

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 (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОГО ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ДОИЗВЛЕЧЕНИЯ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.245.54(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Белов Тимур Владимирович		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Спицына Любовь Юрьевна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2021 г.

Планируемые результаты обучения

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов, а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

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 (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Белов Тимур Владимирович

Тема работы:

Анализ эффективного применения технологий доизвлечения запасов углеводородов из низкопроницаемых коллекторов в процессе разработки месторождений	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	89–12/с от 30.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Виды неоднородности: описание, определение, структура, типы, основные характеристики. Особенности геолого-промысловых условий разработки месторождений низкопроницаемых коллекторов. Опыт применения современных технологий разработки низкопроницаемых коллекторов. Особенности проектирования геолого-промысловых мероприятий при разработке залежей углеводородов из низкопроницаемых коллекторов. Анализ естественного режима выработки запасов из низкопроницаемых коллекторов. Анализ эффективности системы поддержания пластового

	давления при разработке низкопроницаемых коллекторов. Анализ эффективности проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта в условиях низкопроницаемых коллекторов.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Спицына Любовь Юрьевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Особенности процесса разработки месторождений в условиях низкой проницаемости	
Современные технологические подходы к эксплуатации объектов добычи в условиях разработки низкопроницаемых коллекторов	
Выводы и рекомендации по комплексному подходу к разработке низкопроницаемых коллекторов	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	31.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			31.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Белов Тимур Владимирович		31.03.2021

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВНК – водонефтяной контакт;

ГНК – газонефтяной контакт;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ГС – горизонтальная скважина;

ЗБС – зарезка бокового ствола;

КГРП – кислотный гидравлический разрыв пласта;

МГРП – многостадийный гидравлический разрыв пласта;

МГРП – многостадийный гидравлический разрыв пласта;

НГД – начальный градиент давления;

ННС – наклонно-направленная скважина;

НПК – низкопроницаемый коллектор;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ППД – поддержание пластового давления;

РГС – разветвленно-горизонтальные скважины;

ТРИЗ – трудноизвлекаемые запасы;

УВ – углеводороды;

УЗП – удаленная зона пласта;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 108 страниц, в том числе 22 рисунка, 18 таблиц. Список литературы включает 40 источников. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: низкопроницаемые коллекторы, многостадийный гидравлический разрыв пласта, увеличение нефтеотдачи, система поддержания пластового давления, комплексный подход.

Объектом исследования являются низкопроницаемые коллекторы.

Цель исследования – обоснование применения современных технологий добычи углеводородов из низкопроницаемых коллекторов.

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены условия образования и их изменения, в процессе разработки, низкопроницаемых коллекторов, а также наиболее эффективные технологии разработки залежей такого типа, способствующие увеличению охвата остаточных запасов углеводородов.

Наиболее эффективными технологиями являются: применение горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта, обеспечивающий наибольший объем извлечения углеводородов на начальном этапе, использование многозабойных скважин с разветвленно-горизонтальными окончаниями по технологии ТАМЛ при невозможности использования МГРП и система опережающего заводнения, обеспечивающая наиболее равномерный фронт для извлечения запасов.

Область применения: нефтяные и газовые месторождения, добывающие и нагнетательные скважины.

Потенциальная экономическая эффективность связана с дополнительной добычей нефти за счет применения многостадийного гидравлического разрыва пласта.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 ОСОБЕННОСТИ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В УСЛОВИЯХ НИЗКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ.....	11
1.1 Виды неоднородности: описание, определение, структура, типы, основные характеристики.....	15
1.1.1 Литолого-фациальная неоднородность	16
1.1.2 Неоднородность пластов по проницаемости	18
1.1.3 Слоистая проницаемостная неоднородность пласта.....	19
1.1.4 Зональная неоднородность продуктивных пластов	21
1.1.5 Пространственная неоднородность продуктивных пластов	21
1.2 Особенности геолого-промысловых условий разработки месторождений низкопроницаемых коллекторов	22
1.3 Опыт применения современных технологий разработки низкопроницаемых коллекторов	31
2 СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ В УСЛОВИЯХ РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ	34
2.1 Особенности проектирования геолого-промысловых мероприятий при разработке залежей углеводородов из низкопроницаемых коллекторов	34
2.2 Анализ естественного режима выработки запасов из низкопроницаемых коллекторов	39
2.3 Анализ эффективности системы поддержания пластового давления при разработке низкопроницаемых коллекторов	41
2.4 Анализ эффективности проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта в условиях низкопроницаемых коллекторов.	51

3. ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО КОМПЛЕКСНОМУ ПОДХОДУ К РАЗРАБОТКЕ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ	62
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	68
4.1 Потенциальные потребители технологии	68
4.2 Технология QuaD	70
4.3 Бюджет технологии проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта	71
4.3.1 Исходные данные для расчета чистой прибыли при извлечении дополнительного объема нефти за счет проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта	71
4.3.2 Расчёт дополнительной добычи нефти и газа.....	71
4.3.3 Расчёт расходов на МГРП.....	72
4.3.4 Экономическая эффективность многостадийного гидравлического разрыва пласта	73
4.3.5 Расчёт чистой прибыли	74
4.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии.....	75
4.5 SWOT-анализ.....	77
4.6 Разработка графика анализа технологии	79
4.7 Вывод по экономическому разделу	80
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	84
5.1 Правовые и организационные вопросы.....	84
5.2 Производственная безопасность	85
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов	87
5.2.1.1 Повышенная запыленность и загазованность воздуха	87

5.2.1.2 Повышенный уровень шума и вибраций.....	88
5.2.1.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	89
5.2.1.4 Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ	89
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов	90
5.2.2.1 Движущиеся машины и механизмы.....	90
5.2.2.2 Подвижные части производственного оборудования.....	91
5.2.2.3 Сосуды и аппараты под давлением.....	92
5.2.2.4 Пожаробезопасность.....	92
5.2.2.5 Электробезопасность.....	94
5.3 Экологическая безопасность	95
5.3.1 Защита атмосферы	95
5.3.2 Защита гидросферы	96
5.3.3 Защита литосферы	97
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	99
5.5 Выводы по разделу социальная ответственность.....	100
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	101
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	102
Приложение А	108

ВВЕДЕНИЕ

Современная нефтегазовая промышленность сталкивается с необходимостью максимального извлечения трудноизвлекаемых запасов, одним из основных месторождений которых являются низкопроницаемые коллекторы. Последнее время активно создаются и совершенствуются методы добычи углеводородов из низкопроницаемых коллекторов, обоснование которых основывается на многочисленных исследованиях свойств данных типов коллекторов.

Наиболее эффективной технологией разработки низкопроницаемых коллекторов является многостадийный гидравлический разрыв пласта в горизонтальных скважинах, результаты проведения которого показали необходимость дальнейшего совершенствования данной технологии в составе комплекса геолого-технических мероприятий, включающих бурение как нагнетательных, так и добывающих скважин с одинаковым типом заканчивания, размещение сетки скважин и ее уплотнение, подбор оптимальной системы поддержания пластового давления для рентабельной и эффективной разработки отложений из низкопроницаемых коллекторов.

Актуальность данной работы: востребованность извлечения трудноизвлекаемых запасов, содержащихся в коллекторах, характеризующихся низкой проницаемостью.

Целью данной работы является обоснование применения современных технологий добычи углеводородов из низкопроницаемых коллекторов.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Определить неоднородности с геологическими условиями;
2. Проанализировать особенности процесса разработки месторождений в условиях низкой проницаемости;
3. Обосновать возможные варианты разработки месторождений с геолого-промысловой точки зрения.

1 ОСОБЕННОСТИ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В УСЛОВИЯХ НИЗКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ

Ввиду необходимости снижения добычи недропользователи вынуждены совершенствовать методы добычи нефти и газа из низкопроницаемых коллекторов, чтобы обосновать рентабельность их разработки за счет снижения потерь увеличения добычи остаточных запасов. На протяжении десятилетий в формировании этого направления произошел глобальный скачок, благодаря которому запасы из коллекторов такого типа перестали быть геологическими и стали активно извлекаться.

Однако не стоит забывать о проблемах, возникающих вследствие несовершенного подбора системы разработки заводнением, или наиболее эффективной технологии бурения горизонтальных скважин (ГС) с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МГРП), ставшей краеугольным камнем в реалиях современной разработки низкопроницаемых коллекторов. Поэтому необходимо проанализировать первые сформированные закономерности добычи нефти и газа из низкопроницаемых коллекторов, основанные на влиянии различных геологических, структурных и гидродинамических факторов, а также обозначить основные технологии разработки таких залежей с возможностью подбора рекомендаций по их модификации и комплексного, междисциплинарного применения.

Низкопроницаемый коллектор (НПК) – коллектор, характеризующийся низкими значениями проницаемости и высокой степенью неоднородности, запасы которого причисляются к трудноизвлекаемым (ТРИЗ), к которым относятся углеводороды из определенной залежи углеводородов (УВ), приуроченных к баженовским, абалакским, хадумским или доманиковым продуктивным отложениям, характеризующиеся низкими значениями проницаемости (от $0,01$ до $0,4 \cdot 10^{-3}$ мкм², до 10^{-5} мкм², $0,6 \cdot 10^{-3}$ мкм² и от $0,01 \cdot 10^{-3}$ до $3 \cdot 10^{-3}$ мкм² соответственно), а движение флюидов в нем подчиняется нелинейным зависимостям фильтрации. К НПК относят нефтяные коллекторы,

имеющие значения проницаемости менее $0,050 \text{ мкм}^2$ и газовые коллекторы проницаемостью $10^{-3}-10^{-4} \text{ мкм}^2$ и менее [1].

Верхнее пороговое значение коэффициента проницаемости для низкопроницаемых коллекторов на нефтяных месторождениях Западной Сибири равно $0,022 \text{ мкм}^2$ [1].

Под доизвлечением запасов следует понимать процесс добычи ранее не вовлеченных в разработку участков с остаточными запасами, основанных на применении современных технологий разработки.

Критерии, определяющие залежи с остаточными запасами [2]:

- Если от начальных апробированных государственной экспертизой извлекаемых запасов нефти промышленных категорий осталось 20 %;
- Нефтегазовые залежи, газовый фактор которых превышает 10 значений начального газового фактора;
- Текущая обводненность добываемой продукции на объекте $> 90 \%$.

Определение остаточных запасов нефти $N_{\text{ост}}$ в нефтенасыщенном объеме $V_{\text{ост}}$, можно производить по следующим формулам [3].

Сумма объемов залежи $V_{\text{ост}}$ и $V_{\text{зав}}$ равна начальному нефтесодержащему объему залежи V :

$$V = V_{\text{ост}} + V_{\text{зав}} \quad (1)$$

По следующей формуле можно приближенно оценить баланс запасов нефти:

$$N = N_{\text{ост}} + N_{\text{зав}} + Q, \quad (2)$$

где N – начальные геологические запасы нефти в залежи;

$N_{\text{ост}}$ – начальные геологические запасы нефти в объеме $V_{\text{ост}}$;

$N_{\text{зав}}$ – остаточные геологические запасы нефти в объеме $V_{\text{зав}}$;

Q – накопленная добыча нефти из объема $V_{\text{зав}}$.

Объем $V_{\text{ост}}$ можно представить состоящим из двух частей:

$$V_{\text{ост}} = V_{\text{ост.пр}} + V_{\text{ост.неопр}}, \quad (3)$$

где $V_{\text{ост.пр}}$ – объем прерывистой части первоначально нефтенасыщенного объема пласта;

$V_{\text{ост.непр}}$ – объем непрерывной части с "подвижной" (подверженной заводнению) нефтью.

Следовательно, и $N_{\text{ост}}$ можно представить как сумму

$$N_{\text{ост}} = N_{\text{ост.пр}} + N_{\text{ост.непр}}, \quad (4)$$

Объем прерывистой части пласта $V_{\text{ост.пр}}$ изменчив в зависимости от геологического и структурного строения, от системы разработки объекта, а также расстояния между добывающими и нагнетательными скважинами. Путем расчета невырабатываемых объемов нефти по профилям, используя зональные карты нефтенасыщенных толщин, можно определить данный объем. Ввиду отсутствия иных данных принимается, что не происходит изменения объема прерывистой части пласта и геологических запасов, содержащиеся в нем, т. к. этот объем не подвергается каким-либо воздействиям и нефть из него не извлекается, т. е. $V_{\text{ост.пр}} = V_{\text{нач.пр}}$, где $V_{\text{нач.пр}}$ - начальный объем прерывистой части пласта.

$V_{\text{нач.пр}}$ определяют аналогично залежам с похожими характеристикам, либо руководствуясь рекомендациями в документах по проектированию разработки, это применимо на начальной стадии проектирования.

Зачастую для определения остаточных запасов используется объемный метод, но условия его проведения усложняются на объектах разработки, находящихся на завершающей стадии, ввиду неявной текущей границы между $V_{\text{ост}}$ и $V_{\text{зав}}$, то есть становится очень сложно определить текущее положение водонефтяного контакта (ВНК) и текущих контуров нефтеносности [3].

Упоминание низкопроницаемых коллекторов встречается уже с 1999 года, когда только начинался поиск решений по разработке низкопроницаемых коллекторов. В трудах В. Е. Уляшева и А. И. Пономарева были подробно рассмотрены особенности структуры НПК, нелинейные эффекты фильтрации и возможные комплексы решений по разработке таких залежей. Было

установлено, что вследствие возникновения деформаций газонефтяного контакта (ГНК) и водонефтяного контакта (ВНК), которые трудно контролировать, разработка залежей с НПК традиционными способами является малоэффективной, это также связано с особенностями многофазной фильтрации в данных геологических объектах (С.Н. Закиров, А.К. Курбанов, В.Н. Мартос и др.); фазовые равновесия нефтегазовых и газоконденсатных систем сдвигаются в область, характеризующуюся высокими значениями давлений; замедление пластовых жидкостей в процессе фильтрации ввиду особенностей относительных фазовых проницаемостей в зависимости от абсолютной (Ю.В. Желтов, А.Г. Ковалев, А.Я. Хавкин и др.); возникающие в процессе фазовых превращений пластовых флюидов явления гистерезиса (А.И. Гриценко, В.А. Николаев, Р.М. Тер-Саркисов); эффекты нелинейной фильтрации в коллекторах с высоким содержанием глинистых минералов (Г.И. Баренблатт, А.Х. Мирзаджанзаде, В.М. Ентов, Г.В. Рассохин и др.); при заводнении низкопроницаемых коллекторов с высоким содержанием глин происходит диспергирование нефти, причиной которого является рост роли капиллярных сил (А.Л. Хавкин, М.П. Хайдина, И.Л. Никифоров) [1].

Уже в то время активно внедрялись новые технологии по контролю разработки залежей с НПК, так как были определены отличия о представлении многофазной фильтрации в подобных коллекторах и о процессах, протекающих в результате контакта нагнетаемого агента с породой НПК (исследования, проведенные во ВНИИ им. акад. А. П. Крылова М. Л. Сургучевым, А. А. Боксерманом, Ю. В. Желтовым и др.). Было обнаружено, что расстояния между добывающими и нагнетательными скважинами эквивалентны размеру стабилизированной зоны в условиях малых скоростей вытеснения (20–100 м/год). Фазовая проницаемость и так оказывает сильное влияние на рост фильтрационных сопротивлений в стабилизированной зоне, а такие размеры, соизмеримые с расстояниями между скважинами в зонах многофазной фильтрации приводят к еще большему увеличению сопротивлений движению

флюида. Поэтому было выдвинуто предположение о целесообразности использования газовых методов и водогазового воздействия на объектах, содержащих низкопроницаемые коллекторы [1].

В своей работе В. Е. Уляшев обратил внимание на повышение газоотдачи низкопроницаемых коллекторов, представленных карбонатными отложениями, и сравнил особенности их разработки с терригенными в зависимости от закономерностей фильтрации, режима залежи и т. д. Особенности фильтрации газа в низкопроницаемых карбонатных коллекторах основаны на увеличении коэффициента абсолютной проницаемости при повышении градиента внутрипорового давления, дифференциации смеси углеводородных газов и проявлении начального градиента давления (НГД). Также им впервые был экспериментально обоснован метод водогазовой репрессии для извлечения выпавшего в пласте конденсата [4].

1.1 Виды неоднородности: описание, определение, структура, типы, основные характеристики

Неоднородностью продуктивных пластов называется изменчивость литолого-фациального и минералогического состава, агрегатного состояния и физических свойств пород, слагающих продуктивный горизонт.

В комплексе нефтегазовые пласты месторождений Западной Сибири отличаются наличием неоднородных коллекторов с пониженными значениями нефтенасыщенности, наличие участков пород, характеризующихся низкими фильтрационно-емкостными свойствами, также как по латерали, так и по всей площади пласта наблюдается высокая физическая неоднородность по проницаемости.

На основе градации по гидродинамическим и геологическим критериям можно обозначить два типа неоднородности продуктивного пласта [5]:

1. Литолого-фациальная неоднородность продуктивного горизонта (пласта);

2. Неоднородность по физическим (коллекторским) свойствам продуктивного пласта.

Литолого-фациальную неоднородность можно классифицировать на: неоднородность, связанную с изменчивостью минералогического состава; неоднородность по гранулометрическому составу; неоднородность как по мощности отдельного пласта, так и по всей толщине продуктивного горизонта.

В зависимости от свойств коллектора с целью детального изучения неоднородности необходимо выделить следующие виды:

1. По проницаемости;
2. По распределению остаточной водонасыщенности;
3. По пористости;
4. Параметрическую неоднородность, или микронеоднородность.

Произвольные характеристики, образующиеся ввиду одновременного учета геолого-физических свойств пласта, используемые в гидродинамических расчетах, являются причинами для выделения дополнительных типов неоднородности: по гидропроводности пласта; по проводимости пласта; по коэффициенту продуктивности и т. д.

Используя данные расчеты, возникает необходимость замены реальной залежи моделью или расчетной схемой, поэтому следует указать еще три типа неоднородности:

1. Послойную неоднородность горизонта (пласта), как с наличием взаимосвязанных путей фильтрации между пропластками, так и с их отсутствием;
2. Зональную неоднородность (неоднородность по площади);
3. Пространственную неоднородность пласта (неоднородность во всем объеме объекта).

1.1.1 Литолого-фациальная неоднородность

При наличии литолого-фациальной неоднородности можно наблюдать изменение минералогического и гранулометрического составов пород,

изменение литотипа, приуроченного к определенным фациям. Данный тип неоднородности может быть распространен как по латерали, так и разрезу залежи, характеризуется переменной мощностью слагаемых пород, встречаются выклинивания и линзы. Таким образом, литолого-фациальная неоднородность образуется в процессе седиментации пород, которые формируют продуктивных пласт.

Применение и изучение зональных карт, карт эффективных толщины коллекторов, карт мощности всего продуктивного горизонта дают возможность проанализировать литолого-фациальную неоднородность, что позволяет дать характеристику вариации мощностей пласта, вариации толщины продуктивного горизонта в целом.

Также анализ послойной литолого-фациальной неоднородности можно провести с помощью геологических профилей. В качестве примера можно привести профиль Арланского месторождения (рисунок 1), на котором наглядно можно отследить сложную изменчивость геологического разреза с явно представленной литолого-фациальной неоднородностью продуктивного горизонта [6].

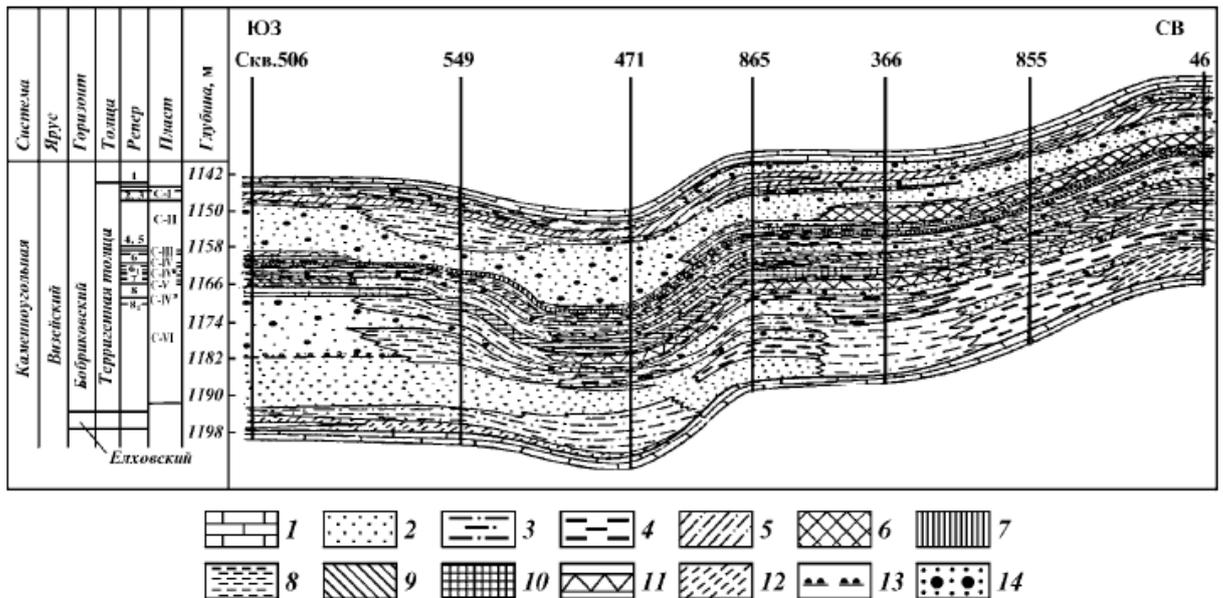


Рисунок 1 – Арланское нефтяное месторождение. Геологический профиль по линии скв. 506–46 Арланской площади:

1 – известняки; 2 – песчаники-коллекторы; 3 – алевролитовые породы; 4 – углисто-глинистые породы; глинистые породы: 5 – репер 2, 3; 6 – репер 4, 5; 7 – репер 6; 8 – репер 61; 9 – репер 7; 10 – репер 8; 11 – репер 81; 12 – репер «елховский»; 13 – ВНК; 14 – нефтенасыщенные песчаники

Применение специальных коэффициентов позволяет провести сравнительную количественную оценку степени и характера литолого-фациальной неоднородности, которая присуща всем реальным продуктивным пластам, но в различной мере. Наиболее широкое применение нашли три коэффициента [6]:

- коэффициент песчаности (для терригенных пород):

$$K_{\text{пес}} = \frac{H_{\text{эф}}}{H_{\text{общ}}}, \quad (5)$$

где $H_{\text{эф}}$ – эффективная толщина пласта, м;

$H_{\text{общ}}$ – общая толщина пласта, м.

- коэффициент расчлененности:

$$K_{\text{р}} = \frac{\sum l}{n}, \quad (6)$$

где l – число прослоев-коллекторов в каждой скважине;

n – число скважин.

- коэффициент связанности:

$$K_{\text{св}} = \frac{S_{\text{св}}}{S_{\text{общ}}}, \quad (7)$$

где $S_{\text{св}}$ – площадь, внутри которой отсутствуют глинистые покрывки между песчаными прослоями, тыс. м²;

$S_{\text{общ}}$ – общая площадь залежи, тыс. м².

1.1.2 Неоднородность пластов по проницаемости

Такая физическая характеристика коллектора, как проницаемость подвергается проведению большого комплекса исследований, направленных формирование зависимостей данного коллекторского свойства от градиента давления, от поверхностных свойств пород и флюидов, содержащихся в них. Недостаточная изученность процессов, связанных с изменением проницаемости

связана в первую очередь с широким спектром геологических и структурных неоднородностей, встречающихся в пласте и изучаемых путем применения фундаментальных методик из области подземной гидромеханики, результаты применения которых являются решением, полученным алгебраическим суммированием всех возможных решений в каждом слое в зависимости от положения водонефтяного контакта и фронта вытеснения жидкостью. Чтобы иметь наиболее приближенные представления о процессах, происходящих в реальном пласте, его заменяют на плоскую модель, в которой моделируются процессы обводнения скважинной продукции, решаются вопросы гидродинамических исследований скважин о перераспределении пластового давления, поэтому необходимо анализировать состояния пласта во всем объеме.

1.1.3 Слоистая проницаемостная неоднородность пласта

Послойная неоднородность по проницаемости характеризуется изменчивостью значений коэффициентов проницаемости, которые усредняются в зависимости от мощности пласта.

Чтобы иметь приближенное представление о послойной проницаемостной неоднородности стоит обратиться к рисунку 2, на котором можно увидеть среднее значение проницаемости $k_{пр}$ для каждого отдельного слоя пласта, отличные друг от друга. В данном случае внимание заостряется именно на средних значениях проницаемости пласта [6].

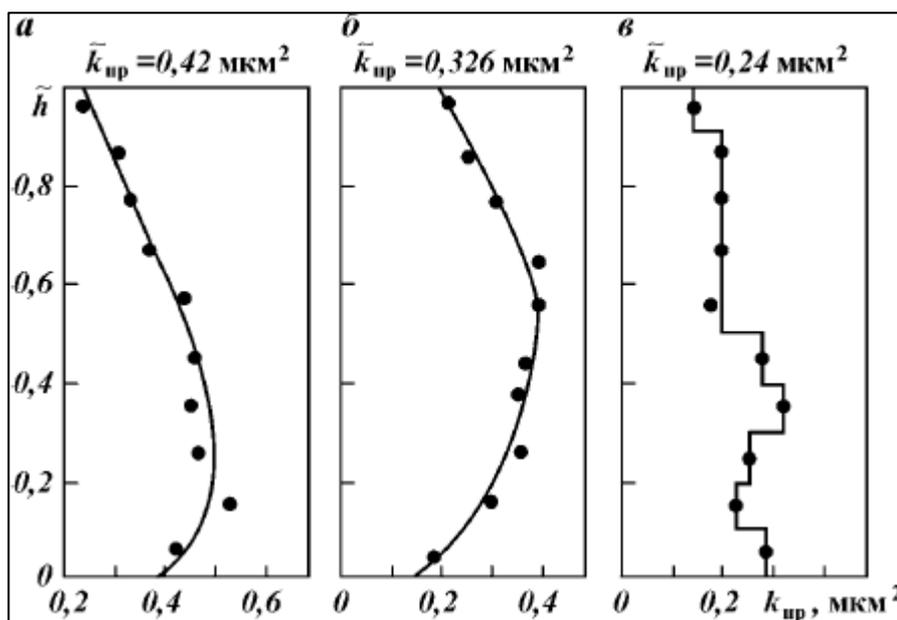


Рисунок 2 – Послойная неоднородность по проницаемости девонских залежей Башкирии. Горизонты: а – Д_{II} Туймазинского месторождения; б – Д_I Серафимовско-Леонидовского месторождения; в – Д_{II} Константиновского месторождения

Для характеристики изменчивости проницаемости в зависимости от мощности пласта вводится функция $k(h)$, где h – координата толщины пласта, а элементарная мощность слоя Δh стремится к нулю. Характер изменения функции $k(h)$ может быть получен по данным исследования кернового материала на проницаемость, получение которых должно быть обеспечено в достаточном количестве из скважин, размещенных равномерно по всей площади объекта исследования.

Происхождение послойной проницаемостной неоднородности пласта также обусловлено седиментационными процессами, происходящими с горными породами в определенные геологические эпохи.

Послойная неоднородность оценивается по следующей формуле:

$$V_{\Pi} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \frac{h_i}{h_n} (k_i)^2}{(\sum_{i=1}^n \frac{h_i}{h_n} k_i)^2} - 1}, \quad (8)$$

где h_i – толщина i -го пропластка в скважине;

h_n – нефтенасыщенная толщина коллектора в скважине;

k_i – проницаемость i -го пропластка в скважине.

1.1.4 Зональная неоднородность продуктивных пластов

Зональная неоднородность пласта по проницаемости также сопровождается измерением усредненных значений проницаемостей, но уже непосредственно по площади всей залежи.

Для изучения зональной неоднородности необходимо увеличивать количество скважин, в каждой из которых измерить среднее значение проницаемости по мощности пласта, в результате получаем множество усредненных значений проницаемости, приуроченных к каждой отдельной скважине. На основе этих данных формируют зависимость, по которой можно проводить оценку зональной неоднородности по проницаемости продуктивного горизонта [6].

Зональная проницаемость оценивается по формуле:

$$V_3 = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^{N_c} (\sum_{i=1}^{N_j} h_{ij} k_{ij})^2 N_c}{\left(\sum_{j=1}^{N_c} \sum_{i=1}^{N_j} h_{ij} k_{ij}\right)^2} - 1}, \quad (9)$$

где N_j – количество слоев в j -ой скважине;

h_{ij} – толщина i -го слоя в j -ой скважине;

k_{ij} – проницаемость i -го слоя в j -ой скважине;

N_c – количество скважин на исследуемом объекте.

Практически изучение зональной однородности осуществляется путем анализа карт по проницаемости.

1.1.5 Пространственная неоднородность продуктивных пластов

При пространственной неоднородности пласта по проницаемости физические свойства пласта различны по всему объему. Если сравнивать данный тип неоднородности с уже ранее упомянутыми, нужно отметить, что здесь работа ведется уже с истинными значениями проницаемости, которые изменяются согласно некоторой закономерности, которая может быть задана функцией $k(x, y, h)$ [7].

Карбонатные коллекторы отличаются своей микронеоднородностью, которая выражается в наличии низкопроницаемых участков среди зон с умеренной проницаемостью как по мощности, так и по латерали.

1.2 Особенности геолого-промысловых условий разработки месторождений низкопроницаемых коллекторов

Анизотропия (от др.-греч. неравное направление) — характеристика пористой среды, которая выражается в различии свойств этой среды в различных направлениях. Контролируя процесс разработки, путем внедрения системы поддержания пластового давления (ППД), можно столкнуться с низкими значениями коэффициента охвата пласта заводнением нагнетаемым агентом, что довольно часто встречается на завершающих стадиях разработки месторождений. Данная проблема формируется за счет влияния особенностей строения продуктивных пластов, фильтрационно-емкостных свойств слагающих их пород, в частности особое влияние оказывает неоднородность и анизотропия. Ввиду этого основной объем нагнетаемой воды движется по высокопроницаемым пропласткам и трубкам тока, оставляя неохваченные разработкой низкопроницаемые коллекторы продуктивного пласта [8].

Под анизотропией проницаемости пласта, сложенного осадочными горными породами, подразумевается отношение горизонтальной проницаемости к вертикальной. Данные о значениях вертикальной проницаемости и анизотропии пласта служат инструментом для решения разноплановых задач в нефтегазопромысловой практике.

В основном, для определения направления и величины анизотропии по проницаемости применяются методы по исследованию ориентированного керна, обычному и 3D гидропрослушиванию, проведение акустического, нейтронного, гамма- и ПС-каротажей [9]. После чего полученные данные используются для картирования участка по анизотропии проницаемости. Наиболее надежным признаком анизотропии пласта по проницаемости является момент прорыва воды, а следовательно, увеличения обводненности продукции. Анализ для

обнаружения этого признака проводится между результатами моделирования и исторических показателей разработки месторождения.

В качестве примера можно привести газоносные пласты, где, в большинстве случаев, вертикальные и горизонтальные проницаемости различаются, причем проницаемость по вертикали значительно меньше горизонтальной [4]. Наличие низких значений вертикальной проницаемости позволяет снизить опасность обводнения газовых скважин в процессе эксплуатации. И все же при низкой вертикальной проницаемости затрудняется поступление газа к низу призабойной зоны пласта (ПЗП) в область влияния несовершенства скважины по степени вскрытия. По этой причине необходимо брать в расчет влияние анизотропии, так как использование способов определения предельного безводного дебита, разработанных для изотропных пластов, приводит к существенным погрешностям.

Также в литературных источниках предлагались несколько методик определения анизотропии горизонтальной проницаемости. Один из методов основан на изучении ориентации шлифов [10], по которым можно отследить степень ориентации зерен кварца, что является качественной информацией. Для проведения количественной интерпретации анизотропии используется набор из 11 ориентированных шлифов, затем строится полярная плоскость, разделенная на секторы, в каждом из которых подсчитывается количество зерен, имеющих ориентацию оси в рамках каждого сектора. После чего строится роза-диаграмма распределения направлений осей удлинения зерен кварца, по которой можно определить направление анизотропии. Далее по обобщенной розе-диаграмме (рисунок 3), на которой изображен эллипс, главная ось которого показывает преобладающий вектор удлинений зерен. Данный эллипс строится по среднему арифметическому количеству зерен, находящихся в одном секторе, путем аппроксимации методом наименьших квадратов.

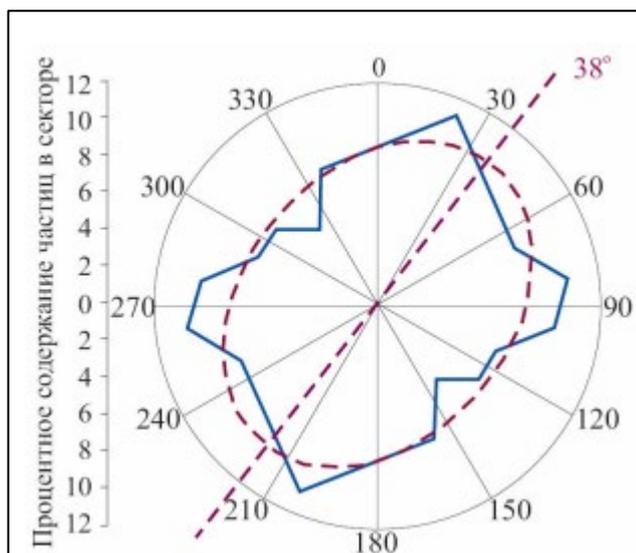


Рисунок 3 –Обобщенная роза-диаграмма и ее аппроксимация методом наименьших квадратов по данным Крапивинского месторождения

Следующий метод определения анизотропии производится по керну [10].

На начальной стадии разработки, когда нет обводненности, необходимо использовать данные каротажа и ориентированный керн. Ориентация анизотропии проницаемости выясняется с помощью картирования проницаемости, а величина анизотропии – на основе измерений проницаемости кернового материала как отношение максимальной проницаемости к минимальной – k_{\max}/k_{\min} .

Еще одним методом является проведение трассерных исследований, которое заключается в добавлении в нагнетаемый агент некоторого количества индикатора, которое в дальнейшем выносится вместе с добываемой пластовой жидкостью, по времени появления которой можно судить о фильтрационных характеристиках пласта. Картина распределения и направленности фильтрационных потоков составляется на основе основных выявляемых параметров: максимальная и средняя скорости движения индикатора в пласте, объем извлеченного индикатора, время появления индикатора в добывающей скважине, при интерпретации которого можно определить характеристику пласта по проницаемости [11]. Для сравнения полученных данных необходимо привести все скважины в единую полярную координатную систему, каждая

точка которой на плоскости имеет пару чисел: радиус и полярный угол. Таким образом, каждая нагнетательная скважина помещается в начало координат, а связанные с ней добывающие скважины располагаются относительно нее согласно их реальному положению, т. е. под теми же углами. В качестве полярного радиуса используется один из регистрируемых параметров индикаторного исследования. Рисунок 4 демонстрирует данное преобразование на базе средней скорости движения индикатора V_{aver} в пласте и фазовой проницаемости по воде. Известно, что скорость движения индикатора и проницаемость находятся в линейной зависимости, т. е., говоря об анизотропии скорости, подразумевается анизотропия проницаемости.

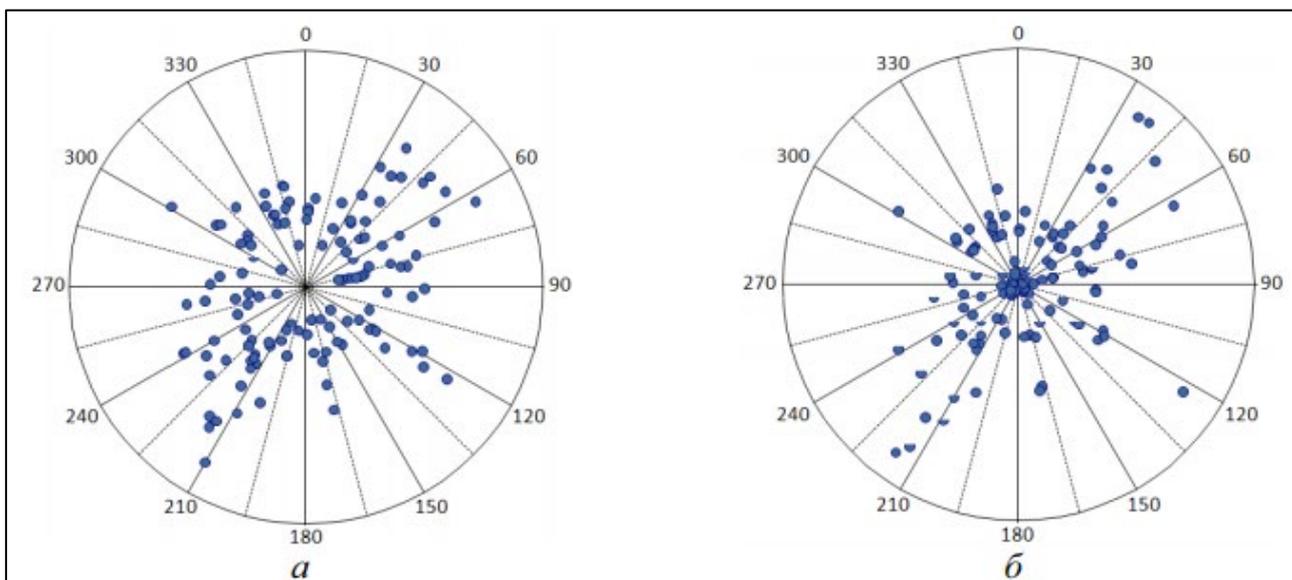


Рисунок 4 – Расположение скважин Крапивинского месторождения в единой полярной системе координат, где в качестве радиуса использована: а) средняя скорость; б) фазовая проницаемость по воде

Для того, чтобы получить количественные параметры анизотропии (азимут и k_{max}/k_{min} отношение), аппроксимируем эти точки эллипсом методом наименьших квадратов, тогда поворот эллипса относительно оси Y даст азимут, а отношение осей эллипса – величину анизотропии [9].

Приведенные методики позволяют построить уточненную гидродинамическую цифровую модель, на основе которой можно проводить мероприятия по модернизации системы ППД, выбору оптимальной плотности

сетки скважин, ориентированию стволов скважин с учетом неоднородности и анизотропии пластов, выбору скважин-кандидатов для проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП). В данных областях информация об анизотропии горизонтальной проницаемости все так же востребована.

Одним из основных факторов, который оказывает влияние на фильтрационные свойства низкопроницаемых коллекторов, является их деформация при изменении объемного напряженного состояния [4].

Можно выделить следующие закономерности:

1) С увеличением глинистости горных пород и с усложнением структуры порового пространства усиливается зависимость проницаемости от эффективного давления (разность между давлением обжима пород и внутривпоровым давлением);

2) Более интенсивный характер изменения проницаемости имеют трещиноватые породы (доломиты, сидериты, известняки);

3) Процесс восстановления проницаемости при разгрузке породы от влияния внешнего давления может иметь как обратимый, так и необратимый характер;

4) С увеличением эффективного давления уменьшается интенсивность снижения проницаемости, причем в некоторых случаях с определенных величин давления обжима возможно увеличение проницаемости пород ввиду дилатантного разуплотнения;

5) У пород одного возраста близких по минералогическому составу относительное изменение проницаемости возрастает с уменьшением исходной ее величины;

6) Влияние изменения температуры в интервале от 20 до 100 °С на зависимость проницаемости от эффективного давления незначительно.

Дренирование низкопроницаемых коллекторов достигается путем создания очень высоких давлений (свыше 30-40 МПа), поэтому можно сказать, что приведенные выше особенности обусловлены: уплотнением коллекторов в

призобойной зоне пласта; расширением связанной воды и закупоркой сужений поровых каналов; касаясь газовых коллекторов – отжатием в коллектор пластовых вод, насыщающих под высоким давлением перекрывающие и подстилающие коллектор глинистые пласты, в результате повышается водонасыщенность фильтрационных каналов ввиду «внутреннего обводнения» и снижается фазовая проницаемость газа. Также из-за выпадения конденсата в ПЗП образуется область пониженной проницаемости, радиус которой достигает больших величин (200 м). Ряд добывающих скважин, вскрывших продуктивные горизонты НПК, после которого снижение пластового давления практически выбыл из процесса эксплуатации.

Также стоит обратить особое внимание на влияние типа коллектора и их фильтрационных свойств на конечную газоотдачу. Газоотдача терригенных коллекторов выше, чем карбонатных, так как последние характеризуются большей степенью неоднородности. В таком случае при газовом режиме разработки газоотдача карбонатных коллекторов оказывается достаточно высокой, как и в терригенных, однако при отсутствии естественной трещиноватости газоотдача карбонатных пород значительно ниже, чем в терригенных.

Что же касается газоотдачи коллекторов при водонапорном режиме, то в однородных терригенных и карбонатных пластах потери газа примерно равны; в неоднородных пластах из-за более интенсивной степени трещиноватости карбонатных коллекторов происходит резкий интенсивный прорыв воды в залежь, что приводит к большим, чем в терригенных коллекторах, потери газа. В качестве основной причины, обуславливающей сравнительно низкую газоотдачу при водонапорном режиме, является защемление значительной части запасов газа внедряющейся водой. Пластовые потери газа находятся в существенной зависимости от соотношения проницаемостей газовой и водоносной зон, степени неоднородности коллекторов по площади и по разрезу. Относительно влияния

фильтрационных свойств горных пород на газоотдачу при водонапорном режиме можно отметить следующее:

1) С повышением проницаемости пород водонапорной системы газоотдача залежи при остальных неизменных условиях снижается;

2) В однородных коллекторах с понижением проницаемости газонасыщенной зоны можно ожидать увеличение газоотдачи за счет снижения интенсивности прорыва воды в залежь, а значит, и заземления газа при более низком пластовом давлении;

3) В неоднородных трещиноватых коллекторах с понижением поровой проницаемости газоотдача уменьшается из-за обводнения залежи при более высоком давлении в блоках пород.

Типы и особенности структуры порового пространства НПК

Можно выделить следующие группы объектов при обосновании разработки залежей в терригенных НПК и характеристики запасов нефти и газа [1]:

1. НПК – объекты в песчанистых коллекторах, $k_{пр} < 0,05$ мкм²;
2. ГНПК – объекты, отличающиеся повышенным содержанием глинистых минералов, $k_{пр} < 0,1 \dots 0,2$ мкм²;
3. СНПК – объекты, имеющие слабодренируемые участки, $k_{пр} < 0,3$ мкм²;
4. НДК – объекты, пласты-коллекторы которых характеризуются низкими значениями дебита, $k_{пр} < 0,3 \dots 0,4$ мкм²;

Сюда же могут быть включены плотные карбонатные коллекторы, у которых $k_{пр} < 0,01 \dots 0,05$ мкм².

Используя прямые и косвенные методы проводятся лабораторные исследования для выявления комплекса всевозможных фильтрационных и емкостных характеристик породы для возможности их дальнейшего классифицирования по пористости, проницаемости и т. д.

При распределении пор по размеру для НПК принято выделять три группы: сверхкапиллярные с радиусом $r > 30$ мкм, капиллярные ($30 > r > 0,5$ мкм) и субкапиллярные ($r < 0,5$ мкм). Также стоит выделить тонкопоровые структуры с радиусом пор менее 2 мкм, которые также относятся к терригенным и карбонатным коллекторам ввиду резкого увеличения остаточной водонасыщенности, присущего такому размеру пор.

По структуре порового пространства можно выделить следующие типы карбонатных коллекторов:

1. Поровый тип коллектора встречается довольно редко ввиду изменений, происходящих в процессе катагенеза, которые способны частично или полностью нивелировать изначально имеющуюся первичную пористость;

2. Каверно-поровый тип коллектора, у которого за счет вторичных постседиментационных преобразований формируется пустоты, к таким процессам относятся: выщелачивание, перекристаллизация и образование доломитов. Данный тип карбонатного коллектора встречается чаще. В качестве наиболее действенного процесса для формирования вторичных пор и каверн стоит отметить процесс выщелачивания.

3. Порово-трещинный и смешанный трещинно-поровый типы коллекторов. В карбонатных породах также являются общераспространёнными. Литологические процессы, приводящие к различным изменениям состояния карбонатных пород, как по разрезу, так и по площади, влекут за собой непостоянство фильтрационно-емкостных свойств, а также градацию разного количества плохо проницаемых и вовсе плотных, непроницаемых пропластков по всему разрезу. В подобных ситуациях перемещение пластовой жидкости происходит по трещинам, обладающим большей проницаемостью по сравнению с каналами, локализованными между зёрнами. Также структура порового пространства у терригенных НПК более отсортирована, чем у карбонатных, а в случае одинаковых низких значений проницаемости размеры поровых каналов больше у карбонатных, нежели у терригенных

В качестве важного показателя, определяющего структуру порового пространства НПК можно привести объем (доля) тупиковых пор, или застойных зон. По Б.И. Тульбовичу под застойными зонами понимаются «участки порового пространства, которые в силу геометрических факторов имеют затрудненный обмен веществом с прочными каналами». Установлено, что основные фильтрационно-емкостные характеристики коллекторов зависят от количественного содержания тупиковых пор. К породам, имеющим тупиковые норы, которые остаются непрочными в независимости от направления вектора фильтрации, можно отнести известняки биоморфного происхождения. Методы повышения нефтеотдачи, направленные на смену направления фильтрации жидкости приводят к уменьшению влияния тупиковых пор для терригенных коллекторов.

Тогда под тупиковыми порами можно понимать поровое пространство, где возникают высокие фильтрационные сопротивления движения жидкости в данном направлении течения.

Терригенные НПК проницаемостью менее $0,05 \text{ мкм}^2$ обладают большей удельной поверхностью и иногда двухмодальной плотностью распределения пор по размерам, когда поровое пространство НПК представлено двумя системами поровых каналов: крупных, заполненных нефтью, и мелких, насыщенных связной и подвижной водами [1].

Матрица пород терригенных коллекторов отсортирована лучшим образом, нежели матрица карбонатных пород, однако размеры поровых каналов у карбонатных коллекторов больше по сравнению с терригенными в условиях одинаковых низких значений коэффициентов проницаемости, поэтому терригенные коллектора характеризуются большей степенью, связанной водонасыщенности, чем карбонатные, но в случае низких значений проницаемости доля тупиковых пор приравнивается для обоих литотипов пород.

При разработке низкопроницаемых коллекторов важную роль играют технико-экономические показатели, прогноз которых очень сильно зависит от

выбора закона фильтрации для модели, по которому нужно оценивать движение флюидов. При построении графика закономерности эффективной проницаемости от градиента давления (рисунок 5) можно однозначно отследить неравномерное уменьшение проницаемости в зоне малых расходов, причем чем ниже проницаемость, тем более нелинейной становится зависимость. [12].

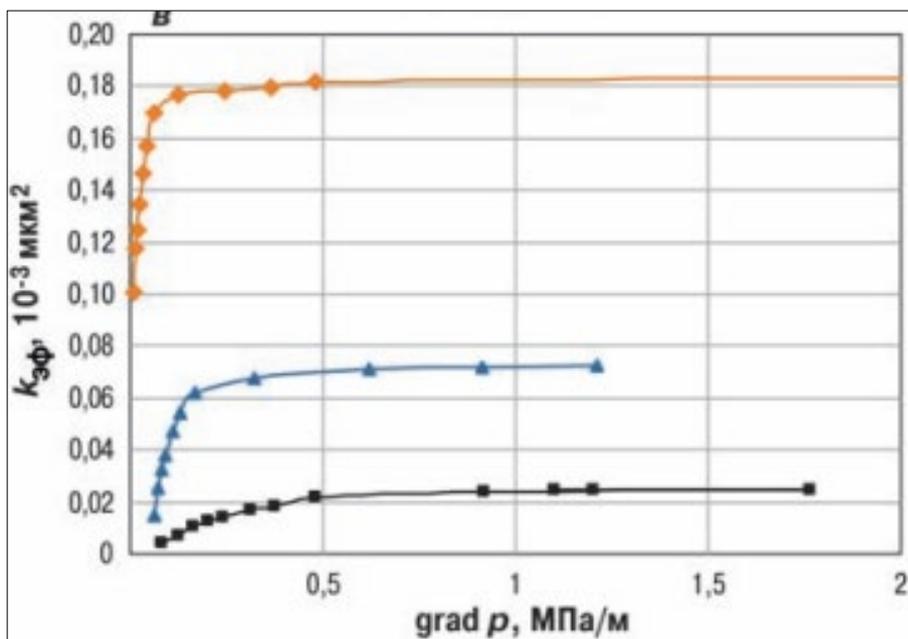


Рисунок 5 – Зависимость эффективной проницаемости от градиента давления нагнетания

Не маловажную роль в нелинейность закона фильтрации вносит параметр насыщенности породы тем или иным флюидом, при однофазном течении воды в 100%-ом водонасыщенном керне критическое значение давления, ниже которого наблюдается нелинейность закона фильтрации, значительно ниже, чем в случае двухфазной фильтрации нефти и воды.

1.3 Опыт применения современных технологий разработки низкопроницаемых коллекторов

Разработка низкопроницаемых коллекторов с использованием скважин, на которых был проведен ГРП может совмещаться с технологией по закачки CO_2 , которая набирает популярность, однако очень сложно реализуема ввиду недостаточного количества этого газа на территории России. Технология проведения данной методики заключается в создании CO_2 -жидкости, которая

будет использоваться для гидравлического разрыва пласта при давлении, превышающем давление ГРП. В ходе проведения операции в коллекторах, проницаемость которых может достигать менее 1 мД, образуются трещины, которые высвобождают углеводородные газы, замещаемые диоксидом углерода, что является наиболее целесообразным методом замещения метана диоксидом углерода из продуктивного пласта [13].

С развитием научно-технического прогресса произошел массовый переход от использования обращенной девятиточечной системы разработки, в которой применялись две наклонно-направленные скважины, к одной скважине с горизонтальным окончанием с применением многостадийного гидравлического разрыва пласта, сопровождающийся образованием трещин поперек ствола скважины, такой тип заканчивания повсеместно применяется на Приобском, Вынгапуровском, Южно-Приобском, Еты-Пуровском и других месторождениях [14].

Технология МГРП основана на последовательном вскрытии нескольких участков пласта на протяжении горизонтального пласта путем нагнетания жидкости ГРП в перфорационные отверстия для создания трещин. Далее в образовавшиеся трещины закачивается проппант для предотвращения их смыкания, либо кислотные реагенты, применяемые для карбонатных коллекторов.

Применение ГС с МГРП является эффективным методом, результаты проведения которого положительно отражаются на экономических показателях разработки и увеличении объема извлекаемой на поверхность нефти. [15].

Вытеснение нефти происходит по наиболее проницаемым каналам, которые на завершающей стадии разработки отличаются высокими значениями фазовой проницаемости по воде, в свою очередь тупиковые зоны, линзовидные включения и выклинивания все еще остаются заполненными нефтью, куда не заходит нагнетаемая вода при использовании систем ППД, что является наиболее актуальной проблемой для недропользователей, особенно при

использовании ГС с МГРП в НПК. Данная проблема усложняется необходимостью контроля образования трещин, положения ВНК и ГНК, регулирования плотности сетки скважин, а также обоснованием применимости определенного элемента разработки [16].

2 СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ В УСЛОВИЯХ РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИМАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

2.1 Особенности проектирования геолого-промысловых мероприятий при разработке залежей углеводородов из низкопроницаемых коллекторов

Проектирование разработки низкопроницаемых коллекторов является непростой задачей, решаемой путем подбора системы взаимосвязанных решений, зависящий от индивидуальных геолого-технологических условий. Хотелось бы заострить особое внимание на типе заканчивания скважин для низкопроницаемых коллекторов и обоснования системы разработки.

Одним из наиболее эффективных типов заканчивания скважин является бурение горизонтальных скважин с проведением МГРП. Проектирование данной операции обязательно требует проведение подробного анализа геолого-технологических условий каждого объекта разработки для выбора наиболее подходящих параметров для проведения МГРП, а именно: направление горизонтального участка ствола и трещин ГРП, длина горизонтального участка ствола скважины, количество стадий ГРП и объем закачиваемого проппанта, приходящегося на одну стадию.

Как уже упоминалось ранее не рекомендуется использовать ГС с МГРП в низкопроницаемых коллекторах, которые близко расположены к водонасыщенным зонам, либо к другим продуктивным отложениям ввиду возможного преждевременного обводнения. Необходимо выделять однопластовые месторождения, где залежи ограничены прочными флюидоупорами [17].

Также особое влияние на проектирование разработки НПК оказывает выбор направления трещин относительно направления регионального стресса, под которым подразумевают направление максимального напряжения в данной

области. При правильном выборе направления расположения горизонтального ствола и трещин ГРП можно добиться наибольших отборов пластовой жидкости.

Также было установлена экономическая эффективность бурения горизонтальных скважин с МГРП значительно выше по сравнению с применением ГРП в наклонно-направленных скважинах (рисунок 6) [17].

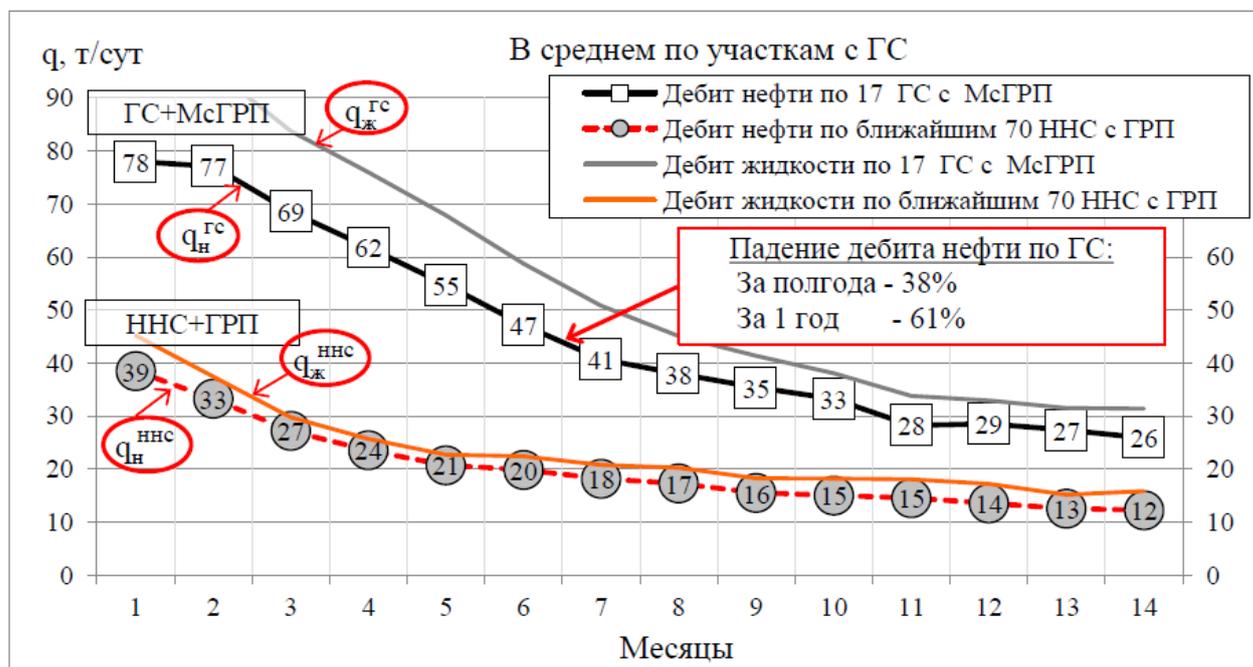


Рисунок 6 – Сравнение динамик дебитов горизонтальных и наклонно-направленных скважин на Приобском месторождении

Можно выделить основные особенности проектирования МГРП в НПК:

1. Зависимость длины горизонтального участка ствола скважин от количества стадий ГРП определяется параметрами трещины гидравлического разрыва (полудлиной трещины) и объемами нагнетания расклинивающего агента (пропанта). При соотношении более 50 т/стадию закачки пропанта и 100 м полудлины трещины рекомендуется расстояние между стадиями ГРП выбирать, равным 150 м.

2. В случае, если проведение каждой последующей стадии ГРП приводит к получению значения удельной накопленной добычи, равной 2 тысячи тонн за стадию, то целесообразно увеличивать количество стадий, иначе роста

накопленной добычи может не происходить, либо возможны случаи резкого увеличения обводненности продукции.

3. Использование горизонтального типа заканчивания скважины с длиной горизонтального участка 500 м без проведения гидравлического разрыва пласта и применение наклонно-направленных скважин с ГРП равнозначны.

4. Направление линий регионального стресса не оказывает влияние на эффективность разработки при проектировании расположения горизонтальных участков скважин [17].

На примере Приобского месторождения горизонтальные скважины с МГРП были направлены поперек направления регионального стресса, что повлекло за собой резкий рост обводненности из-за возникшего эффекта автоГРП. Результате было решено перенаправить скважины вдоль регионального стресса, что очень благоприятно сказалось на показателях разработки.

Другим методом, способным увеличить нефтеотдачу коллектора, является применение зарезки боковых стволов (ЗБС), что позволяет вовлечь остаточные запасы из зон, неохваченных вытеснением, на завершающих стадиях разработки месторождений [19].

В качестве примера можно привести ПАО «Сургутнефтегаз», на месторождения которого встретить 7 типов боковых стволов (наклонно-направленные одноствольные, горизонтальные одноствольные, горизонтальные многоствольные и т. д.), которые обеспечивают:

- Постепенный полный переход к боковым стволам при депрессии на пласт в низкопроницаемых пластах;
- Разработку эффективных технологий совместно-раздельной эксплуатации многоствольных скважин с возможностью контроля режимов эксплуатации по каждому стволу и другие мероприятия, с помощью которых можно значительно повысить добычу нефти на всех типах залежей на различных стадиях их разработки [19].

К современным видам заканчивания скважин можно отнести бурение многозабойных скважин с разветвленно-горизонтальными окончаниями (РГС) по технологии ТАМЛ. Данная технология применяется при условии невозможности проведения ГРП в случаях, когда существует риск преждевременного обводнения ввиду возможного возникновения связей за счет трещин между несколькими продуктивными пластами. Проведение данного метода может оказаться наиболее рентабельным для разработки низкопроницаемых коллекторов вследствие отсутствия необходимости в мобилизации и эксплуатации флота ГРП, подбора реагентов и проппанта. Тип заканчивания многозабойных скважин активно применяется на Чатылкинском, Северо-Янгтинском, Красногорском, Приразломном и других месторождениях. Технология ТАМЛ имеет свою классификацию заканчивания стволов в зависимости от геолого-технологических условий, которые усугубляются с приближением к дневной поверхности. Для низкопроницаемых коллекторов и коллекторов с естественной трещиноватостью используются две скважины, расходящиеся в противоположные стороны от главного вертикального ствола с дальнейшим горизонтальным окончанием (рисунок 7).

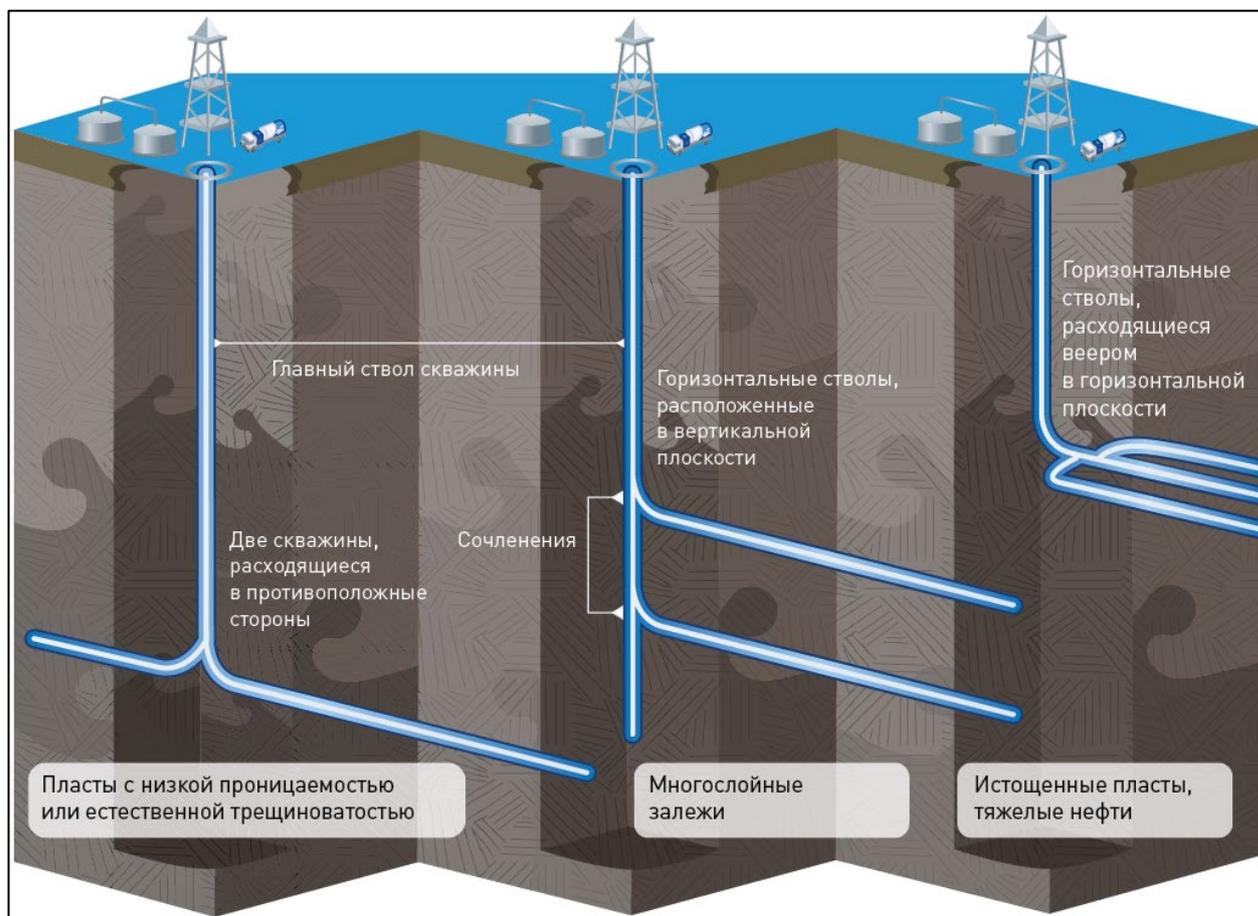


Рисунок 7 – Примеры конфигураций многоствольных скважин

Не стоит забывать о том, что наибольший вклад в эффективное извлечение запасов вносит проектирование системы ППД.

Ввиду нелинейности закона фильтрации потока жидкости, которая ограничена неустойчивыми контурами вытеснения, рядные системы разработки имеют большие преимущества по сравнению с площадными системами. При нагнетании меньшего объема вытесняемого агента рядные системы разработки показывают себя как эффективный метод равномерного вытеснения запасов углеводородов по сравнению с площадными системами. [20].

Геометрия элемента системы разработки, и также взаимодействие скважин в нем оказывают значительное влияние на увеличение устойчивости рядных системы разработки к выпадению скважин из эксплуатации из-за плохих фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта. Установлено, что площадь пласта, на которую оказывается воздействие вследствие работы нагнетательных скважин, больше при использовании рядной системы

разработки. Все это объясняется возможностью компенсации работы другими скважинами в случае отключения одной из них при рядной системе разработки. В случае площадной системы скважины взаимосвязаны друг с другом и их отключение может привести к уменьшению воздействия на пласт [16]. Рядные системы разработки обеспечивают большой запас надежности при проектировании.

С появлением новых более интенсивных типов заканчивания скважин недропользователи стали сталкиваться с трудностью подсчета оптимального соотношения нагнетательных и добывающих скважин. Это связано с тем, что традиционные методы расчета не подходят для определения данного соотношения. Вместо этого долгое время считалось целесообразным увеличивать количество нагнетаемого агента и давления нагнетания для увеличения интенсивности системы заводнения. Однако было установлено, что наибольшей эффективностью является использование соотношения между скважинами, равному 1:1.

2.2 Анализ естественного режима выработки запасов из низкопроницаемых коллекторов

Разработка углеводородов из низкопроницаемых коллекторов характеризуется нелинейными зависимостями фильтрации, что предполагает подбор оптимальных технологий для извлечения таких запасов. Наиболее распространенными, как уже упоминалось ранее, являются проведение МГРП в ГС и заводнение. На начальном этапе в системе ППД нагнетательные скважины используются в отработке на нефть, данный принцип является краеугольным камнем в данном вопросе. Оказалось, что внедрение системы ППД на начальном этапе разработки не всегда является краеугольным камнем эффективной добычи ввиду больших экономических затрат на организацию системы заводнения, поэтому необходимо рассмотреть иные варианты, способные обеспечить экономическую рентабельность добычи на первой стадии разработки.

На примере Приобского месторождения, где на основе многовариантных расчетов с помощью корпоративных прикладных программных продуктов была построена зависимость оптимального времени обработки $T_{отр.опт}$ от проницаемости k (рисунок 8) [23]. Из рисунка видно, что при снижении проницаемости с $0,3 \cdot 10^{-3}$ до $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² оптимальное время обработки резко возрастает от 15 до 90 месяцев. В таком случае обработка нагнетательных скважин на нефть в течение столь длительного периода может быть эквивалентна естественному режиму работы залежи за счет собственной энергии пласта.

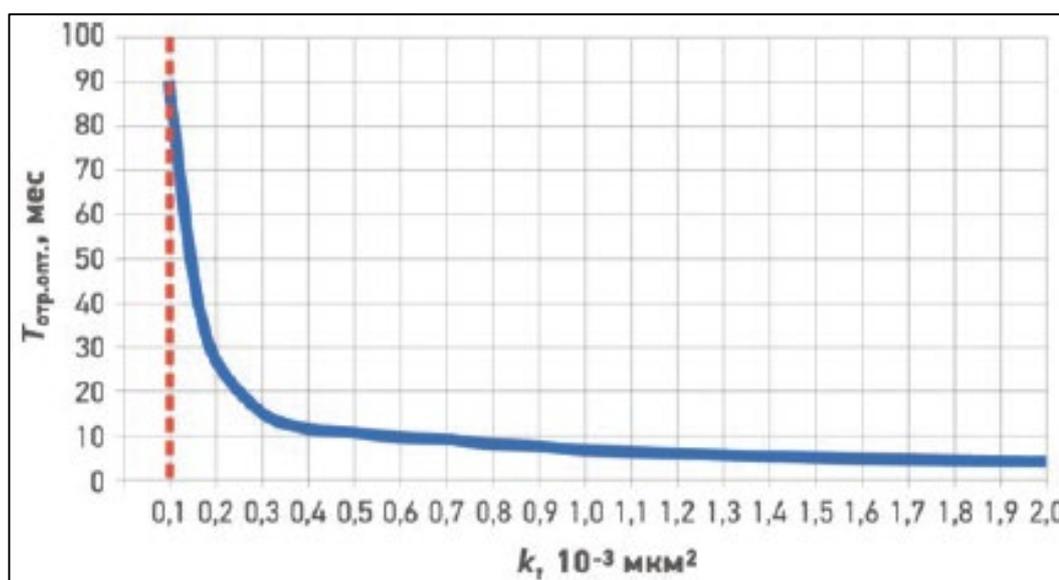


Рисунок 8 – Зависимость оптимального времени обработки на нефть $T_{отр.опт}$ от проницаемости пласта k для Приобского месторождения

По результатам гидродинамического моделирования установлено, что для условий Приобского месторождения при выходе в области нового бурения с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), где проницаемость пласта составляет $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² и менее, рекомендуется рассмотреть вариант разработки этих областей на режиме истощения (рисунок 9) [23].

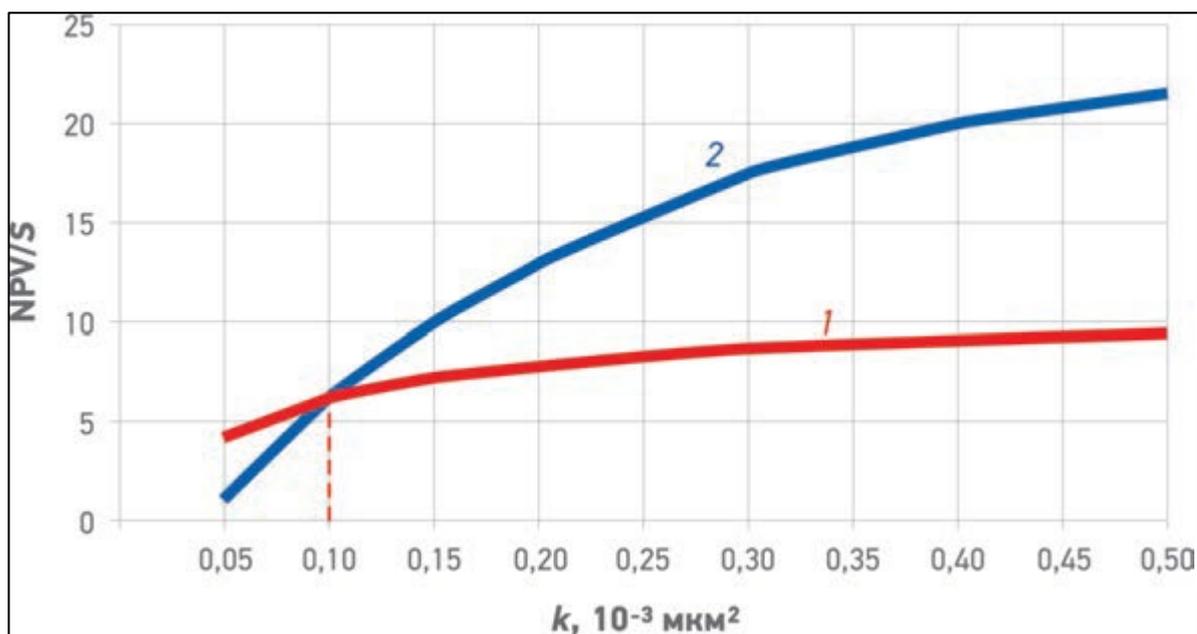


Рисунок 9 – Зависимость показателя NPV/S от проницаемости k для работы системы на режиме истощения (1) и с применением заводнения (2) (S – площадь, га)

Поэтому можно сделать вывод о том, что при определенных геолого-технологических условиях применение заводнения на месторождениях с НПК не всегда экономически эффективно. В таких случаях для конкретных месторождений можно определить граничное значение проницаемости, ниже которого целесообразно рассмотреть вариант разработки в режиме истощения.

2.3 Анализ эффективности системы поддержания пластового давления при разработке низкопроницаемых коллекторов

Прежде чем коснуться вопроса организации системы заводнения в низкопроницаемых коллекторах, стоит отметить важную особенность фильтрации жидкости через коллекторы с низкой проницаемостью. На данный момент уже известно о том, что фильтрация жидкости через НПК не подчиняется линейному закону Дарси, связано это с наличием начального градиента давления в мелких каналах, свойственных НПК. Этот начальный градиент давления возникает за счет наличия силы статического трения, возникающей между жидкостью и стенкой капилляра, а на поверхности зерен находится водяной слой, оказывающий сопротивление перемещению флюида. В этом случае, если

значение давления вытеснения не превышает градиент давления, соответствующий сопротивлению капиллярных сил, то ввиду разделения жидкости на капли фильтрационное сопротивление будет увеличиваться, что приведет к прерыванию движения нефти [24].

Основные трудности, с которыми приходится сталкиваться при проектировании систем ППД, заключаются в необходимости модернизации планирования размещения скважин, контролируя процессы техногенного трещинообразования и преждевременного прорыва воды. Наибольшее внимание уделяется совершенствованию системы ППД при использовании наклонно-направленных скважин (ННС) с ГРП и ГС с МГРП.

При плотном размещении скважин необходимо обращать внимание на положение трещин ГРП, так как они зачастую являются причинами обводнения. В случае использования разреженной девятиточечной системы не происходит языкового обводнения, характерного для неоднородности коллекторов со средними и высокими продуктивными характеристиками, однако выработка происходит неравномерно из-за формирования фронта вытеснения рядами. Не рекомендуется усиливать систему ППД за счет увеличения нагрузки на вертикальные и наклонно-направленные скважины, так как это не приведет к увеличению коэффициента охвата заводнением, а только создаст геомеханические явления, приводящие к языковому обводнению скважин [25].

При внедрении очагового заводнения без ограничения давления нагнетания между добывающими и нагнетательными скважинами могут появляться сквозные трещины, что приводит к превышению значений приемистости нагнетательных скважин и резкому скачку обводненности в добывающих скважинах. В таком случае рекомендуется увеличивать расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами, регулируя при этом давление нагнетания.

Таким образом можно выделить два случая: когда созданные трещины распространены параллельно относительно друг друга в одном направлении и

имеют гидродинамическую связь, в таком случае можно наблюдать ускоренное языковое обводнение; во втором случае обводнение происходит медленнее ввиду локализации в области между параллельными каналами, по которому происходит дренирование.

В условиях формирования нелинейной фильтрации неустойчивости продвижения фронта вытеснения рядные системы разработки имеют неоспоримые преимущества перед площадными системами. Это связано с более равномерной выработкой запасов нефти при рядной системе по сравнению с площадной, также рядные системы более устойчивы к внезапному отключению скважин, происходящему ввиду наличия участков с низкими ФЕС, такая особенность наблюдается за счет компенсации работы остальными скважинами при отключении одной из них, а при площадном заводнении скважины принадлежат сразу к нескольким элементам системы, что при выбывании одной скважины из эксплуатации ведет к нарушению работы остальных элементов. Поэтому рядные системы разработки имеют больший запас надежности [26].

Существует мнение о формировании «мертвой» зоны низких градиентов при разработке между добывающими и нагнетательными скважинами, которая приводит к потере связи между продвижением фронта вытеснения и динамикой извлечения флюидов в НПК (рисунок 10). Проявление такой зоны является причиной взаимного затухания приемистости и продуктивности скважин.

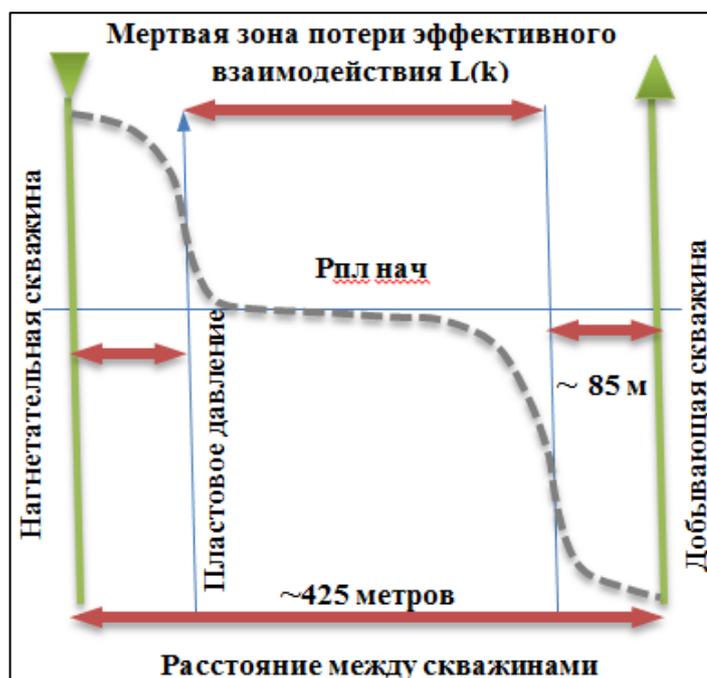


Рисунок 10 – Формирование «мертвой» зоны потери взаимодействия между нагнетательной и добывающей скважинами при несоответствии плотности сетки скважин проницаемости пласта

В зависимости от определенных геолого-технологических условий существуют расстояния, превышение которых влечет потерю гидродинамической связи между скважинами, что в свою очередь приводит к образованию зоны, обладающей низкими градиентами давления, которая еще называется «мертвой». Уменьшение плотности сетки скважин может привести к преждевременному прорыву воды по трещинам.

Еще одним значительным параметром является накопленная компенсация отбора жидкости закачкой воды, значение которой, равное 120–140 %, является благоприятным для условий Хохряковского месторождения. Такой интервал был получен путем построения зависимости коэффициента конечной нефтеотдачи от обводненности на примере Хохряковского месторождения (рисунок 11) [27].

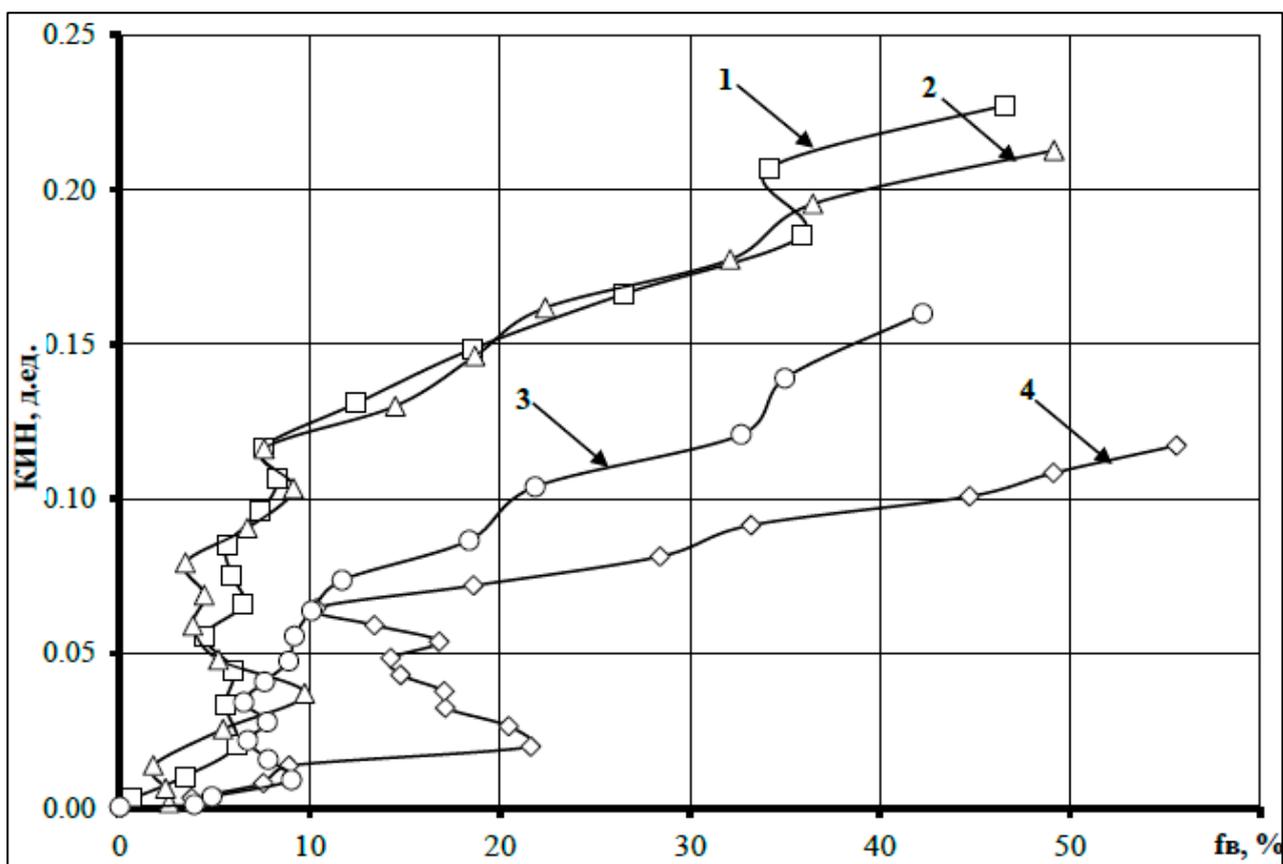


Рисунок 11 – Зависимости текущего коэффициента нефтеизвлечения от обводненности по четырем группам блоков [27]

Кривые: 4 – компенсация менее 100 %; 1 – компенсация от 100 до 125 %; 2 – компенсация от 125 % до 150 %; 3 – компенсация более 150 %

В качестве наиболее эффективного типа системы поддержания пластового давления можно выделить опережающее заводнение, отличительной особенностью которого является опережающее нагнетание вытесняющего агента по отношению к добыче нефти. То есть изначально работают только нагнетательные скважины, формируя равномерный фронт вытеснения к закрытым добывающим скважинам, а затем в работу вовлекаются добывающие скважины, за счет этого происходит равномерное извлечение углеводородов на поверхность.

Причинами целесообразности применения, опережающего заводнения являются:

- Длительная передача воздействия от нагнетательных к добывающим скважинам в условиях НПК;
- Преобладающая эксплуатация скважин при значениях забойных давлений ниже значений давления насыщения для повышения продуктивности скважин;
- Ускоренный процесс разгазирования нефти за счет интенсивных фазовых переходов при снижении давления ниже давления насыщения нефти газом.

Из-за ряда особенностей, присущих низкопроницаемым коллекторам, наблюдается недостаточно эффективная передача воздействия вытеснением от нагнетательных к добывающим скважинам, что влечет за собой снижение пластового давления даже при условном соблюдении условия компенсации. Также ситуация усугубляется применением интенсивных технологий ГРП. Поэтому необходим подбор оптимальной интенсивности системы ППД при площадном заводнении, значение которой рекомендуется принимать 1:1.

Возвращаясь к опережающему заводнению, стоит привести пример построения модели, описывающей несколько вариантов систем разработки. В рассматриваемом случае вариант опережающего заводнения (ОЗ, вариант 1) предполагает ввод нагнетательных скважин на квартал ранее ввода добывающих скважин в элементе разработки. Сравнимые варианты 2 и 3, характеризующиеся одновременной добычей и закачкой агента в элементе разработки (СЗ) и началом нагнетания после отработки нагнетательных скважин на нефть в течение 3 месяцев (ЗЗ), таблица 1 [16].

Формирование вариантов происходило с учетом сроков и объемов капитальных затрат. Во всех вариантах в начальный момент времени вводится одинаковое количество скважин, равное числу нагнетательных скважин на участке (9 ННС, с учетом симметрии элемента разработки). Для варианта ОЗ вводимые скважины – нагнетательные, и они с самого начала и до конца расчета осуществляют закачку воды. В варианте СЗ вводимые скважины тоже

нагнетательные, но они 3 месяца находятся в отработке на нефть. В варианте 33 вводимые скважины – добывающие.

Таблица 1 – Сопоставление временных параметров начала заводнения элемента разработки в исследуемых вариантах

Варианты	Скважины		1 Квартал	2 Квартал	3 Квартал
1 ОЗ (3 МЕС.)	Ввод		9 ННС НАГ	9 ННС ДОБ 9 ГС ДОБ	
	Состояние	нагнетательные	Нагнетание	Нагнетание	Нагнетание
добывающие				Добыча	Добыча
2 СЗ (3 МЕС. ОТР.)	Ввод		9 ННС НАГ (3 МЕС. ОТР.)	9 ННС ДОБ 9 ГС ДОБ	
	Состояние	нагнетательные	Отработка	Нагнетание	Нагнетание
добывающие				Добыча	Добыча
3 33	Ввод		9 ННС ДОБ.	9 ННС НАГ (ОТР.) 9 ГС ДОБ	
	Состояние	нагнетательные		Отработка	Нагнетание
добывающие			Добыча	Добыча	Добыча
4 ОЗ (6 МЕС.)	Ввод		9 ННС НАГ		9 ННС ДОБ 9 ГС ДОБ
	Состояние	нагнетательные	Нагнетание	Нагнетание	Нагнетание
добывающие				Добыча	Добыча
5 СЗ (6 МЕС. ОТР.)	Ввод		9 ННС НАГ (6 МЕС. ОТР.)		9 ННС ДОБ 9 ГС ДОБ
	Состояние	нагнетательные	Отработка	Отработка	Нагнетание
добывающие					Добыча

Через 3 месяца с начала расчета вводятся остальные скважины участка.

Для вариантов ОЗ и СЗ все новые скважины – добывающие. Одновременно в варианте СЗ прежние (нагнетательные) скважины переводятся под закачку воды. В варианте 33 новые скважины включают остальные добывающие и нагнетательные, причем нагнетательные вводятся на 3 месяца в отработку на нефть, и только затем переводятся под закачку воды [16].

В дополнение к основным вариантам были рассчитаны варианты 4 (ОЗ) и 5 (СЗ), которые аналогичны вариантам 1 и 2, но отличаются периодом в 6 месяцев, после которого добывающие скважины вводятся в эксплуатацию для наиболее наглядной оценки влияния опережающего заводнения.

Некоторые результаты расчетов по вариантам 1–5 представлены на рисунках 12–15.

Из рисунка 12 очевиден положительный эффект опережающего заводнения на начальную динамику дебитов добывающих скважин. Так, средний входной дебит по нефти (в целом по ННС и ГС с ГРП) составляет при реализации ОЗ в течение 3 месяцев – 153 т/сут, в течение 6 месяцев – 173 т/сут. При этом в вариантах СЗ и ЗЗ он изменяется в пределах 92–119 т/сут. Это является результатом накопления запаса упругой энергии за счет ОЗ, обеспечивающего высокие уровни пластового давления в зоне отбора и, соответственно, повышенные депрессии в начальный период добычи нефти. В случае использования опережающего заводнения остаточные запасы могут вырабатываться от полутора до двух лет с учетом длительности периода воздействия данным видом заводнения. С течением времени давление в пласте перераспределяется и определяется мощностями существующей системы поддержания пластового давления. График зависимости среднего пластового давления являются свидетельством рациональности данных соображений (рисунок 13).

Графики дебита нефти с двумя пиками по вариантам СЗ и ЗЗ определяются фактором постепенного ввода скважин в добычу нефти (добывающих и отрабатываемых нагнетательных). Вместе с тем, интересна кривая на рисунке 12 для варианта З. А именно, большое запоздание с началом закачки воды приводит к наибольшему падению дебитов скважин – ниже уровня возможностей системы ППД. В дальнейшем закачка воды начинает давать эффект, и имеет место некоторый рост дебитов до единого, для всех вариантов, уровня [16].

С точки зрения оценки экономической эффективности вариантов наиболее интересны графики на рисунке 14. Они показывают, что даже с учетом запоздания в начале добычи, варианты с ОЗ обгоняют по накопленному объему добытой нефти аналогичные варианты СЗ и ЗЗ уже через 1–1,5 года с даты ввода первых скважин на участке.

Следовательно, при идентичных сроках и объемах бурения, эти варианты окажутся предпочтительными в плане экономики.

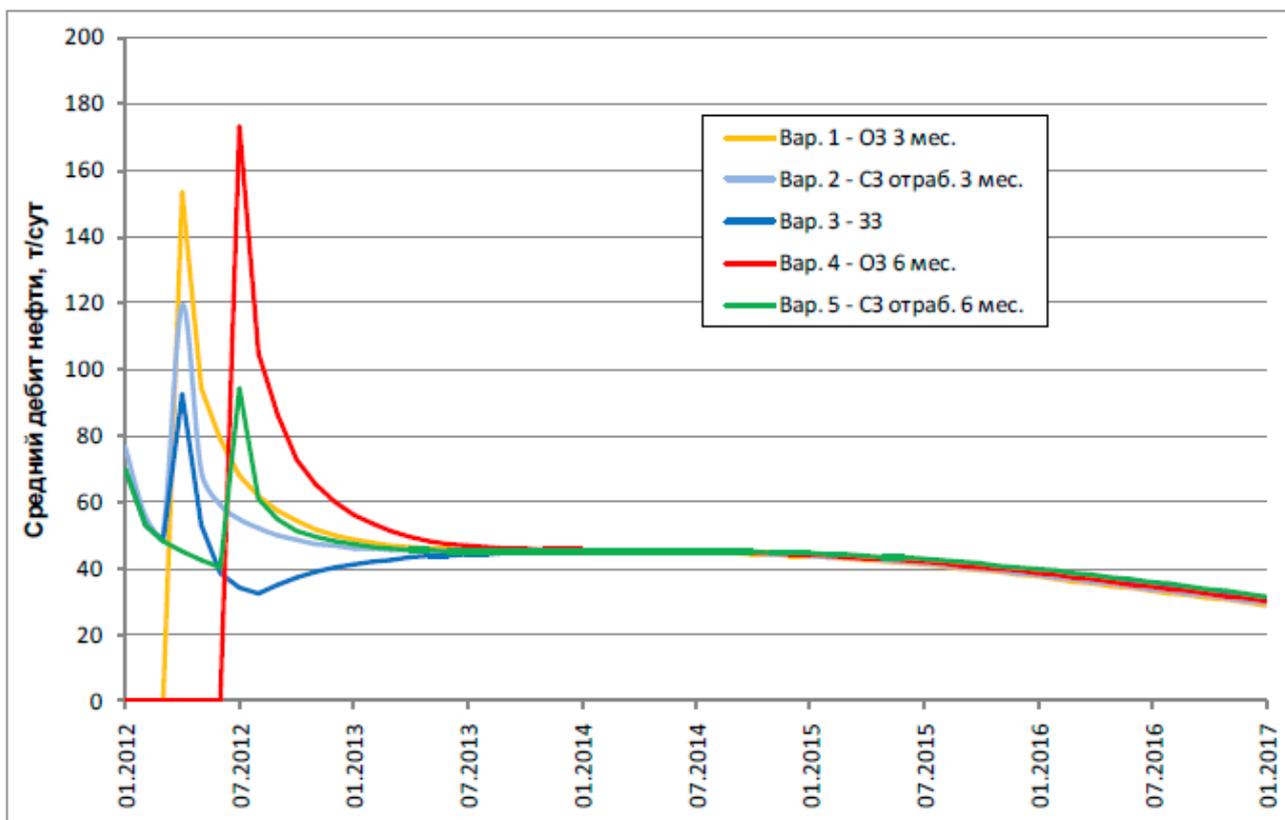


Рисунок 12 – Динамики среднего дебита скважин по нефти для пяти вариантов

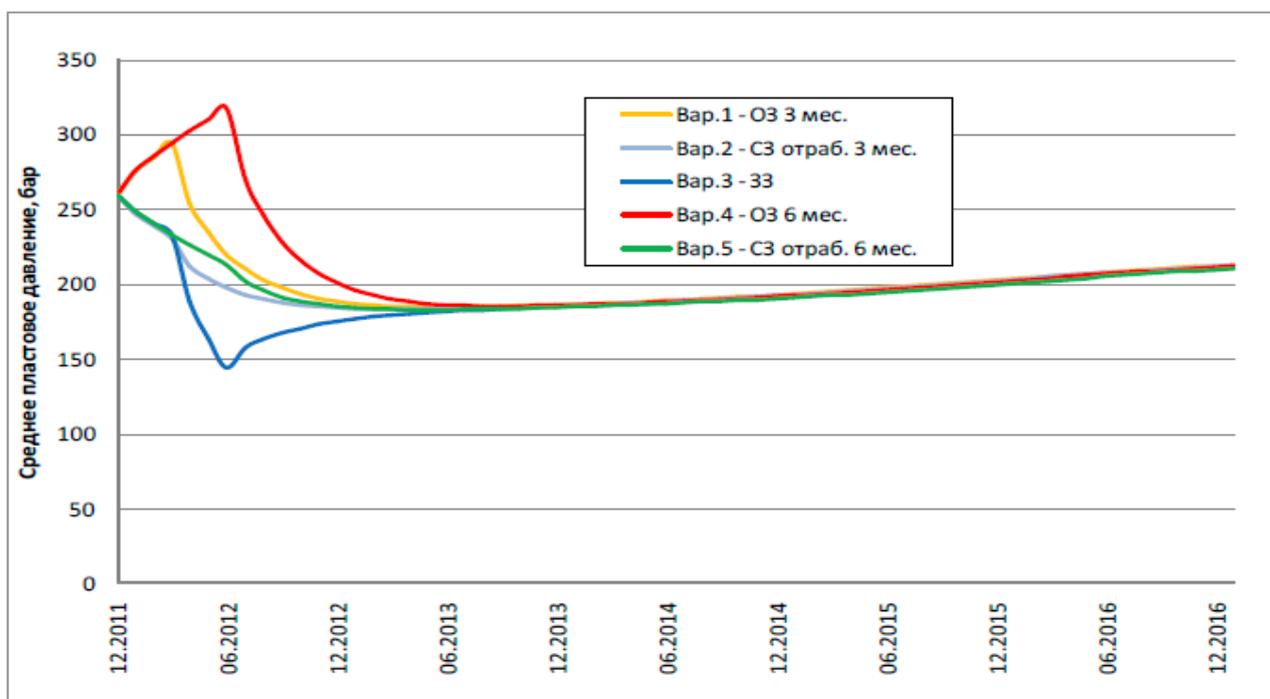


Рисунок 13 – Динамики среднего пластового давления по участку для пяти вариантов

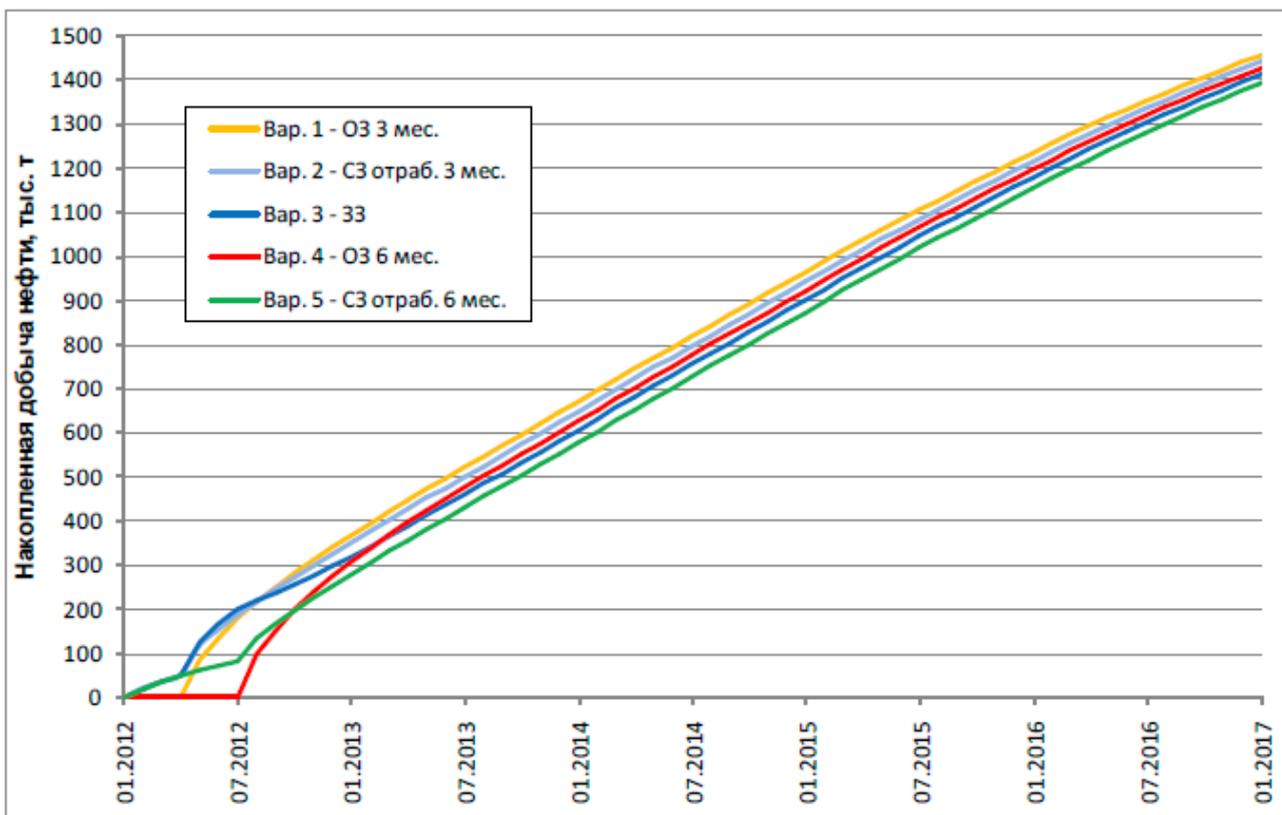


Рисунок 14 – Динамики накопленной добычи нефти по пяти вариантам

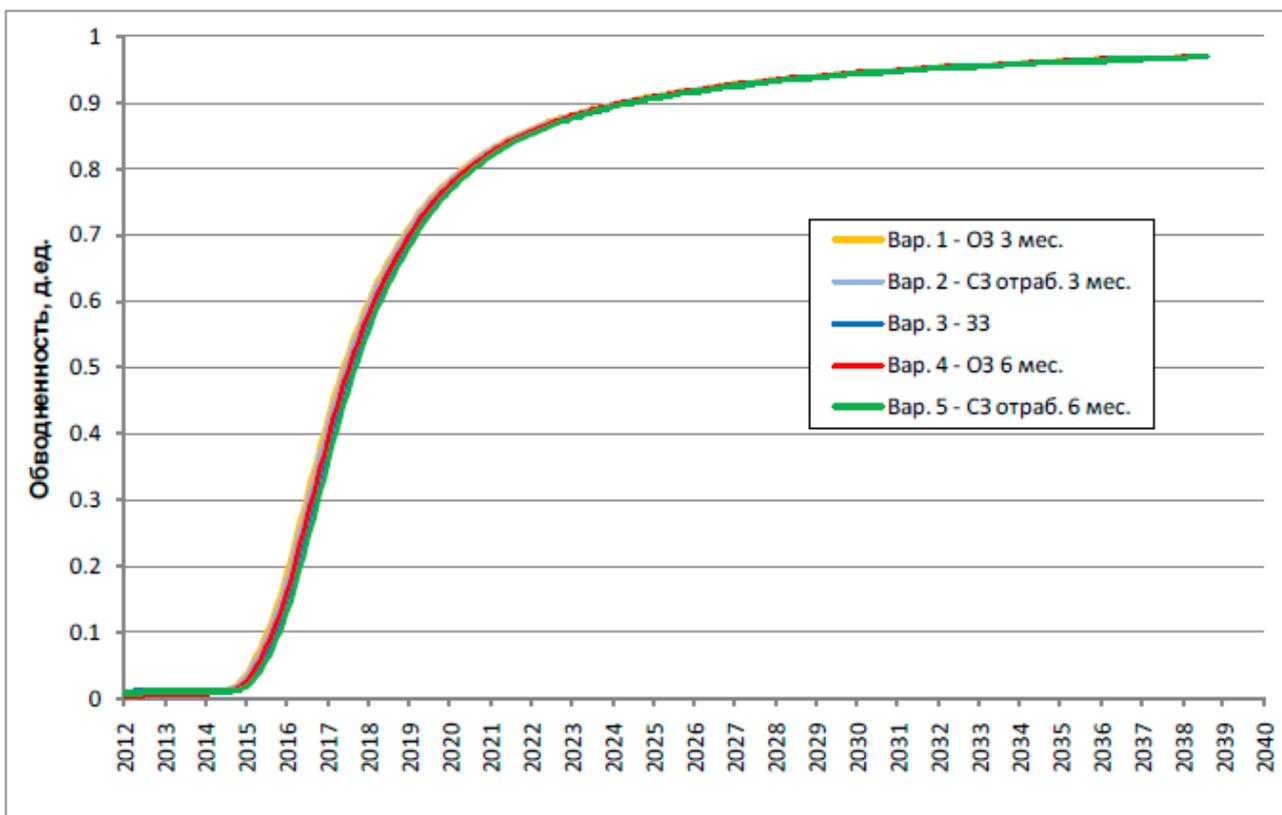


Рисунок 15 – Динамики обводненности продукции для пяти вариантов

Рисунок 13 дополнительно демонстрирует, что упреждающая закачка воды не оказывает негативного влияния на динамику обводнения скважин за весь период разработки. Хотя отдельные варианты, в определенный период времени, немного отличаются друг от друга по текущей величине обводненности – в пределах 5%. Тем не менее, не просматривается однозначная связь с более ранним началом заводнения. Объяснение этой особенности связано с отсутствием зоны пониженного давления вблизи добывающих скважин в период ОЗ. Как следствие, закачиваемая вода более равномерно перераспределяется по пласту, и не создаются условия для более ускоренного ее поступления в добывающие скважины. Подтверждением являются и показатели накопленной добычи нефти на конец прогнозного 20-летнего периода: по варианту 1 (ОЗ3 месяца) соответствующая величина остается наибольшей среди всех вариантов, хотя в процентном выражении выигрыш незначителен [16].

Таким образом, можно сделать вывод о том, что в условиях низкой проницаемости коллекторов для обеспечения экономической эффективности и наиболее равномерного процесса вытеснения флюида на поверхность целесообразно внедрять технологию опережающего заводнения, обеспечивающего минимальный процент обводненности и улучшение эффективности системы поддержания пластового давления.

2.4 Анализ эффективности проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта в условиях низкопроницаемых коллекторов

Применение МГРП в ГС показывает свою эффективность на протяжении многих лет, однако эта технология характеризуется высокими падениями дебитов по истечению небольшого периода времени из-за возможного прорыва воды вследствие увеличения относительной проницаемости породы по воде, поэтому необходимо качественно подбирать технологию его осуществления индивидуально на каждой скважине в зависимости от геолого-технологических

условий. При проведении МГРП недропользователи сталкиваются со следующими основными трудностями [14]:

1. Дизайн ГРП;
2. Количество стадий ГРП;
3. Выбор направления горизонтального участка скважины;
4. Длина горизонтального участка скважины;
5. Объем закачиваемого расклинивающего агента;
6. Длина трещин ГРП.

Исходя из перечисленных трудностей, можно выделить основные геологические критерии применимости при проектировании ГС с МГРП [17]:

1. Наличие покрышек между целевым пластом и другими продуктивными пластами;
2. Мощность пласта не менее 2 м и не превышает 100 м (технологическое ограничение проведения операции ГРП);
3. Мощность покрышек между пропластками не более 3–4 м;

В условиях низкой проницаемости коллекторов встречаются дополнительные осложнения, требующие более подробной проработки всего процесса. Установлено, что для сильно анизотропных пластов необходимо разносить трещины на большее расстояние, иначе может произойти интерференция трещин, а так как основной поток перемещается по трещинам, то вертикальная проницаемость не влияет на продуктивность.

Увеличение числа стадий гидравлического разрыва пласта приводит к нелинейному увеличению накопленной добычи нефти. Превышение числа стадий больше четырех оказывает понижающий эффект на добычу углеводородов, а последующее проведение ГРП дает прирост накопленной добычи в 2%. Такая зависимость была получена на основе данных с Самотлорского и Ватинского месторождений (рисунок 16) [28].

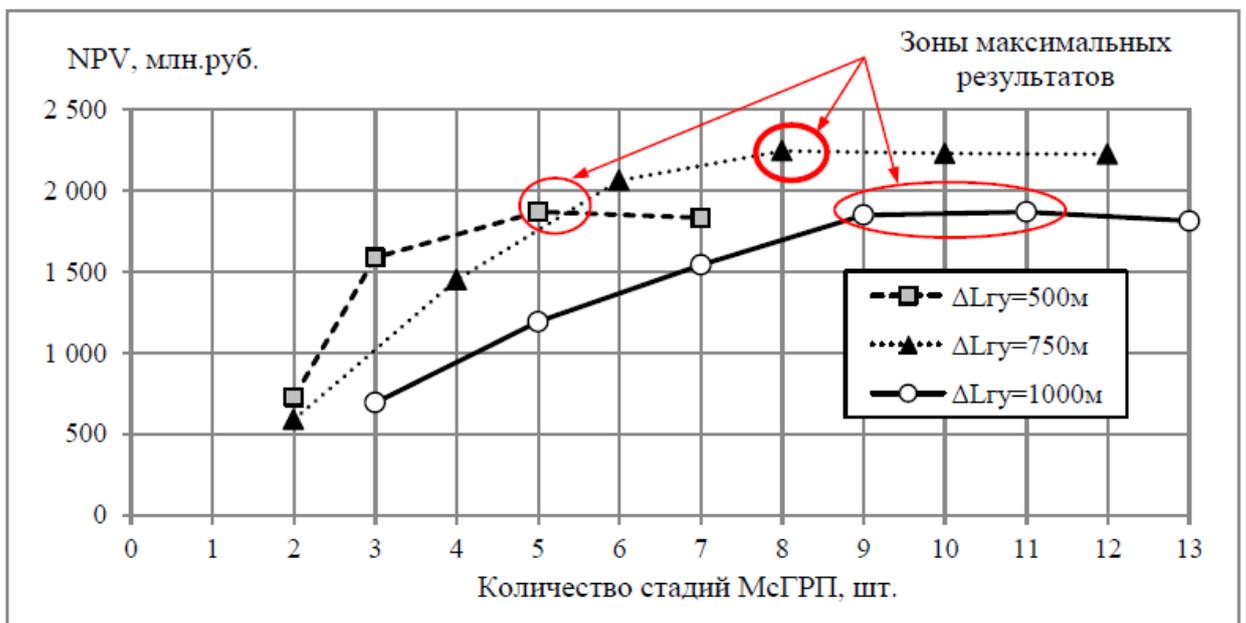


Рисунок 16 – Зависимость экономической эффективности от длины горизонтального участка скважин ($\Delta L_{гy}$) и количества стадий гидроразрыва

В случае, если проведение каждой последующей стадии ГРП приводит к получению значения удельной накопленной добычи, равной 2 тысячи тонн за стадию, то целесообразно увеличивать количество стадий, иначе роста накопленной добычи может не происходить, либо возможны случаи резкого увеличения обводненности продукции.

При проектировании МГРП обязательно нужно учитывать азимут направления трещин, что является критерием эффективности приведения операции.

При продольном распространении трещин относительно прямолинейного наклонного участка скважины имеются следующие преимущества [14]:

- 1) Лучше очищаются от геля после ГРП;
- 2) Могут распространяться вдоль всего ствола скважины;
- 3) Схожи с трещинами ГРП на вертикальных скважинах;
- 4) Меньшие давления инициации и развития трещин ГРП.

Продольное распространение трещин имеет некоторые недостатки:

- 1) Необходимо качественное изучение направления напряжений пород пласта;

- 2) Покрывают меньший объем пласта, чем поперечные трещины;
- 3) Меньшая продуктивность продольных трещин, по сравнению с поперечными трещинами ГРП в низкопроницаемых коллекторах.

Схематическое изображение продольного распространения трещины представлено на рисунке 17.

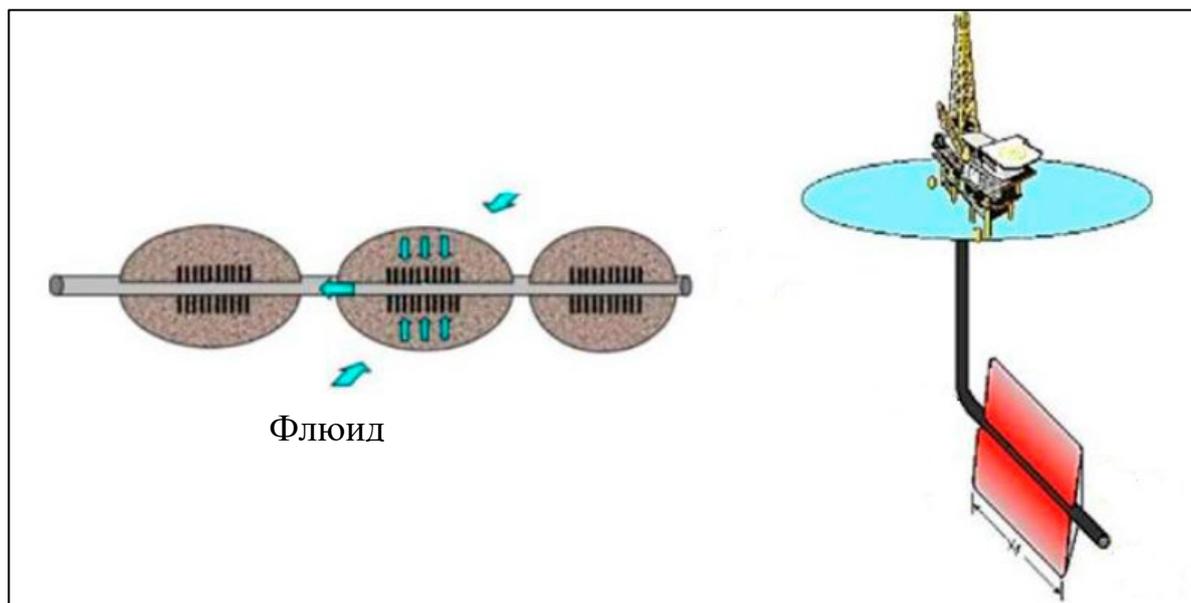


Рисунок 17 – Продольное распространение трещин относительно прямолинейного горизонтального участка ствола скважины

В скважинах возможно поперечное распространение трещин относительно прямолинейного горизонтального участка скважины, преимущества представлены ниже [14]:

- 1) Покрывают больший объем пласта, чем продольные трещины;
- 2) Предпочтительны для НПК;
- 3) Есть возможность создать новые трещины между существующими.

Поперечное распространение трещин имеет некоторые недостатки:

- 1) Поперечные трещины «сложнее» в создании;
- 2) Более высокие давления инициации и распространения трещин;
- 3) Очистка трещин может быть проблемной;
- 4) Штуцирование притока по трещине в пристволенной зоне.

Схематическое изображение поперечного распространения трещины представлено на рисунке 18.

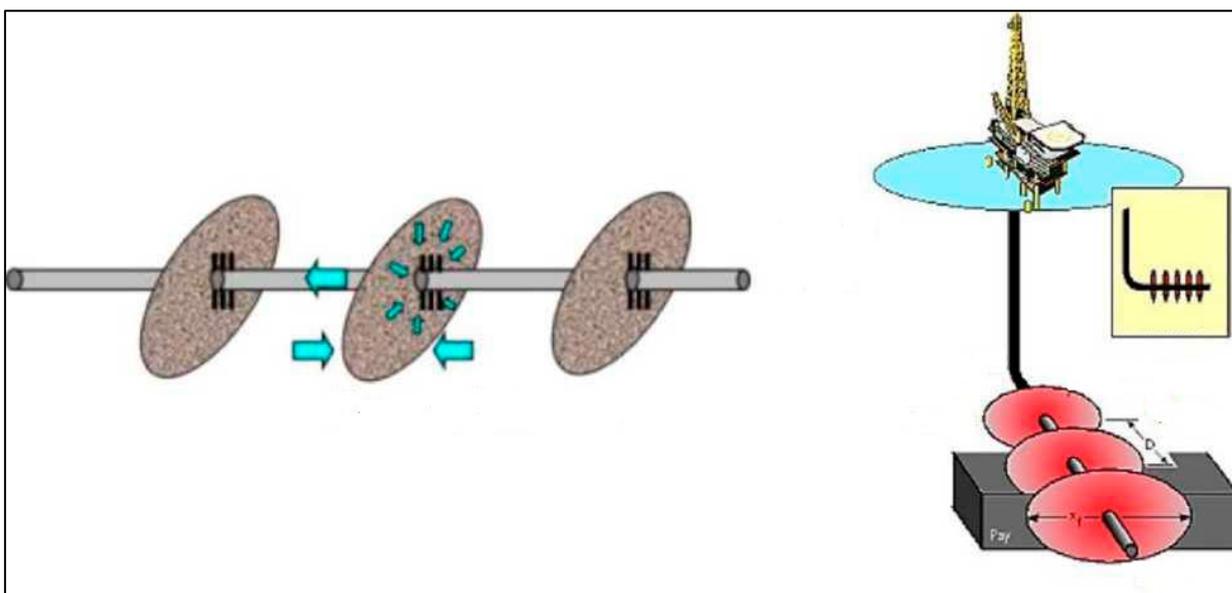


Рисунок 18 – Поперечное распространение трещин относительно прямолинейного горизонтального участка ствола скважины

Сам же горизонтальный участок ствола скважины рекомендуется располагать вдоль максимального горизонтального напряжения, то есть регионального стресса пород, значимость которого оговаривалась ранее в работе. Однако если горизонтальные скважины пробурены без проведения МГРП, то направление регионального стресса не оказывает влияние на эффективность разработки объекта.

Таким образом к перспективным для применения ГС с МГРП объектам можно отнести низкопроницаемых коллекторы литологического типа, которым свойственны высокая степень расчлененности и приемлемая нефтенасыщенность. Если НПК относятся к водонефтяным зонам, то не рекомендуется проводить МГРП из-за риска преждевременного прорыва воды. Наиболее подходящими являются однопластовые месторождения литологического типа, либо пластовые сводовые залежи с надежными покрышками. В условиях повышенной проницаемости коллекторов применение ГС с МГРП нецелесообразно.

К наиболее встречающейся технологии проведения МГРП в Западной Сибири можно отнести технологию с использованием набухающих пакеров и циркуляционных муфт. Изначально компоновка низа бурильной колонны

представляет из себя хвостовик, который изолирует кольцевое пространство от внутрискважинного. Далее при проведении каждой стадии ГРП в скважину сбрасываются шары с таким диаметром, чтобы осуществилась посадка в седло, что приводит к герметизации участка хвостовика и открытия отверстий для проведения следующей стадии ГРП. С каждым разом диаметр шаров уменьшается. [29].

По гидродинамической цифровой модели в зависимости от продуктивных характеристик пласта проводится подбор оптимального количества стадий и длины горизонтального участка ствола скважины. При расположении набухающих пакеров и циркуляционных муфт руководствуются соблюдением следующих геолого-технологических критериев:

- В местах установки пакеров должны отсутствовать каверны, осыпи и обвалы, наличие которых определяется по результатам проведения ГИС;
- Чтобы не происходило наложение трещин ГРП и весь перфорированный участок разреза был вовлечен в разработку необходимо располагать циркуляционные муфты на одинаковом расстоянии с определенной частотой, определяемой количеством стадий ГРП;
- Циркуляционные муфты должны быть локализованы в зоне пласта с наилучшими коллекторскими свойствами и находиться на равном расстоянии от набухающих пакеров.

Для использования шаров при проведении МГРП в основную компоновку наземного оборудования устанавливается специальная вспомогательная линия (рисунок 19). Данная особенность является отличием проведения МГРП от стандартного гидравлического разрыва пласта [29].

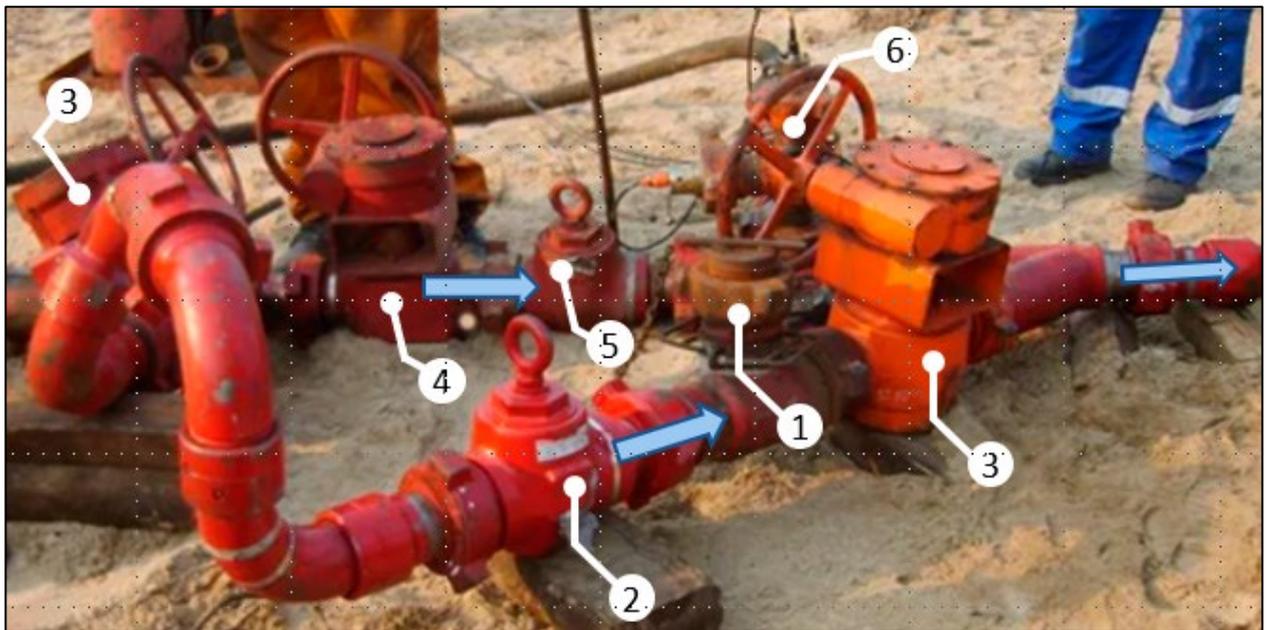


Рисунок 19 – Вспомогательная линия для сброса шаров в линию. 1 – устройство для запуска шара в линию; 2 – обратный клапан вспомогательной линии; 3 – задвижки вспомогательной линии; 4 – задвижка основной линии; 5 – обратный клапан основной линии; 6 – датчик давления основной линии.

В отношении карбонатных коллекторов, где зачастую введение расклинивающего реагента не требуется в случае сильно сцементированных пород, существует особый подход к проведению МГРП, а именно использование кислоты для образования трещин. Если же есть необходимость в поддержании трещин в раскрытом состоянии, то основным и приоритетным направлением является технология кислотно-проппантного разрыва. Было выявлено, что при отношении пластового давления к гидростатическому, равному единице, эффективность кислотно-гидравлического разрыва пласта (КГРП) с использованием HCl различной концентрации либо мала, либо имеет небольшую длительность. Это связано с наличием известняков, трещины в которых «схлопываются» из-за своей непрочной структуры. Превышение давления закачки на участках контакта стенок трещины приводят к их разрушению.

Целью проведения КГРП является нагнетания кислотного реагента в пласт для создания каналов и червоточин в массиве коллектора с их фиксацией агентом. Данная технология реализуется двумя способами:

1. Создание путей фильтрации и их равномерное закрепление. Данное технологическое решение применимо на более мягких породах (известняки).

2. Создание высокопроводящих каналов фильтрации с закреплением в ПЗП. Используется в плотных карбонатных породах.

Для эффективного перемещения реагента к удаленной зоне пласта (УЗП) при КГРП в карбонатных породах необходимо использования ингибиторов кислотных композиций, так как наибольшая часть залежей находится на завершающей стадии разработки, на которых были применены многократные кислотные обработки, что может привести к разрушению уже созданных каверн, почти не затрагивая матрицу породы.

Чтобы нивелировать данные проблемы работники нефтяной и газовой промышленности Китая разработали два новых типа заканчивания скважин для разработки низкопроницаемых карбонатных коллекторов. С помощью этих методов была увеличена добыча в Таримском, Сычуаньском, Ордосском нефтегазоносных бассейнах [30].

Коллекторы этих месторождений обладают:

- низкой пористостью и сверхнизкой проницаемостью;
- высокой степенью неоднородности, обусловленной процессами образования вторичной пористости, а также наличием разно локализованных трещин по всему объему объекта разработки;
- глубины залегания этих пород 5000–7000 м;
- пластовая температура достигает 160 °С;
- пластовое давление до 78 МПа.

В данных условиях необходимо проведения МГРП с нагнетанием кислотных реагентов. Для того, чтобы вовлечь как можно больше остаточных запасов углеводородов необходимо проектировать горизонтальные участки стволов скважин при бурении перпендикулярно вектору распространения естественной трещиноватости, что позволит создать сеть взаимосвязанных

линий тока, по которым должна происходить фильтрация новых, вовлеченных в разработку, скоплений нефти.

Существуют три причины, препятствующие проведению данной операции:

1) Стандартная трещина, образующаяся в процессе кислотного МГРП, не обеспечивает вовлечение всех возможных скоплений углеводородов в данном участке, поэтому ввиду высокой степени неоднородности данный метод не подходит;

2) Возникает снижение продуктивности проведения кислотного МГРП за счет уменьшения длины образующейся трещины и увеличения расхода нагнетаемой гелеобразной кислоты в условиях низкопроницаемых карбонатных коллекторов, в области которых встречаются высокие температуры, снижающие вязкость закачиваемого состава до 10 МПа в секунду;

3) Геологические и термобарические условия, в которых находятся залежи Китая способствуют выделения газов при проведении КГРП, способствующих коррозии погружного нефтегазопромыслового оборудования.

Новая технология, предложенная недропользователями из Китая, состоит в отклонении трещины КГРП для наиболее правильного направления фильтрационного потока и наибольшего вовлечения остаточных запасов, находящихся в низкопроницаемых карбонатных коллекторах.

Для того чтобы обеспечить соответствие всем геолого-техническим условиям, минимизировать расход используемой кислоты и замедлить реакцию кислоты и породы, рекомендуется использовать сразу два типа кислот TCA и SDA, которые также позволяют уменьшить фильтрационные сопротивления потока в породе. Кислота TCA имеет низкую вязкость при закачке, что благоприятно за счет большей подачи и меньших потерь на трение. Однако в скважине её вязкость повышается до 220 МПа/сек., что приводит к отклонению потока кислоты и увеличению длины трещин. При отработке вязкость её падает, и она свободно выносится [30].

Кислота SDA (свежая) легче закачивать ввиду наличия одиночных молекул вязкоупругих поверхностно-активных веществ (ПАВ). В процессе закачки вязкость кислоты увеличивается до 350 Мпа и более, такая особенность возникает в результате повышение количества ионов кальция и магния за счет уменьшения концентрации самой кислоты, так и формируется сеть ПАВ.

После обработки структура сетки разрушается углеводородами, вязкость её уменьшается, и она легко выносится из скважины. Для отдельного заканчивания сложных горизонтальных скважин при кислотном ГРП карбонатных коллекторов в Китае используются специальные скважинные инструменты (рисунок 20).

Первый вариант компоновки используется чаще, она состоит из подъемной трубы, циркуляционных муфт с шарами, установочного пакера и пакеров в открытом стволе (рисунок 20а). Этот способ обеспечивает до 15 стадий заканчивания в длинных горизонтальных скважинах.

Второй способ компоновки заканчивания отличается лишь наличием перфорированных труб, оснащенных сетчатыми фильтрами (рисунок 20б).

Применение данных технологий позволило увеличить добычу углеводородов за счет вовлечения дополнительных продуктивных зон, заполненных нефтью, на многих месторождениях Китая, содержащих низкопроницаемые карбонатные коллекторы. Результаты проведения данных методов в других странах также отличаются положительным эффектом (рисунок 21).

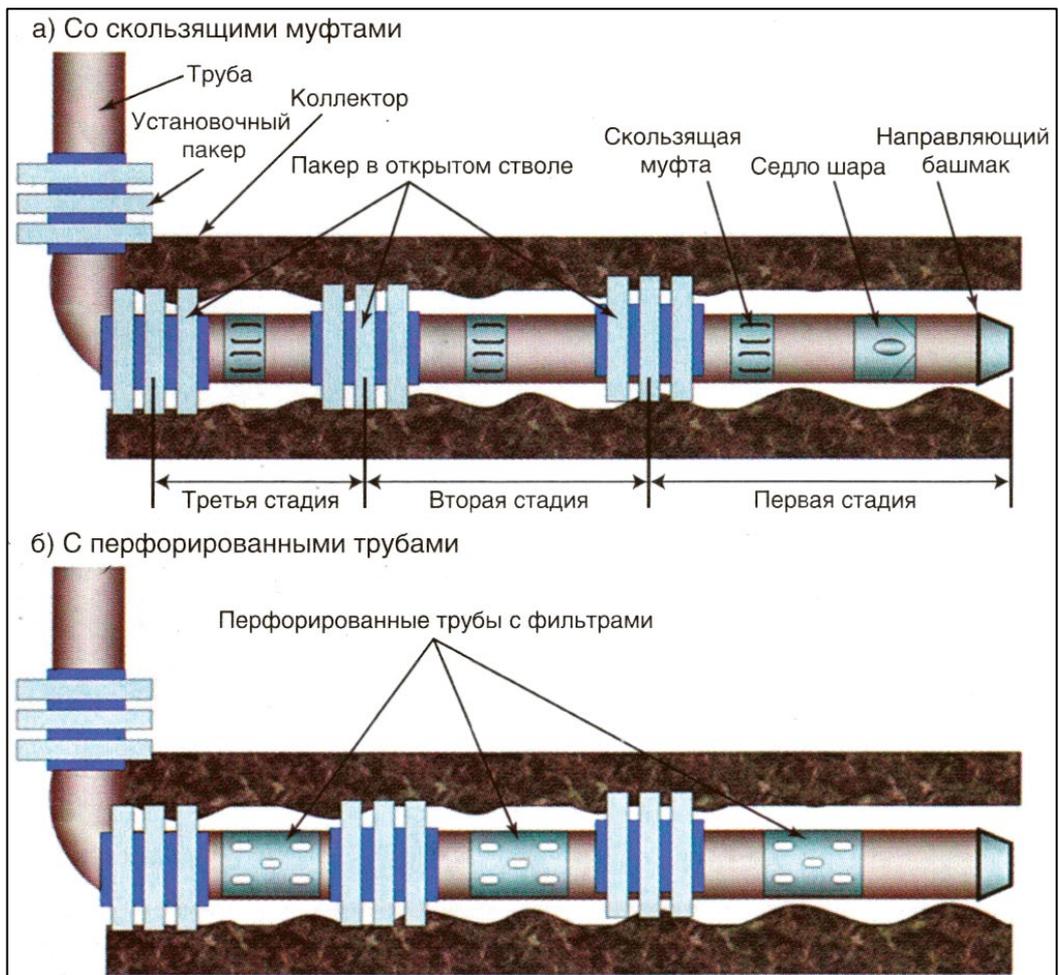


Рисунок 20 – Способы отдельного заканчивания горизонтальных скважин при кислотном гидравлическом разрыве пласта в открытом стволе

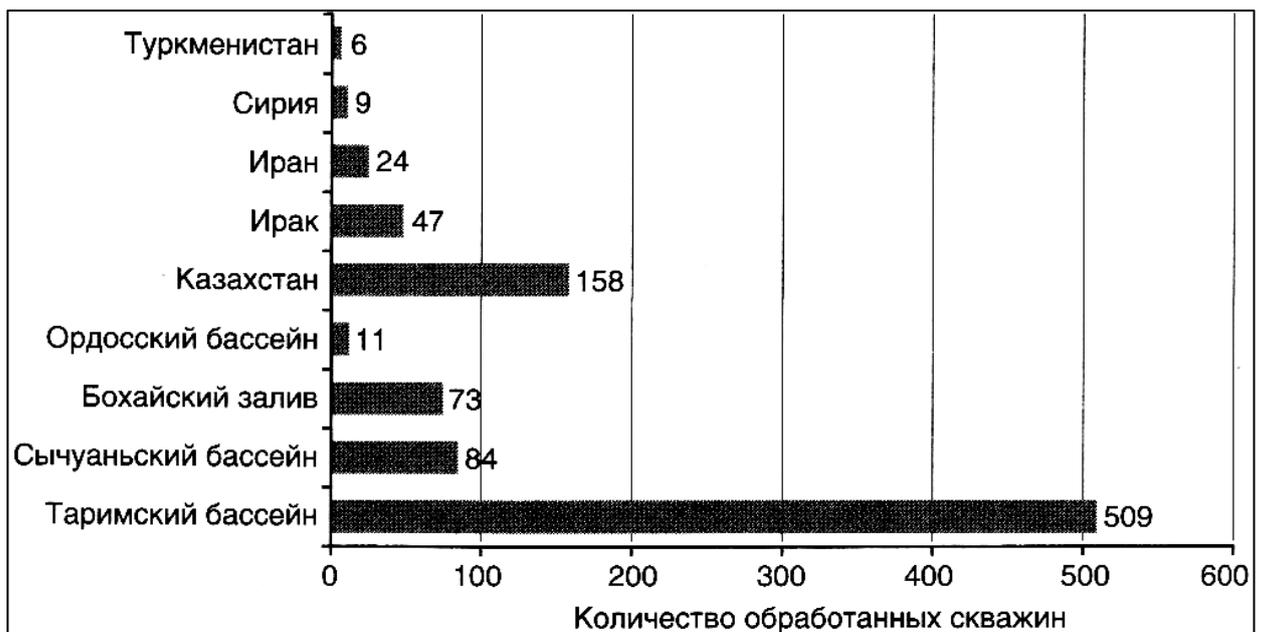


Рисунок 21 – Область применения новых технологий заканчивания горизонтальных скважин с кислотным гидравлическим разрывом пласта

3. КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К РАЗРАБОТКЕ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Большинство трудноизвлекаемых остаточных запасов месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки, преимущественно локализованы в низкопроницаемых коллекторах. Комплексный анализ условий образования НПК и их дальнейшего изменения в процессе разработки с использованием передовых подходов и технологий позволит увеличить охват подобного рода запасов и разрабатывать их с наибольшей степенью эффективности.

Запасы низкопроницаемых коллекторов приурочены к баженовским, абалакским, хадумским и доманиковым отложениям, отличающимся низкими значениями проницаемости и высокой степенью неоднородности. На сегодняшний день к низкопроницаемым коллекторам стоит относить нефтяные коллекторы с проницаемостью менее $0,050 \text{ мкм}^2$ и газовые коллекторы проницаемостью $10^{-3}-10^{-4} \text{ мкм}^2$ и менее, для коллекторов Западной Сибири верхнее пороговое значение принимается равным $0,022 \text{ мкм}^2$.

При разработке месторождений с НПК целесообразно рассматривать слоистую, зональную и пространственную типы неоднородности по проницаемости, анализ происхождения которых прямым образом влияет на дальнейший подбор технологических решений для разработки НПК. Настолько же важным фактором является анизотропия пласта по проницаемости, значения которой определяется как отношение горизонтальной проницаемости к вертикальной. Анализ данной характеристики дает возможность определить направление регионального стресса, которое напрямую влияет на процесс проектирования разработки месторождения с НПК.

При подборе технологий разработки НПК необходимо точно знать литотип пород объекта разработки: терригенный или карбонатный, от этого будет зависеть подбор технологии и особенности их проведения. Карбонатные породы отличаются большей степенью неоднородности, но в то же время в

большинстве случаев высоким показателем прочности, что зачастую упрощает проведение геолого-технологических мероприятий.

С точки зрения особенностей структуры порового пространства рекомендуется проводить градацию объектов, характеризующихся низкими значениями проницаемости:

1. НПК – объекты в песчаных коллекторах, $k_{пр} < 0,05$ мкм²;
2. ГНПК – объекты, отличающиеся повышенным содержанием глинистых минералов, $k_{пр} < 0,1 \dots 0,2$ мкм²;
3. СНПК – объекты, имеющие слабодренируемые участки, $k_{пр} < 0,3$ мкм²;
4. НДК – объекты, пласты-коллекторы которых характеризуются низкими значениями дебита, $k_{пр} < 0,3 \dots 0,4$ мкм²;

Сюда же могут быть включены плотные карбонатные коллекторы, у которых $k_{пр} < 0,01 \dots 0,05$ мкм².

Также структура пористой среды и способность фильтрации через нее обусловлена количественным содержанием, тупиковых пор. В зависимости от направления фильтрации для терригенных коллекторов может меняться степень влияния тупиковых пор. Весь процесс фильтрации усугубляется тем, что он происходит по нелинейной зависимости, что усложняет построение цифровых гидродинамических моделей.

Применение интенсивных технологий разработки на начальной стадии не всегда целесообразно экономически. При анализе объекта всегда нужно учитывать минимальное значение проницаемости пласта, ниже которого целесообразно разрабатывать пласт на естественном режиме истощения.

Прежде всего необходимо провести качественное проектирование разработки. При выборе типа заканчивания скважин наиболее распространенным является заканчивание с горизонтальным окончанием с многостадийным гидравлическим разрывом пласта. Выбор направления залегания горизонтального участка ствола стоит производить по направлению

регионального стресса для максимального увеличения отборов. При этом нагнетательные и добывающие скважины рекомендуется использовать с одним типом заканчивания для определенных геолого-промысловых условий.

Можно выделить основные особенности проектирования МГРП в НПК:

1. Зависимость длины горизонтального участка ствола скважин от количества стадий ГРП определяется параметрами трещины гидравлического разрыва (полудлиной трещины) и объемами нагнетания расклинивающего агента (проппанта). При соотношении более 50 т/стадию закачки проппанта и 100 м полудлины трещины рекомендуется расстояние между стадиями ГРП выбирать, равным 150 м.

2. В случае, если проведение каждой последующей стадии ГРП приводит к получению значения удельной накопленной добычи, равной 2 тысячи тонн за стадию, то целесообразно увеличивать количество стадий, иначе роста накопленной добычи может не происходить, либо возможны случаи резкого увеличения обводненности продукции.

3. Использование горизонтального типа заканчивания скважины с длиной горизонтального участка 500 м без проведения гидравлического разрыва пласта и применение наклонно-направленных скважин с ГРП равнозначны.

Другим набирающим популярность методом является бурение многозабойных РГС по технологии ТАМЛ. Проведение данного метода может оказаться наиболее рентабельным для разработки низкопроницаемых коллекторов вследствие отсутствия необходимости в мобилизации и эксплуатации флота ГРП, подбора реагентов и проппанта. Для НПК и коллекторов с естественной трещиноватостью используются две скважины, расходящиеся в противоположные стороны от главного вертикального ствола с дальнейшим горизонтальным окончанием.

При проектировании системы ППД в условиях НПК рекомендуется отдавать предпочтение наиболее эффективной однорядной системе разработки с интенсивностью заводнения 1:1 для наиболее равномерного вытеснения запасов

из НПК. Рядные системы обеспечивают большой запас надежности при проектировании по сравнению с площадными. Еще одним значительным параметром является накопленная компенсация отбора жидкости закачкой воды, значение которой, равное 120–140 %, является наиболее благоприятным для большинства месторождений Западной Сибири.

В условиях низкой проницаемости коллекторов для обеспечения экономической эффективности и наиболее равномерного процесса вытеснения флюида на поверхность целесообразно внедрять технологию опережающего заводнения в течение 3 месяцев, обеспечивающего минимальный процент обводненности и улучшение эффективности системы поддержания пластового давления.

Применение МГРП в ГС показывает свою эффективность на протяжении многих лет, однако эта технология характеризуется высокими падениями дебитов по истечению небольшого периода времени из-за возможного прорыва подоы вследствие увеличения относительной проницаемости породы по воде, поэтому необходимо качественно подбирать технологию его осуществления индивидуально на каждой скважине в зависимости от геолого-технологических условий.

Необходимо выделить основные геологические критерии применимости при проектировании ГС с МГРП:

1. Наличие покрышек между целевым пластом и другими продуктивными пластами;
2. Мощность пласта не менее 2 м и не превышает 100 м (технологическое ограничение проведение операции ГРП);
3. Мощность покрышек между пропластками не более 3–4 м.

Превышение числа стадий больше четырех оказывает понижающий эффект на добычу углеводородов, а последующее проведение ГРП дает прирост накопленной добычи в 2%. Однако если проведение каждой последующей стадии ГРП приводит к получению значения удельной накопленной добычи,

равной 2 тысячи тонн за стадию, то целесообразно увеличивать количество стадий.

К наиболее встречающейся технологии проведения МГРП в Западной Сибири можно отнести технологию с использованием набухающих пакеров и циркуляционных муфт для сброса шаров и технология HiWay, заключающаяся в проведении кластерной перфорации с переменной закачкой жидкости ГРП и проппанта, что обеспечивает формирование столбиков проппанта, которые способствуют более продуктивной фильтрации флюида по образовавшимся трещинам.

При разработке карбонатных коллекторов рекомендуется использовать кислоты TCA и SDA, которые в процессе нагнетания, взаимодействуя друг с другом и с породой, будут увеличивать свою вязкость, тем самым создавая более разветвленные каналы трещин для увеличения охвата продуктивных участков.

Таким образом, применяя комплексный интегральный подход при разработке месторождений с низкопроницаемыми коллекторами в определенных геолого-промысловых условиях, можно достичь наибольшего количества извлекаемых углеводородов путем вовлечения незатронутых ранее разработкой продуктивных участков пласта с низкими значениями проницаемости.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Белову Тимур Владимировичу

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами не более 520000 рублей.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, инструмента, норма амортизации и т.д. Минимальное значение интегрального показателя ресурсоэффективности – 3,0 балла
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общий налоговый режим Налог на прибыль - 20% НДС – 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения 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, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Кратность увеличения производительности скважины – 2,5

Перечень графического материала:

1. Карта сегментирования рынка услуг;
2. Матрица SWOT;
3. Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии;
4. Диаграмма Ганта;
5. Оценочная карта сравнения конкурентных технических решений.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.04.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Спицына Любовь Юрьевна	к.э.н.		01.04.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Белов Тимур Владимирович		01.04.2021

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Основная цель расчетов – экономическая оценка проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта (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.

4.1 Потенциальные потребители технологии

В качестве критериев сегментирования стоит использовать следующие мероприятия по увеличению нефтеотдачи пластов: Проведение МГРП, кислотная обработка скважины, зарезка бокового ствола, проведение полимерного заводнения. Сегментирование производим на примере двух организаций: ООО «Пакер Сервис» было создано в 2006 году как высокотехнологичная и инновационная компания, предоставляющая услуги

крупнейшим нефтегазодобывающим и сервисным компаниям при текущем и капитальном ремонте скважин, гидродинамических исследованиях и заканчивании скважин., которая является основным исполнителем проведения технологии, рассматриваемой в данном разделе, и ООО «РусГазБурение» – это инновационная и технологичная компания. Квалификация специалистов данной организации позволяет выполнять любые задачи, связанные с бурением, освоением, ГРП и обустройством нефтяных и газовых скважин как на суше, так и на море, которая отличается такой же процедурой проведения МГРП, но затраты на реализацию данной технологии у данной фирмы выше. Также обе фирмы занимаются другими видами услуг. ООО «Пакер Сервис» относится к средней по размеру компании, а ООО «РусГазБурение» – к мелкой. Обе компании охватывают громадный рынок по Западной Сибири, и доля их влияния на рынке в совокупности составляет не более 30%, это связано с тем, что существует множество подрядных организаций, занимающихся оказанием услуги проведения МГРП, которая является очень сложным технологическим процессом, однако условия, при которых применяется данная технология оправдывает трудности её проведения. Таким образом составим карту сегментации рынка услуг по увеличению нефтеотдачи пласта (рисунок 22).

		Вид услуги по увеличению нефтеотдачи пласта			
		МГРП	Кислотная обработка	Зарезка бокового ствола	Полимерное заводнение
Размер компании	Крупные				
	Средние				
	Мелкие				

Рисунок 22 – Карта сегментирования рынка услуг по увеличению нефтеотдачи пласта:

ООО «Пакер Сервис» ООО «РусГазБурение»

Из карты сегментирования можно сделать вывод о том, что интересующему нас обществу ООО «Пакер Сервис», следует уделить внимание

другим видам услуг, хотя по части проведения МГРП, что является основополагающим в данной работе, ООО «Пакер Сервис» занимает лидирующие позиции по сравнению с ООО «РусГазБурение».

4.2 Технология QuaD

Построена оценочная карта сравнения конкурентных технических решений в таблице 2.

Таблица 2 – Оценочная карта сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение	Средневзвешенное значение
Показатели оценки качества проведения технологии					
1. Энергоэффективность	0,03	75	100	0,75	2,25
2. Помехоустойчивость	0,02	60	100	0,6	1,2
3. Надежность	0,1	85	100	0,9	8,5
4. Унифицированность	0,01	70	100	0,7	0,7
5. Уровень материалоемкости разработки	0,01	80	100	0,8	0,8
6. Уровень шума	0,01	70	100	0,7	0,7
7. Безопасность	0,05	95	100	0,95	4,75
8. Потребность в ресурсах памяти	0,02	50	100	0,5	1
9. Функциональная мощность	0,1	70	100	0,9	7
10. Простота эксплуатации	0,02	50	100	0,5	1
11. Качество интеллектуального интерфейса	0,05	60	100	0,6	3
12. Ремонтопригодность	0,1	70	100	0,8	7
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
13. Конкурентоспособность технологии	0,1	90	100	1	9
14. Уровень проникновения на рынок	0,1	80	100	0,9	8
15. Перспективность рынка	0,05	80	100	1	4
16. Цена	0,05	80	100	0,9	4
17. Послепродажное обслуживание	0,05	80	100	0,9	4
18. Финансовая эффективность технологии	0,05	100	100	1	5
19. Срок выхода на рынок	0,03	80	100	0,8	2,4
20. Наличие сертификации разработки	0,05	90	100	0,9	4,5
Итого	1				

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_i, \quad (10)$$

где P_{cp} – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности технологии;

B_i – вес показателя;

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

$P_{cp} = 78,8$, что говорит о том, что технология имеет перспективность выше среднего, что соответствует необходимым требованиям.

4.3 Бюджет технологии проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта

4.3.1 Исходные данные для расчета чистой прибыли при извлечении дополнительного объема нефти за счет проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта

Исходные данные представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Исходные данные

Цена нефти без НДС и ренты, C_n	21000 руб/т
Себестоимость нефти, C_n	7200 руб/т
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

4.3.2 Расчёт дополнительной добычи нефти и газа

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

$$q_f = q_w * K_{д.н.}, \quad (11)$$

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

Ожидаемая добыча нефти после гидроразрыва:

$$Q_w = q_f * K_e * t_j * \sum_1^j K_M^j, \quad (12)$$

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 $t_j = 30,5$).

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

Дополнительная добыча нефти после МГРП:

$$\Delta Q_f = Q_f - Q_w, \quad (13)$$

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

4.3.3 Расчёт расходов на МГРП

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

В таблице 4 представлены расходы на материалы для МГРП.

Таблица 4 – Расходы на материалы для многостадийного гидравлического разрыва пласта

Материал	Количество материала, п	Затраты $Z_{\text{мат I}}$, руб
Сырая нефть, т	30	18001
Проппант, т	8	124412
САТ НС-2, л	175	20088
САТ НС-Акт, л	150	35868
НГА-В, кг	34,8	4080

По формуле находим общие затраты на материалы:

$$Z_{\text{МАТ}} = \sum Z_{\text{МАТ}i}, \quad (14)$$

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

$$Z_{\text{МАТ}} = 18001 + 124412 + 20088 + 35868 + 4080 = 203 \text{ тыс. руб.}$$

Расходы на прокат специальной техники:

$$Z_{\text{ТЕХ}} = \sum Z_{\text{ТЕХ}} * K_{\text{ТЕХ}}, \quad (15)$$

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:

$$Z_{\text{ЭКС}} = N * Ц_{\text{ЭКС}} = 3 * 45000 = 135 \text{ тыс. руб.}, \quad (16)$$

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

N – количество скважин.

Затраты на амортизацию оборудования:

$$Z_i = C * H_a * T, \quad (17)$$

где C – балансовая стоимость оборудования, руб;

H_a – годовая норма амортизации, %;

T – время проведения мероприятия.

$$Z_i = 30985 \text{ руб}$$

Общие затраты на МГРП:

$$\begin{aligned} Z_{\text{МГРП}} &= Z_{\text{ЭКС}} + Z_{\text{ТЕХ}} + Z_{\text{МАТ}} + Z_i = 167 + 122 + 135 + 31 \\ &= 491 \text{ тыс. руб.} \end{aligned} \quad (18)$$

4.3.4 Экономическая эффективность многостадийного гидравлического разрыва пласта

Экономическую эффективность МГРП рассчитываем так:

$$E = 0,75 * ((C_n - C_n) * \Delta Q_f) - Z_{\text{МГРП}} - Z_{\text{КРС}}, \quad (19)$$

где C_n – цена нефти без НДС и ренты, тыс/т;

C_n – себестоимость нефти;

$Z_{\text{МГРП}}$ – 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 17072 тыс. руб., т. е. $E > 0$ и проведение процесса целесообразно.

4.3.5 Расчёт чистой прибыли

Предложена укрупненная методика приближенной оценки окупаемости 27300 руб. расходов на МГРП, которая аккумулирована в такой зависимости:

$$0,75 * (C_{\text{н}} - C_{\text{н}}) * \Delta Q_{\text{н}}^1 = 27300, \quad (20)$$

Где $\Delta Q_{\text{н}}^1$ - количество тонн дополнительной добычи нефти для окупаемости 27300 рублей расходов (как части затрат на проведение гидроразрыва), который назовем коэффициентом окупаемости затрат $K_{\text{о.в}} = \Delta Q_{\text{н}}^1$

$$K_{\text{о.в}} = \frac{27300}{0,75 * (C_{\text{н}} - C_{\text{н}})}, \quad (21)$$

Теперь легко рассчитать дополнительную добычу нефти $\Delta Q_{\text{н.о.в}}$ необходимую для окупаемости расходов, по зависимости:

$$\Delta Q_{\text{н.о.в}} = (Z_{\text{МГРП}} - Z_{\text{КРС}}) * K_{\text{о.в}}, \quad (22)$$

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

$$\Delta Q_{\text{н.прб.}} = \Delta Q_f - \Delta Q_{\text{н.о.в}}, \quad (23)$$

Ожидаемый эффект (чистую прибыль) рассчитаем так:

$$E_{\text{прб}} = \Delta Q_{\text{н.прб.}} * 0,75 * (C_{\text{н}} - C_{\text{н}}), \quad (24)$$

Например, если 27300 руб., это часть расходов на проведение МГРП:

$$K_{\text{о.в}} = \frac{27300}{0,75 * (21000 - 7200)} = 2,64 \text{ т}$$

То есть, для окупаемости 27300 руб. расходов на гидроразрыв необходимо добыть дополнительно 2,64 т нефти. Добыча нефти, необходимая для окупаемости расходов на проведение гидроразрыва по равна:

$$\Delta Q_{\text{н.о.в}} = (491 + 136) * 2,64 = 1655 \text{ т}$$

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

$$\Delta Q_{\text{н.прб.}} = 1710 - 1655 = 55 \text{ т.}$$

Ожидаемая прибыль равна:

$$E_{\text{прб}} = 569 \text{ тыс. руб.}$$

4.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии

Рассчитаем интегральный финансовый показатель по формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{\text{pi}}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (25)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель технологии;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения технологии.

Сравниваются две подрядные организации, обеспечивающие проведение технологии МГРП с одинаковым исполнением, отличаются лишь суммы затрат, где 491000 рублей – затраты на проведение МГРП, рассчитанные выше, 505000 – затраты на проведение МГРП другой подрядной организации со схожим исполнением, 520000 – максимальное найденное значение затрат на проведение МГРП.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.1}} = \frac{491000}{520000} = 0,94$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{505000}{520000} = 0,97$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{pi}} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (26)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го вариант исполнения технологии;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения технологии;

b_i – бальная оценка i -го варианта исполнения технологии.

Для расчета построим сравнительную оценку характеристик вариантов исполнения технологии в таблице 5.

Таблица 5 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения технологии

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,3	5	4
2. Удобство в эксплуатации	0,1	3	3
3. Энергосбережение	0,2	4	4
4. Надежность	0,25	4	4
5. Материалоемкость	0,15	3	2
ИТОГО	1		

$$I_{p-исп1} = 5*0,3+3*0,1+4*0,2+4*0,25+3*0,15 = 4,05;$$

$$I_{p-исп2} = 4*0,3+3*0,1+4*0,2+4*0,25+2*0,15 = 3,6.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения технологии ($I_{исп.i}$) рассчитывается по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр.1}}, \quad I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр.2}} \quad (27)$$

$$I_{исп.1} = 4,05/0,94 = 4,31;$$

$$I_{исп.2} = 3,6/0,97 = 3,71.$$

Сравнительная эффективность проекта вычисляется по формуле:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}} \quad (28)$$

$$\mathcal{E}_{cp} = 4,31/3,71 = 1,16.$$

Составим таблицу 6 сравнительной эффективности технологий.

Таблица 6 – Сравнительная эффективность технологии

№	Показатели	Исп. 1	Исп. 2
1	Интегральный финансовый показатель технологии	0,94	0,97
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности технологии	4,05	3,6
3	Интегральный показатель эффективности	4,31	3,71

Исходя из результатов, приведенных в таблице, можно сделать вывод о том, что изначально рассматриваемый вариант проведения МГРП оказался наиболее эффективным по всем показателям.

4.5 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 7.

Таблица 7 – 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 8 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны				
Возможности проекта		C1	C2	C3
		B1	+	0
	B2	+	0	+
	B3	+	0	+

При анализе интерактивной таблицы 8 определены сильные коррелирующие стороны и возможности: B1C1C3; B2C1C3; B3C1C3.

Таблица 9 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны				
Возможности проекта		СЛ1	СЛ2	СЛ3
		B1	+	+
	B2	+	+	-
	B3	+	+	-

При анализе интерактивной таблицы 9 обнаружены корреляции слабых сторон и возможностей проекта: B1B2B3Сл1Сл2.

Таблица 10 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны				
Угрозы проекта		C1	C2	C3
		У1	+	+
	У2	0	0	0

При анализе интерактивной таблицы 10 выявлены корреляции сильных сторон и угроз проекта: У1С1С2С3

Таблица 11 – Интерактивная матрица проекта

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

При анализе интерактивной таблицы 11 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.

4.6 Разработка графика анализа технологии

В рамках планирования выпускной квалификационной работы необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в виде таблицы 12.

Таблица 12 – Календарный план выполнения работы

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
Ознакомление с темой работы	10	1.02.2021	3.02.2021	Белов Т.В.
Описание общей теоретической части по теме	24	4.02.2021	15.02.2021	Белов Т.В. Максимова Ю.А. (научный руководитель ВКР)
Изучение нормативно – технической базы	22	16.02.2021	20.02.2021	Белов Т.В.
Изучение методов разработки низкопроницаемых коллекторов	19	21.02.2021	12.03.2021	Белов Т.В. Максимова Ю.А. (научный руководитель ВКР)
Финансовый менеджмент	15	13.03.2021	01.04.2021	Белов Т.В.
Социальная ответственность	17	02.04.2021	01.05.2021	Белов Т.В.
Заключение	1	02.05.2021	25.05.2021	Белов Т.В. Максимова Ю.А. (научный руководитель ВКР)
Презентация	4	26.05.2021	10.06.2021	Белов Т.В.

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады, таблица 13.

Таблица 13 – Календарный план-график проведения анализа по теме

Вид работ	Исполнители	Работы дни	Продолжительность работ														
			февраль			март			апрель			май			июнь		
			1-10	11-20	21-28	1-10	11-20	21-31	1-10	11-20	21-30	1-10	11-20	21-31	1-10	11-20	21-30
Ознакомление с темой исследования	Бакалавр	10	■														
Описание общей теоретической части по теме	Бакалавр Руководитель	24	■	■													
Изучение нормативно – технической база	Бакалавр	22		■	■												
Изучение современных технологических подходов к эксплуатации объектов добычи в условиях разработки низкопроницаемых коллекторов	Бакалавр Руководитель	19			■	■											
Финансовый менеджмент	Бакалавр	15				■	■										
Социальная ответственность	Бакалавр	17						■	■	■							
Заклучение	Бакалавр Руководитель	1										■	■				
Презентация	Бакалавр	4													■	■	

■ – бакалавр;
■ – руководитель;

4.7 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 необходимы:

- 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:

Группа	ФИО
2Б7П	Белову Тимуру Владимировичу

Школа	Отделение (НОЦ)	Направление/специальность	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Анализ эффективного применения технологий доизвлечения запасов углеводородов из низкопроницаемых коллекторов в процессе разработки месторождений	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является методика проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта для наиболее эффективного извлечения углеводородов.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	1. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020); 2. ГОСТ Р ИСО 6385–2016 Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем; 3. ГОСТ Р ИСО 14738–2007. Безопасность машин. Антропометрические требования при проектировании рабочих мест машин; 4. ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования; 5. ГОСТ 21753–76. Система «человек-машина». Рычаги управления. Общие эргономические требования.
2. Производственная безопасность: 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

	<ul style="list-style-type: none"> - Сосуды и аппараты под давлением - Пожаробезопасность - Электробезопасность
3. Экологическая безопасность:	<p>Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Охрана атмосферного воздуха от загрязнения. - Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения. - Охрана и рациональное использование земель.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Защита в чрезвычайных ситуациях: 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. 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	01.04.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		01.04.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Белов Тимур Владимирович		01.04.2021

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Нефтегазовые промыслы 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.

5.1 Правовые и организационные вопросы

Правовые и организационные вопросы, связанные с работой вахтовым методом, так как технология МГРП производится непосредственно на месторождении, решаются согласно 47 главе Трудового кодекса Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ [31]. Рабочая смена оператора добычи не должна превышать 12 часов. Так как 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 нефтегазовых промыслах 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 согласно ГОСТ Р ИСО 14738–2007 [32]. 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. Технологические мероприятия, проводимые специалистами по добыче нефти и газа (ДНГ), в основном производятся в стоячем положении, поэтому рабочая область должна соответствовать требованиям, которые учитывают удобное выполнение работ в положении стоя согласно ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ [33]. Основными элементами технологического оборудования, с которыми сталкиваются специалисты ДНГ, являются задвижки, дроссели, краны различного исполнения, работа с которыми должна производиться согласно определенным рекомендациям и требованиям согласно ГОСТ 21753–76 [34]

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385–2016 [35]. Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступно и безопасно. Рабочее пространство должно быть спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся вследствие продолжительного мускульного напряжения.

5.2 Производственная безопасность

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 14 приведены опасные и вредные факторы для рассматриваемой в работе технологии.

Таблица 14 – Опасные и вредные факторы при выполнении многостадийного гидроразрыва пласта

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Подготовка материалов	Эксплуатация	
1) Отклонение показателей климата на открытом воздухе;	+	+	+	ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [36]; ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [37]; СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [38];
2) Превышение уровней шума и вибрации;		+	+	
3) Повышенная запыленность рабочей зоны;	+	+	+	
4) Недостаточная освещенность;	+	+	+	
5) Химические реагенты;		+	+	

Продолжение таблицы 14

6) Высокое давление;		+	+	ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [39]; ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [40].
7) Механические опасности.		+	+	

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов

5.2.1.1 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 15 приведены ПДК для различных видов пыли.

Таблица 15 – Предельно допустимая концентрация для различных видов пыли

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Пыль, содержащая более 70% SiO ₂	2	3
Пыль, содержащая от 10 до 70% SiO ₂	2	4

Продолжение таблицы 15

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 ограниченное 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.

5.2.1.2 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, уровень шума на рабочих местах не должен превышать 80 дБ. Уровень вибраций не должен превышать 92 дБ, что регламентировано ГОСТ 24346–80. В целях борьбы с уровнем шума и вибраций на нефтегазовых промыслах 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.

5.2.1.3 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 16.

Таблица 16 – Рекомендуемые типы прожекторов для освещения предприятий нефтяной промышленности

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

5.2.1.4 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.

ПДК опасных веществ: алкены – 100 мг/м³; диоксид азота – 2 мг/м³; углеводороды – 300 мг/м³; сероводород – 10 мг/м³; соединение сероводорода и углеводорода – 3 мг/м³.

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 нефтегазовых промыслах в целях безопасности труда и профилактики заболеваний должны быть снабжены защитой 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.

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов

5.2.2.1 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 нефтегазовых промыслах 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 устанавливаются на расстоянии не менее 10 м от устья скважины. Между самими агрегатами должно быть не менее 1 м, кабины должны быть обращены в сторону от устья скважины.

5.2.2.2 Подвижные части производственного оборудования

До проведения гидроразрыва пласта на глубоких 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 пределами 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.

5.2.2.3 Сосуды и аппараты под давлением

Работники нефтегазовых производств 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 емкости 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.

5.2.2.4 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°C, 5 мг/м³);
- бензин (температура вспышки до 61°C, ПДК 300 мг/м³);
- масла (температура вспышки > 61°C, ПДК 5 мг/м³);
- мазут (нефть) (температура вспышки > 61°C, ПДК 10 мг/м³);
- газы (температура вспышки до 61°C, ПДК 300 мг/м³).

Данный производственный участок относится к категории Б производства по взрывопожарной опасности согласно ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности.

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 по ГОСТ 12.1.002–84.

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.) согласно СП 12.13130.2009.

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 м³ песка, а на складах горючих жидкостей - до 1 м³.

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 расположены в близости от зон наблюдения, и зон возможных пожаров; газовые в непосредственной близости от возможных проявлений газа, и тепловые.

5.2.2.5 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.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Защита атмосферы

По статистическим подсчетам около 75% всех неблагоприятных воздействий на окружающую среду от нефтегазовых промыслов приходится на атмосферу. Способны выделять загрязняющие вещества в атмосферу следующие технологические объекты: буровые установки, нефтегазовые промыслы, 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 нефтегазовых промыслах, 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 согласно СанПиН 1.2.3685–21 в таблице 17. Таблица 17 – Предельно допустимая концентрация вредных веществ в рабочей зоне

Вещество	ПДК, мг/м³	Класс опасности
Диоксид азота	2	3
Аммиак	20	4
Бензин	100	4
Метанол	5	3
Диоксид серы	10	3
Сероводород	3	3
Оксид углерода	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, который также четко контролируется на промыслах.

5.3.2 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 вследствие 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 20°C данный показатель не должен превышать 3 мг/л согласно ГОСТ 17.1.3.08–82.

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.

Также при проведение геолого-технологический мероприятий руководствуются требованиями по ГОСТ 17.1.3.12–86.

5.3.3 Защита литосферы

По статистическим данным около 5% всех нефтяных загрязнений 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 по ГОСТ 17.5.3.04–83.

Как и в случае с атмосферой или гидросферой, для почв предусмотрены предельно-допустимые значения концентраций отдельных химических соединений, основные из которых представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Предельно допустимая концентрация вредных химических веществ в почве

Вещество	ПДК, мг/м³	Показатель вредности
Бензин	0,1	Воздушно-миграционный
Диметилбензолы	0,3	Транслокационный
Сероводород	0,4	Воздушно-миграционный
Серная кислота	160	Общесанитарный

Продолжение таблицы 18

Этенилбензол	0,1	Воздушно-миграционный
--------------	-----	-----------------------

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

5.4 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 определённой концентрации и возникновении искрения в неисправных электрических приборах, газозоодушная 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.

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.

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 пропантом, 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.

5.5 Выводы по разделу социальная ответственность

В ходе выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, которые могут оказать влияние на организм человека во время проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта. В условиях проведения МГРП основным негативным фактором воздействия на почву является загрязнение ее нефтепродуктами, а наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией – возгорание и взрыв при утечке газа.

Обеспечение безопасности людей и окружающей среды на производстве является краеугольным камнем эффективности осуществления всех производственных процессов, поэтому вопросы безопасности должны быть предопределены в первую очередь.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены условия образования и их изменения, в процессе разработки, низкопроницаемых коллекторов, а также наиболее эффективные технологии разработки залежей такого типа, способствующие увеличению охвата остаточных запасов углеводородов.

В процессе эффективной разработки месторождений с НПК целесообразно использовать комплексный интегрированный подход с учетом детальной проработки каждого этапа от проектирования до подбора методов повышения нефтеотдачи пласта (приложение А).

Наиболее эффективными технологиями являются: применение ГС с МГРП, обеспечивающий наибольший объем извлечения углеводородов на начальном этапе, использования типа заканчивания РГС по технологии ТАМЛ при невозможности использования МГРП и система опережающего заводнения, обеспечивающая наиболее равномерный фронт для извлечения запасов.

В последнее время также уделяют особое внимание разработке карбонатных коллекторов, отличающейся своими определенными особенностями, которые также требуют использование комплексного подхода.

Проведение МГРП показывает экономическую эффективность, основанную на расчете ожидаемой прибыли, равной 569000 рублей за одну скважинную операцию.

Были рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ в процессе многостадийного гидравлического разрыва пласта, которые позволяют избежать наступления вредных и опасных производственных факторов. Также были рекомендованы мероприятия по их устранению.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Пономарев А.И. Повышение эффективности разработки залежей углеводородов в низкопроницаемых и слоисто-неоднородных коллекторах: дис. канд. тех. наук. – Уфа, 2000.
2. Трудноизвлекаемые запасы нефти ТрИЗ // <https://neftegaz.ru/> URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/ngk/147767-trudnoizvlekaemye-zapasy-nefti-triz/> (дата обращения: 16.02.2021).
3. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газовых месторождений: РД 153–39.0–110–01: утв. Мин-вом энергетики Рос. Федерации 05.02.2002: введ. в действие с 01.03.2002 – М.
4. Уляшев В.Е. Экспериментальные исследования фильтрационных свойств и газоотдачи низкопроницаемых карбонатных коллекторов: дис. ... канд. тех. наук. – М. 1999.
5. Пулькина Н.Э. Изучение неоднородности продуктивных пластов: практикум для выполнения учебно-научных работ студентами направления «Нефтегазовое дело» / Пулькина Н.Э., Зимина С.В.; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 79 с.
6. Королев М.И. Обоснование технологии извлечения остаточной нефти из неоднородных терригенных коллекторов с использованием микроэмульсионных составов: диссертация ... кандидата Технические науки: 25.00.17 / Королев Максим Игоревич; [Место защиты: ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»], 2019.
7. Пространственная неоднородность продуктивных пластов // <http://neftandgaz.ru/> URL: <http://neftandgaz.ru/?tag=neodnorodnost> (дата обращения: 16.02.2021).
8. Вайзбек Н.И. Определение анизотропии проницаемости нефтяного пласта на разных стадиях разработки месторождения // Вестник науки и образования. 2019. №9–2 (63). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/opredelenie->

anizotropii-pronitsaemosti-neftyanogo-plasta-na-raznyh-stadiyah-razrabotki-mestorozhdeniya-1 (дата обращения: 28.10.2020).

9. Главнова Е.Н., Меркулов В.П., Главнов Н.Г. Сравнительный анализ методик определения анизотропии горизонтальной проницаемости пласта // Известия ТПУ. 2010. №1. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sravnitelnyy-analiz-metodik-opredeleniya-anizotropii-gorizontalnoy-pronitsaemosti-plasta> (дата обращения: 15.02.2021).

10. Меркулов В.П., Александров Д.В., Краснощекова Л.А. и др. Методика и результаты изучения анизотропии верхнеюрских коллекторов. / В кн.: Геофизические методы при разведке недр и экологических исследований. - Томск: Изд-во ТПУ, 2003.- С.114-119.

11. Бондаренко Т.В. Анализ условий проведения трассерных исследований в процессе разработки месторождений / Т.В. Бондаренко; науч. рук. Ю. А. Максимова // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 апреля 2020 г.: в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2020. — Т. 2. — [С. 41–43].

12. В.А. Байков, А.В. Колонских, А.К. Макатров, М.Е. Политов, А.Г. Телин Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Лабораторные фильтрационные исследования керн Приобского месторождения // Научно-технический вестник ОАО "НК "РОСНЕФТЬ". - 2013. - №31. - С. 4–7.

13. Климов Д.С., Закиров Э.С. Новый подход к разработке месторождений нефти и газа с низкопроницаемыми коллекторами // Экспозиция Нефть Газ. 2018. №3 (63). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/novyy-podhod-k-razrabotke-mestorozhdeniy-nefti-i-gaza-s-nizkopronitsaemymi-kollektorami> (дата обращения: 28.09.2020).

14. Мамбетов Жанат Сеельбекович, Медведев Константин Сергеевич Анализ эффективности многозонного гидроразрыва пласта в условиях

низкопроницаемых коллекторов // Вопросы науки и образования. 2018. №26 (38).
URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-effektivnosti-mnogozonnogo-gidrorazryva-plasta-v-usloviyah-nizkopronitsaemyh-kollektorov> (дата обращения: 28.09.2020).

15. Березовский Ю. С. Подбор оптимальной технологии разработки низкопроницаемых коллекторов горизонтальными скважинами с многостадийным гидравлическим разрывом пласта на примере месторождения С / Ю. С. Березовский, А. С. Трушко ; науч. рук. О. С. Чернова, Г. М. Татьянанин // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири, Томск, 2-7 апреля 2018 г.: в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2018. — Т. 2. — [С. 93–95].

16. Шупик Н.В. Повышение эффективности площадных систем заводнения низкопроницаемых пластов Западной Сибири: дис. ... канд. тех. наук: 25.00.17. - М., 2017.

17. Черевко М.А. Оптимизация системы горизонтальных скважин и трещин при разработке ультранизкопроницаемых коллекторов. // Диссертация на соискание ученой степени к.т.н. «Тюменский государственный нефтегазовый университет». 2015, 156 с.

18. Галеев Р.Р., Зорин А.М., Колонских А.В., Хабибуллин Г.И., Мусабилов Т.Р., Судеев И.В. Выбор оптимальной системы разработки низкопроницаемых пластов с применением горизонтальных скважин с множественными трещинами гидроразрыва // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №10. – С. 62–65.

19. Нуряев А.С., Медведев Н.Я., Сулима С.А. и др. Боковые стволы – высокоэффективный метод доразработки остаточных запасов нефти на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз». Мат. Межд. научно-практической

конф. «Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное высоковязких нефтей и природных битумов». Казань. 2007. С. 472–476.

20. Баишев Б.Т., Буракова С.В., Чоловский В.И. Сравнительная оценка показателей работы рядных и площадных систем воздействия. // Нефтяное хозяйство, №6, 1989, с.39-44.

21. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Закиров И.С., Баганова М.Н., Спиридонов А.В. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. – М.: 2004. – 520с.

23. Е.В. Белоногов, А.А. Пустовских, А.Н. Ситников. Критерий выбора способа разработки низкопроницаемых коллекторов // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2018—№ 1(7). — С. 49–51.

24. Григорьев Б.А. Исследование начальных градиентов давления при фильтрации через низкопроницаемые породы-коллекторы / Б.А. Григорьев, Д.М. Орлов, Н.В. Савченко и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 119–125.

25. Медведский Р.И., Леванов А.Н. Особенности разработки низкопроницаемых коллекторов при совместном применении ГРП и заводнения (на примере горизонта ЮВ1) // Нефтепромысловое дело, №4, 2010. с.32-38.

26. Стародубцев О. В. Повышение эффективности системы заводнения на ачимовских отложениях за счет оптимизации размещения скважин (на примере Поточного месторождения) // Сб. тезисов Том 1. Нефть и газ 2016. Москва 18–20 апреля 2016 г., приуроченная к III национальному нефтегазовому форуму. Юбилейная 70-я международная молодежная научная конференция. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. С. 296.

27. Трегубова Л.В., Громов М.А., Санников И.Н., Сваровская М.Г. О моделировании литологического и параметрического разнообразия пород. //

Материалы конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений», апрель, 2014. Уфа.

28. Проскурин В.А. Совершенствование технологий многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах. // Диссертация на соискание ученой степени к.т.н. ГУП «Институт проблем транспорта энергоресурсов». Уфа, 2014.

29. Ефремов К.Ю. Разработка трудноизвлекаемых запасов Баженовской свиты на примере месторождение Цветное с использованием технологий многостадийного ГРП.:21.03.01.02. - Красноярск, 2017.

30. Го Цзянь-чунь, Гоу Бо, Юй Тин. Кислотный многостадийный ГРП в открытых горизонтальных стволах. Новые способы заканчивания повышают добычу. OIL&Gas JOURNAL.RUSSIA. 2015. №7[95]. С. 66–70.

31. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 09.03.2021).

32. ГОСТ Р ИСО 14738–2007. Безопасность машин. Антропометрические требования при проектировании рабочих мест машин.

33. ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

34. ГОСТ 21753–76. Система «человек-машина». Рычаги управления. Общие эргономические требования.

35. ГОСТ Р ИСО 6385–2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.

36. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

37. ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

38. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.

39. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

40. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

Приложение А

Схема А.1 –Комплексный подход к разработке низкопроницаемых коллекторов

Литологические особенности	<p style="text-align: center;">Литотип коллектора</p> <ul style="list-style-type: none"> - терригенный; - карбонатный. 	<p style="text-align: center;">Типы НПК по размеру пор</p> <ul style="list-style-type: none"> - сверхкапиллярные, $r > 30$ мкм; - капиллярные, $30 > r > 0,5$ мкм; - субкапиллярные, $r < 0,5$ мкм. 	<p style="text-align: center;">Типы и структура порового пространства НПК</p> <ul style="list-style-type: none"> - объекты в песчаных НПК (НПК): $k_{пр} < 0,05$ мкм²; - объекты с глинодержащим коллектором (ГНПК): $k_{пр} < 0,1-0,2$ мкм²; - объекты со слабо дренируемыми зонами (СНПК): $k_{пр} < 0,3$ мкм²; - объекты с низкодебитным коллектором (НДК): $k_{пр} < 0,3-0,4$ мкм². 	
ФЕС	<p style="text-align: center;">Проницаемость</p> <ul style="list-style-type: none"> - нефтяные коллекторы, $k_{пр} < 0,05$ мкм²; - газовые коллекторы, $k_{пр} \leq 10^{-3}-10^{-4}$ мкм²; - коллекторы Западной Сибири, $k_{пр} = 0,022$ мкм². 	<p style="text-align: center;">Анизотропия по проницаемости</p> <ul style="list-style-type: none"> - вертикальная; - горизонтальная. 	<p style="text-align: center;">Неоднородность</p> <ul style="list-style-type: none"> - литолого-фациальная; - по пористости; - по проницаемости: <ul style="list-style-type: none"> • слоистая; • зональная; • пространственная. 	
РЕШЕНИЯ	Проектирование	<p style="text-align: center;">Для ГС с МГРП</p> <ul style="list-style-type: none"> - Расстояние между стадиями ГРП, равное 150 при соотношении 50 т/стадию пропанта и 100 м полудлины трещины ГРП; - Увеличение числа стадий больше 4 при условии роста значения удельной накопленной добычи нефти, равного 2000 т/стадию с каждой последующей стадией; - Направление горизонтального участка ствола вдоль направления регионального стресса; - Продольное относительно ствола расположение трещин ГРП. 		<p>Технология РГС (ТАМЛ) для НПК, реализуемая двумя скважинами, расходящимися в противоположные стороны от главного вертикального ствола в случае неприменимости технологии МГРП</p>
	Естественный режим	<p>Определение граничного значения проницаемости, ниже которого на начальной стадии разработки рекомендуется эксплуатация на естественном режиме пласта с целью достижения экономической эффективности</p>		
	Система ППД	<ul style="list-style-type: none"> - Рядные системы разработки с интенсивностью системы 1:1; - Опережающее заводнение с отработкой на нефть нагнетательных скважин в течение 3 месяцев; - Достижение накопленной компенсации отбора жидкости закачкой воды, значение которой равно 120-140%; - Очаговое заводнение с ограничением давления нагнетания; 		
	МГРП	<p style="text-align: center;">Для терригенных НПК</p> <ul style="list-style-type: none"> - МГРП с применением набухающих пакеров и циркуляционных муфт для сброса шаров; - Технология HiWay, заключающаяся в проведении кластерной перфорации с переменной закачкой жидкости ГРП и пропанта для образования столбиков пропанта. 	<p style="text-align: center;">Для карбонатных НПК</p> <ul style="list-style-type: none"> - Применение КГРП с использованием кислот TCA и SDA для создания эффективного направления распространения трещин ГРП в карбонатных коллекторах, используя в компоновке хвостовика фильтры в открытом стволе. 	