

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Комплексный анализ эффективности выработки запасов в низкопроницаемых коллекторах</b>

УДК 622.24.085.22(571.53)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Фирстов Олег Витальевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2020 г.

### Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<b>в области производственно-технологической деятельности</b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b>в области организационно-управленческой деятельности</b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<b>в области экспериментально-исследовательской деятельности</b>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<b>в области проектной деятельности</b>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

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

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

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Фирстову Олегу Витальевичу

Тема работы:

Комплексный анализ эффективности выработки запасов в низкопроницаемых коллекторах	
Утверждена приказом директора	59-120/с от 29.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	3.1 Длительные неустановившиеся режимы 3.2 Нелинейная фильтрация 3.3 Неоднородность пластов 4.1 Горизонтальные скважины 4.2. Многостадийный гидравлический разрыв пласта 5.1 Расчета дебита горизонтальной скважины 5.2 Расчет дебита после МГРП 6.1 Техничко-экономические показатели 6.2 Расчёт дополнительной добычи нефти и газа

	6.3 Расчёт расходов на МГРП 6.4 Экономическая эффективность МГРП 6.5 Расчёт чистой прибыли 6.6 SWOT-анализ 6.7 Вывод по экономическому разделу 7.1 Правовые и организационные вопросы 7.2 Производственная безопасность 7.3 Экологическая безопасность 7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Распределение нефти и газа низкопроницаемых коллекторов на территории России и мира	Старший преподаватель Карпова Евгения Геннадьевна
Общие сведения и классификация	
Особенности разработки низкопроницаемых коллекторов	
Основные технологии разработки низкопроницаемых коллекторов	
Расчетная часть	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Якимова Татьяна Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент, к.т.н. Сечин Андрей Александрович
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском:</b>	
Распределение нефти и газа низкопроницаемых коллекторов на территории России и мира	
Общие сведения и классификация	
Особенности разработки низкопроницаемых коллекторов	
Основные технологии разработки низкопроницаемых коллекторов	
Расчетная часть	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	02.03.2020
---	------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н.		
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Фирстов Олег Витальевич		

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования: бакалавриат  
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года  
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
9.03.2020	Распределение нефти и газа низкопроницаемых коллекторов на территории России и мира	10
23.03.2020	Общие сведения и классификация	15
6.04.2020	Особенности разработки низкопроницаемых коллекторов	15
20.04.2020	Основные технологии разработки низкопроницаемых коллекторов	25
4.05.2020	Расчетная часть	10
18.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
2.06.2020	Социальная ответственность.	10
16.06.2020	Оформление работы	5

#### СОСТАВИЛ:

##### Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	К.Т.Н.		

#### Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

#### СОГЛАСОВАНО:

##### Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

## Оглавление

Введение.....	11
1. Распределение нефти и газа низкопроницаемых коллекторов на территории России и мира .....	13
2. Общие сведения и классификация .....	16
3. Особенности разработки низкопроницаемых коллекторов .....	20
3.1 Длительные неустановившиеся режимы.....	20
3.2 Нелинейная фильтрация .....	21
3.3 Неоднородность пластов.....	23
4. Основные технологии разработки низкопроницаемых коллекторов.....	25
4.1 Горизонтальные скважины .....	25
4.1.1 Статистика горизонтального бурения в России.....	26
4.1.2 Анализ эффективности горизонтальных скважин .....	28
4.1.2.1 Ромашкинское месторождение .....	28
4.1.2.2 Ачимовское месторождение .....	31
4.2 Многостадийный гидравлический разрыв пласта .....	34
4.2.1 Жидкости для ГРП, применяемые в низкопроницаемых .....	35
коллекторах.....	35
4.2.1.1 Жидкости на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ (ВУПАВ) .....	38
4.2.1.2 Slick Water.....	40
4.2.1.3 Вспененные жидкости.....	40
4.2.1.4 Жидкости на спиртовой основе .....	41
4.2.1.5 Сшитый гель.....	42
4.2.1.5.1 Боратный сшитый гель.....	42
4.2.1.5.2 Органометаллический сшитый гель .....	43
4.2.1.6 Линейный гель.....	43
4.2.2 Анализ эффективности многостадийного гидравлического .....	45
разрыва пласта .....	45
4.2.2.1 Приобское месторождение.....	45
4.2.2.2 Сравнение показателей проведенного МГРП в Республике .....	50
Татарстан и по отложениям Shaly Carbonates в США.....	50
5. Расчетная часть .....	57
5.1 Расчёт дебита горизонтальной скважины .....	57
5.2 Расчет дебита после проведения МГРП.....	60
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	64

6.1 Техничко-экономические показатели .....	64
6.2 Расчёт дополнительной добычи нефти и газа .....	65
6.3 Расчёт расходов на МГРП.....	66
6.4 Экономическая эффективность МГРП.....	67
6.5 Расчёт чистой прибыли.....	68
6.6 SWOT-анализ .....	69
6.7 Вывод по экономическому разделу .....	71
7. Социальная ответственность .....	74
7.1 Правовые и организационные вопросы .....	74
7.2 Производственная безопасность .....	75
7.2.1 Анализ вредных производственных факторов.....	76
7.2.1.1 Повышенная запыленность и загазованность воздуха .....	76
7.2.1.2 Повышенный уровень шума и вибраций.....	78
7.2.1.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны .....	78
7.2.1.4 Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ. .....	79
7.2.2 Анализ опасных производственных факторов.....	80
7.2.2.1 Движущиеся машины и механизмы .....	80
7.2.2.2 Подвижные части производственного оборудования.....	80
7.2.2.3 Сосуды и аппараты под давлением .....	81
7.2.2.4 Пожаробезопасность .....	82
7.2.2.5 Электробезопасность.....	84
7.3 Экологическая безопасность .....	84
7.3.1 Защита атмосферы .....	84
7.3.2 Защита гидросферы.....	86
7.3.3 Защита литосферы.....	87
7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	88
Заключение.....	90
Список литературы.....	92



## **Реферат**

Ключевые слова: МГРП, ГС, трудноизвлекаемые запасы, нефть, низкопроницаемый коллектор, дебит.

Данная аттестационная работа написана на 94 страницах, содержит 19 рисунков и 21 таблицу.

Темой данной работы является Комплексный анализ эффективности выработки запасов в низкопроницаемых коллекторах.

Цель: анализ эффективности применения горизонтальных скважин с многостадийным разрывом пласта для выработки запасов в низкопроницаемых коллекторах.

В результате работы были рассмотрены общие сведения о низкопроницаемых коллекторах, особенности их разработки. Даны подробные описания существующих технологий для разработки низкопроницаемых коллекторов, а также проведён анализ их использования на различных месторождениях.

В работе проводится расчет экономической эффективности применения технологии МГРП, расчет прироста добычи нефти благодаря использованию МГРП.

В работе уделено внимание изучению вредного влияния производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария). Также описана техника безопасности и охрана окружающей среды.

## **Определения, обозначения, сокращения**

ГС- горизонтальная скважина

ВС- вертикальная скважина

МГРП- многостадийный гидравлический разрыв пласта

ППД - поддержания пластового давления

НПК – низкопроницаемый коллектор

ПСС- плотность сетки скважин

ФЕС- фильтрационно - емкостные свойства

КИН- коэффициент извлечения нефти

ПАВ- поверхностно-активные вещества

ВУПАВ- вязкоупругих поверхностно-активных веществ

ККМ-критической концентрацией мицеллообразования

ГОЭЦ- гидроксипропил целлюлозу

ГПГ- гидроксипропилгуар

КМГПГ- карбоксилметил ГПГ

КМГОЭЦ- карбоксиметилгидроксипропилцеллюлоз

ННС - наклонно направленные скважины

CSUR- канадская ассоциация нетрадиционных ресурсов

ПДК- Предельно допустимая концентрация

УВ- углеводороды

ПДВ- предельно-допустимый выброс

СКО- соляно-кислотная обработка

БПК- биохимической потребности в кислороде

ПЛВА- планы по ликвидации возможных аварий

## **Введение**

Одной из наиболее важных тенденций, наблюдаемых в настоящее время в мировой нефтедобывающей отрасли, является снижение добычи традиционных углеводородов, которые существующая экономическая система позволяет добывать рентабельно с достижением большой прибыли и высоких значений коэффициентов извлечения нефти и газа. Ежегодный прирост традиционных углеводородов во всем мире начиная с 1984 года не компенсирует годовую добычу. Ухудшение сырьевой базы углеводородов является одной из основных причин падения нефтегазовых доходов многих стран мира. Так как запасы традиционной нефти сокращаются, то становится актуальным вопрос разработки трудноизвлекаемых запасов, с каждым годом их доля все больше возрастает.

Основная часть данной категории запасов относится именно к нефти, залегающей в низкопроницаемых коллекторах. Низкопроницаемые коллекторы – это сланцы, плотные песчаники и известняки, глиносодержащие коллектора. У каждого из этих типов пород-коллекторов свои особенности геологического строения и нефтегазоносности. Объединяет их низкая проницаемость, содержание углеводородов и общие методы их разработки и добычи.

Эффективность и степень выработки запасов углеводородов из неоднородных низкопроницаемых коллекторов зависят от режима дренирования, метода воздействия на залежь, а также реализуемых режимов работы добывающих и нагнетательных скважин.

Основной технологией, позволяющей эффективно разрабатывать низкопроницаемые пласты, является бурение горизонтальных скважин. При бурении горизонтальных скважин, во много раз увеличивается радиус пласта, вовлеченный в фильтрацию. Это позволяет уменьшить количество скважин, необходимых для разработки месторождения. Также ГС позволяют провести многостадийный гидравлический разрыв пласта (МГРП), который позволяет создать системы трещин по всей длине ГС и существенно увеличить дебит скважины.

Выбор режима разработки НПК остается безальтернативным – заводнение. При организации системы поддержания пластового давления (ППД) сталкиваются с проблемами, связанными с подготовкой воды (очистка от эмульсий и механических примесей, подбор оптимальной минерализации и др.). Без тщательной подготовки воды приемистость нагнетательных скважин может значительно уменьшаться, что приводит к снижению эффективности как мероприятий, связанных с ППД и вытеснением нефти водой, так и всей системы разработки в целом (низкие темпы отбора запасов, низкий коэффициент извлечения нефти). Поэтому зачастую для месторождений с низкой проницаемостью целесообразно рассматривать альтернативные варианты и режимы разработки, в том числе разработку на естественном режиме – отказ от организации системы ППД. Данная технология активно применяется в Северной Америке.

Также стоит учитывать важную особенность добычи из низкопроницаемых коллекторов - длительные неустановившиеся режимы. Учёт неустановившегося режима при выборе погружного оборудования может позволить существенно увеличить добычу нефти на начальном этапе эксплуатации скважины. Промысловые данные во время выхода скважины на стационарный режим могут быть использованы для уточнения параметров пласта без её остановки для проведения исследования.

## 1. Распределение нефти и газа низкопроницаемых коллекторов на территории России и мира

Сейчас наиболее активную разработку залежей нефти низкопроницаемых коллекторов ведут США, благодаря чему стране удалось стать мировым лидером по объемам нефтедобычи. В то же время многие другие страны мира также обладают значительными потенциалом нефти низкопроницаемых коллекторов – Россия, Китай, Аргентина, Ливия, Австралия и др. (рис.1).

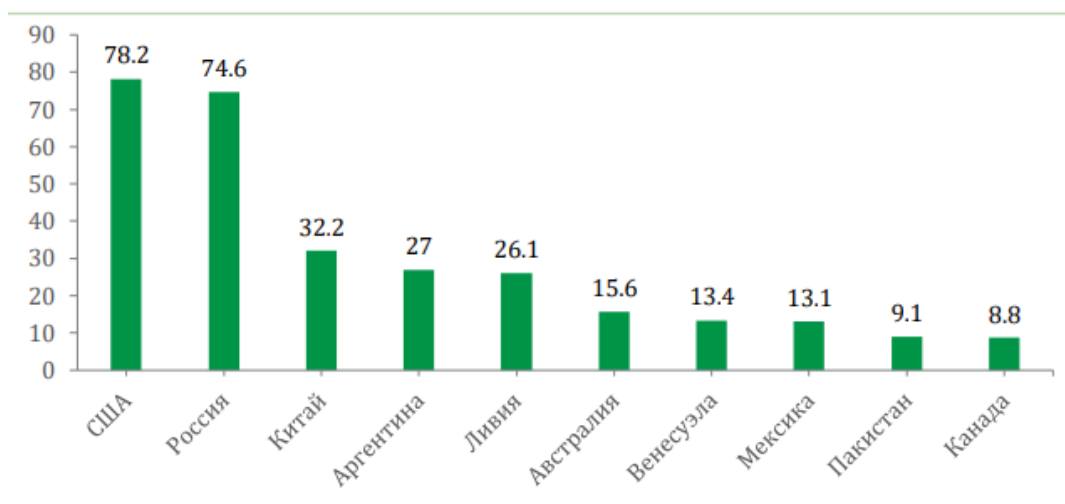


Рисунок 1 – Технически извлекаемые запасы нефти низкопроницаемых коллекторов [1]

Исключительный интерес к проблеме поиска, оценки и разработки скоплений нефти и газа из низкопроницаемых коллекторов вызван огромным прогрессом в технологиях и ежегодным ростом объемов добычи газа и нефти из них, в первую очередь в США. На фоне спада нефтедобычи на традиционных месторождениях актуальность разработки таких более сложных ресурсов, объемы которых еще полностью не разведаны, возросла.

Россия, по оценкам ЕІА, обладает наиболее обширными ресурсами нефти низкопроницаемых коллекторов за пределами США – их технически извлекаемые объемы оцениваются в 10,2 млрд. т (22% от всех ресурсов в мире). Большая часть этих ресурсов была открыта советскими геологами еще в 1960-х гг., однако только сейчас начинается их разработка (рис.2).

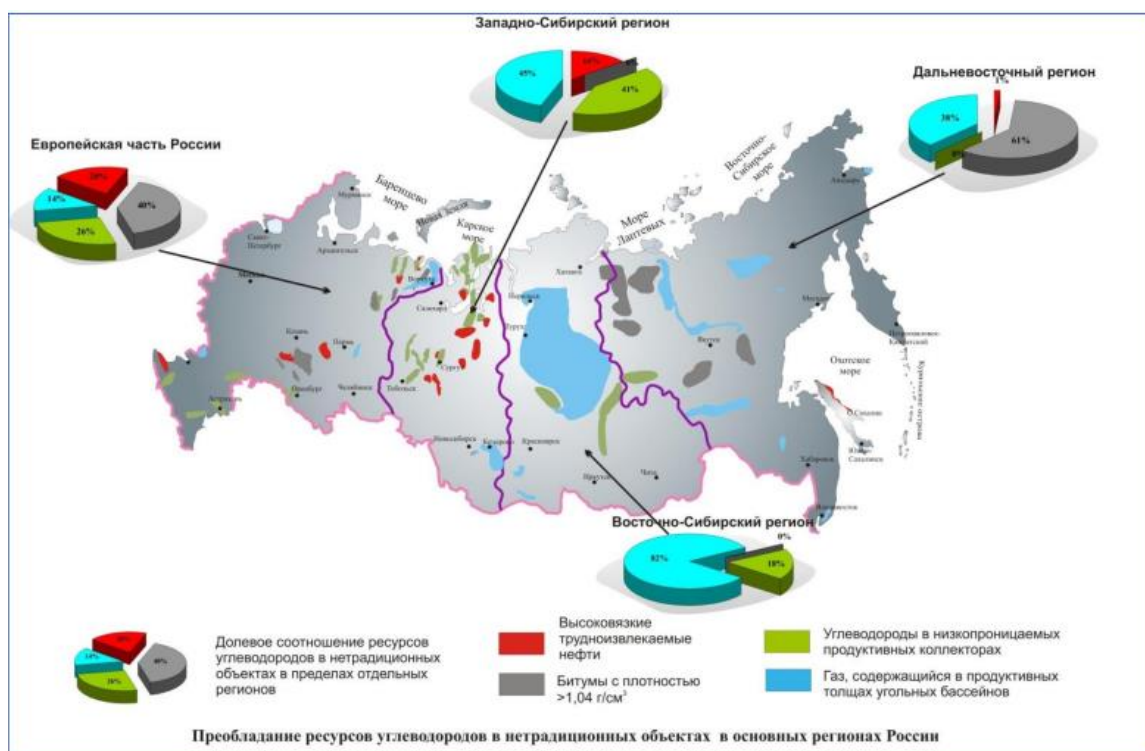


Рисунок 2 – Распределение ресурсов НИУВС по регионам России  
(ВНИГРИ,2012) [2]

Значительная часть углеводородов в низкопроницаемых коллекторах расположена в Западно-Сибирском регионе. Большое значение имеет Баженовская свита – самая большая в мире формация нефти такого типа и занимает площадь более 1 млрд м<sup>2</sup>. Она является нефтематеринской породой для 85 процентов всех Западно-Сибирских месторождений традиционной нефти и залегает на глубине 2700–3100 м в верхнеюрских отложениях, проницаемость пород составляет менее 1 мД.

Баженовская свита – не единственный в этом регионе перспективный нефтеносный комплекс, приуроченный к низкопроницаемым породам, другие аналогичные ресурсы нефти приурочены к Ачимовской и Тюменской свитам. Породы этих свит активно изучаются и осваиваются рядом российских компаний, и, несомненно, попадают под определение трудноизвлекаемых запасов нефти.

Ачимовские отложения обычно залегают непосредственно над Баженовской свитой на глубине 2500–3200 м. Нефть в них приурочена к низкопроницаемым плотным песчаникам, ограниченными глинами. Породы

коллектора характеризуются средней пористостью, но низкой проницаемостью, при этом пробуренные в них скважины обычно демонстрируют более высокие дебиты и более длительную добычу по сравнению с породами Баженовской свиты.

В отличие от Ачимовской свиты, Тюменская, географически распространенная там же, где и Баженовская, но залегающая ниже, на глубинах 2800-3000 м, характеризуется коллекторами меньшей мощности с различной проницаемостью, что делает их разбуривание более сложным, а освоение более дорогостоящим.

В Европейской части России расположены Доманиковые отложения. Они сложены кремнисто-карбонатными породами, имеют низкую пористость и проницаемость, участками с повышенной глинистостью. Преобладающие значения проницаемости по данным коллекторам приходятся на интервалы низких значений-менее 1 мД. Также Хадумская свита, содержание глинистой фракции в хадумитах достигает 90%, что сопоставимо с условиями проницаемости большинства плотных, низкопроницаемых коллекторов.

## 2. Общие сведения и классификация

При подсчетах запасов в России наиболее часто используется граничное значение пористости на уровне более 6%, хотя многочисленные примеры свидетельствуют о получении промышленных притоков нефти и газа при гораздо низких значениях пористости.

Для традиционных коллекторов УВ обычно применяют деление по проницаемости вне зависимости от характера пустотного пространства на пять классов коллекторов, последний из которых при проницаемости менее 1 мД является для традиционного резервуара непромышленным, а для нетрадиционного коллектора рассматриваются плотные породы с проницаемостью ниже 1 мД и средней пористостью до 3-5%. Данное деление показано в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика проницаемости пород-коллекторов вне зависимости от типа пустот

Проницаемость, Дарси	Качество проницаемости горной породы	Коллекторы
Более 1,00	Очень высокопроницаемая	Традиционные
От 1,00 до 0,10	Высокопроницаемая	
От 0,10 до 0,01	Проницаемая	
От 0,01 до 0,001	Среднепроницаемая	
От 0,001 до 0,0001	Низкопроницаемая	Нетрадиционные
От 0,0001 до 0,00001	Сверхнизкопроницаемая	
Менее 0,00001	Экстранизкопроницаемая	
0,000000001	Нанопроницаемая	

Отличие нетрадиционных ресурсов УВ от традиционных с точки зрения промышленной и экономической значимости состоит, в первую очередь в том, что их добыча требует применения усложненных, более современных и поэтому дорогостоящих технологий.

Во многих зарубежных классификациях ресурсов употребляются



термины основанные на характеристике изменения свойств коллекторов и увязке со стоимостью.

Широко используемая на западе качественная классификация канадской ассоциации нетрадиционных ресурсов (CSUR) изображена на рисунке 3.



Рисунок 3 – Качественная классификация резервуаров углеводородного сырья[3]

Как видно из рисунка, чем ниже проницаемость резервуара, тем больше будет стоимость его освоения и для разработки нужно применять более усложненные технологии.

Нефть и газ, добыча которых ведется из низкопроницаемых и низкопоровых коллекторов, приуроченных или сопряженных непосредственно с толщей их генерирующей (in situ) в англоязычной литературе называются или “shale oil & gas” (нефть и газ сланцевых коллекторов) или “tight oil & gas” (нефть и газ плотных коллекторов). Эти понятия можно считать с одной стороны несовпадающими, из-за критериев их выделения, а с другой необходимо понимать, что вторые полностью поглощают первые (рис 4).



Рисунок 4 – Диаграмма соотношения нахождения нефти и газа в сланцевых и плотных породах [3]

Обобщающий и часто употребляемый в зарубежной нефтедобывающей отрасли термин “tight oil” (нефть из плотных коллекторов) сегодня чаще применяется для лёгкой нефти, добытой из сланцевых пластов или из других низкопроницаемых коллекторов и формаций, требующий для добычи применения специальных технологий (включающий бурение многоствольных горизонтальных скважин, многостадийные гидравлические разрывы пластов, микросейсмические и микроскановые наблюдения).

В эту же группу часто включаются и нефти, не мигрировавшие после генерации в вышележащие или прилегающие к нефтематеринским формациям толщи, запечатанные в генерирующей толще (“shale oil”), что с точки зрения технологий непротиворечиво.

Понятийное разграничение между “shale oil” и “tight oil” состоит в том, что для первого источником углеводородов и коллектором является нефтегазоматеринская порода, для второго источником является нефтегазоматеринская порода, а коллектором сопряженная или удаленная толща низкопоровых и низкопроницаемых коллекторов [3].

Нефть, которая может быть получена путём пиролиза из керогена, не прошедшего соответствующих стадий генерации, обозначаются как oil shale, их необходимо отличать от генерированных УВ. Для её извлечения требуются

другие технологии и подходы.

Условия залегания нефти и газа плотных пород изображено на рисунке 5.

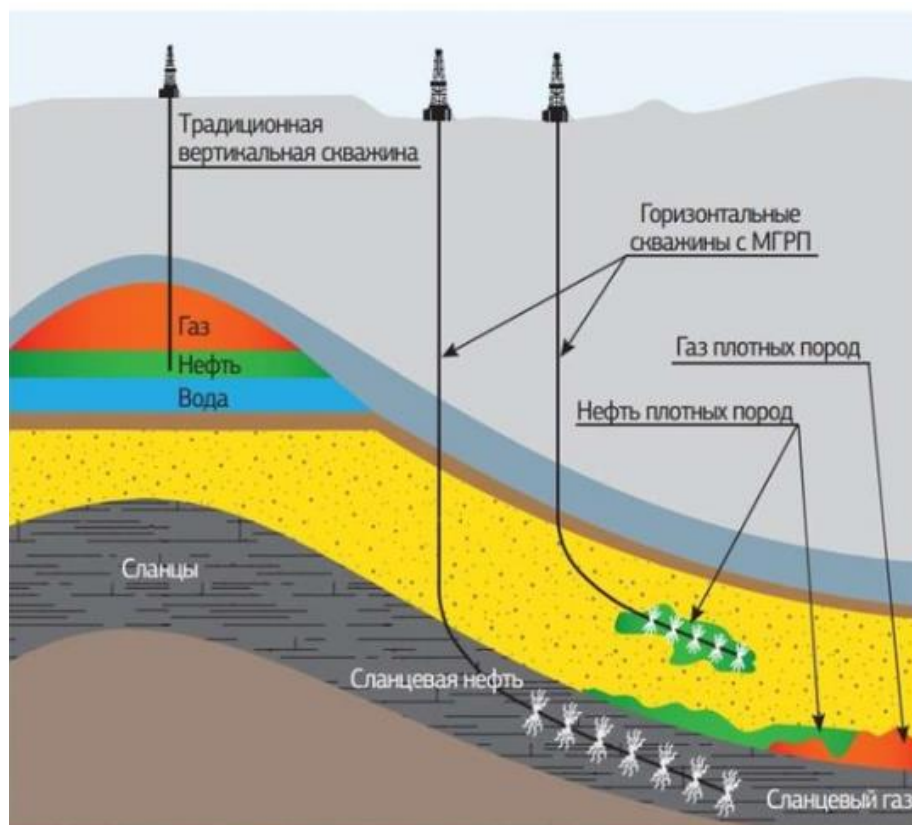


Рисунок 5 – Схематическое изображение расположения залежей в низкопроницаемых коллекторах

Безусловно, в природных условиях соотношение этих отложений и коллекторов намного разнообразнее и сложнее.

Когда нет четких различий при определении объектов изучения, это приводит к неоднозначному набору методов изучения и методов оценки, и в конце концов ведёт к неубедительным выводам и рассуждениям о перспективах в целом.

### **3. Особенности разработки низкопроницаемых коллекторов**

#### **3.1 Длительные неустановившиеся режимы**

Длительные неустановившиеся режимы являются одной из особенностей низкопроницаемых коллекторов. Скважины, введенные в эксплуатацию, работают со снижающимся дебитом и забойным давлением в течение нескольких месяцев.

После запуска скважины в пласте начинается процесс распространения давления от скважины к границе ее зоны дренирования. Время, за которое изменение давления достигает границы зоны дренирования, называют периодом неустановившегося режима. Для низкопроницаемых пластов этот период может быть достаточно продолжительным.

Если считать, что каждой скважине соответствует определенное количество запасов нефти, связанное с размером зоны дренирования скважины, то за время работы на неустановившемся режиме скважина вырабатывает определенную их часть.

Для механизированной скважины обычный подход к проектированию скважинного насосного оборудования заключается в том, чтобы обеспечить достижение целевого забойного давления при выходе скважины на установившийся режим работы. До этого момента во время неустановившегося режима забойное давление постоянно уменьшается, приближаясь к целевому. В период неустановившегося притока потенциальный дебит скважины (потенциал) существенно превышает дебит на установившемся режиме. Под потенциальным дебитом понимают изменяющийся во времени дебит при условии, что в любой момент времени забойное давление равно целевому. Степень использования потенциала можно увеличить применением на неустановившемся режиме насоса большего номинала по сравнению с базовым.

Также работа скважины на неустановившемся режиме открывает широкие возможности для сбора и интерпретации данных. Разработка и использование методик интерпретации таких данных позволит существенно повысить достоверность исходных параметров при выборе режимов работы

скважин.

### **3.2 Нелинейная фильтрация**

Важной особенностью низкопроницаемых коллекторов, требующей детального изучения, является наличие режимов течения, не подчиняющихся закону Дарси. Результаты лабораторных экспериментов показали, что при низких градиентах давления наблюдается нелинейное снижение скорости флюида. Так как данный эффект нелинейности недостаточно изучен и не существует его однозначного физического объяснения, на первых этапах важно получить численные корреляционные зависимости, с помощью которых в дальнейшем можно проводить математическое моделирование месторождений.

Если раньше интерес к подобным коллекторам носил академический характер, то в последнее время он перешел в разряд практических проблем. Причины увеличения фильтрационных сопротивлений и нарушения от линейности закона Дарси обсуждаются в литературе и являются дискуссионными. С развитием лабораторной и вычислительной техники число работ, посвященных случаям отклонения от линейности закона Дарси, увеличилось, но многие исследования ограничиваются формулированием уравнений фильтрации с использованием математических средств с учетом начального градиента давления.

Последние 20 лет многие специалисты-нефтяники исследовали нелинейную фильтрацию в низкопроницаемой среде (в основном в глинах) экспериментально. Chen Yongming доказал, что в низкопроницаемой породе имеет место начальный градиент давления и фильтрация отклоняется от линейного закона.

В 2013 г. результаты лабораторных экспериментов, проведенных в ООО«РН-УфаНИПИнефть», показали, что фильтрация в низкопроницаемых коллекторах характеризуется отклонением от линейного закона фильтрации Дарси[4].

Всего ими были проведены три типа экспериментов по однофазной фильтрации:

1) Фильтрация воды в полностью водонасыщенном керне, т.е. данный эксперимент выполнялся с ньютоновской жидкостью;

2) Фильтрация воды в присутствии остаточной нефтенасыщенности;

3) Фильтрация нефти в присутствии остаточной водонасыщенности.

Проводился также двухфазный эксперимент, т.е. фильтровалась смешанная жидкость при разных соотношениях количества воды и нефти.

По этим экспериментам были сделаны следующие выводы:

1. Полученное отклонение от линейного закона Дарси при фильтрации в низкопроницаемых коллекторах характеризуется наличием эффективных начального и предельного градиентов давления;

2. Наличие эффектов нелинейной фильтрации подтверждено результатами экспериментов по однофазной фильтрации воды, являющейся ньютоновской жидкостью, в образцах керна со 100%-ной водонасыщенностью;

3. При фильтрации воды с остаточной нефтью и нефти с остаточной водой эффекты нелинейной фильтрации более выражены по сравнению с эффектами при экспериментах по фильтрации воды в образцах со 100%-ной водонасыщенностью, причем значения эффективных градиентов на порядок выше. При абсолютных проницаемостях более  $0,01 \text{ мкм}^2$  нелинейными эффектами можно пренебречь;

4. Результаты экспериментов по многофазной фильтрации показали существенное влияние насыщенности флюидом на характеристики нелинейной фильтрации, причем степень нелинейности сначала возрастает с увеличением количества воды в потоке, а затем уменьшается, т.е. наблюдается точка инверсии.

После того как было обнаружено, что фильтрация в низкопроницаемом пласте не подчиняется закону Дарси, выдвигались различные мнения о механизме фильтрации и образовании начального градиента давления. Среди возможных причин рассматриваются особый характер граничного слоя и тот факт, что сырая нефть и флюид в низкопроницаемом пласте имеют свойства неньютоновской жидкости. Между флюидом и стенкой капилляра существует

сила статического трения, а на поверхности зерен находится слой воды, препятствующий движению флюида.

Изучение и численное моделирование эффекта отклонения скорости течения от закона Дарси в зонах малых градиентов давлений позволяют выявить особенности фильтрации в низкопроницаемых коллекторах и найти новые решения и подходы к разработке месторождений, содержащих такие коллекторы.

### **3.3 Неоднородность пластов**

Одним из факторов, значительно осложняющих вовлечение в разработку низкопроницаемых коллекторов, является существенная неоднородность продуктивных пластов.

Так как в реальных условиях слоистая или зональная неоднородность коллекторских свойств пласта часто оказывает негативное воздействие на показатели разработки нефтяных месторождений.

В реальных условиях в большинстве случаев залежи нефти приурочены к нескольким продуктивным пластам, отличающимся эффективной толщиной, коэффициентами проницаемости, пористостью, а также термобарическими условиями. В большинстве случаев реальные пласты имеют послойную неоднородность. При выборе систем разработки в один объект объединяются несколько нефтенасыщенных пластов. В результате в процессе заводнения послойно-неоднородные пласты, имеющие различные физические характеристики, охватываются процессом воздействия неодинаково. Пласты или отдельные пропластки реального пласта, имеющие низкую проницаемость, отстают в вытеснении нефти. При продвижении фронта вытеснения нефти гидравлическое сопротивление высокопроницаемого пласта ниже, чем менее проницаемых пластов, и после прорыва воды в добывающие скважины вытесняющая вода в основном фильтруется по высокопроницаемому пласту, не вытесняя нефть по низкопроницаемым пропласткам. Эффективность процесса разработки нефтяной залежи снижается, технико-экономические показатели ухудшаются. К моменту прорыва воды по высокопроницаемым прослоям в

низкопроницаемых пластах остается еще значительное количество остаточной нефти, которая не может быть извлечена без применения специальных способов воздействия.



## **4. Основные технологии разработки низкопроницаемых коллекторов**

### **4.1 Горизонтальные скважины**

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

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

Мировой и отечественный опыт проводки горизонтальных скважин свидетельствует о том, что их применение позволяет значительно улучшить текущие технологические показатели разработки низкопроницаемых коллекторов, в частности, темпы отбора нефти из систем ГС по сравнению с системами вертикальными скважин (ВС) повышаются в 3–5 раз, увеличиваются дебиты скважин за счёт увеличения площади фильтрации низкопроницаемых, неоднородных пластов малой толщины, сокращаются сроки разработки, осваиваются труднодоступные участки нефтегазовых залежей.

Для дренирования нефтяного коллектора нужно бурить в 4–5 раз меньше горизонтальных скважин, чем вертикальных. С помощью подобных скважин можно обеспечить разработку продуктивных пластов, залегающими под руслами рек, озерами, горами, городскими сооружениями и др.

Накопленный опыт бурения ГС позволяет утверждать, что в большинстве случаев для повышения эффективности бурения ГС необходимо создавать системы разработки с применением ГС, а не ограничиваться бурением одиночных ГС. В этом случае мы получим синергетический эффект от бурения

ГС. Однако в большинстве случаев фактически при проектировании и реализации бурения ГС отмечается несистемный подход. Здесь, так же как и в системах разработки с ВС, нужно соблюдать баланс закачки и отбора, оптимизировать плотность сетки скважин (ПСС) и давлений нагнетания и отбора, обеспечивать контроль и регулирование процессов разработки, регулировать направления и формы потоков жидкости в пласте.

Горизонтальные скважины расширяют области применения заводнения на залежи нефти в слабопроницаемых коллекторах (проницаемостью менее 1-5 мД), маломощных (более 10 м) нефтяных оторочек в газонефтяных залежах. В таких сложных условиях ГС являются наиболее оптимальными, обеспечивающими рентабельную разработку. Для разработки сланцевых объектов и вообще плотных пород применение ГС должно быть дополнено методами, повышающими проницаемость пласта (ГРП), а также другими методами увеличения нефтеотдачи.

#### **4.1.1 Статистика горизонтального бурения в России**

Начиная с 2010 года, в сфере бурения произошли качественные технологические изменения. Доля горизонтального бурения в общем объеме эксплуатационной проходки стала быстро возрастать. Это было вызвано совершенствованием технического оснащения сопровождения бурения, например, оборудования телеметрии и каротажа во время бурения.

В 2017 году объем горизонтального бурения достиг уровня 11,2 млн. м, увеличившись за год на 26% (рис 6).

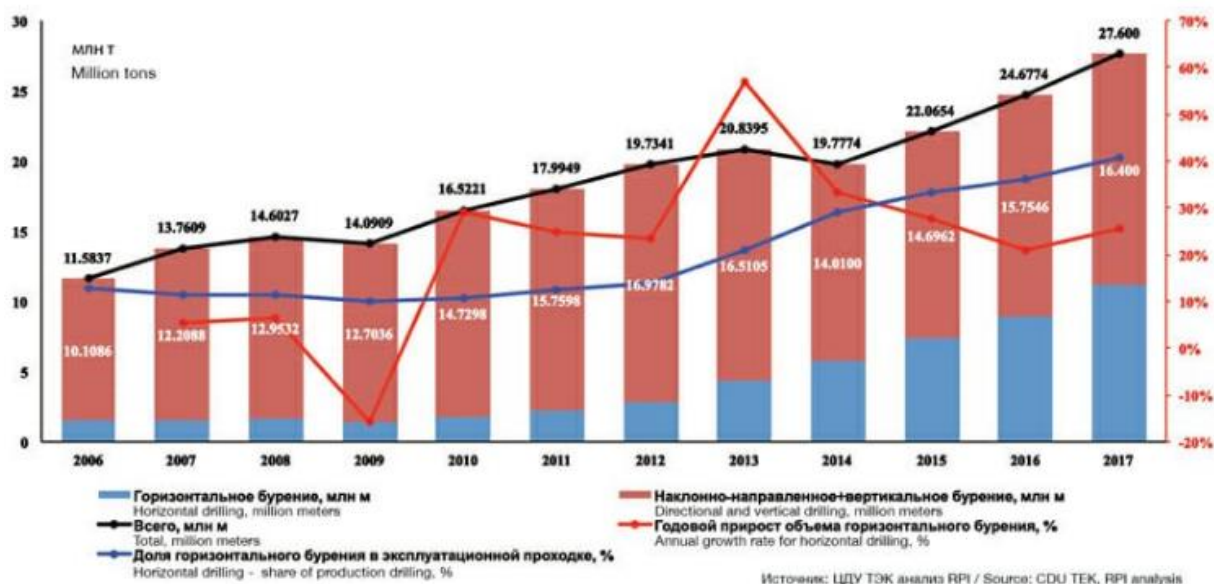


Рисунок 6 – Динамика объёма горизонтального и наклонно-направленного бурения в России в 2006-2017 годах [5]

По итогам года горизонтальное бурение превысило долю в 40% от всего эксплуатационного бурения. При этом в суммарном приросте объемов эксплуатационного бурения (+2,9 млн. м) рост горизонтального бурения (+2,3 млн. м) занял 79%.

В 2017 году число горизонтальных скважин, законченных строительством, достигло 2974 единиц, увеличившись за год на 21% (рис 7).

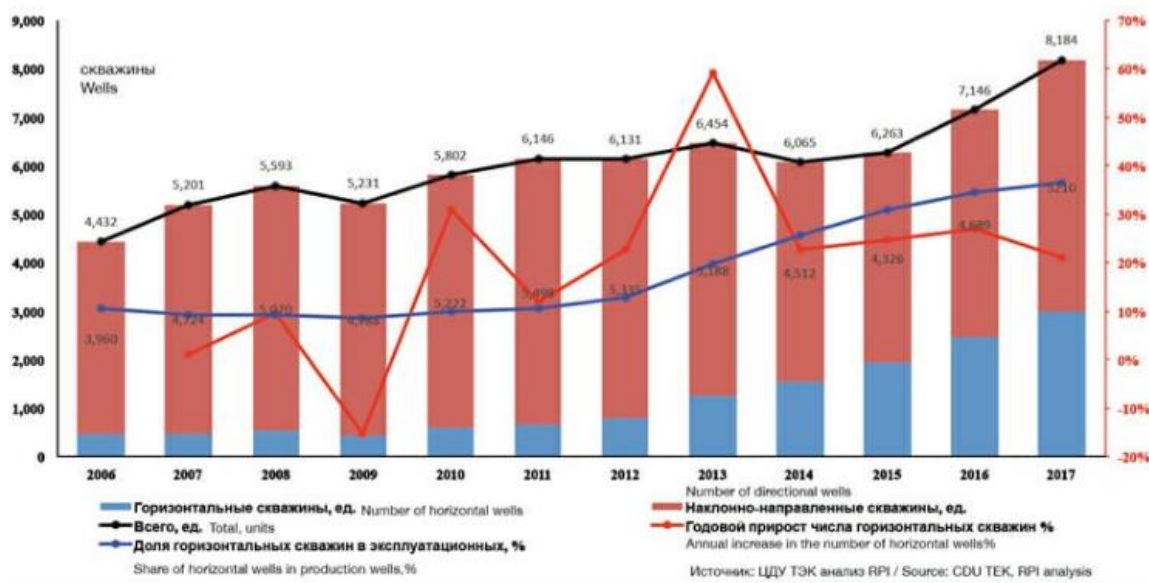


Рисунок 7 – Динамика количества скважин, законченных строительством в горизонтальном и наклонно-направленном бурение в России 2006-2017 годах [5]

Горизонтальные скважины достигли доли 36% от всех эксплуатационных скважин, законченных строительством. При этом в суммарном приросте числа построенных эксплуатационных скважин (+1047 единиц) рост числа горизонтальных скважин (+517 единиц) занимает 49%.

Средняя глубина скважин, законченных строительством, составила 3546 метров для горизонтальных.

Наиболее глубокими в 2016 году были горизонтальные скважины, построенные в Западной Сибири – 3922 м, а наименее глубокими – в Тимано-Печоре – 2449 м.

В 2017 году продолжилась тенденция увеличения средней длины горизонтальных участков скважин, наметившаяся в 2010-2016 годах. В 2010 году, когда в России начался динамичный рост объемов горизонтального бурения, средняя величина горизонтальных секций была равна примерно 300 м. В течение 2011-2017 годов для материковых скважин этот показатель достиг величины в 750-800 метров. Однако уже в настоящее время на скважинах, например, в Эвенкии, этот параметр достиг уровня в 1000 м.

Наибольшие значения длины горизонтальных участков имеют эксплуатационные скважины, бурящиеся с берега и предназначенные для разработки прибрежных морских месторождений.

#### **4.1.2 Анализ эффективности горизонтальных скважин**

##### **4.1.2.1 Ромашкинское месторождение**

Интересен опыт НГДУ «Азнакаевскнефть», которое объединяет 6 площадей Ромашкинского месторождения. Выработка запасов нефти из низкопроницаемых заглинизированных пластов традиционными методами мало эффективна. К таким сложным объектам относятся терригенные отложения бобриковского горизонта залежей и карбонатные отложения кизеловского горизонта залежей Ромашкинского месторождения. Извлечение нефти из таких пластов требует новых технологий. В 30% вновь построенных наклоннонаправленных скважинах за последние 6 лет выявлены заколонные перетоки. Чтобы восстановить эти скважины необходимы значительные

вложения. В связи с этим предложено решение по строительству скважин с адресным горизонтальным окончанием.

В 2012 г. НГДУ «Азнакаевскнефть» начало бурить горизонтальную скв. № 194521. В результате бурения была выявлена значительная зональная неоднородность продуктивного пласта: пористость менялась от 9% до 23%, проницаемость от 15 до 650 мД., нефтенасыщенность от 52 до 80%. Средний дебит по скважине составил 20,5 т/сут, что в 5 раз больше дебита соседней вертикальной скважины. Прогнозный срок окупаемости горизонтальной скважины в 2,5 раза меньше, чем в соседней вертикальной скважине. Благодаря технологии бурения горизонтальных скважин, стало возможным наращивание запасов нефти в межскважинном пространстве вертикальных скважин.

Количество пробуренных ГС на Ромашкинском месторождении за каждый год показано в таблице 2.

Таблица 2 – Динамика бурения ГС Ромашкинского месторождения

	2015		2016		2017	
	Кол-во	Добыча, тонн	Кол-во	Добыча, тонн	Кол-во	Добыча, тонн
Бурение ГС по бобриковскому горизонту	6	18720	18	55414	17	22854
Бурение ГС на карбонатные отложения	0	0	2	1815	14	20042

За 2015-2017 гг. на месторождение была пробурена 41 горизонтальная скважина по бобриковскому горизонту и 16 горизонтальных скважин на карбонатные отложения.

Рост годовой добычи по отложениям бобриковского горизонта обеспечен за счет бурения горизонтальных скважин. При одном из самых высоких годовых темпах в компании (11,9% годовых). КИН проектный 0,359, фактический 0,260 (рис. 8).



Рисунок 8 – Динамика показателей разработки по бобриковскому горизонту Ромашкинского месторождения

Из графика видно, что после ввода в эксплуатацию горизонтальных скважин в период 2015-2016 гг. добыча нефти начала возрастать после долгого спада в период 2010-2014 гг.

Увеличение объемов бурения по карбонатным коллекторам в 2015–2016 гг. позволило нарастить добычу. Рост добычи в 2016 г. составил 30% (рис. 9).



Рисунок 9 – Динамика показателей разработки по карбонатным отложениям Ромашкинского месторождения

По графику можно сделать вывод, что при вводе горизонтальных скважин добыча нефти начала увеличиваться и достигла наибольшего значения за весь период 2009-2016 гг.

Опыт изучения горизонтальных скважин в НГДУ «Азнакаевскнефть» показал, что без применения технологий горизонтального бурения ожидать устойчивого развития невозможно.

Таким образом, горизонтальные скважины решают следующие задачи:

- повышают продуктивность скважин за счет увеличения площади фильтрации низкопроницаемых, неоднородных пластов малой толщины;
- осваивают труднодоступные участки нефтегазовых залежей.

#### **4.1.2.2 Ачимовское месторождение**

Ачимовское месторождение находится в Сургутском районе в Ханты-Мансийском АО Западной Сибири. Месторождение открыто в 1980 г. Основной продуктивный горизонт ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, объединяющий два пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> (верхний) и ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> (нижний), находится на глубине 2800–3000 м. Кроме залежей нефти в указанных пластах установлены залежи в вышележащих пластах БВ и Ач. Рассмотрены некоторые особенности разработки горизонта ЮВ<sub>1</sub> с применением горизонтальных скважин.

Коллекторами указанного горизонта являются низкопроницаемые песчаники и алевролиты. При этом основным пластом в горизонте ЮВ<sub>1</sub> является нижний пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup>, извлекаемые запасы которого примерно в три раза больше, чем в пласте ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>. Залежь пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> залегает ниже залежи пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> на 5–8 м, что соответствует толщине достаточно выдержанной глинистой перемычки, отделяющей эти пласты друг от друга. Залежи в горизонте ЮВ<sub>1</sub> характеризуются как пластовые, сводовые, литологически экранированные. На отдельных участках залежей установлено замещение коллекторов плотными глинистыми породами.

ФЕС нижнего пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> несколько лучше верхнего ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>. Так, например, эффективная нефтенасыщенная толщина пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> в 2,6 раз больше, чем пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, проницаемость нижнего пласта по комплексу исследований (керн, геофизика, ГДИС) также несколько выше верхнего. В тоже время из-за низкого значения нефтенасыщенной толщины такие параметры неоднородности

как песчанистость и расчлененность по пласту ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> предпочтительнее по сравнению с аналогичными параметрами ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup>.

Таким образом, как отдельно указанные пласты, так и в целом горизонт ЮВ<sub>1</sub> характеризуются низкими коллекторскими свойствами. Проницаемость, изменяется по пластам и в целом по эксплуатационному объекту (горизонт ЮВ<sub>1</sub>) в диапазоне от 6 до 20 мД ( $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>).

Низкие начальные дебиты скважин и ФЕС указанных пластов предопределили необходимость их разработки с применением ГС.

За период 2006–2014 гг. на месторождении пробурено 47 ГС, в том числе 32 – с одним стволом, 15 – с двумя стволами. При этом длина горизонтального участка в таких скважинах изменяется в пределах от 100 до 900 м.

Все пробуренные ГС по способу их окончания разделены на четыре типа (табл. 3).

Таблица 3 – Типы горизонтальных скважин

Способ окончания ГС	Количество скважин
ГС с одним стволом, вскрывшим один пласт ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	9
ГС с одним стволом, один пласт ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	19
ГС с одним стволом, вскрывшим два пласта (ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> +ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup> )	4
ГС с двумя стволами, вскрывшими только пласт ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	8
ГС с двумя стволами, вскрывшими два пласта (ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> +ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup> )	7

С целью более корректного анализа эффективности эксплуатации ГС была рассмотрена только группа ГС с одним стволом (всего 32 скважины), вскрывшим пласты горизонта ЮВ<sub>1</sub> в различных сочетаниях (ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup>; ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>; ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup>+ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>). На горизонтальные скважины с одним стволом приходилось немногим более 50% от суммарной накопленной добычи нефти с начала эксплуатации по всем ГС. На 01.07.2014 из всех типов ГС в действующем эксплуатационном фонде находилась 41 скважина; в консервации – 3, в



бездействии – 3, одна – переведена в водозаборную.

Распределение одноствольных ГС в пластах ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> и ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> по накопленным отборам нефти приведено на рисунке 10.

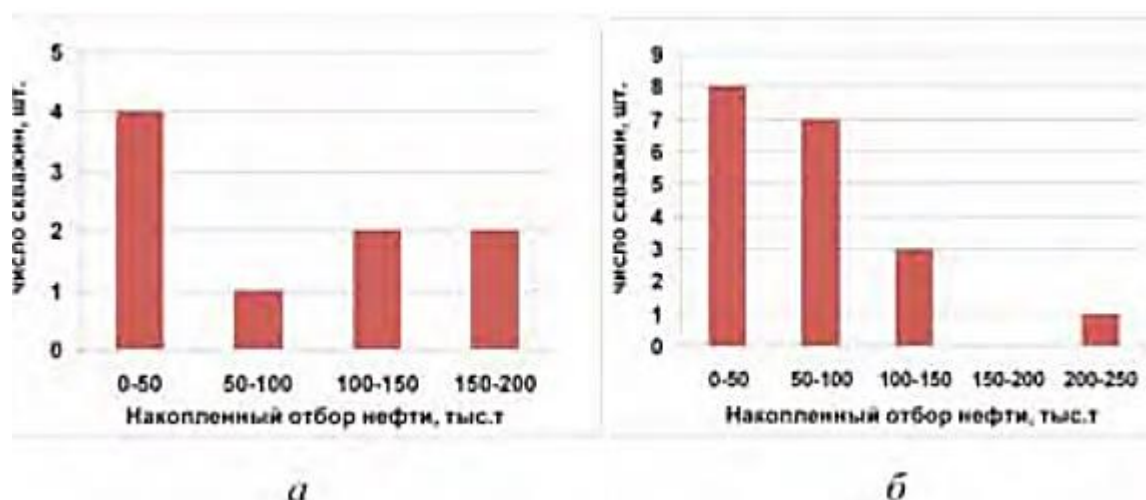


Рисунок 10 – Распределение одноствольных горизонтальных скважин по накопленным отборам нефти: а- пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>; б-пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup>

Выборка ГС на пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> примерно в два раза больше по сравнению с выборкой на пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>.

В заключении можно сделать вывод, что количество ГС с накопленным отбором нефти в интервале от 50 до 150 тыс.т на пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> больше, чем на пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>. Не исключено, что этим косвенно подтверждается факт, что ФЕС нижнего пласта (ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup>) лучше. Из рисунка 10 видно, что на каждый из пластов есть несколько ГС, накопленные отборы нефти по которым превышают 100–150 тыс. т.

Несмотря на небольшие выборки по продуктивным пластам горизонта ЮВ<sub>1</sub>, был также проведен анализ распределения начальных дебитов ГС от длины горизонтального участка в этих скважинах и от эффективной нефтенасыщенной толщины, но установить какую-либо определенную статистическую зависимость в этом случае не представляется возможным. Приведенные результаты анализа работы ГС в конкретных физико-геологических и промысловых условиях Ачимовского месторождения (горизонт ЮВ<sub>1</sub>) позволяют сделать вывод, что для данных параметров неоднородности продуктивных

пластов горизонта ЮВ<sub>1</sub>, таких как прерывистость, расчлененность, песчанистость и их ФЕС, наиболее оптимальной можно считать длину горизонтального участка, равную 500 м.

В результате выполненного анализа установлены некоторые недостатки ГС:

- высокая стоимость бурения;
- технические и технологические трудности, связанные с освоением, исследованием и ремонтно-профилактическими работами;
- существенное влияние параметра анизотропии при вскрытии горизонтальным стволом неоднородных пластов.

Среди преимуществ разработки продуктивных пластов ГС по сравнению с вертикальными можно выделить следующие:

- увеличение производительности скважин при любых емкостных и фильтрационных свойствах продуктивных пластов;
- повышение нефтеотдачи маломощных, низкопроницаемых продуктивных пластов;
- вскрытие каждого объекта (пропластка) пропорционально их емкостным и фильтрационным свойствам;
- обеспечение равномерного дренирования каждого пропластка с учетом последовательности их залегания и профиля горизонтального ствола (горизонтальный, нисходящий и восходящий);
- повышение устойчивой длительной эксплуатации скважин в условиях возможного разрушения призабойной зоны пласта и обводнения.

#### **4.2 Многостадийный гидравлический разрыв пласта**

Одним из перспективных мероприятий, направленных на увеличение добычи нефти в низкопроницаемых коллекторах, а также месторождениях, продуктивные пласты которых имеют сложное геологическое строение, является многостадийный гидравлический разрыв пласта, в результате которого происходит вовлечение в разработку запасов, которые ранее оставались в зонах или участках пласта в силу ряда причин неохваченными разработкой.

Многостадийный гидравлический разрыв пласта – это одна из самых новых и передовых технологий в нефтяной промышленности, которая в большей степени эффективна для горизонтальных скважин. Отличие этой технологии от простого гидравлического разрыва пласта заключается в том, что поочередно проводят несколько гидравлических разрывов.

Продуктивность горизонтальных нефтяных скважин после МГРП значительно повышает уровень дополнительной добычи нефти и сокращает затраты на бурение. Суть технологии МГРП заключается в увеличении открытой проточной части продуктивного пласта и соединении этой области со скважиной с созданием путей с высокой проницаемостью. Это достигается путем закачки основной жидкости, состоящей из воды, смешанной с активными компонентами, содержащей малые концентрации химических добавок, а также расклинивающего наполнителя. По мере того как флюид под давлением закачивается в скважину, узкие трещины расширяются и служат проточными каналами для нефти, которая закрыта в непроницаемой породе (ловушке). Вновь образованные разрывы поддерживаются расклинивающим материалом, который обеспечивает повышенную проницаемость.

Результатом применения многостадийного гидравлического разрыва пласта, как правило, является длительное увеличение отборов жидкости, причем во многих случаях сопровождаемое снижением обводненности продукции и, как следствие, приростом нефтеотдачи. Многостадийный гидравлический разрыв пласта является высокоэффективной технологией интенсификации притока, повышения отдачи углеводородов. Эффективность достигается за счет устранения скин - фактора и увеличения площади дренирования скважины посредством создания крыльев трещины при условии обеспечения плановой проводимости трещины.

#### **4.2.1 Жидкости для ГРП, применяемые в низкопроницаемых коллекторах**

Для создания трещин в породе пласта под высоким давлением закачивается жидкость. По своему назначению жидкости для ГРП различают

жидкость разрыва (создание трещины), жидкость-песконоситель (развитие трещины до определенных требуемых размеров) и продавочную жидкость (транспортирование проппанта в новую образованную трещину). Данные жидкости последовательно закачиваются в пласт.

Жидкость разрыва - жидкость, нагнетаемая в призабойную зону пласта для нарушения целостности горной породы с образованием новых трещин или расширением уже существующих.

Жидкость-песконоситель – жидкость, которая применяется для транспортировки песка с поверхности до трещины и заполнения ее проппантом.

Жидкость-песконоситель характеризуется низкой фильтруемостью, имеет высокую пескоудерживающую способность для предупреждения оседания песка в трубах, цилиндрах насоса, элементах обвязки, на забое скважины, а также для преждевременной потери подвижности в трещине, что может привести к серьезным осложнениям. В добывающих скважинах в качестве жидкостей-песконосителей используются вязкие жидкости или нефти, гидрофобные водонефтяные эмульсии, нефтемазутные смеси, НСІ с применением загустителя и др. В качестве жидкостей-песконосителей в нагнетательных скважинах используются крахмально-щелочные растворы, НСІ с применением загустителя, растворы сульфит-спиртовой барды, гидрофильные нефтеводяные эмульсии, нейтрализованный черный контакт и др. [6].

Продавочная жидкость – жидкость, используемая для задавки из насосно-компрессорных труб в обрабатываемый пласт, в полученную трещину жидкости разрыва и жидкости-песконосителя.

В нагнетательных скважинах в качестве продавочной жидкости применяют при разрыве водоносного пласта нагнетаемую воду.

Сырая дегазированная нефть обрабатываемого пласта или легкая нефть другого пласта этого же месторождения используются в добывающих скважинах в качестве продавочной жидкости.

Требования к жидкостям ГРП:

1. Дешевизна;

2. Доступность;
3. Хорошая пескоудерживающая способность;
4. Не уменьшают проницаемость породы пласта;
5. Минимальные потери на трение при закачке с высокими расходами;
6. Не влияют на набухание глинистых минералов пласта;
7. Оказывают минимальное повреждение пласта веществами, входящими в состав жидкости или геля;
8. Не содержат посторонних механических примесей;
9. Не образуют нерастворимых осадков при соприкосновении с жидкостями и породой пласта;
10. Стабильность свойств при высокой температуре заданное время;
11. Легко разлагаются и теряют вязкость после остановки закачки;
12. Из пласта удаляются максимально полно.

В дополнение к основным жидкостям применяется большое число присадок, выполняющих различные функции:

- 1) Структурообразующие и вызывающие деструкцию;
- 2) Снижающие инфильтрацию;
- 3) Понижающие трение;
- 4) Термостабилизаторы;
- 5) Поверхностно-активные вещества (ПАВ);
- 6) Эмульгаторы и деэмульгаторы;
- 7) Стабилизаторы глины;
- 8) Буферы;
- 9) Пенообразующие и пеноразрушающие;
- 10) Гидрофобизирующие;
- 11) Управляющие pH;
- 12) Бактерициды;
- 13) Ингибиторы коррозии и др.

В настоящее время жидкости ГРП могут содержать в своем составе до восьми различных добавок к типичным жидкостям разрыва. В большинстве

случаев эти добавки являются обязательными. При использовании нескольких добавок необходимо в обязательном порядке проверять их совместимость между собой [6].

На практике при разработке газовых и нефтяных сланцев широко используются следующие жидкости разрыва: пены, смесь  $\text{CO}_2$  и азота (без проппанта), линейные и сшитые гели, вязкоупругие гели, slickwater, разнообразные гибридные системы.

Загущенный метанол или пены используются в основном на газовых месторождениях или месторождениях с низкой проницаемостью.

#### **4.2.1.1 Жидкости на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ (ВУПАВ)**

С давних пор в зарубежной и отечественной практике ГРП в качестве жидкостей разрыва широкое распространение получили водные растворы полимеров, таких как гуаровая смола, гидроксипропилгуар, гидролизированный полиакриламид, биополимеры и др. При проведении операций гидроразрыва с использованием подобных жидкостей возникает серьезная проблема ухудшения фильтрационных свойств коллектора за счет коагуляции порового пространства пласта и образовавшихся трещин остатками не разрушенного до конца полимерного геля.

Помимо этого, высокая вязкость полимерных жидкостей, необходимая для удерживания расклинивающего агента в объеме, усложняет процесс транспортировки проппанта глубоко в пласт с низкой проницаемостью. В таком случае в низкопроницаемом коллекторе образуются трещины, преимущественно растущие в высоту по пласту, тогда как главная цель при обработке участка с плохими фильтрационными свойствами сводится к созданию длинной проводимой трещины, распространяющейся как можно глубже в продуктивный интервал.

Во избежание вышеуказанных трудностей целесообразно использовать маловязкие жидкости разрыва, не содержащие полимерных компонентов. В настоящее время такими перспективными в разработке и применении

жидкостями стали системы на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ (ВУПАВ). Благодаря дифильной структуре молекул ПАВ склонны к самоассоциации в растворах, которая проявляется в образовании мицелл. В объеме водной фазы выгодной для образования мицелл становится некоторая концентрация ПАВ, называемая критической концентрацией мицеллообразования (ККМ) [7].

При оптимальном соотношении концентраций «ВУПАВ: электролит» в водной среде формируются длинные червеобразные мицеллы ПАВ, которые в результате дальнейшего роста и переплетения между собой образуют сложную трехмерную сетчатую структуру в растворе, характеризующуюся вязкоупругими свойствами (рис. 11).

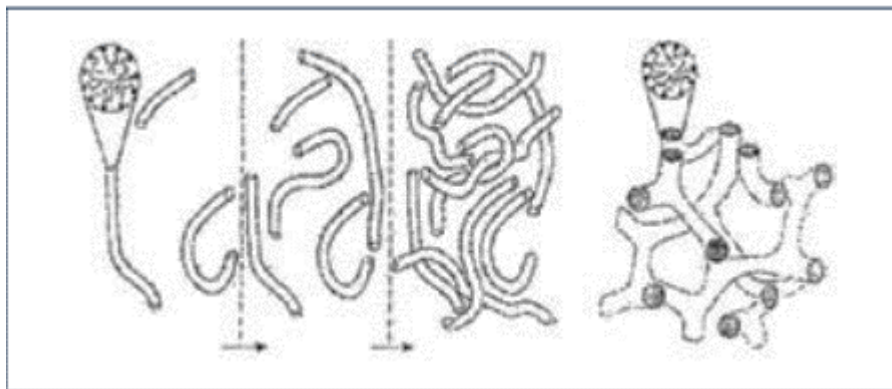


Рисунок 11 – Образование сетчатой вязкоупругой структуры из цилиндрических мицелл

Образующийся гель благодаря упругой структуре удерживает в объеме расклинивающий агент и, обладая значительно меньшими значениями вязкости в сравнении с полимерными композициями, транспортирует проппант глубоко в обрабатываемый продуктивный интервал.

Также немаловажная особенность растворов ВУПАВ выражается в обратимости процесса формирования червеобразных мицелл, которые способны разрушаться при контакте с углеводородной фазой. В результате вязкоупругая система теряет свои вязкостные свойства и легко выходит на поверхность вместе с добываемыми пластовыми флюидами, оставляя после себя высокопроводящие пачки расклинивающего агента в пласте. На основании сказанного объяснимо то,

что многие крупные нефтесервисные компании уделяют пристальное внимание разработке эффективных и экономически рентабельных жидкостей разрыва, в состав которых не входит полимер.

#### **4.2.1.2 Slick Water**

В настоящее время самой популярной жидкостью разрыва является Slick Water или “проскальзывающая вода”, состоящая из воды и полимера (обычно полиакриламида), добавленного для снижения давления трения при закачке жидкости через колонну. Начали её использовать в США при стимуляции сланцев. Основные недостатки этой системы - низкая пескоудерживающая способность и склонность к осаждению проппанта, в результате чего возникают трещины меньшей ширины по сравнению с трещинами, полученными при помощи вязко сшитой гелеобразной жидкости. Для того чтобы создать узкие и длинные трещины, “проскальзывающая вода” часто закачивается при высоких скоростях. Технология хорошо зарекомендовала себя при добыче сланцевой нефти.

#### **4.2.1.3 Вспененные жидкости**

В процессе разработки месторождения нефти или газа происходит снижение пластового давления. Использование вспененных жидкостей ГРП за счет добавления активированного газа для извлечения флюида из пласта после проведения ГРП. Вспененные жидкости содержат жидкую фазу системы (обычно геля), пенообразующий агент и дисперсную фазу 60-80 %  $N_2$  или  $CO_2$ . Вспененные жидкости могут применяться практически на всех типах нефтяных и газовых скважин, в широких пределах давления, где очень важно минимизировать причиняемый ущерб пласту. Так как во вспененной жидкости содержится небольшое количество жидкой фазы, для удаления из скважины остается меньше жидкости.

Вспененные жидкости оставляют тонкий фильтрационный осадок, при этом имеют характеристику низких гидравлических потерь. Гель в таких жидкостях может быть сшитым для более высоких значений вязкости. Азот совместим со всеми сшитыми системами жидкостей ГРП в отличие от



углекислого газа. В таблице 4 представлены виды жидкостей на пенной основе.

Таблица 4 – Жидкости ГРП на пенной основе

Вид жидкости	Основной состав
Водяная пена	Водяная пена Вода с добавлением или без полимеров, вспенивающий агент + N <sub>2</sub>
Кислотная пена	Кислота и вспенивающий агент + N <sub>2</sub>
Пена на спиртовой основе	Метанол/вода или метанол и вспенивающий агент + N <sub>2</sub>
Пена на основе углекислого газа	Жидкий CO <sub>2</sub> + N <sub>2</sub>
Пена на углеводородной основе	Углеводород, вспенивающий агент + CO <sub>2</sub>

Преимущества использования вспененных жидкостей при гидроразрыве пласта:

- могут быть применены к пластам с высоким содержанием глинистых минералов;
- сокращение расхода воды;
- повышение производительность скважины после проведения операции ГРП;
- создание большего количества трещин;
- сокращение кольтматации пласта;
- быстрая очистка скважины после гидроразрыва;
- возможность одновременного подземного хранения (в случае с CO<sub>2</sub>).

#### 4.2.1.4 Жидкости на спиртовой основе

Самыми распространёнными жидкостями разрыва на спиртовой основе являются жидкости на основе метанола и изопропанола. Существует несколько методов для повышения вязкости метанола от вспенивания метанола до гелеобразования его с синтетическими полимерами и гуаром. Для пластов с серьезными проблемами относительно остаточной воды и насыщенностью углеводородами, жидкости на основе метанола могут быть лучшим решением.

Метанол обладает отличными свойствами, такими как высокая растворимость в воде, снижает поверхностное натяжение воды и высокое

давление насыщенного пара. Спирт удерживает кислород, поэтому спирт служит температурным стабилизатором в жидкостях разрыва. Метанол является опасным веществом. Низкая температура вспышки, следовательно, легче воспламеняется. Обладает большим диапазоном взрывоопасных пределов.

#### **4.2.1.5 Сшитый гель**

Сшивающие агенты используют для увеличения молекулярной массы полимера путем сшивания полимерного скелета в трехмерную структуру. Сшивание увеличивает вязкость, а также эластичность и способность транспортировать проппант жидкости.

Для гелей на основе гуара и КМГОЭЦ в качестве сшивающих агентов используют бор и несколько металлов, включая титан и цирконий. В дополнение к этим материалам железо, хром и алюминий будут сшиты гуаром, но обычно не используются. Железо является основным загрязнителем жидкостей ГРП и является одним из металлов, который необходимо тщательно контролировать для предотвращения преждевременного сшивания.

##### **4.2.1.5.1 Боратный сшитый гель**

- Обеспечивает хорошее транспортирование проппанта;
- Постоянные реологические параметры жидкости при температуре выше 150 °C;
- Низкая фильтруемость;
- Хорошие свойства к очистке.

Боратный сшитый гель основан на сшивании гидратированных полимеров ионами сложного эфира борной кислоты, в результате чего происходит повышение вязкости. Чаще всего используемые полимеры в этих жидкостях ГРП – гуар и ГПГ. Сшиватель на основе сложного эфира борной кислоты действует в обе стороны и начинает работать при изменении pH жидкости ГРП. (рис.12).

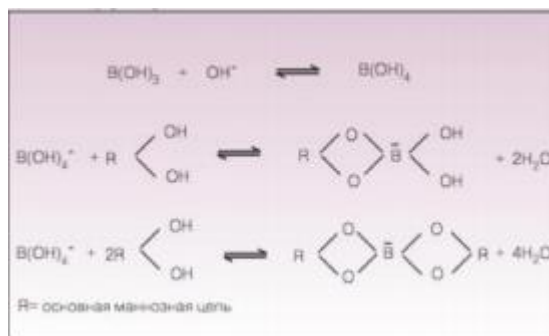


Рисунок 12 – Сшивание гуара боратом

Характеристика обратимости сшивателя в боратных гелях способствует эффективному удалению из пласта, что приводит к восстановленной проницаемости. Боратные сшитые гели высокоэффективны в низко- и высокопроницаемых пластах.

#### 4.2.1.5.2 Органометаллический сшитый гель

Гели на основе органометаллических сшивателей являются наиболее популярным классом жидкостей для ГРП. Первые жидкости имели в составе комплексы гуара - цирконат и титанат, ГПГ и КМГПГ. Органометаллические сшитые гели применяются для транспортирования пропанта из насыщенного газом низкопроницаемого коллектора, для которого необходимо расширения длины трещины. Органометаллические сшитые гели могут также использовать в жидкостях для ГРП, содержащих диоксид углерода.

- Обеспечивают предельную стабильность при высоких температурах;
- Имеют отличную способность транспортирования пропанта при температурах от 15 до 205 °С;
- Обеспечивают более предсказуемые реологические свойства и характеристики гидравлических потерь;
- Представляют лучший контроль свойств сшивателя жидкости;
- Позволяют работать в кислотной, нейтральной и щелочной средах.

#### 4.2.1.6 Линейный гель

Линейный гель – жидкость ГРП, представляющая смесь широкого спектра различных полимеров на водной основе. Обычно используемые полимеры включают в себя гуар, гидроксипропилгуар (ГПГ), карбоксиметил

ГПГ (КМГПГ), и гидроксиэтил целлюлозу (ГОЭЦ). Эти полимеры являются сухими порошками, которые увеличиваются в объеме (набухают) при смешении с водным растворителем и образуют вязкий гель. Наибольшее распространение при проведении ГРП в терригенных коллекторах нашли сшитые гели на основе гуара или гидроксипропилгуара (ГПГ). На рисунке 13 представлено химическое строение гуара.

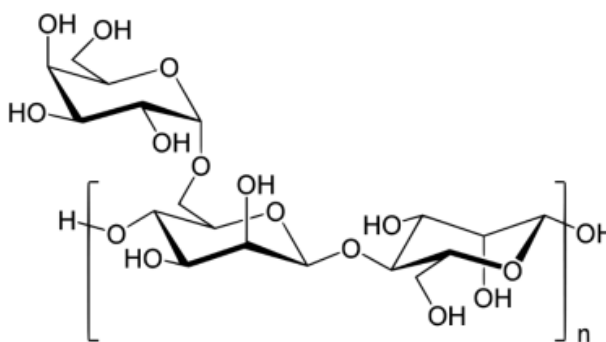


Рисунок 13 – Структурная формула гуара

Гуар является природным полимером. Гидроксипропилгуар получается взаимодействием пропиленоксида с гидроксильной группой элементарного звена макромолекулы гуара, что дает более термостабильный и более вязкий гель. К тому же продукты гуара обычно дают негидратирующий остаток в пределах 8-12%, а гидроксипропилгуара — 1-4%. Что позволяет получать трещину с большой проводимостью.

ГОЭЦ и КМГОЭЦ на рисунке 14 являются производными целлюлозы, которая является наиболее распространенным органическим соединением на Земле. Около 33% всего растительного вещества является целлюлозным органическим соединением с формулой  $(C_6H_{10}O_5)_n$ , полисахаридом, состоящим из линейной цепи от нескольких сотен до более десяти тысяч связанных единиц глюкозы. Как и в случае с гуаром, целлюлозу можно подвергнуть взаимодействию с оксидом пропилена и или монохлорной уксусной кислотой для получения ГОЭЦ или КМГОЭЦ. ГОЭЦ и КМГОЭЦ являются нетоксичными и гипоаллергенными.

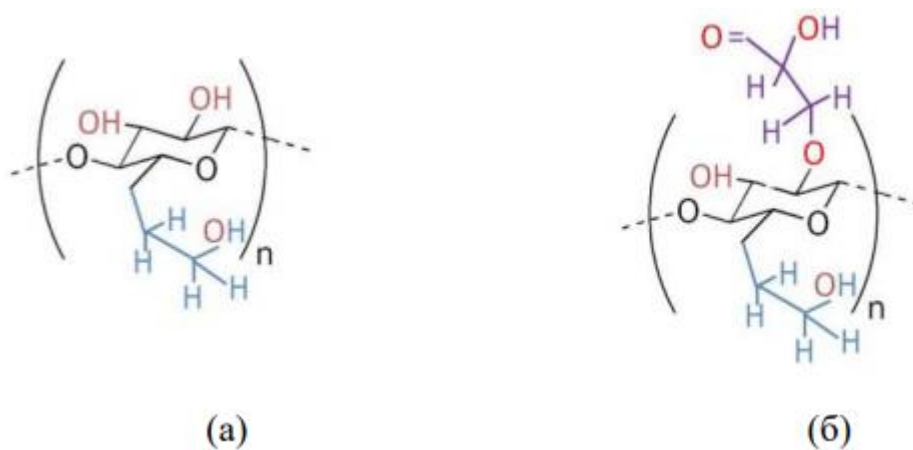


Рисунок 14 – Структурные формулы гидроксиэтил целлюлозы (ГЭЦ)(а) и карбоксиметилгидроксиэтилцеллюлоза (КМГЭЦ) (б)

Поскольку гидроксилы в ГЭЦ находятся в транспозиции, он не может быть сшит и может использоваться только в виде линейного геля. Сшивание происходит при добавлении карбоксиметильной группы в КМГЭЦ.

#### **4.2.2 Анализ эффективности многостадийного гидравлического разрыва пласта**

##### **4.2.2.1 Приобское месторождение**

В настоящее время бурение горизонтальных скважин (ГС) в сочетании с многостадийными гидроразрывами пластов (МГРП) считается наиболее перспективным для эффективного извлечения запасов из низкопроницаемых расчлененных пластов. Эта технология все шире применяется на месторождениях Западной Сибири, в частности на Южной лицензионной территории Приобского месторождения.

Первые ГС с МГРП были пробурены здесь в середине 2012 г. на новых, ранее не охваченных участках, и к началу 2014 г. их число превысило 20. Несмотря на непродолжительную историю эксплуатации ГС с МГРП, изучение накопленной информации позволяет сделать первые выводы о потенциале и дальнейших перспективах применения на Южной лицензионной территории данной технологии.

Представлены результаты обобщения данных о динамике работы пока только девяти ГС с МГРП, имеющих наиболее продолжительную (1-1,5 года) историю эксплуатации.

На Южной лицензионной территории промышленная нефтеносность разреза приурочена к нижнемеловым отложениям пластов групп  $AC_{10}$  (основные пласты  $AC_{10}^{1-3}$  и  $AC_{10}^4$ ) и  $AC_{12}$  (основной пласт  $AC_{12}^{3-5}$ ), объединенных в общий эксплуатационный объект  $AC_{10-12}$ . Все нефтепродуктивные коллекторы - низкопроницаемые (проницаемость менее  $0,01 \text{ мкм}^2$ ). Разбуривание территории, осуществляется весьма активными темпами - более 1 млн.м/год. Пробурено около 3000 скважин всех категорий. Реализуется блоковая однорядная система разработки, формируемая из наклонно направленных добывающих и нагнетательных скважин (ННС). Расстояние между скважинами в ряду составляет 500 м, между рядами - 433 м, плотность сетки скважин изменяется от 21,6 до 14,4 га/скв (в зонах с повышенными нефтенасыщенными толщинами) за счет бурения уплотняющих добывающих скважин. Во всех скважинах выполнены ГРП с большими объёмами.

Для анализа эффективности бурения ГС с МГРП выделены три опытных участка, расположенных в разных частях Южной лицензионной территории и различающихся геологическим строением разреза. При этом все участки представлены чисто нефтяными зонами. Геолого-физические параметры пластов на выбранных участках приведены в таблице 5. Следует отметить, что использование ГС (даже с МГРП) позволяет разрабатывать, как правило, только один целевой (расчлененный).

Таблица 5 – Геолого-физические параметры пластов

Параметры	Участок 1,пласт $AC_{12}^{3-5}$	Участок 2,пласт $AC_{10}^{1-3}$	Участок 3			
			Объект в целом	Пласт		
				$AC_{10}^{1-3}$	$AC_{10}^4$	$AC_{12}^{3-5}$
Толщина,м: Общая	112	73	182	33	24	60
Эффективная	42	34	92	15,4	12,4	13,4
Нефтенасыщенная	18,4	10,4	23,1	10,2	5,7	8,5
Неколлектора	23	23	68	5	7	5

Продолжение таблицы 5

Нефтенасыщенного прослая	1,3	1,7	1,6	1,8	1,6	1,6
Коэффициент песчанистости	0,48	0,39	0,28	0,7	0,59	0,63
Рассчлененность	12	4	13	6	4	5
Пористость, %	17,4	16,5	18,4	18,4	18,3	18,4
Проницаемость $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	4,6	3,5	6,5	6,5	6,1	6,8
Коэффициент нефтенасыщенности	0,592	0,617	0,663	0,673	0,546	0,686
Послойная неоднородность	0,49	0,82	0,25	0,21	0,22	0,26

- на участке 1 - один пласт  $AC_{12}^{3-5}$ , так как пласты группы  $AC_{10}$  заглинизированы; здесь расположены 48 скважин, в том числе ННС - 46, ГС - 2;

- на участке 2 - пласт  $AC_{10}^{1-3}$  (остальные пласты заглинизированы); пробурены 14 скважин, из них ННС - 11, ГС - 3;

- на участке 3 – пласты  $AC_{10}^{1-3}$ ,  $AC_{10}^4$  и  $AC_{12}^{3-5}$ ; толщина глинистой перемычки между пластами группы  $AC_{10}$  достаточно велика - 17 м, между пластами  $AC_{10}^4$  и  $AC_{12}^{3-5}$  - 42 м; из 15 пробуренных скважин 11 ННС, 4 ГС.

Во всех выбранных для сравнения 68 ННС были выполнены ГРП с большими объёмами. На участке 1, характеризующемся повышенной нефтенасыщенной толщиной  $h_n$  (18,4 м), в среднем за одну операцию в ННС было закачено по 150 т проппанта, или 8,2 т/м нефтенасыщенной толщины, на участках 2 и 3 с нефтенасыщенными толщинами, в 2 раза меньшими - примерно 90 т, или 9-9,5 т/м.

Длины горизонтальных участков в ГС составляют 700-800 м. Направления стволов преимущественно соответствуют азимуту линий рядов скважин. В большинстве ГС были выполнены пятистадийные, в двух скважинах - шестистадийные ГРП. МГРП проводились разными зарубежными сервисными компаниями. Его удельный расход за одну стадию составил около 6,5 т/м, что на

15-35 % ниже по сравнению с разовыми ГРП в ННС. Наиболее массивные МГРП были проведены на опытном участке 1, где в каждую ГС было закачано более 500 т проппанта. Полудлина трещин МГРП изменяется от 130 до 200 м, ширина - от 3 до 5 мм.

Для удобства сравнения динамики технологических показателей эксплуатации по ННС с ГРП и ГС с МГРП они были приведены к единому условному начальному моменту времени. Из рисунка 15 видно, что в течение 18 месяцев с начала ввода скважин в эксплуатацию на рассмотренных участках показатели работы ГС с МГРП в целом существенно выше, чем по ННС с ГРП. При этом средняя обводненность как ГС, так и ННС достаточно стабильна и находится в пределах 5-15 %.

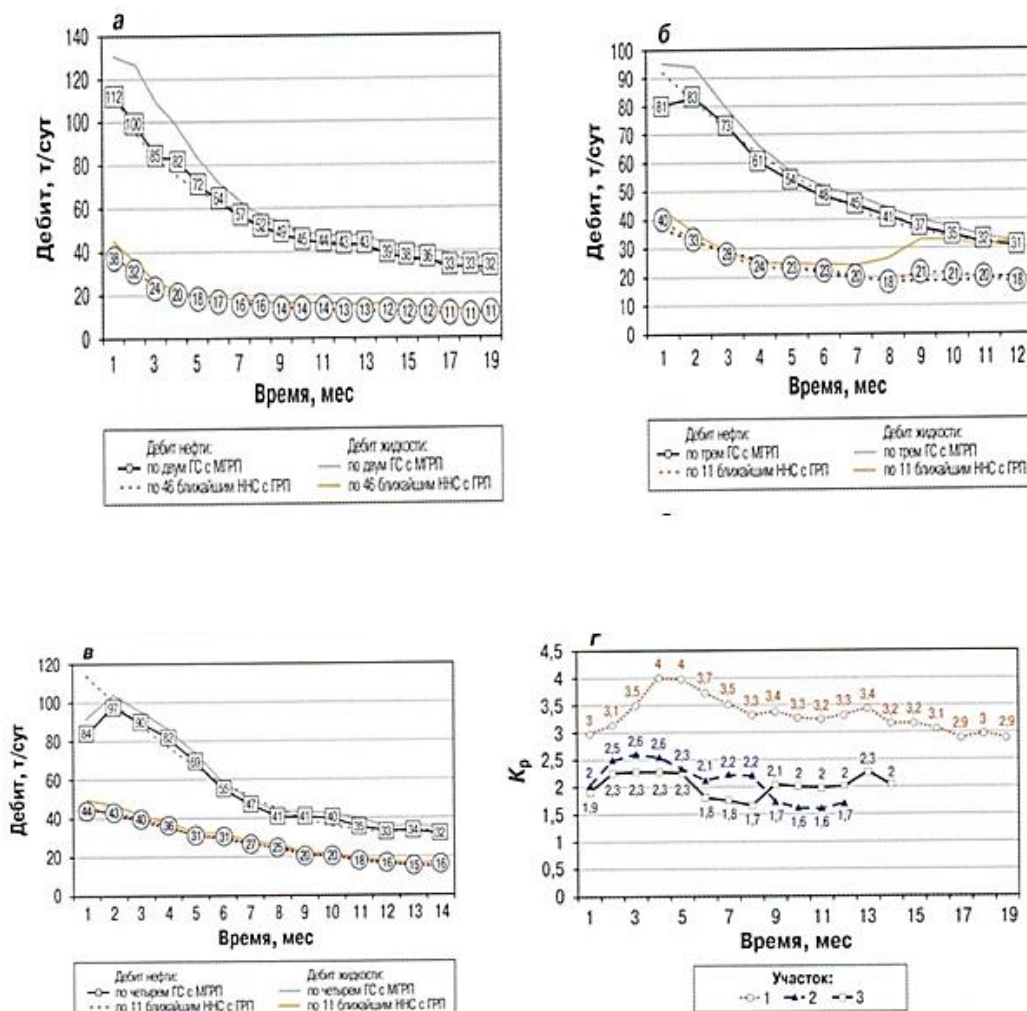


Рисунок 15 – Сравнение динамики дебитов нефти и жидкости по ННС с ГРП и ГС с МГРП участков 1(а), 2(б) и 3(в), а также кратность роста дебита нефти при реализации технологии ГС с МГРП по участкам(г)



Анализ первых результатов эксплуатации ГС с МГРП, полученных за 18 месяцев их работы, позволил установить следующее:

- начальные дебиты нефти по ГС с МГРП в среднем оказались значительно выше, чем по ННС с ГРП: средний дебит нефти по девяти ГС с МГРП (за первый полный месяц работы) составил - 90 т/сут, по нескольким десяткам близкорасположенных ННС с ГРП - 36 т/сут;

- закономерно более высокие дебиты получены в скважинах, пробуренных в зонах с большими  $k_n$ ;

- за первые полгода работы дебиты ГС с МГРП снижаются на 40-45 % по сравнению с начальным (за год -на 60 %), что коррелирует (в относительных единицах от начального дебита) с динамикой уменьшения дебита по близлежащим ННС с ГРП;

- динамика кратности роста дебитов нефти ГС и ННС после ГРП достаточно стабильна, несмотря на некоторые колебания, обусловленные переводом части пробуренных скважин под нагнетание воды.

Сравнивая полученные результаты, можно отметить следующее:

1. Более заметное преимущество ГС с МГРП по сравнению с ННС с ГРП наблюдается на участке 1. Основной причиной этого является то, что все пробуренные ННС работают только на один достаточно мощный ( $h=18$ ) пласт  $AC_{12}^{3-5}$ , а выполненные в ГС большеобъемные МГРП с высокими показателями проводимости трещин позволяют дренировать запасы нефти по всей продуктивной толще этого расчлененного пласта;

2. Меньшая разница в показателях между указанными группами скважин на участке 3 обусловлена в том числе тем, что здесь все ННС совместно ведут работу сразу на два пласта со схожими фильтрационно-емкостными свойствами(ФЕС), в то время как ГС могут работать только на один пласт  $AC_{10}^{1-3}$ ;

3. Несколько меньшая эффективность бурения ГС с МГРП на участке 2 по сравнению с близко расположенными ННС с ГРП частично обусловлена ухудшенными геолого-физическими условиями, в том числе пониженными ФЕС и песчанистостью разреза, а также высокой послойной неоднородностью пласта

АС<sub>10</sub><sup>1-3</sup>.

Весьма показательной является накопленная добыча нефти, полученная за первый полный год эксплуатации рассматриваемых групп скважин. Если по каждой добывающей ННС с ГРП за 12 месяца добыча нефти в среднем составила 7,6 тыс т, то по ГС она была в 2,5 раза выше- примерно 19 тыс.т, изменяясь от 11 тыс. до 29 тыс.т.

Для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами типа Южной лицензионной территории Приобского месторождения новая технология разработки, сочетающая бурение ГС с проведением в них МГРП, в настоящее время представляется наиболее перспективной.

#### **4.2.2.2 Сравнение показателей проведенного МГРП в Республике Татарстан и по отложениям Shaly Carbonates в США**

В 2014–2015 гг. на Ново-Бавлинской площади Бавлинского нефтяного месторождения на отложениях данково-лебебянского (доманикового) горизонта была построена ГС 2917г с проведением МГРП. Скважина бурилась в два этапа. Первоначально был пробурен наклонный пилотный ствол под углом 70° до глубины 1722 м (абсолютная отметка – 1145,3 м) для изучения разреза и уточнения геологического строения залежи. В процессе бурения пилотного ствола отбирался ориентированный керн. Впоследствии пилотный ствол был ликвидирован установкой цементного моста. Эксплуатационная колонна диаметром 178 мм спущена и зацементирована до глубины 1636,5 м, далее пробурен горизонтальный участок в интервале 1636,5–1901 м, выполнен МГРП в объеме 60 м<sup>3</sup> кислотного состава (HCl – 15%) на каждую секцию. Скважина введена в эксплуатацию 1 апреля 2015 г. с показателями: Qж – 17,3 м<sup>3</sup> /сут, Qн – 12,2 т/сут, W – 20,3% (рис. 16).

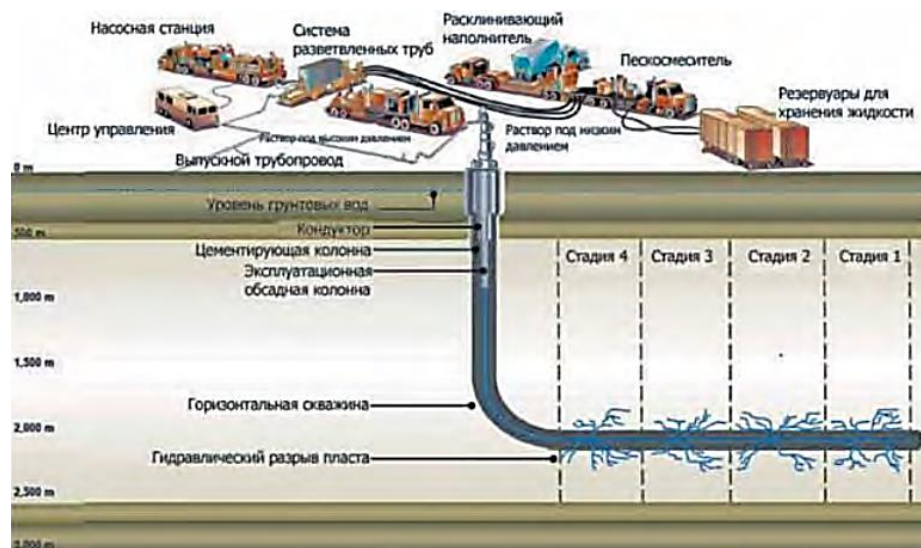


Рисунок 16 – МГРП в ГС

Для запуска объекта в пробную эксплуатацию в ствол скважины был спущен насос на глубину 1355 м с верхним приводом. Теоретическая производительность насоса –  $26 \text{ м}^3/\text{сут}$ . По результатам дальнейшей эксплуатации скважины в связи с постоянным снижением динамического уровня параметры работы насосного оборудования были оптимизированы, и скважина работала в стабильном режиме с дебитом жидкости  $15 \text{ м}^3/\text{сут}$  (при динамическом уровне 1350 м), обводненность продукции – 23%, дебит нефти –  $10 \text{ т/сут}$ . Динамика работы ГС 2917Г с момента ввода в эксплуатацию приведена на рисунке 17.

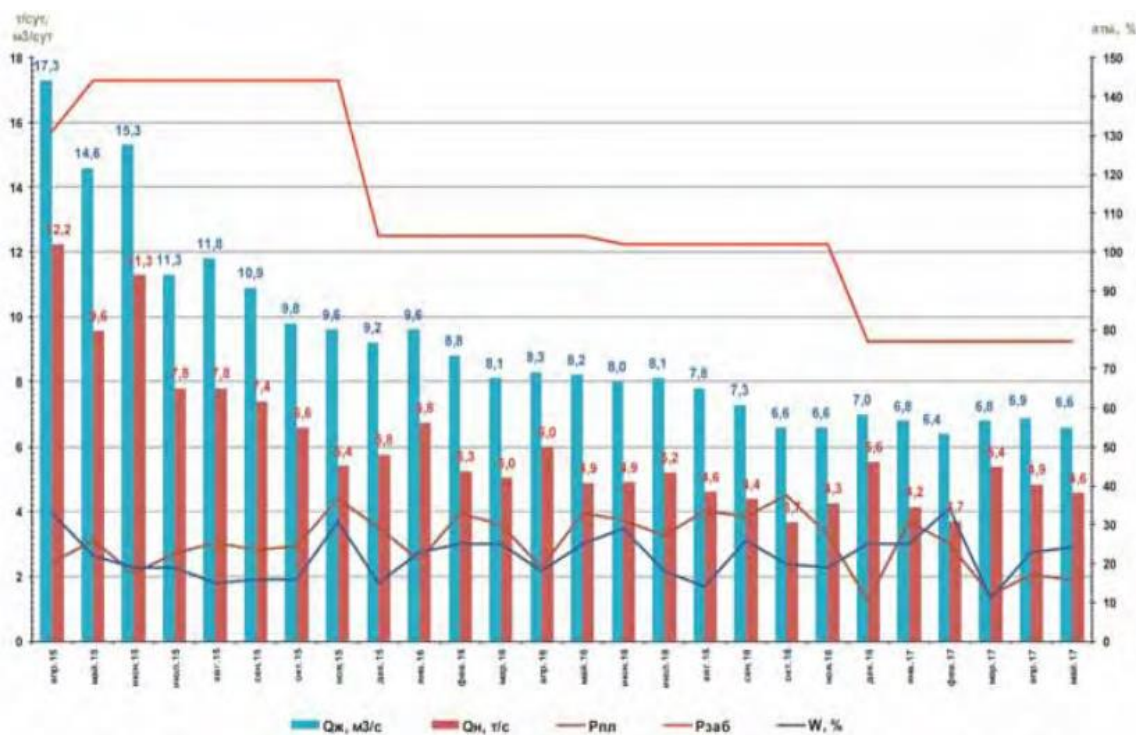


Рисунок 17 – Динамика работы ГС 2917Г с МГРП

С сентября 2016 г. ГС 2917Г работает в постоянном режиме с дебитами по жидкости в пределах 7 м³/сут и нефти более 5 т/сут. За время работы (на 01.06.2017) скважиной отобрано 4,6 тыс. т нефти и 6,7 тыс.т. жидкости.

Анализ характеристик различных типов пород показывает, что достаточно близкими к карбонатным доманиковым отложениям РТ являются коллекторы Shaly Carbonates в США.

Результаты работ, проведенных в США на коллекторах Shaly Carbonates впечатляют. При длине горизонтального ствола 1600–3200 м, 20–40 стадиях МГРП, получают начальный дебит нефти порядка 130–200 т/сут. Основной объем нефти добывается в первые 1,5 года. За это время стремительно падает пластовое давление и соответственно дебит нефти. Через 2,5–3 года проводят повторный МГРП, который позволяет продлить экономически рентабельный срок эксплуатации скважины еще на 2–2,5 года.

Сравнение основных геолого-физических характеристик указанных коллекторов приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Основные геолого-физические характеристики доманиковых отложений Республики Татарстан и Shaly Carbonates в США [8]

Параметр	Единицы измерения	Доминикановые отложения	Shaly carbonates
Глубина залегания	М	1700-1800	1600-1700
Нефтенасыщенная толщина	М	7-35	9-21
Температура пласта	°С	35	70
Проницаемость	мД	0,001-1	0,001-2
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	20-35	1,3-10
Градиент давления по глубине	МПа/м	0,0094	0,0094-0,01
Начальное пластовое давление	МПа	16-17	15-16
Начальная нефтенасыщенность	%	60-90	40-80
Пористость	%	6-15	6-10
T <sub>max</sub>	°С	420-433	427-440
Глинистость	%	2-18	4-25

Основное отличие состоит в температуре пласта, которая различается в два раза и высокой вязкости нефти доманиковых отложений, что, безусловно, оказывает влияние на фильтрацию нефти и снижает темпы ее отбора по сравнению с коллекторами.

Сравнение данных показателей с МГРП, проведенном в 2015 г. на скважине 2917Г доманиковых отложений (данково-лебединский горизонт) Бавлинского нефтяного месторождения, приведено в таблице 7. При длине горизонтального ствола 300 м, 4 стадиях МГРП, получили начальный дебит нефти 12,2 т/сут. Капитальные затраты на бурение, заканчивание скважины и проведение кислотного МГРП составили примерно 1,5 млн долл. (около

90 млн руб.), ожидаемый период окупаемости – 5–10 лет.

Таблица 7 - Сравнение показателей МГРП, проведенное на скважине 2917г в Республике Татарстан и в среднем по отложениям Shaly Corbanates в США [8]

Параметр	Единицы измерения	Доманикановые отложения(скважина 2917)	Shaly Carbonates(средние значения)
Длина горизонтального ствола скважины	М	270	1600-3200
Количество ступеней МГРП	Шт	4	20-40
Начальный дебит нефти	Т/сут	12,2	130-200
Период основной добычи нефти	Лет	-	1,5
Время, через которое проводят повторный МГРП	Лет	-	2,5-3
Период работы скважины после повторного МГРП	Лет	-	2-2,5
Общий период жизни скважины	Лет	-	3-5
Капитальные затраты на 1 скважину(бурение+заканчивание+МГРП)	Млн \$	1,5	4
Период окупаемости	Мес.	60-120	6-12
Индекс доходности затрат	-	-	2-2,5

Таким образом, если пересчитать дебит нефти одной скважины в Shaly Carbonates на длину 270 м и 4 стадии МГРП, то получим 20–25 т/сут, что можно принять за потенциальный дебит скважины 2917г для доманиковых отложений. Для достижения подобного дебита нужно использование больших объемов кислоты, а также применение пропанта. Как кислотный, так и пропантный МГРП в среднем по 4–8 стадий на скважину в сравнение с вертикальными нестимулированными скважинами показывает, что дебит нефти ГС с МГРП

выше в среднем в 4 раза.

Скопировать полностью все работы и операции технологии ГС с МГРП не получится ввиду некоторых отличительных черт доманиковых отложений в Республике Татарстан и Shaly Carbonates в США, это более низкая температура пласта и высокая вязкость нефти.

Основные выводы, которые можно извлечь из разработки Shaly Carbonates в США:

1. Использование пропанта. В США редко применяют МГРП с закачкой только кислоты, даже если это чисто карбонатные породы. Многие исследования ученых США показывают смыкание трещин МГРП через некоторое непродолжительное время;

2. Цементирование хвостовика. Статистика работ по заканчиванию скважин в нефтематеринских отложениях в США показывает, что количество скважин с открытым стволом ежегодно уменьшается и в настоящее время основная часть новых скважин выполняется с цементированием и перфорацией;

3. Ряд исследований, проведенных для горизонтальных скважин РТ, показывает, что эффективная длина горизонтального ствола значительно меньше фактической и бурить горизонтальные стволы длиной более 300–400 м может быть экономически нерентабельно. Однако, данные исследования включают в основном скважины с открытым стволом и не учитывают скважины в плотных коллекторах. Поэтому необходимо проведение дополнительных исследований для доманиковых отложений бурения скважин более 1 км;

4. Больше количество стадий МГРП. Дебит нефти прямо пропорционален количеству стадий МГРП, которые, в свою очередь, зависят от длины горизонтального ствола. Поэтому в США редко применяют менее 20 стадий. Для доманиковых отложений основным препятствием к увеличению стадий является, скорее, техническая сторона – необходимость применения более дорогостоящего оборудования;

5. Применение химии и температуры. Вязкость нефти в пластовых условиях 20–35 мПа•с для традиционных коллекторов не является проблемой.

Однако для доманиковых отложений со сверхнизкой проницаемостью фильтрация значительно осложняется. Поэтому рекомендуется проведение исследований по применению закачки во время МГРП химреагентов, либо применение нагретых рабочих жидкостей.



## 5. Расчетная часть

### 5.1 Расчет дебита горизонтальной скважины

Предположим, что скважина расположена симметрично относительно кровли и подошвы пласта (рис. 18).

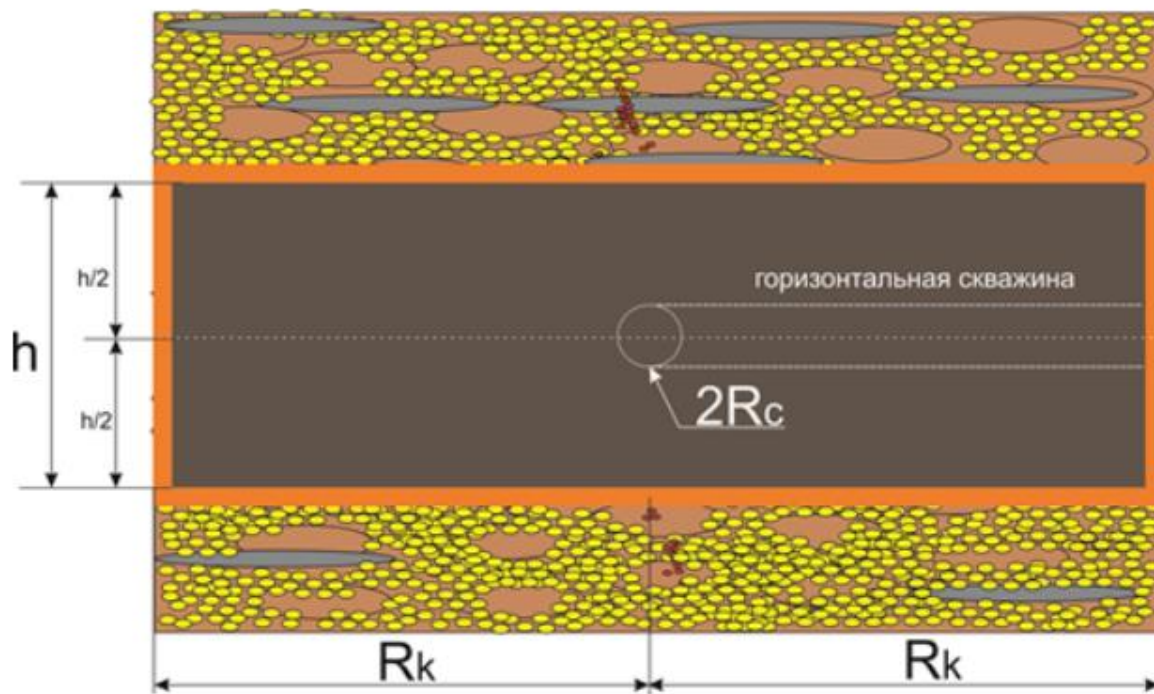


Рисунок 18 – Схема расположения симметричного ствола горизонтальной скважины по толщине пласта

В практике эксплуатации горизонтальных скважин существует ряд выражений для подсчета дебита жидкости.

Определим дебит горизонтальной скважины, где:

$L$  - длина горизонтального ствола скважины, м;

$h$  - толщина пласта, м;

$R_k$  - радиус контура питания, м;

$P_k$  - давление на контуре питания, МПа;

$k$  - абсолютная проницаемость, мД;

$\mu$  - динамическая вязкость дренируемой жидкости, мПа\*с;

$P_c$  - давление на забое скважины, МПа;

$r_c$  - радиус скважины, м.

Над решением данной задачи работали Ю.Т.Борисов и В.П.Табаков [9].

Они вывели уравнение притока к горизонтальной скважине, расположенной в центре однородного изотропного пласта с круговым контуром питания:

$$Q = \frac{2\pi kh}{u} * \frac{P_K - P_c}{\ln \frac{4R_K}{L} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi r_c}}, \quad (1)$$

Если мы рассмотрим с физической точки зрения знаменатель, то первое слагаемое отражает внешнее фильтрационное сопротивление, второе - внутреннее сопротивление скважины.

Giger F [10] выдвинул предположение, согласно которому контур питания горизонтальной скважины носит эллипсообразный, а не круговой характер, он представил свою формулу для расчета горизонтальной скважины:

$$Q = \frac{2\pi kh}{u} * \frac{P_K - P_c}{\ln \left( \frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2R_K}\right)^2}}{\left(\frac{L}{2R_K}\right)} \right) + \frac{h}{L} \ln \left( \frac{h}{2\pi r_c} \right)}, \quad (2)$$

Вышеуказанные формулы применимы для изотропных пластов, которые практически не встречаются в процессе разработки месторождений. Для анизотропных пластов предложены формулы (3) и (4).

В работе (Renard и Dupuy, 1991) [11] показана формула для дебита горизонтальной скважины в эллиптическом и прямоугольном контурах питания:

$$Q = \frac{2\pi k_{\Gamma} h}{u} * \frac{P_K - P_c}{\cos^{-1}(X) + \frac{\beta h}{L} \ln \frac{h}{2r'_c}}, \quad (3)$$

$$\text{Где } r'_c = \frac{(1+\beta)}{2\beta} * r_c;$$

$X=2a/L$  -для эллиптического контура питания;

$X=ch(\pi a/2b)/\sin(\pi L/2b)$ - для прямоугольного контура питания с большой  $a$  и малой  $b$  сторонами.

В работе Joshi [12] рассматривается стационарный приток к ГС с эллиптического контура с большой полуосью  $a$ :

$$Q = \frac{2\pi k_r h}{u} * \frac{P_K - P_c}{\ln \left( \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\left(\frac{L}{2}\right)} \right) + \frac{\beta h}{L} \ln \left( \frac{\beta h}{2r_c} \right)}, \quad (4)$$

$$\text{Где } a = \frac{L}{2} \left[ \frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R_K}{L}\right)^4} \right]^{\frac{1}{2}} - \text{большая полуось;}$$

$\beta = \sqrt{k_h/k_v}$  - коэффициент анизотропии проницаемости;

$k_z$  - горизонтальная проницаемость;

$k_v$  - вертикальная проницаемость.

Однако, формулы (1) и (2) можно применять и в случае анизотропных пластов, если выполняются следующие условия: длина скважины намного больше толщины пласта, половина длины горизонтальной скважины меньше чем 90% от радиуса контура питания и длина скважины больше произведения коэффициента анизотропии на толщину пласта ( $L > b \times h$ ).

Произведем расчет прогнозного дебита нефти для горизонтальных скважин по формуле (4). Исходные данные представлены в таблице 8.

Таблица 8 - Данные для расчета

Показатель	Значение	Размерность
u	1,6	мПа*с
$k_r$	12,60	мД
$R_K$	300	М
$r_c$	0,1	М
$P_K$	25	МПа
$P_c$	8	МПа
L	293	М

Подставив данные в формулу (4) получаем:

$$a=317$$

$$\beta=4$$

$$Q=36,3 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Точные аналитические решения задач о притоке жидкости к горизонтальным скважинам в той или иной постановке приводят к довольно

сложным, громоздким и иногда не удобным расчетам. Задача еще более усложняется при различных системах заводнения.

Не следует забывать, что эти формулы не учитывают ряд факторов (потери депрессии вдоль ствола, анизотропия пласта, не учитывается также и скин-фактор). Погрешность, которая может получиться между фактическим дебитом и расчётным, также может быть обусловлена наличием нелинейной фильтрации.

## 5.2 Расчет дебита после проведения МГРП

Предположим, что проницаемость пласта изотропна по горизонталям и очень мала по вертикали, отсутствуют вертикальные перетоки флюида. Исходя из указанного поток флюида в трещину можно считать плоскопараллельным.

Таким образом, пространство между трещинами ГРП представляет собой галереи с плоскопараллельным течением. Окружности обозначают зоны дренирования виртуальных вертикальных скважин, если бы они не влияли друг на друга, штриховая линия между трещинами ограничивает пространство галереи (рис. 19).

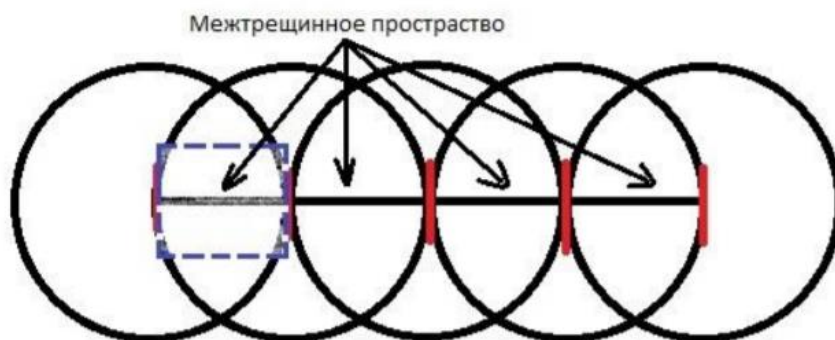


Рисунок 19 – Геометрия скважины с МГРП

Вопросом количественной оценки эффективности МГРП занимались многие специалисты, но модель, представленная в работе С.В. Елкина и др. [13] является достаточно точным и простым методом расчета дебита скважин с

МГРП в зависимости от числа трещин:

$$Q = \frac{2\pi khL}{b_{ul}} * \left( P_{\pi} - \frac{P_0}{2} - \frac{P_3}{2} \right), \quad (5)$$

Где  $b$ - объёмный коэффициент нефти;

$h$  - толщина пласта, м;

$k$  - проницаемость, мД;

$\mu$  - вязкость нефти, мПа\*с;

$L$  - длина скважины, м;

$L$  - расстояние между границами межтрещинного пространства и границей области дренирования, м;

$P_{\pi}$  - пластовое давление, МПа;

$P_c$  - забойное давление, МПа;

$P_0$  -промежуточное давление на границе межтрещинного пространства , определяемое по формуле, МПа:

$$P_0 = \frac{P_{\kappa} - (0,5 - (N-1)^2 \frac{2x_f l}{L^2}) * P_c}{0,5 + (N+1)^2 \frac{2x_f l}{L^2}}, \quad (6)$$

Где  $x_f$ -полудлина трещины, м;

$N$ -число трещин.

Произведем расчет дебита нефти после МГРП для горизонтальных скважин по формуле (5). Исходные данные представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Данные для расчета

Показатель	Значение	Размерность
L	293,00	м
N	4	-
$X_f$	30	м
B	1,189	-
l	50	м

Подставив данные в формулы (5) и (6) получаем:

$$P_0 = 18 \text{ МПа}$$

$$Q = 64,8 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Формула, представленная в работе, является хорошим инструментом для определения оптимального числа трещин, но не позволяет количественно оценить дебит после МГРП, так как в ней имеется ряд упрощений и ограничений.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, ЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б6П	Фирстову Олегу Витальевичу

<b>Инженерная школа</b>	Природных ресурсов	<b>Отделение</b>	ОНД
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление</b>	Нефтегазовое дело

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
1.Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами
2.Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента, норма амортизации и т.д.
3.Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общий налоговый режим Налог на прибыль - 20% НДС – 20%
<b>Перечень вопросов, подлежащих разработке:</b>	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ. Проведение SWOT-анализа
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение текущих затрат на проведение МГРП
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, и экономической эффективности исследования	Расчет экономических показателей эффективности внедрения новой техники или технологии

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	03.03.2020
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б6П	Фирстов Олег Витальевич		

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

Основная цель расчетов – экономическая оценка проведения МГРП, отвечающая критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно более полного извлечения нефти и получения прибыли за счет дополнительной добычи при соблюдении требований экологии и охраны окружающей среды.

Экономическая эффективность проекта выражается в расчете прибыли от дополнительной добычи нефти. При этом учитываются все затраты: затраты на материалы, затраты на работу спецтехники, эксплуатационные затраты, затраты на капитальный ремонт скважины, затраты на амортизацию оборудования, налоговые исчисления.

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

### **6.1 Техничко-экономические показатели**

Техничко-экономические показатели представлены в таблице 10.

Таблица 10- Техничко-экономические показатели

Цена нефти без НДС и ренты, $C_n$	2100 руб/т
Себестоимость нефти, $C_n$	720 руб/т
Себестоимость газа, $C_r$	350 руб/тыс. м <sup>3</sup>
Цена газа без НДС, $C_r$	470 руб/тыс. м <sup>3</sup>



Продолжение таблицы 10

Безразмерный коэффициент эксплуатации, $K_e$	0,95
Безразмерный коэффициент ежемесячного дебита $K_m$	0,95
Дебит нефти перед гидроразрывом, $q_w$	4,8 т/сут
Расходы на капитальный ремонт скважины, $Z_{крс}$	136 тыс.руб
Кратность увеличения коэффициента производительности скважины, $K_{д.н.}$	2,5

## 6.2 Расчёт дополнительной добычи нефти и газа

Приняв одинаковую депрессию на пласт до и после МГРП определим ожидаемое увеличение дебита после его проведения:

$$q_f = q_w * K_{д.н.}, \quad (7)$$

$$q_f = 4,8 * 2,5 = 12 \text{ т/сут}$$

Ожидаемая добыча нефти после гидроразрыва:

$$Q_f = q_f * K_e * t_j * \sum_1^j K_m^j, \quad (8)$$

Где  $Q_f$ -добыча нефти после гидроразрыва, т;

$K_m$ -безразмерный коэффициент ежемесячного дебита;

$K_e$ -безразмерный коэффициент эксплуатации скважины;

$j$ -месяцы после МГРП, в том числе месяц проведения МГРП,  $j=1$  и т.д. до конца текущего года( или  $j=12$ , если эффективность определяют за год);

$t$ -календарное время каждого следующего месяца, суток(средний  $t_j=30,5$ ).

$$Q_f = 12 * 0,95 * 30,5 * 3,5 = 2936 \text{ т}$$

Добыча нефти перед МГРП:

$$Q_w = q_w * K_e * t_j * \sum_1^j K_m^j, \quad (9)$$

Где  $Q_w$ -Добыча нефти перед гидроразрывом, т;

$q_w$ -дебит нефти перед гидроразрывом т/сут.

$$Q_w = 4,8 * 0,95 * 30,5 * 3,5 = 1226 \text{ т}$$

Дополнительная добыча нефти после МГРП:

$$\Delta Q_f = Q_f - Q_w, \quad (10)$$

$$\Delta Q_f = 2936 - 1226 = 1710 \text{ т}$$

Дополнительную добычу газа определяем по известному газовому фактору:

$$\Delta Q_{\Gamma} = \frac{Q_f * G_0}{1000}, \quad (11)$$

$\Delta Q_{\Gamma}$ -дополнительная добыча газа, тыс.м<sup>3</sup>.

$$\Delta Q_{\Gamma} = 428 \text{ тыс.м}^3$$

### 6.3 Расчёт расходов на МГРП

Расходы на МГРП- это затраты на приобретение компонентов жидкости, приобретение закрепителя трещин, работу спецтехники, затраты на амортизацию оборудования. Расходы на капитальные ремонт скважины учитываем отдельно.

В таблице 11 представлены расходы на материалы для МГРП.

Таблица 11 – Расходы на материалы для МГРП

Материал	Количество материала, н	Затраты $З_{\text{мат } i}$ , руб
Сырая нефть, т	30	15001
Проппант, т	8	103677
САТ НС-2л	175	16740
САТ НС- Аст, л	150	29890
НГА-В, кг	34,8	3400

По формуле находим общие затраты на материалы:

$$З_{\text{МАТ}} = \sum З_{\text{МАТ } i}, \quad (12)$$

где  $З_{\text{МАТ } i}$  – затраты на материалы, используемые при проведении мероприятия, руб.

$$З_{\text{МАТ}} = 15001 + 103677 + 16740 + 29890 + 3400 = 167 \text{ тыс. руб}$$

Расходы на прокат специальной техники:

$$З_{\text{ТЕХ}} = \sum Ч_{\text{ТЕХ}} * К_{\text{ТЕХ}}, \quad (13)$$

Где  $Ч_{\text{ТЕХ}}$  – норма времени для машины, руб./час;

$K_{\text{ТЕХ}}$  – стоимость одного часа проката машины, руб./чел:

$$Z_{\text{ТЕХ}} = 4 * 6,3 * 3585 + 1 * 5,2 * 2082 + 1 * 8,1 * 2096 + 1 * 4,9 * 80 \\ = 122 \text{ тыс. руб}$$

Расходы на эксплуатацию оборудования:

$$Z_{\text{ЭКС}} = N * C_{\text{ЭКС}} = 3 * 45000 = 135 \text{ тыс. руб.}, \quad (14)$$

где  $C_{\text{ЭКС}}$  – цена проведения МГРП;

$N$  – количество скважин.

Затраты на амортизацию оборудования:

$$Z_i = C * H_a * T, \quad (15)$$

где  $C$  – балансовая стоимость оборудования, руб;

$H_a$  – годовая норма амортизации, %;

$T$  – время проведения мероприятия

$$Z_i = 30985 \text{ руб}$$

Общие затраты на МГРП:

$$Z_{\text{МГРП}} = Z_{\text{ЭКС}} + Z_{\text{ТЕХ}} + Z_{\text{МАТ}} = 167 + 122 + 135 + 31 = 455 \text{ тыс. руб.}, \quad (16)$$

#### **6.4 Экономическая эффективность МГРП**

Экономическую эффективность МГРП рассчитываем так:

$$E = 0,75 * ((C_n - C_n) * \Delta Q_f + (C_g - C_g) * \Delta Q_g) - Z_{\text{МГРП}} - Z_{\text{КРС}}, \quad (17)$$

Где  $C_n$ - цена нефти без НДС и ренты, тыс/т;

$C_n$ - себестоимость нефти;

$C_g$ - цена газа без НДС, тыс/1000 м<sup>3</sup>;

$C_g$ -себестоимость газа тыс/1000 м<sup>3</sup>;

$Z_{\text{МГРП}}$ - стоимость МГРП вместе с затратами на все виды материалов, тыс;

$Z_{\text{КРС}}$ - стоимость капитального ремонта, тыс.;

0,75- коэффициент, учитывающий погашение налога на прибыль.

Если  $E > 0$ , то применение МГРП окупится, поскольку процесс экономически выгодный.

Рассчитанная по формуле эффективность гидроразрыва 955 тыс., т.е.  $E > 0$  и проведение процесса целесообразно.

Обращаем внимание на то, что вклад от реализации дополнительной добычи газа в экономическую эффективность не превышает 5%, поэтому его можно не учитывать.

### 6.5 Расчёт чистой прибыли

Предложена укрупненная методика приближенной оценки окупаемости 2730 руб. расходов на МГРП, которая аккумулирована в такой зависимости:

$$0,75 * (\Pi_n - C_n) * \Delta Q_n^1 = 2730 , \quad (18)$$

Где  $\Delta Q_n^1$ - количество тонн дополнительной добычи нефти для окупаемости 2730 рублей расходов(как части затрат на проведение гидроразрыва), который назовем коэффициентом окупаемости затрат  $K_{o.v} = \Delta Q_n^1$

$$K_{o.v} = \frac{2730}{0,75 * (\Pi_n - C_n)} , \quad (19)$$

Теперь легко рассчитать дополнительную добычу нефти  $Q_{n.o.v}$  необходимую для окупаемости расходов, по зависимости:

$$\Delta Q_{n.o.v} = (Z_{mгpп} + Z_{кpс}) * K_{o.v} , \quad (20)$$

Дополнительную добычу нефти  $\Delta Q_{n.прб.}$ , по которой определяем ожидаемую прибыль, рассчитаем по зависимости:

$$Q_{n.прб.} = \Delta Q_f - \Delta Q_{n.o.v} , \quad (21)$$

Ожидаемый эффект(чистую прибыль) рассчитаем так:

$$E_{прб} = \Delta Q_{n.прб} * 0,75(\Pi_n - C_n) , \quad (22)$$

Например если 2730 руб. ,это часть расходов на проведение МГРП:

$$K_{o.v} = \frac{2730}{0,75 * (2100 - 720)} = 2,67 \text{ т}$$

То есть, для окупаемости 2730 руб. расходов на гидроразрыв необходимо добыть дополнительно 2,67 т нефти. Добыча нефти, необходимая для окупаемости расходов на проведение гидроразрыва по равна:

$$\Delta Q_{n.o.v} = (455 + 136) * 2,67 = 1200 \text{ т}$$

Ожидаемая дополнительная добыча нефти  $\Delta Q_{n.прб.}$ , по которой определяем прибыль равна:

$$\Delta Q_{n.прб.} = 1710 - 1200 = 510 \text{ т.}$$

Ожидаемая прибыль равна:

$$E_{\text{прб}} = 527 \text{ тыс. руб.}$$

## 6.6 SWOT-анализ

Для исследования внешней и внутренней среды проекта проведен SWOT-анализ. Он проводится в несколько этапов.

**Первый этап** заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешне среде.

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 12

Таблица 12 - Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны технологии (С)	Слабые стороны технологии (Сл)
1.Технология МГРП позволяет «оживить» простаивающие скважины 2.Технология МГРП может использоваться для дегазации угольных пластов, подземной газификации, и т.д. 3.Технология МГРП Позволяет эффективно разрабатывать трудноизвлекаемые запасы	1.Большие первоначальные вложения 2.Учет особенностей конкретного объекта обработки 3.Негативное воздействие на окружающую среду
Возможности (В)	Угрозы (У)
1.Повышение продуктивности скважины 2.Увеличение площади дренирования 3.Увеличение КИН	1.Введение дополнительных государственных требований к осуществлению работ 2.Развивающаяся конкуренция методов повышения продуктивности Скважин

**Второй этап** состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Возможно использование этой матрицы в качестве одной из основ для оценки вариантов стратегического выбора. Факторы помечаются либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных

сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Интерактивные матрицы проекта представлены в таблице 13,14,15,16.

Таблица 13 - Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны				
Возможности проекта		С1	С2	С3
	В1	+	0	+
	В2	+	0	+
	В3	+	0	+

При анализе интерактивной таблицы 13 определены сильные коррелирующие стороны и возможности: В1С1С3; В2С1С3; В3С1С3.

Таблица 14 - Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны				
Возможности проекта		СЛ1	СЛ2	СЛ3
	В1	+	+	-
	В2	+	+	-
	В3	+	+	-

При анализе интерактивной таблицы 14 обнаружены корреляции слабых сторон и возможностей проекта: В1В2В3Сл1Сл2

Таблица 15- Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны				
Угрозы проекта		С1	С2	С3
	У1	+	+	+
	У2	0	0	0

При анализе интерактивной таблицы 15 выявлены корреляции сильных сторон и угроз проекта: У1С1С2С3

Таблица 16 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны				
Угрозы проекта		СЛ1	СЛ2	СЛ3
	У1	+	-	-
	У2	+	0	-

При анализе интерактивной таблицы 16 выявлены корреляции слабых сторон и угроз проекта: У1У2Сл2.

Заявленная технология имеет большой потенциал, высокую актуальность и эффективность. Из недостатков стоит выделить большую стоимость и негативное воздействие на окружающую среду.

## **6.7 Вывод по экономическому разделу**

На основании полученных данных можем сделать вывод о том, что проведение многостадийного гидравлического разрыва пласта позволит не только повысить эффективность разработки низкопроницаемых коллекторов, но и принести немалый дополнительный доход предприятию. Также умелое применение новых технологий позволит не только извлекать остаточные нефти, но и получать при этом немалые доходы.

Анализируя стоимость проведения МГРП можно сделать вывод, что на повышение стоимости в основном влияет статья «Расходы на эксплуатацию оборудования:».

Для снижения стоимости необходимо:

- Разработка и внедрение новых, российских химических реагентов;
- Применение российского оборудования, не уступающего по качеству и характеристикам импортному;
- Усовершенствование технологии проведения МГРП и сокращение времени его проведения;
- Заключение взаимовыгодных договоров со смежными компаниями.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б6П	Фирстову Олегу Витальевичу

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение</b>	ОНД
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление</b>	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

<b>Комплексный анализ эффективности выработки запасов в низкопроницаемых коллекторах</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является Месторождения с низкопроницаемыми коллекторами
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.	"Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020)
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Анализ вредных производственных факторов: - Повышенная запыленность и загазованность воздуха в рабочей зоне; - Повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте; - Недостаточная освещенность рабочей зоны; - Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ. Анализ опасных производственных факторов: - Движущиеся машины и механизма - Подвижные части производственного оборудования - Сосуды и аппараты под давлением - Пожаробезопасность - Электробезопасность
<b>3. Экологическая безопасность:</b> - Характер влияния атмосферу, гидросферу и литосферу.	Охрана окружающей среды: - Охрана атмосферного воздуха от загрязнения. - Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения. - Охрана и рациональное использование земель.



<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>- выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>- разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>- разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	<p><b>Защита в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <p>При разработке и эксплуатации проектируемого решения существует риск возникновения ЧС связанной с неконтролируемым выбросом флюида, возникновении искрения в неисправных электрических приборах, а также возникновение взрывоопасной концентрации в результате выделения большого количества газа.</p> <p>Наиболее типичная ЧС техногенного характера на объекте- взрыв или выброс химического реагента в воздушную среду с последующим разливом воды для ГРП.</p>
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.03.2020
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	Кандидат технических наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Фирстов Олег Витальевич		

## **7. Социальная ответственность**

Нефтегазопромыслы отличаются высоким уровнем опасности и возможностью возникновения экстремальных ситуаций, угрожающих здоровью рабочего персонала. Выполнение Многостадийного гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах – это трудоемкий, сложный и опасный процесс, требующий строгого соблюдения техники безопасности. В связи с этим необходима разработка мероприятий по оздоровлению и улучшению условий труда, главной целью которых должно быть создание благоприятных условий, необходимых для высокопроизводительного труда и устранения профессиональных заболеваний, производственного травматизма и причин им способствующих. Это возможно только лишь при соблюдении строгой дисциплины всем персоналом при выполнении работ и следовании инструкциям по охране труда.

### **7.1 Правовые и организационные вопросы**

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

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

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

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

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385-2007 [14]. Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступно и безопасно. Рабочее пространство должно быть спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся в следствие продолжительного мускульного напряжения.

## **7.2 Производственная безопасность**

Выполнение технологических операций не должно причинять вреда работнику предприятия. Вредные и опасные факторы, влияющие на организм трудящегося на нефтегазопромысловом предприятии, должны быть быстро выявлены и по мере возможности устранены, или же уменьшены масштабы их воздействия. Рабочая зона работника, занимающегося рассматриваемыми работами, должна быть устроена таким образом, чтобы воздействия вредных и опасных факторов не было, либо имело место быть в допустимых масштабах.

Все работы выполняются на открытой производственной площадке круглосуточно, в две смены, в течение 7-14 дней. Основными функциями оператора по гидравлическому разрыву пласта являются: ведение процесса гидроразрыва пласта и гидropескоструйной перфорации; подготовка оборудования к проведению гидроразрыва; сборка, разборка линий высокого давления; замер и регулирование подачи закачиваемой жидкости; обслуживание и производство профилактического ремонта приборов и оборудования.

В таблице 17 приведены опасные и вредные факторы для

рассматриваемой в работе технологии.

Таблица 17 – Опасные и вредные факторы при выполнении многостадийного гидроразрыва пласта

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1)Отбор проб с нефтяных скважин;  2)Работа с оборудованием, находящемся под давлением;  3)Снятие показаний с приборов телеметрии;  4)Работа с машинами и механизмами;  5)Закачка рабочих жидкостей в пласт.	1.Повышенная запыленность и загазованность воздуха в рабочей зоне;  2.Повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте;  3.Недостаточная освещенность рабочей зоны;  4.Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ.	1.Движущиеся машины и механизма  2. Подвижные части производственного оборудования  3. Сосуды и аппараты под давлением  4.Пожаробезопасность  5.Электробезопасность	1.ГОСТ 12.1.005-88;  2.ГОСТ 12.01.003-83;  3.ГОСТ 24346-80;  4.ВСН34-82;  5.ГОСТ 12.4.011-89;  6.ГОСТ 12.2.003-91;  7.ГОСТ 12.2.062-81;  8.ГОСТ Р 52630-2012; 9.ГОСТ 12.1.004-91; 10.ГОСТ Р 12.1.019-2009.

## **7.2.1 Анализ вредных производственных факторов**

### **7.2.1.1 Повышенная запыленность и загазованность воздуха**

Операции по интенсификации притока на скважинах сопровождаются задействованием большого количества транспортных средств и агрегатов, которые в условиях песочной среды кустов месторождения поднимают в воздух огромное количество пыли и выделяют несметное число газов, которые

воздействуют на организм человека.

Величина такого воздействия зависит от химического состава пыли, который в свою очередь характеризует такой параметр, как биологическая активность пыли. В соответствии с этим параметром, пыль бывает раздражающего действия (неорганическая и древесная пыль) и токсического (пыль хрома, мышьяка и др. веществ). В запыленном воздухе дыхание человека становится затрудненным, кислород насыщает кровь менее интенсивно, от чего могут возникнуть легочные заболевания.

Содержание вредных веществ в воздухе регламентируется системой стандартов безопасности труда с помощью предельно допустимой концентрации отдельных веществ в воздухе. В таблице 18 приведены ПДК для различных видов пыли.

Таблица 18 – ПДК для различных видов пыли [15]

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

В случае превышения допустимого уровня пыли и загазованности в воздухе необходимо предпринимать меры по предупреждению отравлений организма человека. К таким относятся ограничение использования токсичных веществ в технологических процессах, контроль за воздушной средой, герметизация оборудования, а также применение средств защиты органов дыхания: респираторов, противогазов фильтрующего типа или марлевых повязок.

Для контроля воздушной среды на производственном объекте предусмотрены датчики загазованности, звука, задымленности, манометры и т.д.

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

Работа операторов, выполняющих гидравлический разрыв пласта, связана с нахождением на территориях с повышенными вибрациями и уровнем шума. Предельно допустимые значения данных компонентов, влияющих на самочувствие рабочего, должно соответствовать санитарным нормам. Согласно ГОСТ 12.01.003-83 [16], уровень шума на рабочих местах не должен превышать 80 дБ. Уровень вибраций не должен превышать 92 дБ, что регламентировано ГОСТ 24346-80 [17]. В целях борьбы с уровнем шума и вибраций на нефтегазопромыслах предусмотрена комплексная целевая программа, которая включает в себя снижение уровня шума в источнике его возникновения и на путях его распространения, рациональную планировку производственных объектов и технологических установок, рациональное планирование режимов труда и отдыха, обеспечение работников средствами индивидуальной защиты: виброизолирующей обувью, перчатками, наушниками или берушами.

### **7.2.1.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Оператор по гидроразрыву пласта ежедневно большую часть работы перемещается по территории производственных объектов, совершая многократные подъемы на находящиеся на высоте площадки. В связи с этим в цехах применяется освещение территории и отдельных рабочих мест посредством прожекторов. С целью создания достаточного уровня освещенности и безопасных условий труда установлена норма освещенности нефтегазовых объектов. Рекомендованные типы прожекторов представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Рекомендуемые типы прожекторов для освещения предприятий нефтяной промышленности [18]

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

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

Операторы, выполняющие гидроразрыв пласта, в процессе добычи пластового флюида подвергаются негативному влиянию со стороны выделяющихся легких фракций нефти и попутных газов в атмосферу. Их действие, главным образом, приходится на центральную нервную систему. Отравление парами нефти и продуктами ее переработки сопровождается головокружением, головной болью, сухостью во рту, тошнотой, общей слабостью, которая может достигнуть потери сознания. Также может возникнуть ощущение удушья, которое выражается в головокружении, затруднении процесса дыхания и даже потерей сознания.

В связи с содержанием в нефти ароматических углеводородов и сероводорода, работа с сырой нефтью может привести к острым или хроническим отравлениям. Работающие с сырой нефтью во время длительных промежутков времени могут получить кожное заболевание или серьезное отравление. Содержание вредных веществ в воздухе контролируется посредством измерения ПДК.

Также в процессе МГРП используют химические вещества, гели, загустители, проппант, химические примеси и т.д. Проппант привозят на МГРП в мешках и перемешивают в блендерах, при перемешивании он может просыпаться и попасть на землю.

В процессе смешивания добавляют различные гели, химические примеси, которые могут попасть в воздушную среду или на почву, что может привести к несчастным случаям. В основу геля входит поликислота, которая является эмульгированной (кислота как непрерывная фаза), содержащей 60-70% дизеля и 30-40% кислоты. Так же могут произойти разливы нефти и масел.

Класс опасности проппанта, масел и кислот – III класс. [19]

ПДК опасных веществ: алкены – 100 мг/м<sup>3</sup>; диоксид азота – 2 мг/м<sup>3</sup>; углеводороды – 300 мг/м<sup>3</sup>; сероводород – 10 мг/м<sup>3</sup>; соединение сероводорода и углеводорода – 3 мг/м<sup>3</sup>. [19]

По технике безопасности предусматривается, что работник имеет при себе и использует СГГ (счет горючих газов), и перед началом любых работ, должен произвести замер воздушной среды в трех положениях: голова, грудь, колени.

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

## **7.2.2 Анализ опасных производственных факторов**

### **7.2.2.1 Движущиеся машины и механизмы**

Как отмечалось ранее, процессы обработки призабойной зоны скважины 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 или соляной обработки скважины следит инженерно-технический работник. Сам процесс проводится по заранее утвержденному плану.

Агрегаты, необходимые для осуществления операций, по технике безопасности устанавливают 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.

### **7.2.2.2 Подвижные части производственного оборудования**

До проведения гидроразрыва пласта на глубиннонасосных скважинах следует отключить привод станка-качалки, затем редуктор затормаживается и вывешивают предупредительные таблички или плакаты с информацией о проводимых работах. Подвижные части оборудования должны быть должным



образом защищены, чтобы работники не получили механических повреждений.

В процессе обвязки устья скважины и монтажа трубопроводов устанавливают противовыбросовое оборудование, обратные клапаны и манометры с целью следить за повышенными давлениями. Манометры выносятся на безопасное расстояние с помощью импульсных трубок, чтобы была возможность снимать показания с них без опасности здоровью оператора.

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

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

При проведении соляно-кислотной обработки ПЗС, в принципе, схема работы не особо отличается от приведенной выше. Стоит лишь отметить, что работа проводится с опасными для здоровья химическими реагентами, поэтому выполнение производственных инструкций является обязательным условием обеспечения безопасности рабочего персонала.

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

Работники нефтегазопроизводств работают с сосудами и аппаратами, находящимися под большими давлениями (более 21 МПа). В случае неисправностей или непредвиденных аварий возможен риск смертельной опасности трудящихся, поэтому сосуды и баллоны для хранения нефти и газов, а также их транспортировки должны соответствовать требуемым нормам, а работники в свою очередь должны периодически проходить производственные

инструктажи. По технике безопасности в сосуды недопустима подача газа или сжатого воздуха с парами масел, т.к. в случае перегрева может образоваться взрывоопасная смесь, вентили и краны устанавливаются таким образом, чтобы выходное отверстие было направлено в безопасное место, при работе работника внутри емкости должны быть открыты все люки с целью достаточного проветривания, а работников должно быть, как минимум, двое (один – внутри, второй – снаружи). Также необходим постоянный контроль за техническим состоянием сосудов: если обнаружены какие-то трещины, пропуски газов, отпотевания в местах сварочных швов, то подобные сосуды снимают с эксплуатации. Обо всех замеченных неисправностях работник должен сделать отметку в журнале.

#### **7.2.2.4 Пожаробезопасность**

Категория производственного объекта и помещений, в которых осуществляются технологические процессы, связанные с выделением горючих газов, легковоспламеняющихся жидкостей с температурой вспышки паров до 28 °С относится к категории Б.

Основными причинами пожаров на производстве являются:

- неосторожное обращение с огнем;
- неудовлетворительное состояние электротехнических устройств и нарушение правил их монтажа и эксплуатации;
- нарушение режимов технологических процессов;
- неисправность отопительных приборов и нарушение правил их эксплуатации;
- невыполнение требований нормативных документов по вопросам пожарной безопасности.

На данном производственном объекте используются различные горючие вещества и жидкости:

- спирты (температура вспышки до 61° С, 5 мг/м<sup>3</sup>);
- бензин (температура вспышки до 61° С, ПДК 300 мг/м<sup>3</sup>);
- масла (температура вспышки > 61° С, ПДК 5 мг/м<sup>3</sup>);

- мазут (нефть) (температура вспышки  $> 61^{\circ}\text{C}$ , ПДК  $10\text{ мг/м}^3$ );
- газы (температура вспышки до  $61^{\circ}\text{C}$ , ПДК  $300\text{ мг/м}^3$ ).

Данный производственный участок относится к категории Б производства по взрывопожарной опасности [20].

Взрывоопасная зона проведения МГРП относится ко 2-му классу – это зоны, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей с воздухом только в результате аварии или повреждения технологического оборудования [21].

Степень взрывозащиты электрооборудования относится к уровню взрывозащиты 0, то есть взрывозащищенное электрооборудование, в котором по отношению к взрывобезопасному электрооборудованию приняты дополнительные средства взрывозащиты, предусмотренные стандартами на виды взрывозащиты, используют искрогасители, взрывонепроницаемую оболочку дополнительную и т.д) [22].

К противопожарному инвентарю относят бочки с водой, ящики с песком, ломы, топоры, лопаты, багры, ведра и другие приспособления. Противопожарный инвентарь окрашивают в красный цвет. Ящики с песком должны рассчитываться на хранение  $0,5\text{ м}^3$  песка, а на складах горючих жидкостей - до  $1\text{ м}^3$ .

Комплект первичных средств тушения пожара собирают на щитах, которые вывешивают на видных и легкодоступных местах.

При проведении МГРП используют ручные пожарные извещатели, они должны быть расположено в близости от зон наблюдения, и зон возможных пожаров; газовые в непосредственной близости от возможных проявлений газа, и тепловые.

### **7.2.2.5 Электробезопасность**

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

К средствам индивидуальной защиты на случай электроопасных ситуаций относятся защитные пластиковые каски и очки, изолирующие рукавицы и обувь, а также термостойкие костюмы.

## **7.3 Экологическая безопасность**

### **7.3.1 Защита атмосферы**

По статистическим подсчетам около 75% [23] всех неблагоприятных воздействий на окружающую среду от нефтегазовых промыслов приходится на атмосферу. Способны выделять загрязняющие вещества в атмосферу следующие технологические объекты: буровые установки, нефтегазопромыслы, установки подготовки нефти и газа, нефтеперерабатывающие заводы, газокompрессорные станции, нефтепроводы различного уровня, станции хранения УВ и др.

Основные выбрасываемые в атмосферу вредные примеси от нефтегазовых комплексов – это кислые компоненты (оксиды углерода, серы и азота, сероводород), УВ и их производные и твердые частицы. Производственные отходы, возникающие на нефтегазопромыслах, подлежат к сжиганию на

факельных установках, в результате чего в атмосферу выделяются вредные компоненты. Существенное влияние на атмосферу среди данных компонентов оказывает формальдегид, который имеет резкий запах и высокую токсичность, и диоксид серы, выделяющийся при сжигании угля или нефти с высоким содержанием серы.

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

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

В настоящее время для контроля за наличием определенной концентрации вещества в атмосфере установлено два норматива: среднесуточная предельно-допустимая концентрация и максимальная разовая предельно-допустимая концентрация. Под первой понимается концентрация, осредненная на какой-то продолжительный промежуток времени, под второй – за период двадцатиминутного измерения. ПДК некоторых вредных веществ в воздухе на рабочем месте приведены в таблице 20.

Таблица 20 – ПДК вредных веществ в рабочей зоне [24]

Вещество	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Азота диоксид	2	3
Аммиак	20	4
Бензин	100	4

Продолжение таблицы 20

Метанол	5	3
Серы диоксид	10	3
Сероводород	3	3
Углерода оксид	20	4

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

### **7.3.2 Защита гидросферы.**

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

Источниками нефтяного загрязнения водоемов может стать что угодно, но касательно ГРП или СКО можно выделить несколько наиболее возможных вариантов: промышленные стоки, прорывы амбаров и отстойников в периоды паводков, аварии во время технологических операций или же прорывы нефти и различных технических жидкостей в водоносные пласты в следствии их близкого расположения с продуктивным горизонтом.

Любое загрязнение водоемов нефтепродуктами может привести к гибели водоплавающих птиц, некоторых видов животных, обитающих в водоемах, загрязнению околородной среды и др. Поступившая нефть в воде образует слой на поверхности, в результате чего легкие углеводороды испаряются в атмосферу. Постепенно нефть смешивается с водой и через некоторый промежуток времени сосредотачивается в водных горизонтах. Содержание растворенных нефтепродуктов в воде не должно превышать 10 мг/л.

Для оценки суммарного количество загрязнений в воде, которые поглощают кислород, введен показатель биохимической потребности в

кислороде (БПК). Согласно санитарным нормам, при 20оС данный показатель не должен превышать 3 мг/л.

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

### **7.3.3 Защита литосферы.**

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

При освоении и прокладки новых дорог, соединяющих технологические комплексы месторождений, обустройство новых трубопроводов и другие организационные работы оказывают влияние на поверхностный слой почвы, заставляя его разрушаться под колесами и гусеницами автотранспорта, под весом колон труб и высоких буровых мачт, а также другой строительной техники и оборудования.

Непосредственно гидравлический разрыв пласта и соляно-кислотная обработка, помимо перечисленных негативных факторов, могут влиять на качество почв посредством загрязнения нефтепродуктами на различных этапах производства данных операций по интенсификации притока. Установлено, что больше всего загрязняются устье скважин, земляные амбары и места, где скапливаются сточные воды.

Помимо буровых растворов и шламов, весомое влияние на почву могут оказывать растворы закачиваемых химических агентов и жидкостей, применяемых при ГРП. В процессе неправильной закачке или при неправильных

расчетах возможно добиться проникновения оных не только в продуктивный горизонт пласта, но и за его пределы, в отдаленные зоны пласта и породу, его слагающую. Это приводит к изменениям физико-химических свойств почв, а также к проникновению через грунты в подземные воды вредных компонентов, что значительно затруднит восстановление почвенных структур.

Как и в случае с атмосферой или гидросферой, для почв предусмотрены предельно-допустимые значения концентраций отдельных химических соединений, основные из которых представлены в таблице 21.

Таблица 21 – ПДК вредных химических веществ в почве [25]

Вещество	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Показатель вредности
Бензин	0,1	Воздушно-миграционный
Диметилбензолы	0,3	Транслокационный
Сероводород	0,4	Воздушно-миграционный
Серная кислота	160	Общесанитарный
Этилбензол	0,1	Воздушно-миграционный

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

#### **7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

При проведении ремонтов скважины велика вероятность выброса пластовых флюидов, которые характеризуются пожаро- и взрывоопасностью. При проведении спускоподъемных работ, возможно газопроявление. При определенной концентрации и возникновении искрения в неисправных электрических приборах, газовоздушная смесь взрывается. Взрывоопасная концентрация возникает в результате выделения большого количества газа и



отсутствии смены воздушной массы в этой области.

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА).

Основные поражающие факторы ЧС на производственном объекте: воздушная взрывчатая волна, температура, ионизирующее излучение, сильнодействующие ядовитые вещества, бактериальные агенты, аэрогидродинамический фактор, психоэмоциональное воздействие.

Возможные чрезвычайные ситуации на объекте по масштабу возможных последствий относятся к локальным, это может быть взрыв, выброс химического реагента в воздушную среду с последующим разливом воды для ГРП.

МГРП проводится на кусте, где находится оборудование для ГРП.

Вид опасности объекта – взрывопожарный, класс IV.

Категория объекта по ГО – 1 [26].

Процесс добычи нефти и газа является непрерывным технологическим процессом.

Численность работающих при МГРП варьируется от 30 до 50 человек, в смену работает в среднем 10 человек.

Каждый работающий обеспечен средствами индивидуальной защиты и медицинской аптечкой, кроме того, на кусте есть медицинские работники.

На кусте скважины имеются вторичные факторы для ЧС, это химические реагенты, мешки с пропаном, и цистерны с кислотой и гелем.

Каждый объект на МГРП обеспечен коммуникациями электроснабжения и связи, сетями водо-, газо- и теплоснабжения.

На кусте имеется водозаборная скважина, которая выкачивает воду из пласта и ее подают в бассейн для ГРП, а питьевую воду привозят с месторождения.

## **Заключение**

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы рассмотрено количество технически извлекаемой нефти низкопроницаемых коллекторов в различных странах, распределение ресурсов углеводородов в низкопроницаемых коллекторах на территории России, выделены перспективные нефтеносные комплексы, приуроченные к низкопроницаемым породам:

- Баженовская свита;
- Хадумская свита;
- Ачимовская свита;
- Тюменская свита.

Проведен обзор общих сведений, классификации, понятийной базы и терминологии применяемой для низкопроницаемых коллекторов, а также особенностей разработки, среди которых можно отметить нелинейную фильтрацию и длительные неустановившееся режимы.

Был проведен анализ эффективности основных технологий, с помощью которых разрабатывают низкопроницаемые коллекторы – бурение горизонтальных скважин и многостадийный гидравлический разрыв пласта. ГС с МГРП характеризуются значительно более высокими показателями эксплуатации в сравнении с традиционными ВС.

Произведен расчет дебита горизонтальной скважины и дебита после проведения МГРП в зависимости от количества трещин. Дебит горизонтальной скважины получился 36,3 м<sup>3</sup>/сут, а дебит после МГРП 64,8 м<sup>3</sup>/сут при 4 трещинах. Данные дебиты могут отличаться от фактических, так как формулы имеют ряд допущений.

С помощью экономического анализа было выявлено:

- Количество нефти, которое потребуется для окупаемости.
- Экономическая эффективность.
- Ожидаемая прибыль от проведения МГРП с учетом всех расходов.

Также был проведен SWOT-анализ, были выделены сильные и слабые стороны технологии МГРП.

Установлены опасные и вредные факторы, воздействующие на работника в процессе проектирования и эксплуатации промышленного трубопровода. Разработаны меры защиты.

### Список использованной литературы:

1. Обзор мировых энергитических рынков. Рынок нефти./ Полищук Ю.М., Яценко И.Г. // Информационно-аналитические материалы. – 2019; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.nifi.ru/images/FILES/energo/2019/Oil\\_Market\\_4.2019.pdf](https://www.nifi.ru/images/FILES/energo/2019/Oil_Market_4.2019.pdf) (дата обращения:20.03.2020).
2. Перспективы развития сырьевой базы нефти и газа низкопроницаемых сланцевых толщ России. Методы изучения и оценки, первоочередные районы исследования. / Прищепа О.М. // -2-ая международная конференция Института Адама Смита “Нетрадиционная нефть России и методы увеличения нефтеотдачи”-2014.
3. Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ / Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Ильинский А.А., Д. Морариу// -ФГУП “ВНИГРИ”, 2014. -323 с.
4. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Лабораторные фильтрационные исследования керна Приобского месторождения. / Байков В.А., Колонских А.В., к.т.н., Макатров А.К., к.т.н., Политов М.Е., Телин А.Г. // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть», выпуск 31, 2-2013.
5. RPI: Динамика рынка бурения в 2017 году / Кравец В.А. // [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2018/04/01\\_RPI-2017-Drilling-Market-Brings-Optimism.pdf](https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2018/04/01_RPI-2017-Drilling-Market-Brings-Optimism.pdf) (дата обращения:15.04.2020).
6. Нефтепромысловая химия. Технологические аспекты и материалы для гидроразрыва пласта/ Магадова Л.А., Силин М.А., Глущенко В.Н. // учеб. пособие для вузов. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. 423 с.
7. Мицеллообразование, солюбилизация и микроэмульсии / Миттел К. // Пер. с англ. М.: Мир, 1980. 597 с.
8. Технология МГРП в горизонтальных скважинах: опыт разработки коллекторов Shaly Carbonates в США и возможность адаптации для месторождений Республики Татарстан / Хисамов Р.С., Ахметгареев, В.В., Хакимов, С.С., Кенжеханов Ш.Ш. // Материалы Международной научно-

практической конференции, посвященной основателю горизонтального бурения – А.М. Григоряну -2017.29-32 с.

9. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами / Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П // М.: Изд. Недра, 1964.

10. The Reservoir Engineering Aspects of Horizontal Drilling / Giger F.M. // SPE 13024, 1984.

11. Influence of Formation Damage on the flow Efficiency of Horizontal Wells / Renard G.I., Dupug J.M. // Paper SPE 19414, Louisiana 1990.

12. Joshi S.D. Horizontal well technology. Oklahoma. 1991.

13. Модель для расчета дебита горизонтальной скважины в зависимости от числа трещин гидроразрыва пласта / С.В. Елкин, А.А. Алероев, Н.А. Веремко, М.В. Чертенков // Нефт. хоз-во. – 2016. – № 1. – С. 64–67.

14. ГОСТ Р ИСО 6385-2007 Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.

15.ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1).

16. ГОСТ 12.01.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

17. ГОСТ 24346-80 Вибрация. Термины и определения.

18. ВСН34-82 Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности.

19. ГОСТ 12.0.03-74 ССБТ Опасные и вредные производственные факторы. – Введен 01.01.1976. – Москва: Госкомитет стандартов Совета Министров СССР, 76. – 12 с.

20. ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности. – Введен 28.11.1985. – Москва: Министерство нефтяной промышленности СССР, 1985. – 153 с.

21. ГОСТ 12.1.002-84 "Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах. – Москва:Государственный комитет

СССР по стандартам , 1986. – 8 с.

22. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – Введен 05.01.2009. – Москва: ВНИИПО МЧС России, 2008. – 37 с.

23. Калыгин В.Г. Промышленная экология / Курс лекций - М.: Изд-во МНЭПУ МХТИ им. Д.И. Менделеева – 2000. – 240 с.

24. ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.

25. ГН 2.1.7.2041-06 Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве.

26. ГОСТ Р 55201-2012 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Порядок разработки перечня мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера при проектировании объектов капитального строительства» - Введен 01.07.2013 – Москва: (ФГБУ ВНИИ ГОЧС (ФЦ) – 92 с.