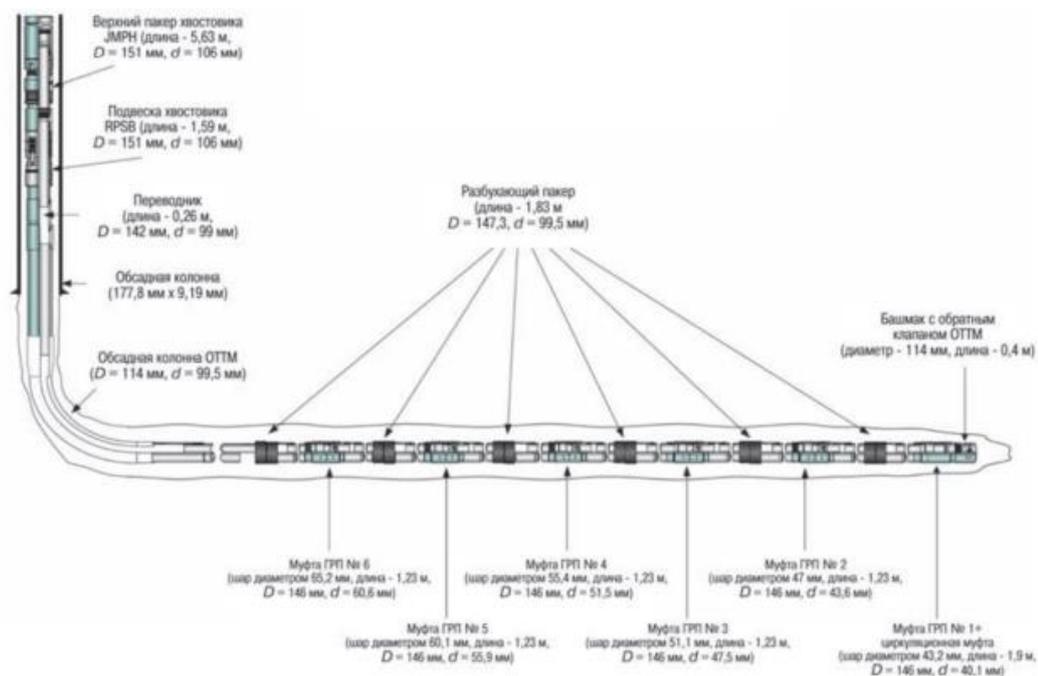


Рисунок 8 – Схема типовой компоновки многостадийного ГРП: D – наружный диаметр, d – внутренний диаметр

При закачке используется лифт НКТ с уплотнительным элементом – стингером, для защиты эксплуатационной колонны от гидроразрыва. Компоновка может включать в себя системы манжетного цементирования головной части хвостовика, необходимые при реконструкции скважин методом резки бокового ствола (ЗБС) с проведением МГРП [22].

### Цементируемый хвостовик с муфтами ГРП

Дороговизна и технологические риски цементируемого хвостовика с муфтами ГРП делают использование данной технологии более редкой по сравнению с нецементируемой компоновкой МГРП. Благодаря специальной конструкции закачка может проводиться в зацементированном хвостовике. Использование многоразовых внутриколонных пакеров на гибкой НКТ позволяет применять муфты многоразового действия. Для некоторых систем существуют обязательные условия: наличие одинакового внутреннего проходного диаметра горизонтального хвостовика и лифта НКТ. В случае применения муфт одноразового действия элементы внутренней оснастки компоновки также фрезеруются с использованием гибкой НКТ [22].

## **Цементирование хвостовика с выполнением перфорации и использованием систем изоляции интервалов**

Технология реализуется совместно с использованием комплекса гибких НКТ и бригадой капитального ремонта скважин (КРС). Гидропескоструйная перфорация проводится с помощью гибкой НКТ. Кумулятивная перфорация с использованием НКТ может выполняться бригадой КРС. Разграничение интервалов происходит при помощи пакер-пробок или пакеров. Следует отметить, что принцип реализации самого гидроразрыва остается таким же, как и при ГРП в вертикальных скважинах, а именно, закачка большого количества рабочей жидкости в течение малого промежутка времени с целью превышения давления разрыва вмещающих горных пород.

Широкое применение многостадийного ГРП как одного из способов заканчивания скважин требует инструментов, способных качественно и количественно судить об успешности проведения данной технологической операции (определение фактически работающих интервалов). Как и в случае с вертикальными скважинами данную задачу успешно выполняют промысловогеофизические исследования (ПГИ). Условия проведения ПГИ в горизонтах существенно отличаются от вертикальных скважин. В первую очередь, следует отметить сложную структуру потока (расслоение и образование водяных застоев и газовых пробок), низкий дебит за счет маленькой депрессии, траекторию ствола скважины. В таких условиях результаты, полученные при помощи механического однодатчикового расходомера, часто бывают непредставительны, а показания методов, определяющих состав, отражают лишь характер заполнения ствола скважины, тогда как настоящий интерес представляет работа самого пласта. Возможным выходом из сложившейся ситуации является усовершенствование методик интерпретации и технологий проведения исследований с использованием нестационарной термометрии, поскольку именно она показывает хорошие результаты в столь сложных условиях [22].

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ83	Баскакова Александра Сергеевна

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Количество проводимых операций; Сложность проводимых операций
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Стоимость проведения МГРП

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

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Проведены расчеты эффективности проведения МГРП на Южно-Приобском месторождении
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Отчисления бюджета проводятся на научные исследования
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Выявлено, что эффективность проведения ГРП зависит от прироста дебита в результате проведения операции и от курса цен на нефть

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Баскакова Александра Сергеевна		

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

Необходимость экономической оценки проекта по МГРП на Южно-Приобском нефтяном месторождении отвечает критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно более полного извлечения нефти и получения прибыли за счет дополнительной добычи при соблюдении требований экологии и охраны окружающей среды.

Экономическая эффективность проекта выражается в расчете периода окупаемости проведенной операции многостадийного гидроразрыва пласта.

В случае проведения многостадийного ГРП, как и для обычного, необходим спуск подземного оборудования, включающего в себя колонну НКТ, закрепленный на ней пакер, а также специальную задвижку на голову скважины (таблица 3). Стоит обратить внимание на то, что речь идёт не о покупке данного оборудования, а исключительно о затратах на спуск и установку.

Таблица 3 – Стоимость затрат при подготовке скважины к операции ГРП

Наименование	Стоимость, руб
Сервис установки пакера	11 000
Колонна НКТ 89 мм	31 000
Пакер	12 000
Головная задвижка скважины	21 000
<b>ИТОГО:</b>	<b>75 000</b>

Оборудование спускается при подготовке скважины для первой стадии и остаётся до окончания её разрядки, таким образом затраты являются единоразовыми при проведении ГРП по плану.

В случае проведения одинаковотоннажного ГРП стоимость второй и последующих стадий будут идентичны, а затраты на первую стадию имеют отличия за счёт разницы в базовой сервисной ставки проведения ГРП, а также в необходимости проведения тестовых закачек (нагнетательный и калибровочный тест), что способствует увеличению объём затраченной химии.

В таблице 4 приведены расчёты затрат на проведение первой стадии МГРП, с учётом стоимости израсходованных материалов (пропанта и хим.добавок).

Таблица 4 – Расчёт проведения первой стадии МГРП

Наименование	Цена	Количество	Стоимость
Базовая сервисная ставка (минимально необходимый набор ресурсов для ГРП)	107 600 руб	1	1 007 600
Проппант 20/40 керамический	16 000 руб/т	5 т	80 000
Проппант 16/20 керамический	16 300 руб/т	42 т	684 600
Проппант 16/20 RCP	22 800 руб/т	3 т	68 400
Гелирующий агент	260 руб/кг	810	210 600
Сшиватель	90 руб/л	620	55 800
Брейкер	300 руб/л	275	82 500
Дезмульгатор	110 руб/л	400	44 000
Стабилизатор глины	100 руб/л	260	26 000
Сухой брейкер	90 руб/кг	13	1 170
Микробиоцид	500 руб/кг	2,4	1 200
<b>ИТОГО</b>			<b>2 261 870</b>

Вторая и последующая стадии не требуют проведения калибровочного теста, а также имеют пониженную базовую сервисную ставку, что снижает стоимость проведения операции для компании-заказчика (таблица 5).

Таблица 5 – Расчёт проведения стоимости второй и последующих стадий

Наименование	Цена	Количество	Стоимость, руб
Базовая сервисная ставка (минимально необходимый набор ресурсов для ГРП)	745 000 руб	1	745 000
Проппант 20/40 керамический	16 000 руб/т	5 т	80 000
Проппант 16/20 керамический	16 300 руб/т	42 т	684 600
Проппант 16/20 RCP	22 800 руб/т	3 т	68 400
Гелирующий агент	260 руб/кг	650 кг	169 000
Сшиватель	90 руб/л	550 л	49 500
Брейкер	300 руб/л	250 л	75 000
Дезмульгатор	110 руб/л	290 л	31 900
Стабилизатор глины	100 руб/л	195 л	19 500
Сухой брейкер	90 руб/кг	4 кг	360
Микробиоцид	500 руб/кг	1,8 кг	900
<b>ИТОГО</b>			<b>1 924 160</b>

На диаграмме представлено распределение вклада каждой статьи расходов в итоговую стоимость проведения операции (рисунок 9).

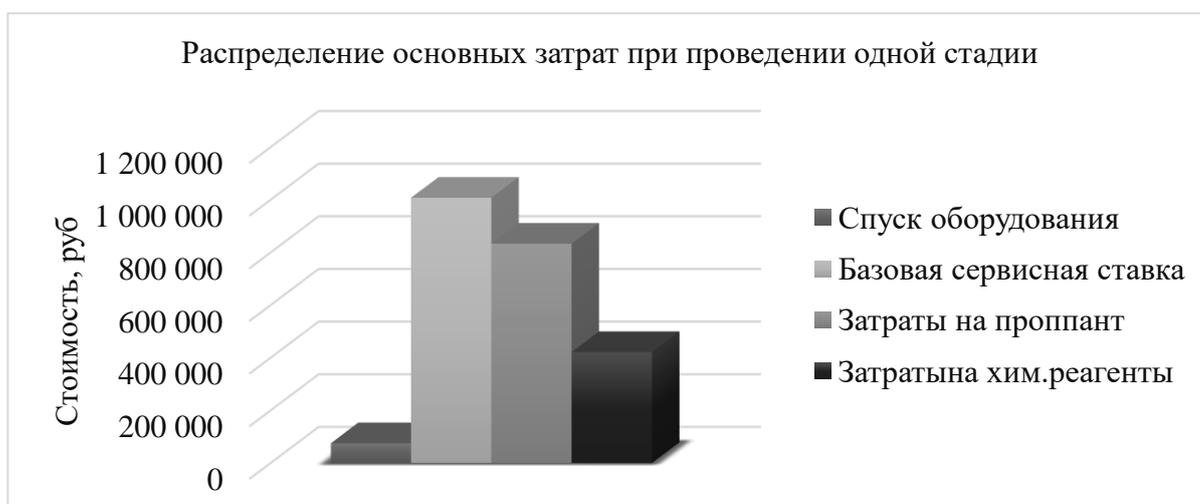


Рисунок 9 – Распределение основных затрат при проведении одной стадии

В таблице 6 проведен итоговый расчёт стоимости проведения многостадийного ГРП

Таблица 6 – Итоговой расчёт стоимости МГРП

Наименование операции	Стоимость, руб
Подготовка скважины к проведению ГРП	75 000
Первая стадия МГРП	2 261 870
Вторая стадия МГРП	1 924 160
Третья стадия МГРП	1 924 160
Четвёртая стадия МГРП	1 924 160
<b>ИТОГО</b>	<b>8 109 350</b>

Итого стоимость многостадийного гидроразрыва пласта составляет 8 млн 109 тыс 350 руб.

Для расчёт периода окупаемости необходимо оценить плановый дебит нефти после проведения МГРП с учётом

Плановый дебит нефти для данной скважины после проведения операции составляет 5.0 т/сут (с учётом свойств пластовой нефти 5,9 м<sup>3</sup>/сут). По состоянию цен рыночной нефти в расчётный период времени она составляет 34,5 доллара за баррель (либо 215,6 долларов за м<sup>3</sup>).

Период окупаемости проекта с учётом рыночной стоимости и ситуации курса валют может быть оценен:

$$\text{Период окупаемости} = \frac{\text{Стоимость операции ГРП}}{\text{Дебит} \cdot \text{Цена на нефть} \cdot \text{Курс доллара}} = \frac{8\,109\,350}{5,9 \cdot 215,6 \cdot 70} = 91 \text{ сутки.}$$

Расчётный период окупаемости составляет 0,25 года, что в свою очередь объясняет использование многостадийного гидроразрыва пласта как эффективного метода ввода новых скважин в эксплуатацию. Разбуиваемый фонд Южно-Приобского месторождения вскрывает низкопроницаемые коллектора ( $\approx 1$  мД), эксплуатация которого затруднена без применения методов интенсификации притока. По окончании бурения закачивание скважины уже подразумевает спуск компоновки хвостовика с портами для МГРП и стингером. Вызов притока происходит после разрядки скважины и в случае использования компоновок с растворимыми шарами не требует дополнительных затрат и операций при освоении скважины.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ83	Баскакова Александра Сергеевна

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	24.04.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Анализ эффективности применения технологии многостадийного гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах на нефтяных месторождениях	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования – кустовая площадка нефтяного месторождения с выставленной на ней техникой для проведения операций по гидроразрыву пласта
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– ТК РФ Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом – ГОСТ Р ИСО 6385-2016 . Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	– показатели микроклимата; – шум и вибрация; – движущиеся механизмы; – электрический ток; – сосуды и аппараты под давлением; – токсическое воздействие хим. веществ; – взрыво- и пожароопасность.
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	– утечки хим.реагентов и разливы нефти; – неконтролируемое выделение углеводородов в атмосферу; – попадание отработанных жидкостей ГРП в местные водоёмы.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Вероятные чрезвычайные ситуации: – пожар/взрыв; – газонефтеводопроявление; – прорыв водо/нефтепроводов. Описание наиболее вероятной ЧС – разлива нефти на АГЗУ

<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>
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ83	Баскакова Александра Сергеевна		

## 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Единая система управления промышленной безопасностью и охраной труда является составной частью комплексной системы управления производством и устанавливает единые требования к безопасной организации работ в области промышленной безопасности и охраны труда. Руководители и главные специалисты обязаны осуществлять организационно-технические и санитарногигиенические мероприятия по созданию и обеспечению промышленной безопасности, охраны труда, безопасных и здоровых условий труда на производственных объектах филиалов, обязаны контролировать соблюдение работниками установленных правил и норм безопасности, инструкций по охране труда (безопасности) труда, обеспечивать и контролировать выполнение приказов и указаний вышестоящих органов управления, предписаний органов государственного надзора.

Многостадийный гидравлический разрыв пласта – это трудоемкий, сложный и опасный процесс, требующий строгого соблюдения техники безопасности. Работы по обеспечению безопасности подготовки, проведения гидравлического разрыва пласта должны выполняться в соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Рассмотренная в выпускной квалификационной работе территория относится к районам Крайнего Севера, потому соблюдение в первую очередь минимальных требований к защите собственного здоровья является первостепенной задачей каждого сотрудника и вышестоящего руководства. Южно-Приобское месторождение расположено в 60 км от города Ханты-Мансийск, характеризуется обширной болотистой местностью, низкими температурами в зимний период времени и сильными ветрами. Типичной рабочей зоной оператора гидроразрыва является кустовая площадка месторождения, в рамках которой и рассмотрено вредное и опасное влияние на жизнь и здоровье, а также неблагоприятное воздействие на окружающую среду.

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

Все сотрудники, задействованные в проведении операций по гидравлическому разрыву пласта, работают вахтовым методом, особенности которого регулируются главой 47 Трудового кодекса Российской Федерации. Вахтовый метод представляет собой особую форму осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

Рабочая смена оператора гидроразрыва не должна превышать 12 часов. Женщины, подростки и сотрудники, не имеющие соответствующего доступа, к работе не допускаются.

Каждый работник должен получить два комплекта спецодежды. Оператору допускается исправлять мелкие неполадки, однако при серьезных поломках его главной обязанностью является уведомление лиц вышестоящих, т.е. старшего 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 нефтегазопромышленным 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 [23]. 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 вследствие продолжительного мускульного напряжения.

## 5.2. Производственная безопасность

Рабочее место при ГРП располагается на открытом воздухе вблизи устья скважины, где находится обслуживаемое оборудование (насосные агрегаты, трубопроводы, автоцистерны, блок манифольда), а также инструменты и приспособления для выполнения ремонтных работ на производстве. На рабочем месте действует большое количество опасных и вредных производственных факторов (таблица 7), которые могут привести к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья и заболеванию или снижению работоспособности.

Таблица 7 – Опасные и вредные факторы при выполнении операций гидравлического разрыва пласта

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативная документация
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ
2. Превышение уровней шума и вибрации	+	+	+	
3. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	+	+	
4. Токсическое воздействие химических веществ	+	+	+	
5. Движущиеся машины и механизмы	+	+	+	
6. Сосуды и аппараты под давлением	+	+	+	
7. Взрыво- и пожароопасность	+	+	+	

				Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
--	--	--	--	--

### **Анализ вредных производственных факторов**

Микроклимат определяет действующие на организм человека сочетания температуры, влажности, скорости движения воздуха и других условий рабочей зоны.

В условиях крайнего севера среди факторов производственной среды, действующих на организм человека при выполнении различных видов работ в холодное время года, ведущая роль принадлежит метеорологическим условиям, вызывающим охлаждение. Охлаждающего воздействия метеорологических условий на человека зависит от показателей атмосферной температуры и скорости ветра. Температура воздуха ниже - 36°C даже при незначительной скорости ветра 2 м/с служит основанием для прекращения работы. При скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются при любых, даже небольших отрицательных атмосферных температурах в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей, возможности быстрого отморожения кожных покровов, незащищенных одеждой участков тела [24]. Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе зависят от климатических регионов, тяжести и времени выполняемых работ.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты: спецодежда (рукавицы, обувь, головные уборы), которая имеет высокие теплозащитные свойства, воздухо непроницаемости, малую влагоемкость и нефтенепроницаемость;

Коллективная защита на нефтепромысле:

- сокращение времени пребывания персонала в зоне воздействия вредных факторов;
- доставка к месту работы и с работы должна осуществляться в утепленном транспорте;
- для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения.

Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для закрытых территорий и 75 м – для не обогреваемых помещений [24].

### **Превышение уровней шума и вибрации**

Воздействие на работающих повышенных уровней шума и вибрации осуществляется при реализации целого ряда технологических процессов. С этой точки зрения наиболее неблагоприятные условия труда создаются на некоторых рабочих местах при строительстве, текущем капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин, гидравлическом разрыве пласта и т.д. Так в машинных залах компрессорных и насосных станций уровни шума в зависимости от типа применяемых насосов и нагнетателей могут достигать 90- 110 дБ, при этом превышая на 5-25 дБ допустимые нормы. При гидравлическом разрыве пласта уровень шума составляет 110-115 дБ [25].

На промысле применяют следующие средства индивидуальной защиты:

- виброзащитные перчатки и рукавицы;
- виброизолирующие подметки, стельки и специальная виброизолирующая обувь.

Коллективные средства защиты:

- устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне;
- установка вибрирующего оборудования на массивный фундамент, применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов.

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

Основной продукцией скважин являются нефть и попутный газ. Операторы по гидроразрыву пласта подвергаются неблагоприятным метеорологическим условиям, атмосфера насыщается парами нефти из сопутствующих веществ. В результате длительного контакта с углеводородами у рабочих развиваются вегетативные нарушения, которые характеризуются повышенной утомляемостью, бессонницей, понижением тонуса капилляров. Контакт с предельными углеводородами вызывает покраснение, пигментацию кожи и зуд. При вдыхании в течение 5-10 мин. концентрация паров нефти от 10 мг/л и выше опасно для жизни, опасность представляет в воздухе рабочей зоны 20 мг/м<sup>3</sup> а на месторождении – 8 мг/м<sup>3</sup>.

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

### **Анализ опасных производственных факторов**

#### **Сосуды и аппараты под давлением**

Процесс гидравлического разрыва пласта проводится в условиях высоких давлений, достигающих 65 МПа. В этой связи имеет важное значение, создание условий безопасного осуществления обработки. Опасность усугубляется еще и тем, что жидкости закачиваются в скважины в смеси с песком, абразивное действие которого способствует износу уплотнений и соединительных узлов, что в результате приводит к пропуску жидкости под большим давлением. Применяемые часто при гидроразрыве жидкости на нефтяном основе являются горючими жидкостями (нефти, мазуты и др.), что обуславливает пожароопасность процесса. Проведение ГРП связано также с применением мер безопасности при обращении с кислотами и другими химическими веществами. Вместе с тем обеспечение безопасных и здоровых условий труда на производстве

возможно только при строгой трудовой и производственной дисциплине всех работающих, точном выполнении ими инструкций по охране труда [26]. Без этого самые совершенные техника и технология не в состоянии создать безопасную обстановку на производстве, поэтому роль самих рабочих весьма велика.

### **Движущиеся машины и механизмы**

Как отмечалось ранее, гидроразрыв пласта связаны с использованием различных транспортных средств и агрегатов, выполненных на базе автомобилей, поэтому на нефтегазопромыслах может возникнуть опасность для работников со стороны движущихся машин и механизмов. За осуществлением процесса гидроразрыва пласта следит инженерно-технический работник. Сам процесс проводится по заранее утвержденному плану. Агрегаты, необходимые для осуществления операций, по технике безопасности [27] устанавливаются на расстоянии не менее 10 м от устья скважины. Между самими агрегатами должно быть не менее 1 м, кабины должны быть обращены в сторону от устья скважины.

### **Электробезопасность**

Оборудование, находящееся в пределах рабочей площадки, работает от электрического тока. Как следствие, существует вероятность поражения электрическим током рабочего. Проходя через человека электрический ток, воздействует на организм следующим образом [28]:

*Биологическое воздействие.* Выражается в раздражении и возбуждении живых клеток организма, что приводит к непроизвольным судорожным сокращениям мышц, нарушению нервной системы, органов дыхания и кровообращения. При этом могут наблюдаться обмороки, потеря сознания, расстройство речи, судороги, нарушение дыхания (вплоть до остановки). Тяжелая электротравма нарушает функции мозга, дыхания, сердца до полной их остановки, что приводит к гибели пострадавшего. Наиболее частой причиной смерти от электротравмы является фибрилляция желудочков сердца, при которой нарушается сократительная способность мышц сердца.

*Электролитическое воздействие.* Проявляется в разложении плазмы крови и др. органических жидкостей, что может привести к нарушению их физико-химического состава.

*Термическое воздействие.* Сопровождается ожогами участков тела и перегревом отдельных внутренних органов, вызывая в них различные функциональные расстройства. Ожоги вызываются тепловым действием электрического тока или электрической дуги.

### **Пожаробезопасность**

Противопожарный режим излагается в цеховых и общеобъектовых инструкциях в соответствии с правилами пожарной безопасности производств и анализом пожарной безопасности объектов, а также технологических процессов. Контроль над ними осуществляется обслуживающим персоналом.

Пожаробезопасность кустовых площадок должна обеспечиваться рядом противопожарных мероприятий:

1. Сооружения размещены на площадке с соблюдением противопожарных расстояний между ними.
2. Выполнена молниезащита, защита оборудования и трубопроводов от электрической и электромагнитной индукции.
3. Кустовые площадки обеспечены осветительной аппаратурой во взрывозащищенном исполнении.
4. Используемое технологическое электрооборудование принято во взрывозащищенном исполнении, соответствует категории и зоне взрывоопасности площадок.
5. Объем контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА) позволяет держать под контролем технологический процесс добычи нефти и закачки воды в пласт.
6. Предусмотрена предаварийная звуковая и световая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы.

7. Ведется контроль воздушной среды в помещении замерной установки с сигнализацией загазованности и включением аварийной вентиляции при необходимости.
8. На кустовых площадках предусмотрен контроль воздушной среды газоанализаторами.
9. Дыхательные клапаны подземных емкостей оснащены встроенными огнепреградителями.
10. Конструкция насосных агрегатов подземных емкостей и объем защит обеспечивает нормальную его работу и автоматический останов агрегата при возникновении условий, нарушающих безопасность.
11. Все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования заземляются. Заземляющее устройство для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами электрооборудования.

Общие требования пожарной безопасности на объектах нефтегазодобычи:

- работники допускаются к работе на объекте только после прохождения обучения мерам пожарной безопасности. Обучение работников мерам пожарной безопасности осуществляется путём проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно–технического минимума;
- вся территория производственных объектов должна постоянно содержаться в чистоте и порядке. Мусор и другие отходы должны убираться, места разлива горючих жидкостей должны засыпаться сухим песком;
- запрещается курение на территории вахтового посёлка, в общежитиях, столовой, бане, на территории и в помещениях взрывопожароопасных объектов. Курить только в отведенных местах для курения;
- въезд на территорию объектов нефтедобычи техники допускается только по разрешению инженерно-технического работника, ответственного за этот объект. При этом автотранспорт, тракторы и другие агрегаты должны быть оборудованы глушителями с искрогасителями;

- запрещается применять для освещения факелы, свечи, керосиновые фонари и другие источники открытого огня;
- отопев замерзшей аппаратуры, арматур, трубопроводов, задвижек разрешается горячей водой или паром;
- нагревательные приборы, не оснащенные автоматикой, оставлять без присмотра запрещено;
- автоцистерны, находящиеся под наливом и сливом горючих жидкостей, должны быть присоединены к заземляющему устройству. Проводник необходимо присоединять к корпусу автоцистерны при помощи болтов для обеспечения надежного контакта;
- по окончании работы ответственные за пожарную безопасность осматривают помещения, территорию.

### **5.3. Экологическая безопасность**

#### **Воздействие на атмосферу**

При работе и обслуживании технологических установок создаются воздействия на окружающую среду. При воздействии на пласт в основном загрязняющими атмосферу веществами являются углеводороды, сероводород, оксиды хрома и серы, механические взвеси. К выбросам их при добыче нефти приводят следующие случаи: аварийное фонтанирование, опробование и испытание скважин. В результате негерметичности оборудования в атмосферу выделяется значительное количество углеводородов.

На стадии проведения разрывных работ предусмотрены специальные мероприятия, направленные на минимизацию выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от стационарных источников. К ним относятся следующие технические решения:

- установка на трубопроводах арматуры класса «А», характеризующейся отсутствием видимых протечек жидкости и утечек газа и обеспечивающей отключение любого участка трубопровода при аварийной ситуации;

- установка специально-подогнанных прокладок для фланцевых соединений;
- проведение периодических испытаний трубопроводов на прочность и плотность;
- применение средств автоматизированного контроля рабочих параметров оборудования и трубопроводов, работающих под давлением;
- использование сертифицированного оборудования;
- своевременное проведение ППР оборудования;
- соблюдение нормативов выбросов загрязняющих веществ от стационарных источников выбросов при их эксплуатации.

### **Воздействие на гидросферу**

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и вод с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену. При этом опасное загрязнение природных вод возможно, как при сбросе в них неочищенных вод, так и при разливе, смыве собственно токсичных веществ в водоемы, грунтовые и подземные воды. Такие случаи довольно часто возникают в процессе бурения и крепления нефтяных и газовых скважин, при перетоках нефти или пластовых минерализованных вод из нижележащих горизонтов в вышележащие и наоборот.

К временным источникам загрязнения относятся:

- негерметичность заколонного пространства скважин из-за некачественного его цементирования или по другим причинам, приводящая к межпластовым перетокам и загрязнению водоносных горизонтов;
- поглощение бурового раствора в процессе помывки скважин и фильтрации его водной фазы в проницаемые отложения.

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

Для предупреждения возможных загрязнений с кустов скважин предусматриваются следующие природоохранные мероприятия:

- устройство обвалования высотой 1,3 м по всему периметру кустового основания; укрепление откосов обваловки торфо-песчаной смесью;
- устройство дренажных емкостей для сбора стоков с технологического оборудования;
- выполнение строительно-монтажных работ в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на растительный покров берегов;
- использование бакпрепаратов для ликвидации свежих нефтяных загрязнений.

### **Воздействие на литосферу**

Происходит загрязнение литосферы за счет твердых отходов, а также при разливах нефти. Нефть, попадая в почву, опускается вертикально вниз под влиянием гравитационных сил и распространяется вширь под действием поверхностных и капиллярных сил. При содержании в грунте 10-12 % (уровень остаточного насыщения) нефть становится неподвижной. Движение прекращается также при достижении нефтью уровня грунтовых вод. Нефть начинает перемещаться в направлении уклона поверхности грунтовых вод. Для предотвращения миграции разлитой нефти бурят серию скважин и извлекают загрязненные грунтовые воды. В некоторых случаях на пути движения грунтовых вод ставится водонепроницаемый барьер (резиновые гидроизолирующие мембраны). Нефть, скопившаяся около барьера, удаляется при помощи специального оборудования. Проявление капиллярных сил хорошо прослеживается при значительной проницаемости и пористости грунта. Пески и гравийные грунты, например, благоприятны для миграции нефти; глины и илы неблагоприятны. В горных породах нефть движется в основном по трещинам.

Для предупреждения загрязнения окружающей среды при ГРП проводятся следующие основные мероприятия:

1. Остатки жидкостей гидроразрыва из емкостей агрегатов и автоцистерн сливаются в промышленную канализацию, нефтеловушку или специальную емкость. Сливать их на землю запрещается;

2. Все углеводороды, оказавшиеся на территории вокруг скважины, по окончании работ собираются и утилизируются либо вывозятся, если утилизация невозможна;
3. Территория вокруг добывающей скважины в соответствии с действующими нормами ограждена земляным валом и благоустроена;
4. По окончании работы территорию скважины и одежду работавших проверяется и необходимо убедиться в отсутствии опасных концентраций радиоактивных веществ;
5. Остатки неиспользованных изотопов, а также жидкость после промывки емкостей и насосов, подвергавшихся воздействию изотопов, разбавляется водой до безопасной концентрации и хоронится в специально отведенном месте.

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

Обеспечение безопасности при разработке месторождения, эксплуатации объектов бурения, обустройство сбора и транспорта сырья и продукции является задачей не только предупреждения отравления выбросами вредных веществ населения близлежащих населенных пунктов и персонала, снижения до минимума вредного действия выбросов на окружающую природную среду в целом, но и минимизировать экономические потери, связанные с ликвидацией последствий чрезвычайной ситуации.

Возможные чрезвычайные ситуации:

1. пожары/ взрывы;
2. прорывы водо/нефтепроводов;
3. газонефтеводопроявления;
4. ЧС природного характера (лесные и торфяные пожары, паводки).

Кусты скважин, где производятся работы должны быть укомплектованы первичными средствами пожаротушения:

- огнетушители порошковые ОП-10 – 10 шт., или углекислотные;

- ОУ-10 – 10 штук или один огнетушитель ОП-100 (ОП-50 2 шт.);
- лопаты – 2 шт.;
- топор, лом – по 1 шт.

На рабочих местах должны быть вывешены предупредительные надписи: “Не курить”, “Огнеопасно”, “Взрывоопасно”, а также территория промысла должна быть оснащена планами эвакуации.

Розлив нефти в Автоматической групповой замерной установке (АГЗУ)

Внешние признаки при аварии на АГЗУ:

- срабатывание аварийно-предупредительной сигнализации в операторной;
- срабатывание звуковой и визуальной сигнализации загазованности на посту АГЗУ;
- запах углеводородов нефти;
- следы разлива нефти;

Возможные причины аварии являются:

- износ сальниковых уплотнителей на Шаровых задвижках;
- нарушения работоспособности переключателя потока жидкости;
- механические повреждения;
- коррозия, износ, утончение стенок оборудования, трубопроводов;
- некачественные сварные соединения.

Действия производственного персонала по спасению людей, ликвидации аварии:

1. Сообщить об аварии мастеру ГРП, диспетчеру ЦПДС (сообщается место, характер аварии, фамилия очевидца).
2. Сообщить об аварии согласно схеме оповещения.
3. Все ремонтные, строительно-монтажные и другие работы прекратить. Вывести людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны.
4. Прекратить замер через АГЗУ. Отсечь поврежденный участок. Стравить давления.

5. Оценив обстановку и степень опасности, дать распоряжение о вызове требуемых для ликвидации разлива специалистов (аварийной бригады, др.).
6. После снижения загазованности в рабочей зоне до нормы приступить к подготовке АВР (с оформлением наряда-допуска) в соответствии с порядком, установленным инструкциями.
7. По прибытию подразделений, вызванных на аварию, оперативный персонал ЦДПНГ поступает в распоряжение руководителя работ и приступает к ликвидации аварии, ее последствий. Нефть, находящаяся в помещении «Автоматической групповой замерной установке» собирается: ведрами, лопатами, ветошью.
8. Доложить диспетчеру ЦПДС о ликвидации инцидента, полном восстановлении оборудования и запуске его в эксплуатацию.

#### **ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ**

Для снижения негативного воздействия на персонал при работе с вредным и опасными условиями труда применяют режим по сменной работе в дневное и ночное время по 12 часов на смену с перерывами на обед в течение часа. Осуществляют выдачу персоналу спецодежды и средства индивидуальной защиты. Специальное питания и особое лечебно-профилактическое обслуживания, обязательное социальное страхования и пенсионное обслуживание также предусмотрено. Проводятся регулярные инструктажи по технике безопасности разных видов работ.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Система МГРП обеспечивает выполнение операций гидроразрыва множественного числа интервалов в необсаженном стволе одной скважинооперацией. Пакеры спускаются в необсаженный ствол скважины в стандартной эксплуатационной колонне и разделяют продуктивный пласт на интервалы гидравлическими муфтами, расположенными между каждым комплектом пакеров. В процессе закачки муфты последовательно раскрываются сбрасыванием шаров и отсекают нижерасположенные интервалы после проведения в них ГРП.

Механическая изоляция интервалов в комбинации с передовыми системами жидкостей разрыва обеспечивает в ходе операции ГРП точное размещение пачек проппанта, обеспечивая полный охват зоны интенсификации и максимальную эффективную проницаемость трещин. Кроме того, система МГРП обеспечивает упрощенное заканчивание скважины: для изоляции продуктивного интервала не требуется цементировать и перфорировать хвостовик, а также устанавливать цементные мосты. Кроме того, не требуется чрезмерная промывка обработки пласта для вызова притока, а также не требуется проводить внутрискважинные работы после окончания работ по интенсификации. В результате, весь эксплуатационный участок ствола охватывается ГРП в ходе одной закачки, что снижает сроки выполнения работ с нескольких суток до нескольких часов. Данная услуга позволяет селективно открывать и закрывать порты для изоляции нежелательных жидкостей, таким образом максимально увеличивая продуктивную жизнь скважины.

### **ПРЕИМУЩЕСТВА**

- ✓ Максимальная продуктивность пласта с 30 (максимальное количество на настоящий момент времени) последовательными интенсификациями в одном стволе;
- ✓ Сокращение срока освоения с нескольких суток до нескольких часов;

- ✓ Максимальная продолжительность эксплуатации скважины благодаря изоляции интервалов, насыщенных нежелательными флюидами;
- ✓ Минимизация повреждения призабойной зоны жидкостью разрыва.

### **ОСОБЕННОСТИ**

- ✓ Улучшенный доступ к природным трещинам;
- ✓ Возможность устанавливать соединительные муфты на оптимальном расстоянии в зависимости от условий пласта;
- ✓ Не требуется проводить внутрискважинных работ после интенсификации;
- ✓ Единая скважинооперация;
- ✓ Максимальный охват интенсификацией горизонтальных скважин;
- ✓ Надежная изоляция в необсаженном стволе;
- ✓ Не нужно использовать буровой подъемник в ходе ГРП;
- ✓ Соединительные муфты можно перемещать для более легкого управления пластом.

Среди геофизических методов контроля геометрии трещины наиболее используемыми является микросейсмика и термометрия, которые позволяют не только оценить параметры трещины, но и определять и интерпретировать их в режиме реального времени. Основной особенностью метода термометрии является необходимость её проведения как перед осуществлением гидроразрыва, так и после операции сразу после закрытия трещины. Ряд гидродинамических методов исследования имеет ограниченное применение в горизонтальных скважинах. Так, например, расходометрия, как механическая, так и термокондуктивная не будут отражать действительной ситуации из-за неоднородности потока в скважине, его низкой скоростью в горизонтальном интервале, а также физического расслоения потока.

Наиболее полную картину о распространении трещин ГРП в горизонтальном стволе может дать совместное использование промысловых геофизических и гидродинамических методов диагностики. Существенное значение на широту распространения применения данных методов играет их стоимость. Ввиду высокой стоимости мониторинг проводится преимущественно

на новых, неизученных месторождениях, с целью увеличения эффективности проведения гидроразрыва, а также для корректировки и уточнения существующих компьютерных моделей, прогнозирующих поведение трещины.

Эффективность проведения операции определяется в первую очередь соответствием плановых показателей притока жидкости, дебита нефти и обводненности скважинной продукции с фактическим, полученными по итогам освоения скважины и запуска её в промышленную эксплуатацию. На изученных месторождениях имеется полная информация о свойствах породы (такие как модуль Юнга, коэффициент Пуассона, вертикальный и горизонтальные стрессы, сжимаемость и литологический состав) и фильтрационно-емкостных свойствах (проницаемость, пористость, насыщенность) что делает прогноз поведения скважины после осуществления операции близким к реальным промышленным показателям. А также в процессе выполнения гидроразрыва всегда есть возможность оценивать реальные данные с данными по соседним скважинам, что существенно облегчает мониторинг. Для месторождений вновь открытых или для разработки залежей, ранее не затрагиваемых эксплуатацией невозможно предсказать поведения свойств обработанных зон ввиду недостаточного объёма информации. Именно с этой целью проводятся геофизические исследования как в процессе, так и по окончании гидроразрыва, их осуществление помогает получить реальную картину, отражающую развитие и геометрию трещины.

Проведение многостадийного гидроразрыва на горизонтальных скважинах, в отличие от одиночных ГРП, помогает добиться максимально возможного притока при прочих равных условиях. Достижение высокого уровня добычи позволяет в короткий период времени окупить затраты на проведение ГРП, что рассчитано и доказано в 4 главе данной выпускной квалификационной работы. Период окупаемости четырёх-стадийного гидравлического разрыва пласта составил около четверти года, что обосновывает высокую распространенность применения ГРП на территории Западной Сибири как эффективного способа интенсификации притока в скважинах с низкой проницаемостью коллектора.

## Список публикаций студента

1. Баскакова А.С., Филиппов К.А. Гидравлический разрыв пласта по технологии NiWAY на территории Западной Сибири// Проблемы геологии и освоения недр : труды XXIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К.В. Радугина. В 2-х томах. Том 2 / Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2019. – стр.57-59

2. Баскакова А. С. Экспорт углеводородов как неотъемлемая часть экономики Российской Федерации// Проблемы геологии и освоения недр : труды XXIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К.В. Радугина. В 2-х томах. Том 2 / Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2019. – стр.615-617.

## Список используемых источников

1. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. – М.: Недра, 1983 г
2. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта – Москва – Недра 1986 г. – 165 с.
3. Самойлов М.И. Практика многостадийных ГРП в ТНК-ВР – Москва – 2013г. – 31с.
4. Кричевский В.М., Морозовский Н.А., Гуляев Д.Н., Биккулов М.М. Оптимизация работы горизонтальных скважин с многостадийными ГРП по данным скважинных исследований// SPE Conference Paper, 138049-RU, 2015. – стр. 1-8.
5. Барышников А.В., Сидоренко В.В., Кокурина В.В., Кременецкий М.И., Мельников С.И., Ридель А.А. Решение проблемы интерпретации результатов гидродинамических исследований низкопроницаемых коллекторов с гидроразрывом на основе анализа снижения дебита скважин// Нефтяное хозяйство. – 2010. – №12. – стр.42-45.
6. Батлер Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов. - М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика", 2010 – 536 с.
7. Могучев А.И. Оборудование для эксплуатации и подземного ремонта скважин: Учеб. пособие /А.И. Могучев. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005. - 74 с.
8. Мищенко И.Т. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи: Учеб. пособие для вузов /И.Т. Мищенко, В.А. Сахаров, В.Г. Грон, Г.И. Богомольный. - М.: Недра, 1984. - 272 с.
9. Федеральный закон от 02.07.2013 г. № 185 – ФЗ «О пожарной безопасности».
10. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта: Учебное пособие /П.М. Усачев. - М.: Недра, 1986. - 165 с.
11. Экономидес М., Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике/Пер. с англ. А.Корнилов, И.Вафин. М. : Институт компьютерных исследований, 2007. - стр. 236.

12. Индрупский И.М. Новые подходы к исследованию нефтяных скважин и интерпретации получаемых данных // Диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук. - Москва: 2004. – 142с.
13. Александров С.И., Мишин В.А., Никонов Е.О., Буров Д.И., Шуфлинский Д.В. Успешный опыт микросейсмического мониторинга гидроразрыва пласта на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири// НТВ Каротажник. – 2017. – №281. – стр.7-16.
14. Некрасов А.С. К вопросу об использовании доминирующих направлений напряженного состояния горных пород для решения задач гидроразрыва пластов месторождений пермского прикамья// Геофизика. – 2015. – №5. – С.50.
15. Геофизические исследования скважин. Справочник мастера по промышленной геофизике / Под ред. В. Г. Мартынова, Н. Е. Лазуткиной, М. С. Хохловой. – М.: Инфра-инженерия, 2009. – стр.960.
16. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. - М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. – 780с.
17. Леонтьев Е.И., Кузнецов Г.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин при контроле разработки нефтяных и газовых месторождений и технического состояния скважин// Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: Справочник / ред. В.М. Добрынин. – М.: Недра, 1988. – 476 с.
18. Вячислая А.А., Кокурина В.В., Кременецкий М.И., Гришина Е.И., Морозовский Н.А. Диагностика сложных трещин в коллекторах низкой проницаемости по результатам гидродинамических исследований скважин / А.А. Вячислая, В.В. Кокурина, М.И. Кременецкий, Е.И. Гришина, Н.А. Морозовский // НТВ Каротажник. – 2017. – №273. – стр.39-61.

- 19.Кременецкий М.И, Ипатов А.И., Каешков И.С. Скрытый потенциал оптоволоконной термометрии при мониторинге профиля притока в горизонтальных скважинах// Нефтяное хозяйство. – 2014. – №5. - стр. 96–100.
- 20.Кокурина В.В. Обоснование технологии промыслово-геофизических и гидродинамических исследований низкопроницаемых пластов, эксплуатируемых при гидроразрыве пласта: диссертация кандидата технических наук: 25.00.10 / Кокурина Валентина Владимировна. – М.: 2012. – 237 с.
- 21.Морозовский Н.А. Методика комплексного контроля разработки низкопроницаемых коллекторов в условиях искусственной и естественной макротрещиноватости: диссертация кандидата технических наук: 25.00.10 / Морозовский Никита Александрович. – М.: 2016. - 120 с.
- 22.Билинчук А.В., Доктор С.А., Файзуллин И.Г., Шерекин А.С., Гималетдинов Р.А. История и опыт внедрения многостадийного гидроразрыва пласта в ОАО «Газпром нефти» // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №12. – стр. 40-43.
- 23.ГОСТ Р ИСО 6385-2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем
- 24.ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
- 25.ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
- 26.ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности
- 27.ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам
- 28.ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

## Приложение А

(специальное)

### HYDRAULIC FRACTURING TECHNOLOGY

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Баскакова Александра Сергеевна		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Боярко Григорий Юрьевич	д.э.н.		

Консультант – лингвист:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Матвеевко Ирина Александровна	д.ф.н.		

## 6. HYDRAULIC FRACTURING TECHNOLOGY

After perforation, the well is flowed to determine the rate and pressure at which the oil and gas can be produced to the surface. In some reservoirs, the flow rates and pressure can be enhanced by treating or stimulating the reservoir using various methods. Hydraulic fracturing is used for reservoirs with extremely low permeability or reservoirs that are too deeply damaged for acid to repair. Fluids are pumped into the well at pressure sufficiency high to open the reservoir cracks. More fluid pumped into the well causes the crack or fracture to growth longer, wider, and perhaps higher. After the fracture is created, it is filled with proppant used to prop the fracture open and keep it from closing after pump pressure is removed. The proppant can be simple sand, bauxite, or man-made ceramic beads, depending on the depth and properties of the reservoir. Pathway in limestone can etched using acid as the fracturing fluid. The fracture becomes a highly permeable channel from reservoir to the wellbore. Correctly designed, fracturing operations can greatly increase the natural flow rate of reservoir [1].

Since its introduction, hydraulic fracturing has been, and will remain, one of the primary engineering tools for improving well productivity. This is achieved by:

- placing a conductive channel through near wellbore damage, bypassing this crucial zone
- extending the channel to a significant depth into the reservoir to further increase productivity
- placing the channel for changing the liquid flow in the reservoir.

Historically, the control of fracturing has rested with drilling and operations groups owing to the nature of field procedures using pumps, packers, pressure limits, etc. However, the final results (and hence design) are dominantly a production engineering exercise, and fracturing cannot be removed from intimate contact with reservoir engineering. At the same time, designing a treatment to achieve the desired results is also intimately connected with rock mechanics, fluid mechanics (which controls fluid flow and proppant placement inside a fracture) and the chemistry that

governs the performance of the materials used to conduct the treatment. However, the design must also be consistent with the physical limits set by actual field and well environments. Also, treatments must be conducted in accordance with design to achieve a desired result (i.e., full circle to the critical role of operations). Proper treatment design is thus tied to several disciplines:

- production engineering
- rock mechanics
- fluid mechanics
- selection of optimum materials
- operations.

Because of this absolutely essential multidisciplinary approach, there is only one rule of thumb in fracturing: that there are no rules of thumb in fracturing.

Hydraulic fracture operations may be performed on a well for one (or more) of three reasons:

- to bypass near-wellbore damage and return a well to its “natural” productivity
- to extend a conductive path deep into a formation and thus increase productivity beyond the natural level
- to alter fluid flow in the formation.

In the third case, fracture design may affect and be affected by considerations for other wells (e.g., where to place other wells and how many additional wells to drill). The fracture becomes a tool for reservoir management. Although these three motivations are addressed separately in this section, they frequently overlap.

### **Damage bypass**

Near-wellbore damage reduces well productivity. This damage can occur from several sources, including drilling-induced damage resulting from fines invasion into the formation while drilling and chemical incompatibility between drilling fluids and the formation. The damage can also be due to natural reservoir processes such as saturation changes resulting from low reservoir pressure near a well, formation fines movement or scale deposition. Whatever the cause, the result is undesirable. Matrix treatments are usually used to remove the damage chemically, restoring a well to its

natural productivity. In some instances, chemical procedures may not be effective or appropriate, and hydraulic fracture operations are used to bypass the damage. This is achieved by producing a high conductivity path through the damage region to restore wellbore contact with undamaged rock.

### **Improved productivity**

Unlike matrix stimulation procedures, hydraulic fracturing operations can extend a conductive channel deep into the reservoir and actually stimulate productivity beyond the natural level. All reservoir exploitation practices are subject to the Darcy's law:

$$q = \frac{kh}{\mu} \frac{\Delta p}{\Delta x} \left(\frac{A}{h}\right),$$

where the all-important production rate  $q$  is related to formation permeability  $k$ , pay thickness  $h$ , reservoir fluid viscosity  $\mu$ , pressure drop  $\Delta p$  and formation flow area  $A$ . Reservoir exploitation revolves around manipulating this equation. For example, pressure drop may be increased by using artificial lift to reduce bottomhole flowing pressure, water injection to increase or maintain reservoir pressure, or both. For other cases, in-situ combustion or steam injection is used to reduce reservoir fluid viscosity and thus increase productivity. For fracturing (Figure 1), operations are on the formation area in the equation, with the increased formation flow area giving the increased production rate and increased present value for the reserves. This is the classic use of fracturing to increase the producing rate by bypassing near-wellbore formation damage or by increasing exposure of the formation area and thus stimulating well performance beyond that for no damage. For a single well, treatment design concentrates on creating the required formation flow area to yield increased production at minimal cost. More formally, the design should optimize economic return on the basis of increased productivity and treatment cost.

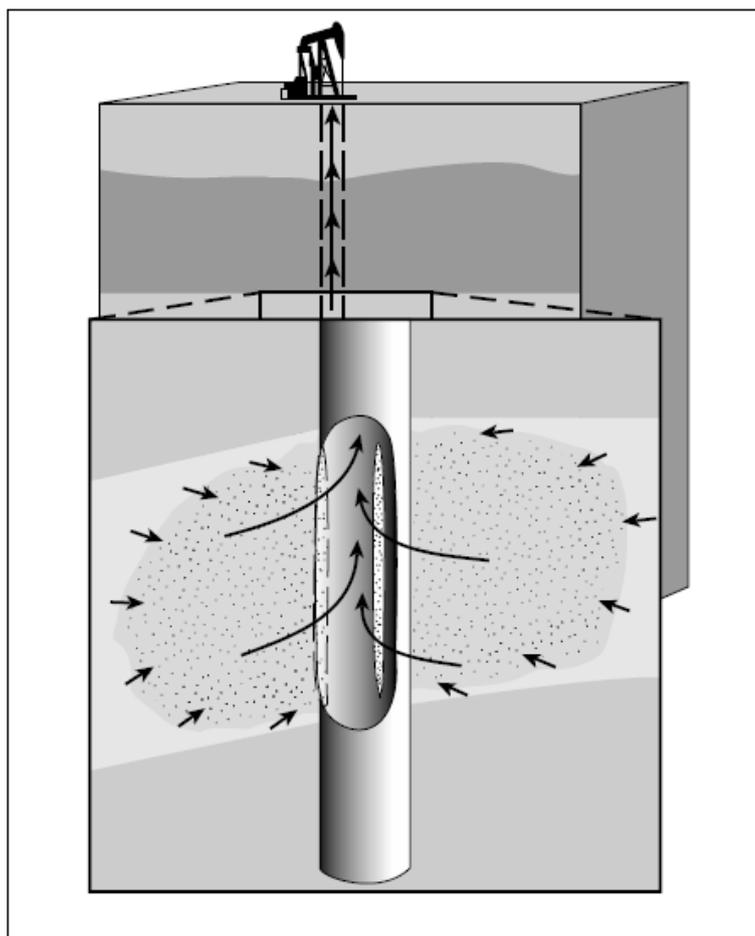


Figure 1 – Increased flow area resulting from a fracture

### **Reservoir management**

Along with improving well productivity, fractures also provide a powerful tool for altering reservoir flow. In combination with the other parts of field development, the fracture becomes a reservoir management tool. For example, creating long fractures in tight rock ( $k < 0.1$  md) enables field development with fewer wells. However, even fewer wells are required if the fracture azimuth is known and the wells are located appropriately. The actual philosophy shift for fracturing, from accelerating production from a single well to reservoir management, occurred with the application of massive stimulation treatments in tight gas formations. Although outwardly a traditional application of fracturing to poorer quality reservoirs, these treatments represented the first engineering attempts to alter reservoir flow in the horizontal plane and the methodology for well placement [2].

Hydraulic fractures grow, or propagate, in the direction of least resistance. Fracture growth depends on the conditions at the site, including the geology, stress magnitudes and other factors. This can be difficult to predict because the direction of least resistance changes according to the mechanical properties of the rock, the stress regime of forces acting on the rock and the natural pre-existing fracture pattern. In situ stress measurements can be used to determine local and regional trends for the stress directions that can then be reliably used to predict hydraulic fracture growth direction.

The main step is the injection of fluids and particles (proppant) into the well to initiate fracturing in the formation and to keep the fractures open so that gas and water can flow to the well. Injection takes from tens of minutes to a few hours. It is usually intended that fluids and particles are only injected into the target zone and not the units above and below. This is achieved through accurate subsurface characterization so that perforation and subsequent injection only occurs at the target zone. However, some fracture treatments are designed to produce a fracture that grows vertically through several adjacent thin seams because stimulating each seam individually would not be cost effective.

Water makes up the majority of the fracturing fluid, with the next largest component being the proppant (Figure 2), which is transported into the fractures to prevent them from closing once the high fluid pressure is removed. Proppant is typically sand but can also be nut shells, ceramics or bauxite.

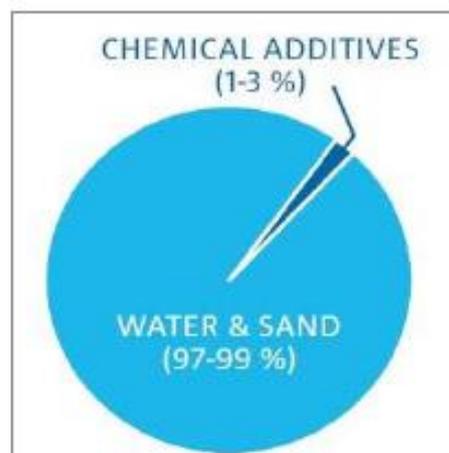


Figure 2 – Average composition of «water» fracturing fluid

Some hydraulic fracturing fluids also contain either a gel mixed in with the water to increase viscosity or a friction-reducing additive. Viscosity is a measure of a fluid's resistance to flow. The main difference between fracturing with water or «slickwater», which is water with a friction-reducing additive, or a water-gel mixture, is that the increase in viscosity from the addition of gel allows more proppant to be carried into the fractures.

The fluid composition and volume changes during injection and is tailored to suit the site-specific condition at each well. The general order of operations involves the following considerations:

- If there is significant calcium carbonate present in the formation, then a dilute mix of acid and corrosion inhibitors is injected to dissolve it. Acid is also used to stabilize pH and to clean the perforation tunnels.
- High pressure water to initiate fracturing using corrosion inhibitors, clay stabilizers, biocides and optionally gelling agents occurs until a drop in pressure is recorded that signifies initiation of fracturing.
- If a gelling agent was used then «breaker» (table 8) chemicals are progressively added to the slurry to breakdown the gel and reduce the viscosity close to that of water to prevent flowback.
- A small volume of water or linear gel injected at the end of the treatment to flush the last slurry to the perforations so that no proppant is left in the well. This is called the «flush volume» [3].

Table 1 – Summary of the fluids and particles used in hydraulic fracturing fluid in Russia

Injected substance	Purpose	Products used	Notes
Water	Fractures the rock when injected under high pressure	Bore water, farm pond water or groundwater previously extracted from formation is often used	
Proppant	Keeps the fractures open once the high pressure fluid is removed	Sand, resin-coated sand, ceramics, bauxite (aluminium)	The latest technology advances in proppants include high strength ceramics and sintered bauxite

Acid	Dissolves calcite in the formation prior to fracturing	Hydrochloric acid, muriatic acid, acetic acid	Not all wells require this treatment because rock seams do not always contain calcite
Gelling agent	Increases the viscosity of the fluid, to allow more proppant to be carried into fractures	Polysaccharidegaur, hydroxypropylgaur	Not all hydraulic fracturing uses a gel; gel-free fracturing is termed „slickwater“
Crosslinker	Increase the viscosity of gelling agents	Boric acid	There are different crosslinkers for different gelling agents
Biocide	Limits or prevents growth of bacteria that could damage the gelling agent	Sodium hypochlorite, sodium thiosulfate, boric acid, caustic soda	The natural polymer gelling agents are good food for bacteria so they encourage bacterial growth - biocides kill these bacteria
pH buffer	Keeps the pH of the fluid in a specified range	Acetic acid, sodium hydroxide, potassium carbonate, sodium carbonate	Required for the stability of crosslinked polymers
Breaker	Chemically break the bonds of the gel in order to reduce the viscosity back to that of water	Hydrogen peroxides, sodium persulfate, diammonium peroxidisulphate	Only required if a gel is used
Corrosion scale inhibitors		Aloe resin, n,n-dimethyl formamide, methanol	
Friction reducers	Reduce fluid surface tension	Oxyalkylated alcohol	

After fracturing measurement, reporting and monitoring is conducted. A summary of the post-fracturing activities is provided below.

### **Fracture growth measurements**

Fracture growth is measured after a hydraulic fracturing treatment, with the results then used to improve predictions for future fracturing. There are many methods for directly or indirectly measuring fracture growth. However, all have limitations in resolution, practical requirements and the range of measurable fracture properties. The list of existing methods is shown below:

- detection of radioactive tracers, if they have been used, in the hydraulic fracturing fluid or proppant;

- temperature surveys to detect fracturing fluid which is typically a different temperature to the water in the well;
- production logs or down hole video to assess where most water is entering the well;
- tiltmeter and microseismic mapping allows to measure the response to crack development in neighboring wells.

These methods can only assess the fracture height in the area immediately around the well. They cannot measure how far the fractures extend into the formation or the fracture height further away from the well. Tiltmeter mapping involves measuring the small deformations that result from fracturing. Measuring equipment can be deployed in shallow boreholes, each approximately 10 m deep, surrounding the fracturing well for surface tiltmeter mapping, or in deep offset wells at approximately the same depth as the fractured formation for downhole tiltmeter mapping. The placement of measuring equipment is important in this technique. For example, the distance between the measuring point and fracturing well for downhole tiltmeter mapping should be no greater than three times the height of the fracture if the height growth is being monitored. Otherwise, the tiltmeter array can only be used to measure the fracture orientation and volume.

Microseismic mapping involves measuring the very small earthquakes, termed microseismic events that occur during fracturing. These microseismic events result from the stress placed on the target formation and adjacent rock from the injection of high pressure fluids and opening of hydraulic fractures. This should not be confused with «induced seismicity», which is a term that refers to seismic events of higher magnitude and is discussed further below. Sensitive seismic measuring equipment can detect the position of the event by measuring the time taken for stress waves to travel between the event and the receiver (Figure 3). Since the microseismic events tend to occur at and behind the fracture tip, or growing edge, this gives an indication of the extent of fracture growth in three dimensions.

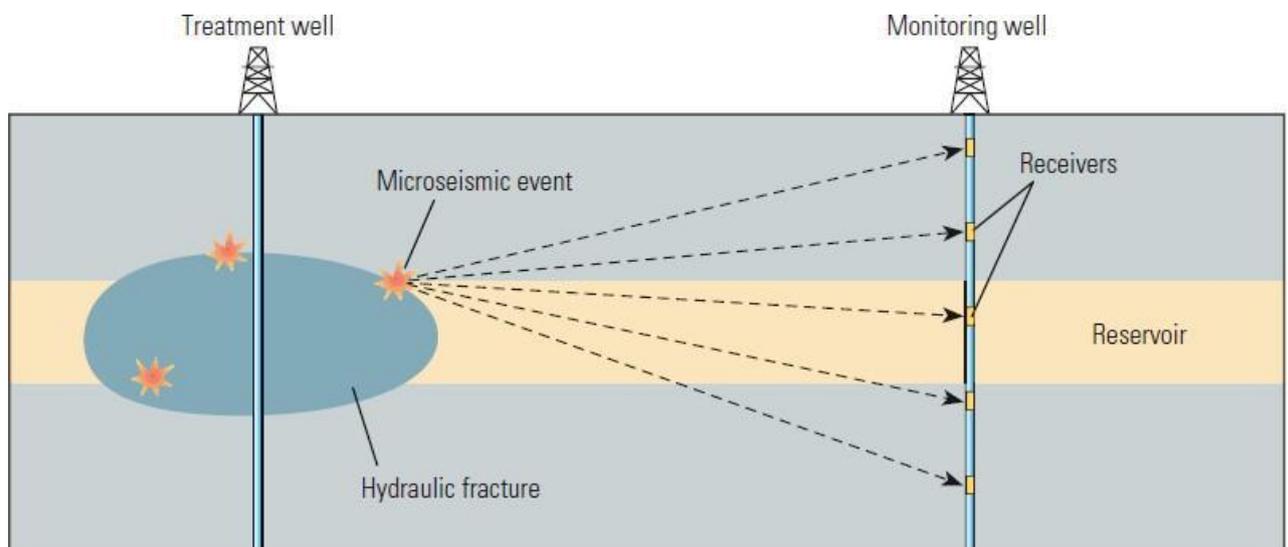


Figure 3 – Microseismic monitoring of fracture

An array of receivers is placed in a monitoring well at approximately the same depth as the target zone and within approximately 600 m to the treatment well.

However, the optimal configuration of the monitoring equipment depends on the site-specific subsurface conditions. Microseismic results can be displayed in three dimensions, from which plan views or cross section views can be obtained.

In case of horizontal well multistage fracturing is applicable. This method allows intensify multiple intervals in an unsettled well with a single well operation. The packers get down into the unsettled borehole in a standard casing and divide the production layer into intervals by hydraulic couplings located between each set of packers. During the injection process, the couplings are opened sequentially by dropping the balls and cut off the lower intervals after the hydraulic fracturing is performed in them.

Mechanical isolation of intervals in combination with advanced fracturing fluid systems ensures precise placement of proppant packs during the fracturing operation, ensuring full coverage of the intensification zone and maximum effective fracture permeability. In addition, the multistage system provides simplified well completion: to isolate the productive interval, it is not necessary to cement and perforate the shank, as well as install cement bridges. In addition, there is no need for excessive flushing of the reservoir treatment to cause an influx, and there is no need to conduct downhole work after the completion of the intensification work. As a result, the entire operational

section of the trunk is covered by hydraulic fracturing during a single injection, which reduces the time of work from several days to several hours. This service allows you to selectively open and close ports to isolate unwanted fluids, hence maximizing the productive life of the well.

### **Bibliography**

1. Bommer, Paul – a primer of oilwell drilling. – 7th ed./by Paul Bommer. ISBN 0-088698-227-8, Published by The University of Texas at Austin - Petroleum Extension Service, 2008
2. Reservoir Stimulation, 3rd Edition by Kenneth G. Nolte Michael J. Economides, Hardcover; Uk: John Wiley & Sons, June 9, 2000
3. Waterson M.M./ Perebatov A.S./ Ogleznev S.S.// HFT Equipment // Technical Breakout, Russia – 2016. – 256 c
4. Halliburton comp. Crambl M.F./Petterson V.S // Manual for Halliburton Department / Hydraulic fracturing techniques, Scotland – 2017.