

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Тюменский индустриальный университет»

На правах рукописи



**СИНИЦЫНА ТАТЬЯНА ИВАНОВНА**

**РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ПЛАНИРОВАНИЯ ПОВТОРНОГО  
СЕЛЕКТИВНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА  
В СКВАЖИНАХ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ**

Специальность 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений

**ДИССЕРТАЦИЯ**

на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель:  
доктор технических наук, доцент  
Земцов Юрий Васильевич

Тюмень – 2024

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	4
<b>1 НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА КАНДИДАТОВ ДЛЯ ПОВТОРНЫХ МСГРП В СКВАЖИНАХ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ</b> .....	10
1.1 Обзор существующих методов планирования скважин кандидатов для ГРП	10
1.2 Разработка характеристик планирования кандидатов для повторного МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием .....	23
1.3 Ранжирование кандидатов для проведения повторных МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием .....	54
<b>2 ВЫБОР СКВАЖИН ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА МСГРП НА СКВАЖИНАХ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ ПЛАСТА ВК1-3 КАМЕННОЙ ПЛОЩАДИ КРАСНОЛЕНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b> .....	66
2.1 Геолого-промысловый анализ скважин-кандидатов .....	66
2.2 Прогнозирование приростов добычи нефти с помощью трехмерного гидродинамического моделирования.....	69
2.3 Подготовка проекта по скважинам-кандидатам для практической реализации МсГРП .....	72
<b>3 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ МЕТОДОВ И ТЕХНОЛОГИЙ ИНТЕНСИФИКАЦИИ РАБОТЫ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ С МСГРП. ВОЗМОЖНОСТЬ И ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВТОРНЫХ МСГРП</b> .....	79
3.1 Обзор технологий проведения повторных МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием .....	79
<b>4 РЕЗУЛЬТАТЫ ПРАКТИЧЕСКОЙ РЕАЛИЗАЦИИ МСГРП НА СКВАЖИНАХ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ ПЛАСТА ВК1-3 КАМЕННОЙ ПЛОЩАДИ КРАСНОЛЕНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b> .....	97

4.1 Мониторинг опытно-промысловых работ по реализации разработанных рекомендаций и оценка технико-экономической эффективности рекомендованных решений.....	97
4.2 Формирование итогового рейтинга скважин для дальнейшей реализации повторных МсГРП на скважинах с горизонтальным окончанием в условиях объекта ВК1-3 Каменной площади Красноленинского месторождения.....	105
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	112
<b>СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ</b> .....	113
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ</b> .....	114
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	129
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	130

## **ВВЕДЕНИЕ**

### **Актуальность темы исследования**

В последние десятилетия в нефтегазовой отрасли наблюдается наращивание объемов строительства скважин с горизонтальным окончанием, что обусловлено необходимостью увеличения степени дренирования вводимых в разработку коллекторов с ухудшенными свойствами. К 2030 году доля горизонтального бурения на месторождениях Западной Сибири прогнозируется до 70 % от общего объема строительства. При этом, учитывая низкую проницаемость большей части вводимых в разработку пластов, с целью повышения рентабельности их эксплуатации применяют селективный многостадийный гидравлический разрыв пласта (МсГРП).

В соответствии с программой стратегического развития ПАО «НК «Роснефть», утвержденной в декабре 2021 года, определено направление целевого ориентира на повышение эффективности геолого-технологических мероприятий (ГТМ). Соответственно, учитывая высокую долю скважин с горизонтальным окончанием, в настоящее время актуален вопрос повторной стимуляции методом селективных МсГРП. Но при планировании таких мероприятий необходимо, в первую очередь, обеспечить обоснованный выбор скважин-кандидатов.

Таким образом, разработка методики выбора и планирования повторных селективных МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием – это важная задача нефтегазовой отрасли, особенно для низкопроницаемых коллекторов.

### **Степень разработанности темы исследования**

В результате оценки степени разработанности темы было установлено, что в настоящее время наблюдается повышение интереса к повторным селективным МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием, что привело к появлению множества публикаций отечественных и зарубежных авторов.

Подходы к планированию кандидатов для ГРП отражены в работах таких авторов, как: Телков А. П., Каневская Р. Д., Насыбуллин А. В., Султанов Ш. Х., Пономарева И. Н., Кашапов Д. В., Булыгин Д. В., Грачев С. И., Лопухов А. Н., Латифуллин Ф. М., Силич В. А., Тютяев А. В., Мулявин С. Ф., Georg Zangl, Hongyan Guo,

Wenjun Wang и другие. Проблемам технологий и эффективности проведения повторных селективных МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием посвящены труды таких авторов, как: Калуджер З., Кулаков К. В., Леонтьев С. А., Смирнов К. В., Тишкевич С. В., Торопов К. В., Цивелев К. В., Зейгман Ю. В., Шарафутдинов Э. М., Янин А. Н., Gregory Kubala и других.

В работе показано, что авторы не рассматривают характеристики проведения повторных селективных МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием, не описывают подходы к этапному планированию кандидатов и определению прогнозных технико-экономических показателей. В основном, эти исследования охватывают технологические принципы проведения повторных МсГРП, не учитывая особенности разработки месторождений и их геологические характеристики.

**Цель диссертационной работы** – разработка методики пошагового планирования повторных селективных МсГРП, позволяющей обоснованно выбрать потенциальных кандидатов из общего количества скважин с горизонтальным окончанием.

#### **Основные задачи исследования**

1. Оценить влияние геолого-технологических параметров на прирост дебита нефти после ГРП в низкопроницаемом коллекторе и установить характеристики выбора скважин с горизонтальным окончанием для проведения повторных селективных МсГРП.

2. Установить значимость характеристик выбора скважин по степени их влияния на прирост дебита нефти при проведении ГТМ.

3. Обосновать комплекс характеристик, позволяющий ранжировать скважины с горизонтальным окончанием для проведения повторных селективных гидроразрывов с использованием методов и средств информационных технологий.

4. Разработать методику пошагового планирования кандидатов МсГРП с фиксированными этапами работ и с помощью методики выделить приоритетные скважины для реализации ГТМ.

**Объектом исследования** являются скважины с горизонтальным окончанием, введенные в работу с первичными селективными МсГРП на пласт ВК1-3 Каменной площади Краснотеннинского месторождения.

**Предметом исследования** являются повторные селективные МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием.

### **Научная новизна работы**

1. Установлен комплекс характеристик выбора скважин с горизонтальным окончанием, являющийся основой ранжирования кандидатов для МсГРП: пластовое давление, продвижение фронта закачиваемой воды, расстояние от подошвы перфорации до водонефтяного контакта, текущие извлекаемые запасы, снижение коэффициента продуктивности, срок эксплуатации, тип заканчивания, количество не стимулированных трещиной ГРП интервалов, удельная масса проппанта при первичном МсГРП и азимутальное направление ствола.

2. Разработан метод обоснования весового вклада характеристик по степени их влияния на прирост дебита нефти при проведении повторных селективных МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием, построенный на системном анализе данных по реализованным ГРП.

3. Обоснован метод определения численного значения потенциала скважины для проведения гидроразрывов, интегрирующего в себе комплекс характеристик и их весовой вклад.

4. Разработана методика пошагового выбора потенциальных скважин-кандидатов для проведения ГТМ с последовательным выполнением статистического прогноза, машинного обучения, геолого-промыслового анализа и трехмерного гидродинамического моделирования.

### **Теоретическая и практическая значимость работы**

1. Доказано, что готовность скважины к проведению повторных селективных МсГРП определяется комплексом составляющих характеристик с учетом степени влияния геолого-технологических параметров на прирост дебита нефти после ГРП.

2. Разработанный метод ранжирования скважин дает возможность мотивированно и оперативно выбирать потенциальных кандидатов для реализации

МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием.

3. Методика пошагового планирования, включающая отдельные элементы наиболее значимых существующих подходов к прогнозированию ГТМ, позволяет получить интегральную оценку всех скважин с горизонтальным окончанием нефтяного месторождения для реализации повторного селективного МсГРП.

### **Методология и методы исследования**

Поставленные задачи в диссертационной работе решены с использованием методов и средств информационных технологий, системного анализа, теории нечетких множеств, геолого-промыслового анализа скважинных данных и трехмерного гидродинамического моделирования разработки изучаемого нефтяного объекта.

### **Положения, выносимые на защиту**

1. Обобщённая характеристика скважин для повторного селективного МсГРП определяется численным значением комплекса отдельных геологических и технологических параметров.

2. Параметры, полученные с учетом последовательного выполнения статистического прогноза, машинного обучения и геолого-промыслового анализа, являются основой трехмерного гидродинамического моделирования трещин повторных селективных гидроразрывов.

**Личный вклад автора** состоит в: оценке зависимостей влияния геолого-технологических параметров на прирост дебита нефти после ГРП с последующим установлением комплекса характеристик; разработке методов обоснования весового вклада характеристик по степени их влияния на прирост дебита нефти и определения комплексного коэффициента по скважинам, учитывающего весовой вклад всех влияющих характеристик; формировании методики пошагового планирования ГТМ; промышленной апробации результатов исследования.

Сбор и проверка данных по добыче и эксплуатации месторождения, подготовка статистической обучающей выборки выполнены с применением программного продукта Microsoft Excel с использованием языка программирования Visual Basic for Applications (VBA). Геолого-промысловый

анализ скважинных данных выполнен с помощью программного комплекса РН-КИН. Оценка прогнозных технологических параметров добычи проведена с использованием программного обеспечения для трехмерного гидродинамического моделирования t-Navigator и РН-КИМ.

### **Степень достоверности и апробация результатов**

Достоверность научных положений и выводов диссертационной работы подтверждена удовлетворительной корреляцией прогнозных приростов дебита нефти, полученных с помощью численной модели, и фактических показателей по скважинам объекта ВК1-3 Каменной площади Красноленинского месторождения, где с использованием разработанной методики реализованы повторные селективные МсГРП.

Результаты работы апробированы на следующих конференциях и семинарах: Всероссийский конкурс на лучшую научно-техническую разработку среди молодежи предприятий и организаций ТЭК «Новая идея», г. Москва, 2016 год; 19-я научно-практическая конференция «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО-Югры», г. Ханты-Мансийск, 2017 год; Форум «Нефть газ ТЭК», г. Тюмень, 2017 год; Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE, г. Москва, 2018 год; Техническая конференция SPE: «ГРП в России: опыт и перспективы», г. Калининград, 2019 год; III Международная научно-практическая конференция «Интегрированное научное сопровождение нефтегазовых активов: опыт, инновации, перспективы», г. Пермь, 2021 год; Техническая конференция Геомодель: «Горизонтальные скважины 2022», г. Сочи, 2022 год; Конференция «Наука в проектировании и разработке нефтяных месторождений-новые возможности», г. Тюмень, 2023 год; V Международная научно-практическая конференция ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «Повышение эффективности сопровождения нефтегазовых активов», г. Пермь, 2023 год.

Результаты исследований прошли промышленную апробацию на 12 скважинах пласта ВК1-3 Каменной площади Красноленинского месторождения. В среднем, достигнута дополнительная добыча нефти в размере 14 тыс. тонн на операцию, что отвечает параметрам экономической успешности.



## **Публикации**

Основные положения диссертационной работы отражены в 8 печатных работах, в том числе 5 публикаций в изданиях, входящих в перечень рекомендуемых ВАК РФ.

## **Соответствие диссертации паспорту научной специальности**

Область исследования соответствует паспорту научной специальности 2.8.4.

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, а именно:

– пункту 3 «Научные основы технологии воздействия на межскважинное и околоскважинное пространство и управление притоком пластовых флюидов к скважинам различных конструкций с целью повышения степени извлечения из недр и интенсификации добычи жидких и газообразных углеводородов».

– пункту 9 «Научные основы создания цифровых двойников технологических процессов, используемых в компьютерных технологиях интегрированного проектирования и системного мульти-дисциплинарного мониторинга эволюции природно-техногенных систем, создаваемых для эффективного извлечения из недр или хранения в недрах жидких и газообразных углеводородов и водорода путем управления ими с использованием методов и средств информационных технологий, включая методы оптимизации и геолого-гидродинамического моделирования».

## **Структура и объем работы**

Диссертационная работа изложена на 130 страницах машинописного текста, содержит 19 таблиц, 63 рисунка. Состоит из введения, 4 глав, заключения, приложений А, Б. Список использованных источников включает 126 наименований.

# **1 НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА КАНДИДАТОВ ДЛЯ ПОВТОРНЫХ МСГРП В СКВАЖИНАХ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ**

## **1.1 Обзор существующих методов планирования скважин кандидатов для ГРП**

«Популярным направлением среди специалистов в области планирования и мониторинга ГТМ становится развитие методов и алгоритмов автоматического поиска скважин-кандидатов. Применяющиеся на практике для этого инструменты позволяют значительно упростить подходы к планированию скважин-кандидатов и сократить трудозатраты профильных специалистов. Развитие цифровых технологий обеспечивает значительный потенциал для применения технологий машинного обучения в нефтегазовой отрасли» [1]. «Машинное обучение в настоящее время находит свое применение в самых разных областях науки и техники. Существенным условием для его использования является наличие цифрового фактического материала. За многолетнюю историю эксплуатации нефтяных месторождений накоплена существенная база данных, связанная с разработкой и применяемыми методами стимулирования скважин» [2, 3, 4].

Главное в данной задаче – принять наиболее верное решение в условиях различных ограничений, например, временных, информационных и организационных. «Под принятием решения понимается особый процесс человеческой деятельности, направленный на обоснованный выбор наилучшей альтернативы из множества вариантов возможных действий» [5].

«В настоящее время существует несколько методов, позволяющих оценивать и прогнозировать эффективность ГТМ, то есть принимать решение: гидродинамическое моделирование (ГДМ), геолого-промысловый анализ, статистический прогноз, машинное обучение (нейросетевое моделирование), однако у каждого из них есть свои недостатки и допущения» [6]. Далее в работе рассмотрен каждый метод в отдельности и определены недостатки и преимущества каждого из них.

«На сегодняшний день одним из самых распространенных методов прогноза ГТМ является их математическое моделирование на гидродинамической модели» [7]. «Качественная и детальная модель позволяет повысить надежность и адекватность прогнозных расчетов показателей разработки, а вместе с тем наиболее полно и достоверно определить недостатки системы разработки, принять обоснованные решения по ее усовершенствованию» [8]. «К достоинствам данного метода относится возможность комплексной оценки выполненных мероприятий в условиях взаимного влияния всех скважин на процесс добычи нефти, а также учет геологических особенностей пласта» [9]. Также гипотезу о том, что «наиболее эффективным является численное моделирование» выдвинули и доказали на примере авторы работы [10].

Авторы работы [11] для моделирования используют программный комплекс «Лазурит». «В качестве исходной информации для оптимизационной модели используется множество сгенерированных сценариев разработки. Многовариантность формирования обеспечивается размещением планируемых ГТМ по степени значимости 116 различных технико-экономических показателей и смещением даты начала выполнения мероприятия на временной шкале. Для генерации сценариев и перерасчёта технико-экономических показателей разработаны программные модули генерации сценариев и расчёта технико-экономических показателей на основе прокси-моделей. Данный программный продукт на основе существующих, постоянно адаптируемых прокси-моделей позволяет сгенерировать достаточное количество обоснованных вариантов сценариев разработки с учётом перераспределения остаточных запасов при изменении структуры плана ввода геолого-технических мероприятий» [11]. Помимо прокси-моделирования, также широко в нефтегазовой практике применяются полномасштабные гидродинамические модели, выполняемые в программных комплексах типа t-Navigator и РН-КИМ.

Авторы работы [12] отмечают, что использование гидродинамических моделей устойчиво для контроля за разработкой, такой метод «позволяет установить распределение потоков в залежи, зондировать фильтрационную

обстановку в межскважинной области, а также выявить зоны затрудненной гидродинамической связи между отдельными скважинами участка залежи» [12].

Метод моделирования эффективен по сравнению с остальными методами, так как в прочих «при принятии решения о проведении ГРП в скважине с горизонтальным окончанием крайне редко рассматривается эффективность этого мероприятия с учетом всей пластовой системы и расстановки добывающих и нагнетательных скважин» [13].

«При оценке недостатков гидродинамического моделирования важно учитывать субъективность адаптации модели и способа моделирования ГТМ, что значительно сказывается на прогнозных характеристиках модели» [14]. Помимо этого, к недостаткам гидродинамического моделирования можно отнести большие затраты времени и высокую стоимость работ, что в большей мере определяет необходимость его использования в основном для проектирования высокозатратных ГТМ, таких, например, как уплотняющее бурение новых и вторых стволов. Ввиду вышеперечисленных ограничений, гидродинамическую модель в области ГТМ чаще всего применяют для расчета прогнозных добычных показателей по скважинам. Так в работе Булата Магизова и Татьяны Топаловой описан пример успешного применения модельных расчетов на одном из месторождений «НК «Роснефть». Работа позволила увеличить детальность проработки скважин перед бурением второго ствола, сократить трудозатраты специалистов на обоснование и подготовку геологического проекта, выбрать оптимальные параметры расположения и длины ствола, а, главное, снизить влияние человеческого фактора.

«Применение гидродинамических моделей является одним из основных средств для проектирования, но не смотря на высокую точность, невозможно ограничиться только применением данных моделей для расчета вариантов разработки, ввиду наличия огромного числа этих вариантов и высоких временных затрат на проведение расчетов» [15], считают такие авторы, как Бархатов Э. А. и Яркеева Н. Р.

Еще пример успешного применения модельных расчетов приведен авторами из «Пермского национального исследовательского политехнического университета» Кочневым А. А. и Галкиным С. В. В своей работе авторы представили «прогноз дополнительной добычи нефти от ГТМ» [16] посредством модели, а также подтвердили факт высокой сходимости результатов модельного расчета и фактических запущенных скважин после ГТМ.

Если говорить о следующем методе планирования и обоснования скважин-кандидатов для ГТМ – геолого-промысловом анализе, можно отметить, что он весьма субъективен. «Данный метод не требует дополнительных компетенций сотрудников в области гидродинамического моделирования, математической статистики и навыков программирования, он применяется повсеместно и его можно назвать классическим подходом к поиску и обоснованию скважин-кандидатов для ГТМ» [17]. Такой метод часто совмещают с «использованием аналитических и численно-аналитических моделей» [18]. При этом следует отметить, что метод геолого-промыслового анализа очень трудозатратный. На текущий момент специалисты ищут пути ухода от данного вида работ и делают шаги к автоматизации процесса. Детально такие методы описаны ниже.

«Особого внимания требуют методы статистического прогноза и машинного обучения, особенно в настоящий момент, когда развитие цифровых технологий обеспечивает значительный потенциал для их применения в нефтегазовой отрасли и не только. Такие методы широко используются в биологии, медицине, психологии и педагогике, экономике, производстве различной продукции» [19]. «В данном случае описательная статистика служит обобщаемым или сводящим к желаемому виду свойства массивов данных инструментом» [20]. Для создания и успешного внедрения такого типа инструментов необходимо проведение ретроспективных и статистических анализов, показывающих значимость воздействия изучаемых геолого-технологических факторов на зависимую переменную, в данном случае, на объем дополнительной добычи нефти в расчетном периоде, и определение критериев их применимости в оцифрованном виде. Целью анализа является извлечение максимального количества объективной

информации о влиянии изучаемых факторов на интересующий показатель – зависимую переменную. На собранной информации проводится статистическая обработка. Применение статистических методов обеспечивает прогнозирование технико-экономических параметров, определение количества скважин для ГТМ, принятие верных решений по типу ГТМ и прочих интересующих показателей – не на основе интуиции, а при помощи научного изучения и выявления закономерностей в накапливаемых массивах числовой информации за прошлый период проведения аналогичных мероприятий.

Различают два типа обработки данных: ручной статистический анализ и автоматический. «При ручном статистическом анализе проводится оценка данных, определяются зависимые категории данных и проводится выделение зависимых переменных, после чего формируется список критериев» [21]. Автоматическими же называют методы, представляющие из себя вычислительную систему, основанную на стандартных ручных методах анализа. В обоих методах, как автоматизированного анализа, так и ручного, существуют свои преимущества и недостатки.

«Проблемы ручного анализа заключаются в высоких трудовых и временных затратах на выделение граничных значений используемых данных, ручной поиск и анализ «выбросов» и поиск метода анализа данных. Вторым значительным недостатком является субъективность автора анализа. К преимуществам такого подхода можно отнести открытость и предсказуемость системы, а также обучаемость зависимостей с учетом экспертных знаний автора» [22].

«К автоматическому прогнозу или, как его называют в других источниках машинному обучению, относятся различные методы, такие как: нейронные сети, деревья решений, алгоритм случайного леса. Среди преимуществ методов машинного обучения для специалистов, проектирующих ГТМ, можно отметить точность, автоматизацию, скорость получения результата, возможность настройки, масштабируемость. Основными же недостатками являются: отсутствие четких алгоритмов прогнозирования, отсутствие физического обоснования, низкая интерпретируемость полученных результатов» [23]. Также для решения проблем

эффективного применения повторного ГРП и прогнозирования показателей эффективности можно использовать теорию распознавания образов. Основная задача распознавания образов заключается в том, чтобы исходя из обучающей последовательности определить класс, к которому принадлежит описание объекта, подвергаемого классификации или идентификации. К такой схеме приводится любая задача принятия решений, если только принятие решений базируется на изучении ранее накопленного опыта (обучение с учителем)» [24].

«Помимо этого, недостатками функционирования, например, нейронных сетей принято считать неспособность уловить закономерность, по которой можно сделать правильный вывод. Вместо этого сеть просто фиксирует ответы, что приводит к ее переобучению и низкой эффективности выдаваемых результатов. Следующая проблема в закрытости и непредсказуемости нейронных сетей. Нейронную сеть сравнивают с непрозрачным ящиком, в который закладывается набор переменных, а на выходе получается некий результат. Ни процесс принятия решений, ни промежуточная статистика, ни принцип работы нейронной сети наблюдателю не доступны» [25].

Существует много работ по автоматизации планирования скважин-кандидатов для ГТМ, в частности ГРП, методами статистической оценки. Так, например, коллектив авторов А. С. Ванина, В. Р. Паливода, И. Ф. Ханипов из ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» в своей работе «Применение подходов машинного обучения с целью вовлечения нерентабельных запасов» показывают применимость методов машинного обучения для анализа и прогноза эффективности ГРП. В работе показаны выявленные статистические закономерности на основе сформированной базы данных относительно успешности операций. «Благодаря использованию принципов машинного обучения в работе достигнуты высокие результаты сходимости с реальными данными, а также остаются перспективы для дальнейшего развития проекта с целью сведения неэффективных операций к нулю» [26].

В работе И. В. Евсюткина и Н. Г. Маркова «Управление геолого-техническими мероприятиями на месторождениях нефти и газа с использованием

искусственных нейронных сетей» описано применение глубоких искусственных нейронных сетей прямого распространения при решении задач классификации при обосновании скважин-кандидатов для проведения ГТМ, в частности ГРП, и планировании вида мероприятий для этих скважин. «Наилучшая точность классификации типов ГТМ для скважин-кандидатов составила 85 % на тестовых выборках» [27].

Работа авторов Латыпова Э. Ф., Писарева Д. Ю. и Лопухова А. Н. «Оценка потенциала скважин-кандидатов под ГРП вероятностно-статистическими методами» описывает «выявление математических зависимостей дебита от одного или нескольких геолого-физических и технологических факторов, а также определение оптимальных значений ключевых параметров, наиболее сильно влияющих на ожидаемы дебит» [28]. В работе использовались корреляционный и регрессионный анализы и проверялись статистические гипотезы. Инструмент позволил существенно сократить время на планирование скважин-кандидатов и сократить объем нерентабельных после ГРП скважин и, тем самым, повысить эффективность ГТМ.

Все вышеописанные работы и описываемые методики планирования скважин-кандидатов так или иначе основаны на статистическом прогнозе, который состоит из набора методов, подробно представленных ниже.

«Факторный анализ – один из наиболее популярных многомерных статистических методов. Если кластерный метод классифицирует наблюдения, разделяя их на группы однородности, то факторный анализ классифицирует признаки (переменные), описывающие наблюдения. В частности, выборочные наблюдения, например, суточного дебита» [29] и влияние на него различных факторов. Поэтому «главная цель факторного анализа – сокращение числа переменных на основе их классификации и определения структуры взаимосвязей между ними» [30]. Сокращение достигается путем выделения скрытых (латентных) общих факторов, объясняющих связи между наблюдаемыми признаками объекта, т.е. вместо исходного набора переменных появится возможность анализировать



данные по выделенным факторам, число которых значительно меньше исходного числа взаимосвязанных переменных.

В настоящем диссертационном исследовании данный анализ был выполнен на первом этапе, что позволило сократить количество факторов, ограничив их число по признаку влияния на основные параметры успешности ГТМ: дополнительная добыча нефти, обводненность, экономическая успешность мероприятия (окупаемость).

После выделения основных характеристик или факторов, по которым оценивается успешность ГТМ, проводится «частотный анализ, который представляет собой простейший метод анализа категориальных переменных. Данный вид статистического исследования часто используют как одну из процедур разведочного анализа, чтобы посмотреть, каким образом различные группы наблюдений распределены в выборке, или как распределено значение признака на интервале от минимального до максимального значения. Как правило, таблицы частот графически иллюстрируются при помощи гистограмм» [31]. Данный анализ использован в настоящей работе с целью поиска равномерной выборки статистических данных и отбраковке экстремумов. После определения необходимых критериев анализа и их граничных значений, проводится работа по разделению скважин на группы, «внутри которых производятся последующие регрессионный и корреляционный анализы» [32], выделенные ниже.

«В регрессионном анализе моделируется взаимосвязь одной случайной переменной от одной или нескольких других случайных переменных. При этом первая переменная называется зависимой, а остальные – независимыми. Выбор или назначение зависимой и независимых переменных является произвольным (условным) и осуществляется исследователем в зависимости от решаемой им задачи. Независимые переменные называются факторами, регрессорами или предикторами, а зависимая переменная – результативным признаком, или откликом. Если число предикторов равно 1, регрессию называют простой, или однофакторной, если число предикторов больше 1 – множественной или многофакторной. Посредством регрессионного анализа решается задача

количественного измерения эффекта каждого фактора, т.е. множественная регрессия, позволяет исследователю задать вопрос и получить ответ о том, «что является лучшим предиктором для...». При этом становится более ясным воздействие отдельных факторов на отклик» [33], «и исследователь лучше понимает природу изучаемого явления» [34].

Результатом данного анализа в настоящем диссертационном исследовании являются выделенные отклики для различных факторов, заложенных в основу работы. Далее все выделенные факторы подвергаются корреляционному анализу, который позволяет выявить функцию зависимости и оцифровать характеристики.

Корреляционным называют анализ существования функциональной связи между переменными (случайными величинами), проявляющейся в том, что одна из них определяется как функция от другой. Но между переменными может существовать и связь другого рода, проявляющаяся в том, что одна из них реагирует на изменение другой изменением своего закона распределения. Такую связь называют стохастической. Она появляется в том случае, когда имеются общие случайные факторы, влияющие на обе переменные. В качестве меры зависимости между переменными используется коэффициент корреляции ( $R$ ), который изменяется в пределах от  $-1$  до  $+1$ . Если коэффициент корреляции отрицательный, это означает, что с увеличением значений одной переменной значения другой убывают. Если переменные независимы, то коэффициент корреляции равен  $0$  (обратное утверждение верно только для переменных, имеющих нормальное распределение). Но если коэффициент корреляции не равен  $0$  (переменные называются некоррелированными), то это значит, что между переменными существует зависимость. Чем ближе значение  $R$  к  $1$ , тем зависимость сильнее. Коэффициент корреляции достигает своих предельных значений  $+1$  или  $-1$  тогда и только тогда, когда зависимость между переменными линейная. Корреляционный анализ позволяет установить силу и направление стохастической взаимосвязи между переменными (случайными величинами). Если переменные измерены, как минимум, в интервальной шкале и имеют нормальное распределение, то корреляционный анализ осуществляется посредством

вычисления коэффициента корреляции Пирсона, в противном случае используются корреляции Спирмена, Тау Кендала или Гамма.

В настоящей работе корреляционному методу анализа уделено особое внимание. Комплекс полученных функций зависимостей составляет основу методики поиска скважин-кандидатов для ГТМ – в нашем случае повторных МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием, который детально рассмотрен далее в работе.

К методам автоматического статистического анализа относятся распространенные «нейронные сети, которые представляют собой вычислительную систему, архитектура которой имеет аналогию с построением нервной ткани из нейронов. На нейроны самого нижнего слоя подаются значения входных параметров, на основании которых нужно принимать определенные решения. Все значения исследуемой выборки данных воспринимаются сетью как сигналы, передающиеся в следующий слой, ослабляясь или усиливаясь в зависимости от числовых значений (весов), приписываемых межнейронным связям. В результате на выходе нейрона верхнего слоя вырабатывается некоторое значение, которое рассматривается как ответ – отклик всей сети на входные параметры. Для того чтобы сеть работала, ее нужно обучить на данных, для которых известны значения входных параметров и правильные отклики на них. Обучение состоит в подборе весов межнейронных связей, обеспечивающих наибольшую близость ответов к известным правильным ответам» [33]. После корректного обучения сети, выдаваемые ей решения после обработки массива данных, можно считать истиной, но внутренней проверке функции зависимости не подлежат.

Помимо нейронных сетей применяется «алгоритм дерева решений, который классифицирует объекты, отвечая на ряд вопросов об их атрибутах, расположенных в узловых точках. В зависимости от ответа выбирается одна из ветвей, и так до тех пор, пока не будет достигнут окончательный ответ» [35], или в данном представлении лист. Данный метод можно также назвать стандартной

блок-схемой, где каждое последующее действие определяется выбором ответа в предыдущем этапе.

«Алгоритм так называемого случайного леса использует комплекс случайным образом созданных решающих деревьев решений, но с разными наборами атрибутов. Он дает возможность выбора самого частотного класса и уже по данной зависимости обучает механизм для обнаружения связей внутри набора данных» [35]. Данный метод используется довольно часто, но, если говорить о его применимости, можно сказать, что важным ограничением является отсутствие «прозрачности» выбора деревьев, по алгоритму которых обучается вся система.

«В целом опыт применения показал, что перечисленные выше преимущества значительно уменьшают степень допустимых погрешностей в расчете и позволяют больше времени уделить» [36] поскважинному геолого-промысловому-анализу.

Таким образом, в первом разделе выделены существующие подходы, позволяющие прогнозировать и оценивать эффективность ГТМ. Выявлены основные преимущества и недостатки каждого из методов (Таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Подходы к прогнозированию и оценке эффективности ГТМ

<b>Подход</b>	<b>Преимущества</b>	<b>Недостатки</b>
Статистический прогноз	Открытость и предсказуемость системы. Обучаемость зависимостей с учетом экспертных знаний инженера, принимающего решение.	Однофакторность. Невозможность прогноза без комплексирования результатов методами машинного обучения.
Машинное обучение	Высокая скорость получения результата.	Низкая интерпретируемость полученных результатов. Закрытость и непредсказуемость системы.
Геолого-промысловый анализ	Детальный анализ по каждой скважине.	Большие трудозатраты на оценку всех скважин. Субъективность инженера, принимающего решение.
Трехмерное гидродинамическое моделирование	Возможность комплексной оценки в условиях взаимного влияния всех скважин на процесс добычи нефти за период разработки. Учет геологических особенностей пласта.	Большие трудозатраты на оценку всех скважин. Высокая стоимость работ. Субъективность адаптации модели и способа моделирования.

Методика планирования и обоснования скважин-кандидатов для проведения повторных селективных МсГРП, предложенная в данной диссертационной работе, основана на комплексировании базовых преимуществ существующих подходов, и для рассматриваемого объекта разработки признан эффективным по результатам опытно-промышленных исследований данной методики на Каменной площади Красноленинского месторождения. Методика включает в себя 4 базовых этапа (Таблица 1.2).

Таблица 1.2 – Этапы планирования МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием

	<b>I. Статистический прогноз</b>	<b>II. Машинное обучение</b>	<b>III. Геолого-промысловый анализ</b>	<b>IV. Гидродинамическое моделирование</b>
<b>Инструмент</b>	Microsoft Excel	Microsoft Excel (VBA)	Программный комплекс РН-КИН	Программный комплекс t-Navigator Программный комплекс РН-КИМ Microsoft Excel
<b>Функционал</b>	Обоснование характеристик эффективности проведения повторных селективных МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием на основе статистического анализа повторных ГРП в наклонно-направленных скважинах	Ранжирование скважин от лучших к худшим по потенциалу проведения повторного селективного МсГРП	Рассмотрение лучших адресных скважин и экспертная оценка состоятельности скважин для проведения повторного селективного МсГРП	Расчет прогнозных показателей добычи по адресным скважинам, выбранным для повторного селективного МсГРП
<b>Результат</b>	Список характеристик эффективности проведения повторных селективных МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием	Ранг скважин с горизонтальным окончанием для проведения МсГРП	Адресные скважины с сформированным и планами работ МсГРП	Адресные скважины с рассчитанными и обоснованными объемами дополнительной добычи от повторного МсГРП

Основой первого этапа является классический статистический анализ данных, хранящихся за всю историю работы каждой скважины анализируемого объекта. Сначала проведены проверка качества и верификация исходной информации. Затем выполнен анализ данных, в результате которого выявлены причинно-следственные связи и оцифровка характеристик, обосновывающих выбор кандидатов для повторных МсГРП. Статистический анализ проводился без привлечения нейронных сетей для получения зависимостей и их функций с учетом экспертных знаний автора.

Во втором этапе работы на основе полученных зависимостей используется машинное обучение, где на основе сформированной базы данных и выделенных в предыдущем этапе характеристик, создан инструмент ранжирования скважин-кандидатов для повторных МсГРП в программном продукте Microsoft Excel с помощью Visual Basic for Applications (VBA). Так называемый машинный отбор, но без привлечения нейросетевого моделирования с целью достижения открытости зависимостей и связей.

Третий этап заключается в геолого-промысловом анализе данных по адресным скважинам, находящимся вверху рейтинга. По итогу анализа выделяются потенциальные скважины с сформированными планами работ.

На заключительном этапе проводится прогнозирование добычных характеристик скважин после проведения МсГРП. Для этого использовался программный комплекс для трехмерного гидродинамического моделирования t-Navigator или РН-КИН.

По факту проведения спрогнозированных повторных селективных МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием этапы методики повторяются и модель настраивается на актуальные данные, переходящие в категорию ретроспективных и составляющие в дальнейшем основу статистического анализа.

Детально все этапы работы и описание созданного инструмента представлены в следующем пункте настоящей главы.

## 1.2 Разработка характеристик планирования кандидатов для повторного МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием

Подготовка анализа для формирования характеристик выбора скважин для ГТМ начинается с изучения геологических особенностей объекта ВК1-3 Каменной площади Красноленинского месторождения. При этом в формирование характеристик закладывается субъективизм специалистов разработчиков, определяющих кандидаты на тот или иной вид ГТМ, «так как математика только придает точную форму верным или неверным суждениям, и если суждение было неверно, то сохранение его в неточной форме не сделает его правильным» [37].

Каменный лицензионный участок введен в разработку в 1992 году. По состоянию на дату 01 января 2022 в пределах Каменной площади пробурено 1597 скважин. Основной эксплуатационный фонд относится к объекту ВК1–3. «В ходе последних седиментологических исследований выделены пласты ВК1, ВК2–3, слагающие стандартный викуловский разрез, а также пласт ВК2–3–врез, представляющий отложения врезанной долины» [38].

Залежи нефти площади относятся к пластовым сводовым, тектонически и стратиграфически экранированным с нефтенасыщенными толщинами от 2 м до 35 м. Коллектор представлен алевролитами (74 %), песчаником (18 %) и пелитом (8 %). Геологические разрезы отложений викуловской свиты представлены переслаиванием глины и песчаника (Рисунки 1.1-1.2).

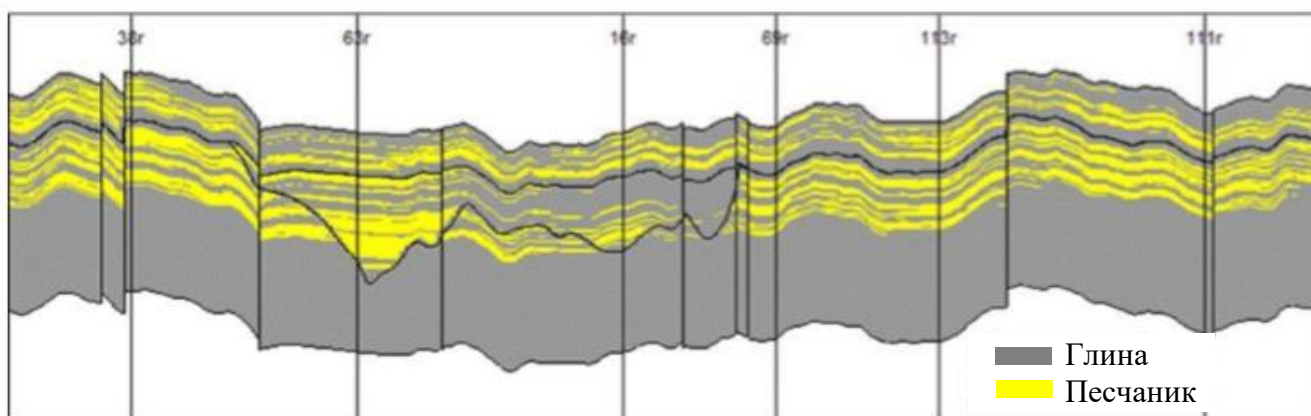


Рисунок 1.1 – Геологический разрез продуктивных отложений ВК1-3 по линии скважин № 38Р-63Р-16Р-69Р-113Р-111Р

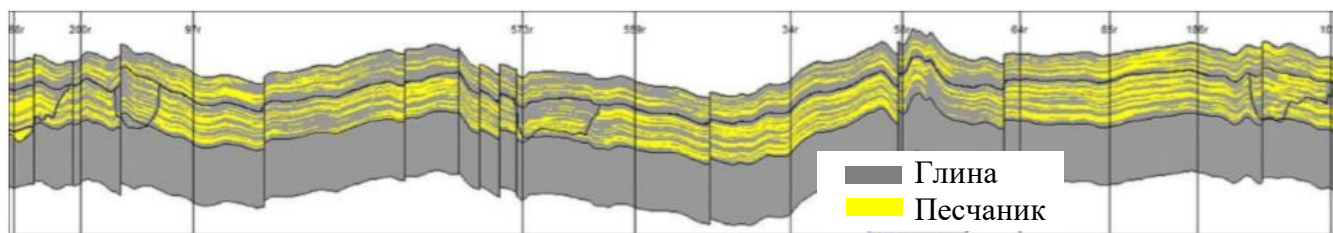


Рисунок 1.2 – Геологический разрез продуктивных отложений ВК1-3 по линии скважин № 200P-97P-573P-599P-34P-58P-64P-85P-186P-103P

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта ВК1 изучены на 1574 образцах керна. Средний коэффициент пористости ( $K_p$ ) в коллекторах составляет 23,7 %. Диапазон изменения  $K_p$  от 1 до 32 %. Коэффициент проницаемости ( $K_{пр}$ ) измерен на 1073 образцах по пласту ВК1. Среднее значение  $K_{пр}$  в коллекторах составляет  $22,5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  при диапазоне от 0,1 до  $498,3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ .

«По данным интерпретации ГИС в скважинах ННС в интервале пласта ВК1 открытая пористость определена в 1457 скважинах, диапазон изменения – от 18 до 35 %, среднее значение – 25 %; абсолютная проницаемость определена в 1457 скважин, диапазон изменения от 0,4 до  $287,7 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , среднее значение –  $21,5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ; начальная нефтенасыщенность определена в 1357 скважинах. Диапазон изменения от 30 до 89 %, среднее значение – 50,5 %» [39].

ФЕС пород пласта ВК2-3 изучены на 451 образцах. Коэффициент открытой пористости в целом меняется в диапазоне 1,5–30,9 % (среднее значение 23,6 %). Проницаемость коллекторов изучена на 345 образцах. Диапазон изменения проницаемости от 0,01 до  $197,6 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  (среднее значение  $14,3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ).

По данным интерпретации ГИС в наклонно-направленных скважинах в интервале пласта ВК2-3 открытая пористость определена в 434 скважинах, диапазон изменения от 18 до 32 %, среднее значение – 26 %; абсолютная проницаемость определена в 434 скважинах, диапазон изменения от 0,4 до  $334,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , среднее значение –  $24,4 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ; начальная нефтенасыщенность определена в 272 скважинах. Диапазон изменения от 30 до 72,6 %, среднее значение – 44,8 %.

Залежи Каменной площади характеризуются обширной водонефтяной зоной, высокой неоднородностью коллектора и разломной тектоникой.



Разработка по Каменной площади осуществляется на семи разобщенных участках (Пойма, Айтор, Центр, 61Р, Запад, Юг-1, Юг-2). За всю историю разработки добыто 31761 тыс. тонн нефти и 128524 тыс. тонн жидкости. Текущий КИН составляет 0,064 д.ед. (утвержденный – 0,309 д.ед.). Накопленная закачка воды составляет 149365 тыс. м<sup>3</sup>, что обеспечивает накопленную компенсацию отборов жидкости – 108 %. Плотность подвижных запасов в разрезе участков Каменной площади достигает значений 500 тонн/Га (Рисунки 1.3–1.7).

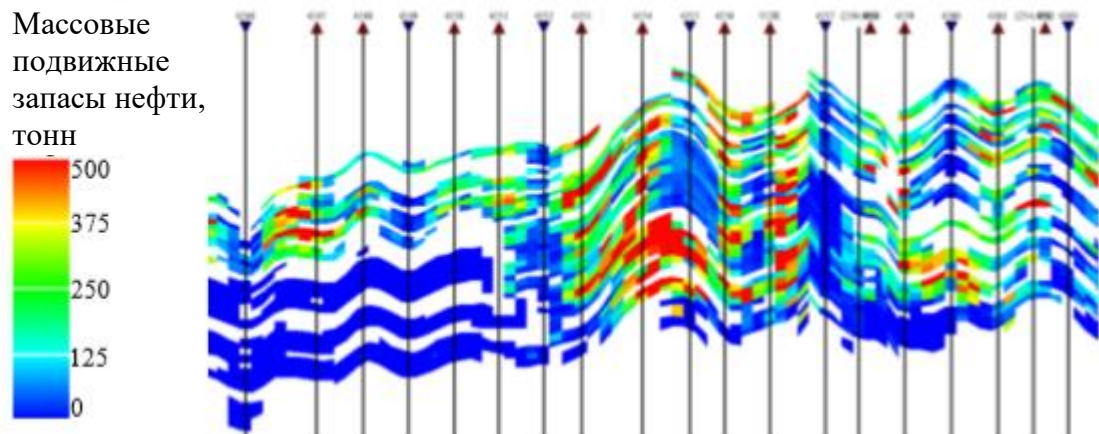


Рисунок 1.3 – Плотность подвижных запасов пласта BK1-3 (тонн/Га). Участок Пойма

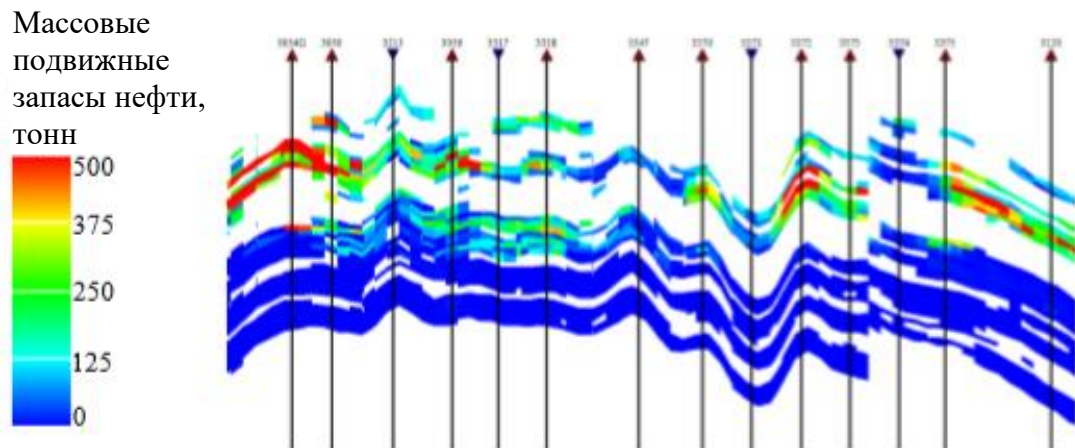


Рисунок 1.4 – Плотность подвижных запасов пласта BK1-3 (тонн/Га). Участок Айтор

Массовые  
подвижные  
запасы  
нефти, тонн

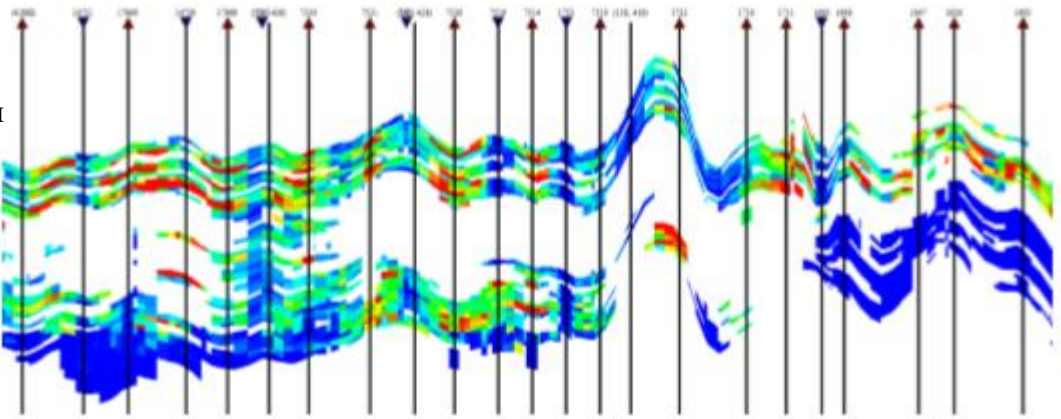


Рисунок 1.5 – Плотность подвижных запасов пласта ВК1-3 (тонн/Га).

Участок Центр, Запад

Массовые  
подвижные  
запасы  
нефти, тонн

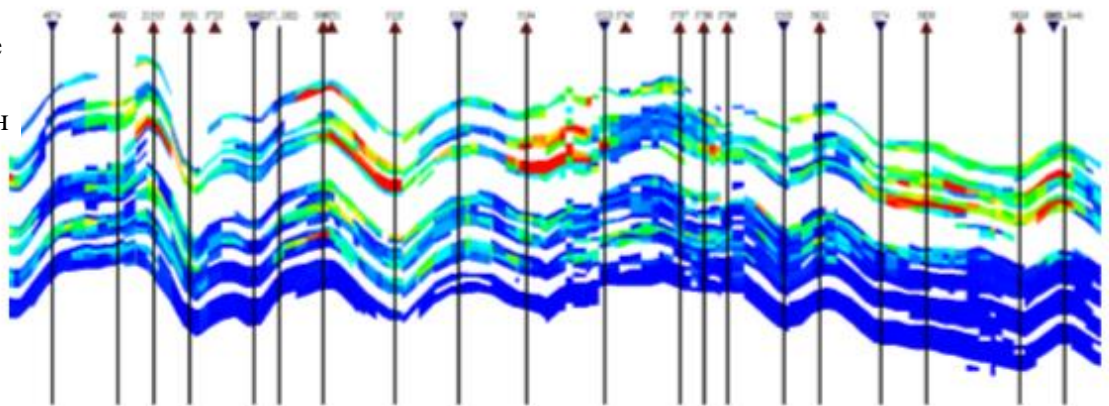
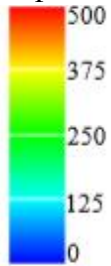


Рисунок 1.6 – Плотность подвижных запасов пласта ВК1-3 (тонн/Га).

Участок 61P

Массовые  
подвижные  
запасы  
нефти, тонн

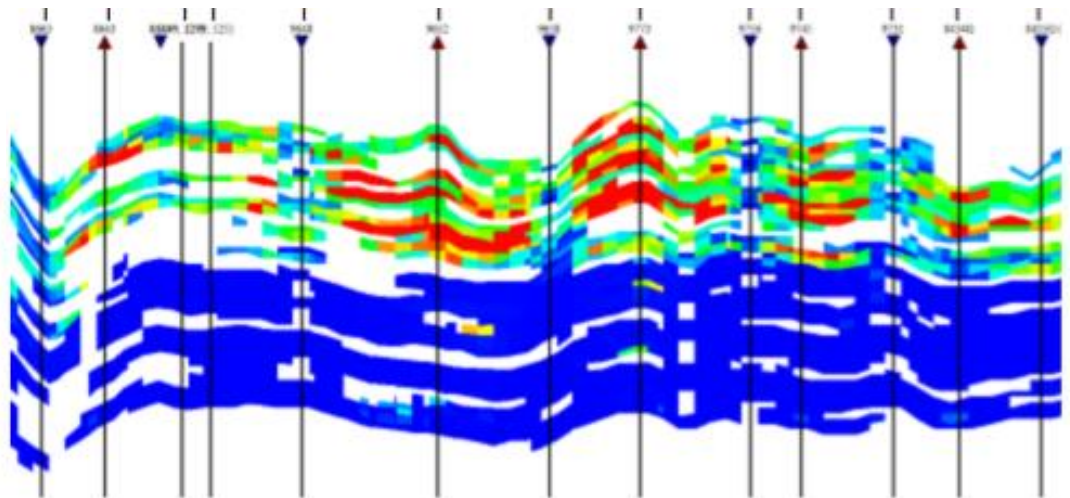


Рисунок 1.7 – Плотность подвижных запасов пласта ВК1-3 (тонн/Га).

Участок Юг-1, Юг-2

Число скважин, участвующих в добыче нефти за весь срок разработки, составляет 1334 ед., в среднем на одну добывающую скважину приходится 23,8 тыс. тонн. Под закачку воды в процессе разработки переводились 459 скважин, на одну нагнетательную скважину приходится 325,4 тыс. м<sup>3</sup> рабочего агента. В 2021 году по объекту добыто 2096 тыс. тонн нефти и 13600 тыс. тонн жидкости. Годовая закачка воды составила 15916 тыс. м<sup>3</sup>. По состоянию на дату 01 января 2022 действующий фонд добывающих скважин – 779 ед., нагнетательных – 442 ед. Среднегодовой дебит добывающих скважин по нефти – 10,2 тонны/сут, по жидкости – 66,5 тонны/сут, средняя обводненность продукции составляет 84,6 %.

На участках реализовано несколько систем разработки (треугольные, рядные, блочно-замкнутые) с различным соотношением и плотностью сеток скважин, а также с разными типами заканчивания – наклонно-направленные (с ГРП и без ГРП), с горизонтальным окончанием (с ГРП, без ГРП, с МсГРП). В геологических условиях объекта наибольшую эффективность показало бурение скважин с горизонтальным окончанием с МсГРП. «Сопоставление показателей эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием и наклонно-направленных, пробуренных в близких геологических условиях, показывает, что первые более эффективны. Входные показатели по ним в 2 раза выше, чем по наклонно-направленным. Входная обводненность по тем и другим одинаковая» [40].

Далее в работе будет рассмотрен анализ наклонно-направленных скважин и скважин с горизонтальным окончанием для обоснования и формирования программы ГРП. «Поскольку выбранные для ГРП скважины должны удовлетворять всем указанным критериям одновременно, задача имеет многокритериальный характер» [41].

Для повышения надежности прогнозирования скважин-кандидатов для повторных МсГРП в скважинах в работе предлагается методика, заключающаяся в формировании характеристик выбора скважин на основании ранее выполненных ГТМ ГРП в наклонно-направленных скважинах, расположенных в сопоставимых геолого-технических условиях.

Выбор подходящего метода сравнения определяется несколькими факторами:

- 1) числом сопоставляемых групп;
- 2) зависимостью или независимостью выборок (групп скважин);
- 3) видом распределения признаков.

Группы являются независимыми, если набор объектов исследования в каждую из групп осуществлялся независимо от того, какие объекты исследования включены в другую группу.

Группы являются зависимыми, когда изучаются одни и те же объекты в разные моменты времени.

«От вида распределения и типа исследуемого признака зависит выбор между двумя классами статистических методов - параметрическими и непараметрическими методами. Параметрические методы применимы к количественным признакам, имеющим нормальное распределение. Непараметрические методы применяются к количественным признакам независимо от вида их распределения» [42]. В данной работе группы скважин выбираются независимо и выбран параметрический метод.

Первый этап работы по выделению характеристик состоит в формировании базы ретроспективных данных по проведенным повторным ГРП на наклонно-направленном фонде скважин за всю историю разработки объекта ВК1-3. Главная задача на данном этапе состоит в том, чтобы сформированный массив данных был качественным. Критерии качества информации формируются специалистом-разработчиком и для каждого набора параметров могут различаться. Вручную проводится сбор данных в табличный вид, далее верификация начинается с удаления экстремумов и исключения ложной информации. По окончании работы с верификацией информации проводится статистический анализ данных.

На Каменной площади всего в добыче пребывает на текущий момент более 600 нефтяных добывающих наклонно-направленных скважин, при этом, начиная с 2010 года выполнено более 300 повторных ГРП. На основе ретроспективной информации по данным скважинам проведена статистическая обработка данных.

В настоящем диссертационном исследовании данный анализ был выполнен на первом этапе, что позволило сократить количество характеристик, ограничив их число по признаку влияния на основной параметр успешности ГРП – прирост дебита нефти после повторного ГРП.

Для этого выявлены качественные зависимости прироста дебита нефти от основных геологических параметров, влияющих на эффективность ГРП. «Методом экспертных оценок исключаются не влияющие и слабо влияющие на» [43] прирост дебита параметры. При этом прирост дебита нефти учитывается удельный (на метр нефтенасыщенной мощности пласта) для исключения фактора влияния данного параметра, так как по оценке влияния данного фактора выявлена прямая зависимость роста дебита нефти при росте нефтенасыщенной мощности пласта (Рисунок 1.8).

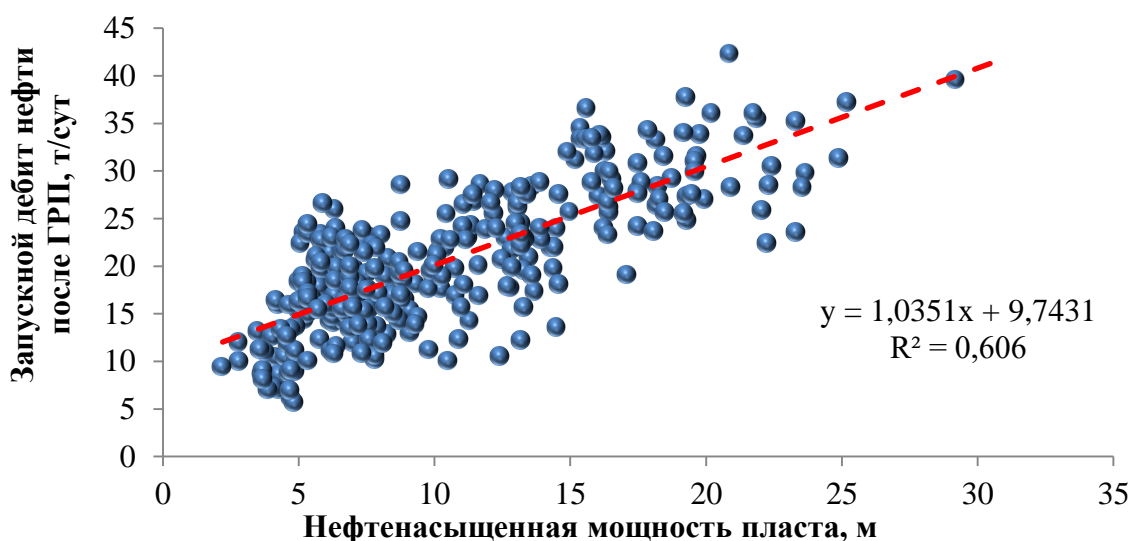


Рисунок 1.8 – Качественная зависимость полученного запускного дебита нефти после ГРП от нефтенасыщенной мощности пласта скважины

Работа со статистическими данными начинается с факторного анализа. Выполнен факторный анализ по всем характеристикам разработки исследуемого объекта (Рисунки 1.9–1.13).

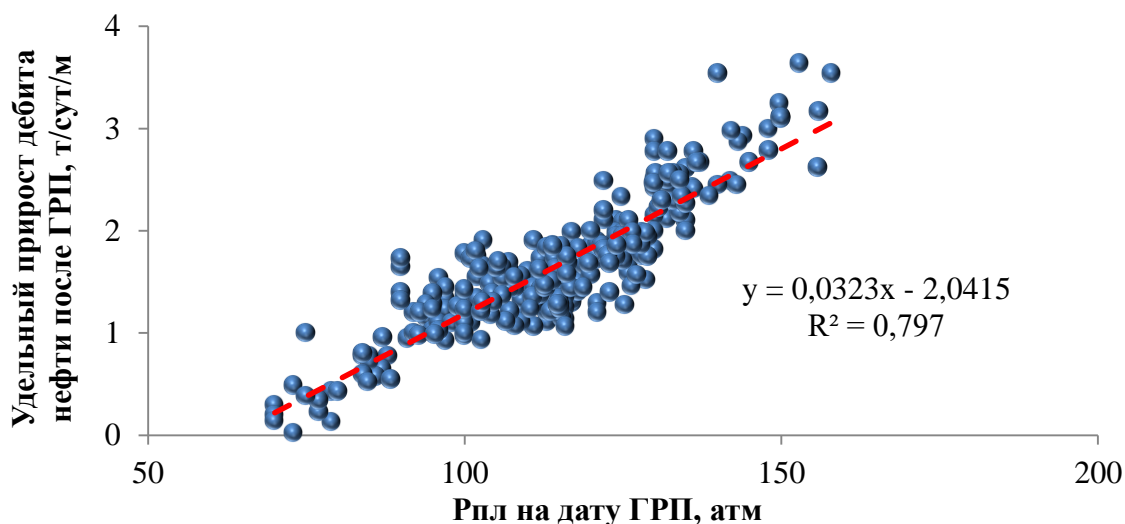


Рисунок 1.9 – Качественная зависимость полученного удельного прироста нефти после ГРП от пластового давления на дату ГТМ

Характеристика «Текущее пластовое давление» принята для дальнейших этапов анализа, так как на качественном уровне выявлена зависимость роста приращённого дебита нефти от пластового давления на дату ГРП.

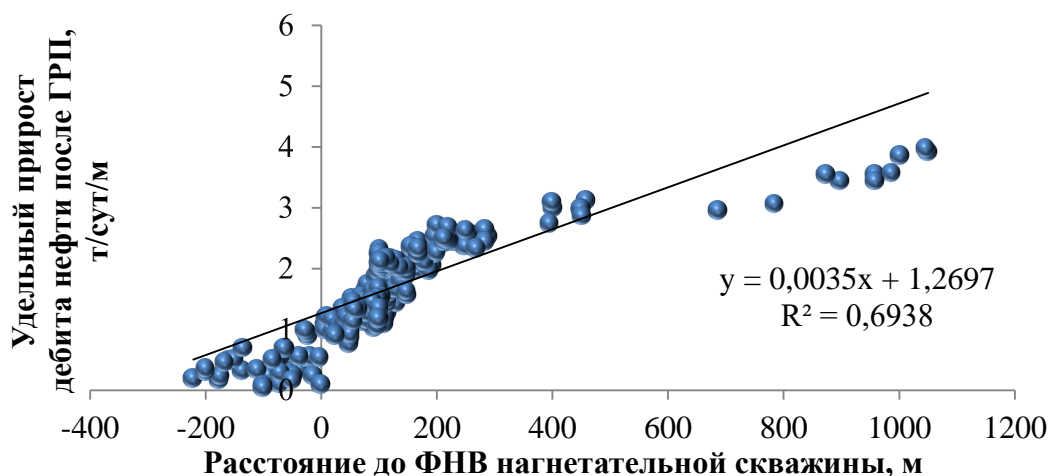


Рисунок 1.10 – Качественная зависимость полученного удельного прироста нефти после ГРП от продвижения фронта нагнетания воды ближайшей нагнетательной скважины на дату ГРП

Характеристика «Расстояние до ФНВ» принята для дальнейших этапов анализа, так как на качественном уровне выявлена зависимость роста приращённого дебита нефти при увеличении расстояния до ФНВ нагнетательной скважины.

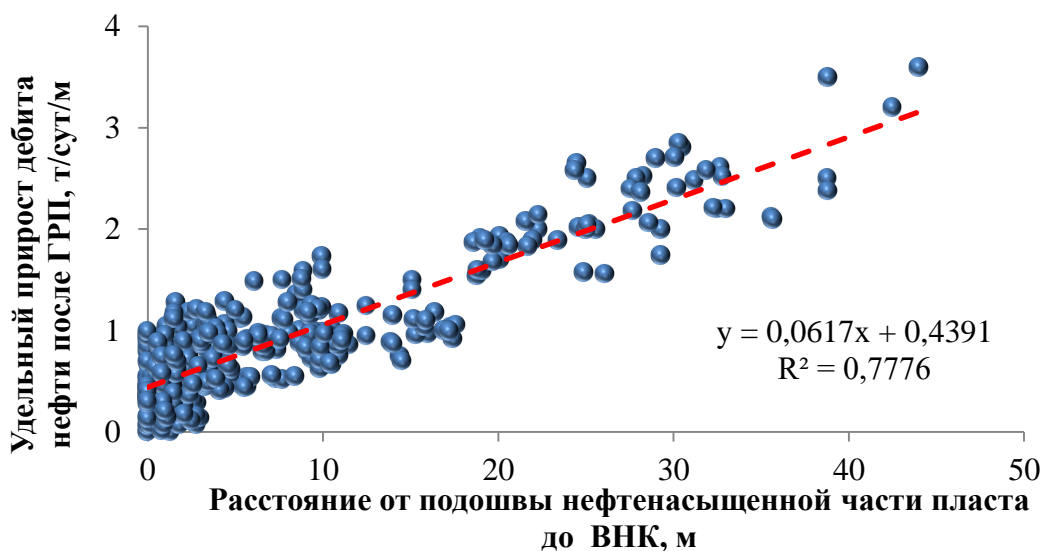


Рисунок 1.11 – Качественная зависимость полученного удельного прироста нефти после ГРП от мощности перемычки между перфорацией и водонефтяным контактом (ВНК)

Характеристика «Расстояние до ВНК» принята для дальнейших этапов анализа, так как на качественном уровне выявлена зависимость роста приращённого дебита нефти при увеличении мощности перемычки до ВНК. «Серьезным фактором, снижающим успешность ГРП в пределах рассматриваемого объекта, является наличие обширных водонефтяных зон (ВНЗ)» [44]. Данный параметр в следующих шагах исследования будет рассмотрен совместно с объемом закачиваемого проппанта на стадию для исключения погрешности на данный параметр.

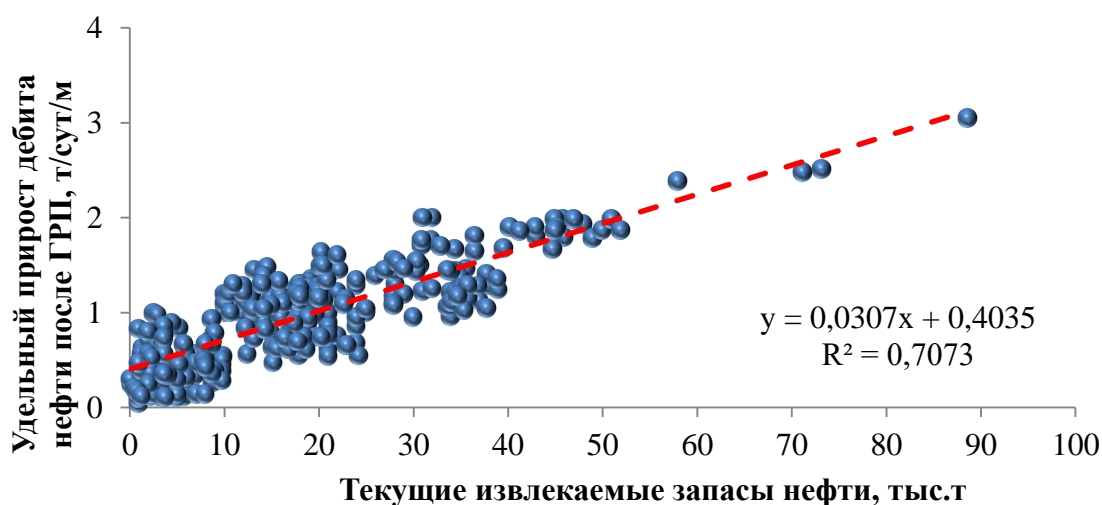


Рисунок 1.12 – Качественная зависимость полученного удельного прироста нефти после ГРП от значения текущих извлекаемых запасов на скважину (ТИЗ)

Характеристика «Текущие извлекаемые запасы» принята для дальнейших этапов анализа, так как на качественном уровне выявлена зависимость роста приращённого дебита нефти при увеличении значения извлекаемых запасов нефти в зоне дренирования скважины.

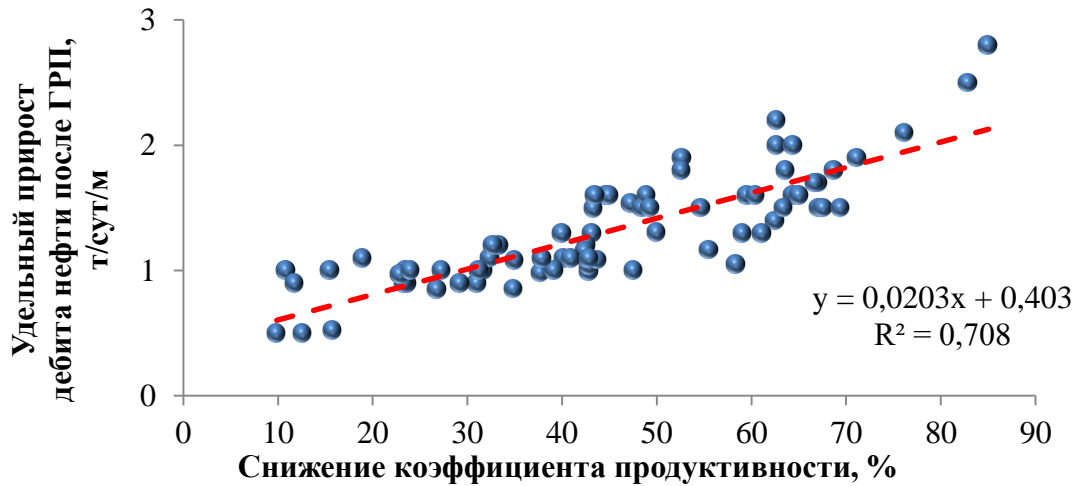


Рисунок 1.13 – Качественная зависимость полученного удельного прироста нефти после ГРП от снижения коэффициента продуктивности скважины относительно максимального

Характеристика «Доля снижения текущего коэффициента продуктивности относительно максимального» принята для дальнейших этапов анализа, так как на качественном уровне выявлена зависимость роста приращённого дебита нефти при максимальном снижении коэффициента продуктивности скважины относительно предыдущего ГРП.

После выделения основных характеристик на качественном уровне, по которым оценивается успешность ГРП, проведен частотный анализ для получения информации о различных группах скважин и изучения их распределения в выборке. «Репрезентативность выборки зависит только от методики отбора единиц из генеральной совокупности в выборочную совокупность и не зависит от объема. Конечно, чем больше объем выборки, тем выше ее точность, однако, неверно распределенная выборка в 5000 единиц намного хуже, чем хорошо распределенная выборка в 500 единиц» [45].



Данный анализ использован в настоящей работе с целью отбраковки экстремумов и определения групп с максимальным и минимальным количеством скважин в заданных интервалах. Выборки в данном анализе зависимые, то есть скважины, распределенные по каждому из критериев неизменны. Выполнен частотный анализ по всем характеристикам разработки исследуемого объекта (Рисунки 1.14–1.18).

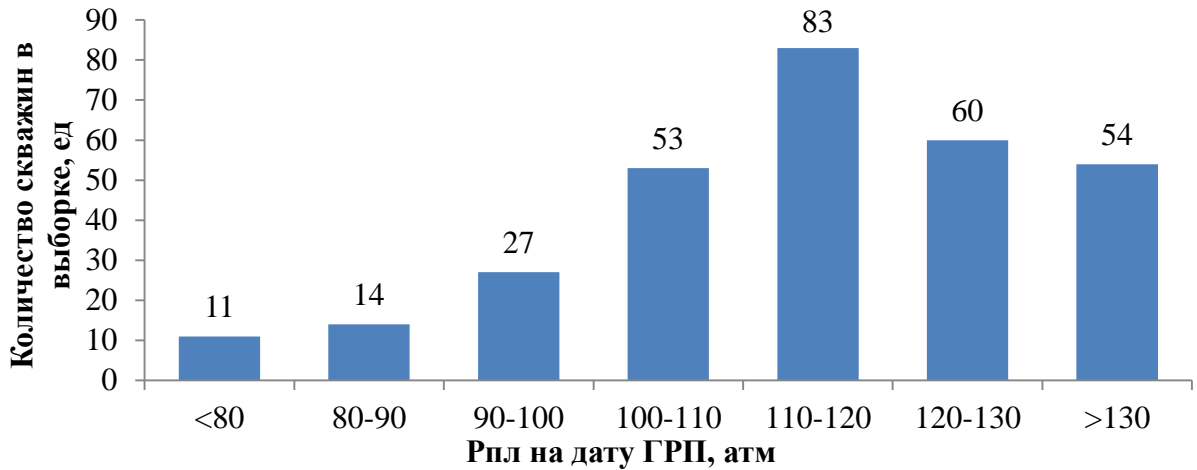


Рисунок 1.14 – Распределение скважин в интервалах текущего пластового давления на дату ГРП

Максимальный и минимальный элементы выборки соответственно равны 158 и 70 атм. Разброс выборки – 88 ед. При таком значительном разбросе, распределение скважин по пластовому давлению нормальное, ввиду чего нормализация выборки для последующего корреляционно-регрессионного анализа не выполняется. Признаком нормальности является совпадение значений моды (115 атм.), медианы (115 атм.) и среднего арифметического (114,5 атм.). При этом основная доля ГРП проводится на пластах с пластовым давлением 110-120 атм.

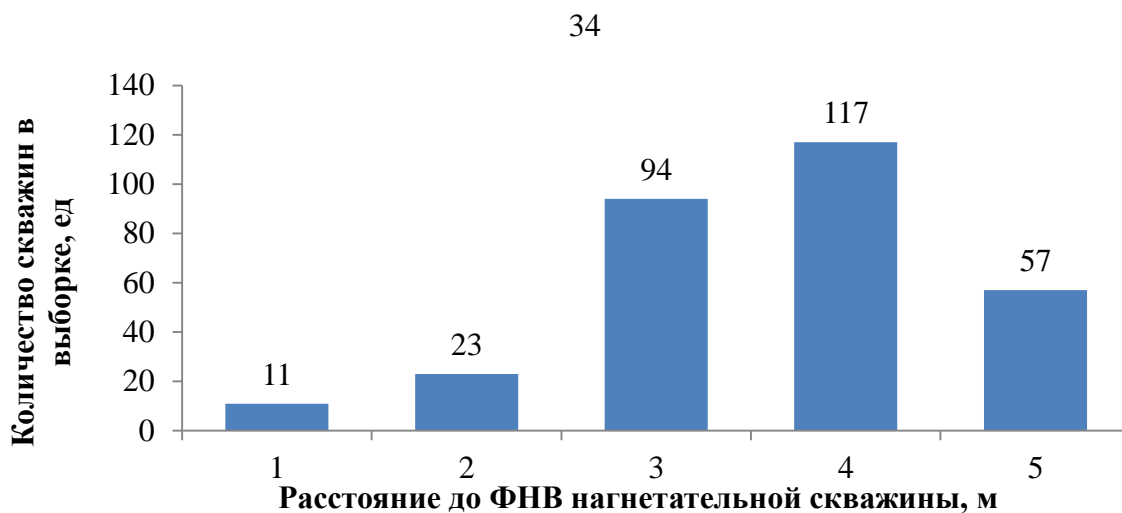


Рисунок 1.15 – Распределение скважин в интервалах значения расстояния до ФНВ нагнетательной скважины

Максимальный и минимальный элементы выборки соответственно равны 1050 и – 222 м. Разброс выборки – 1272 ед. При таком значительном разбросе, распределение скважин по расстоянию до ФНВ нормальное, ввиду чего нормализация выборки для последующего корреляционно-регрессионного анализа не выполняется. Признаком нормальности является совпадение значений моды (100 м), медианы (100 м) и среднего арифметического (113 м). При этом основная доля ГРП проводится на пластах с расстоянием до ФНВ 100-200 м.

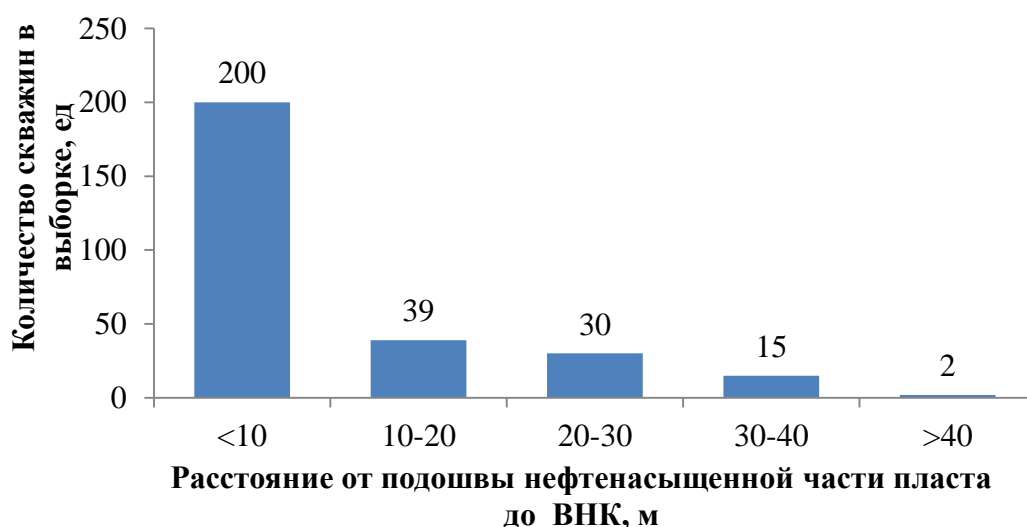


Рисунок 1.16 – Распределение скважин в интервалах значения расстояния от подошвы перфорации до ВНК

Максимальный и минимальный элементы выборки соответственно равны 44 и 0,1 м. Разброс выборки – 43,9 ед. Распределение скважин по расстоянию от подошвы нефтенасыщенной части пласта до ВНК экспоненциальное.

Основная доля ГРП проводится на пластах с расстоянием до ВНК менее 10 м. Выборка скважин меньше на 20 единиц по причине наличия скважин, расположенных в нефтяной зоне. При проведении последующего корреляционно-регрессионного анализа для выравнивания выборки скважин в интервалах и корректного построения зависимости необходимо разделить интервал, соответствующий значениям до 10 м на несколько частей.

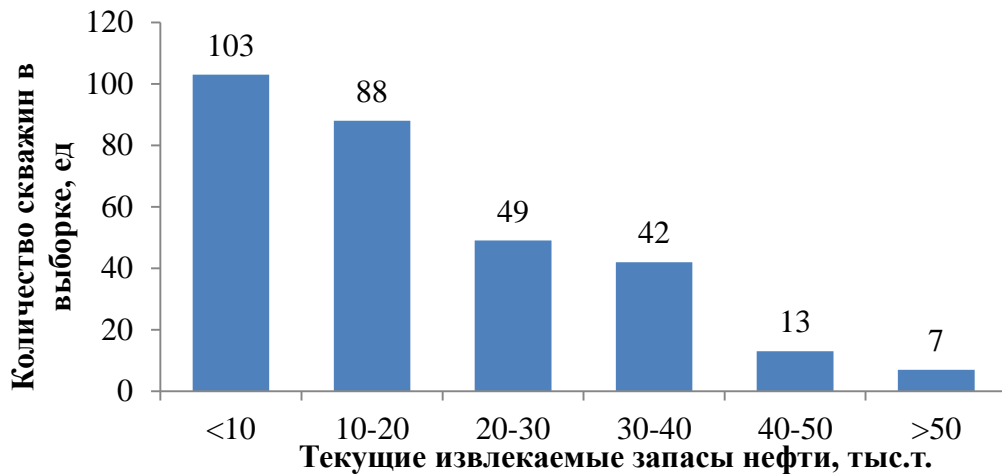


Рисунок 1.17 – Распределение скважин в интервалах текущих извлекаемых запасов

Максимальный и минимальный элементы выборки соответственно равны 88 и 0,1 тыс. тонн. Разброс выборки – 87,9 ед. Распределение скважин по текущим извлекаемым запасам экспоненциальное. Значение моды выборки (0 м), медианы (3 м) и среднего арифметического (3,9 м).

Основная доля ГРП проводится на пластах с ТИЗ менее 10 тыс. тонн. При проведении последующего корреляционно-регрессионного анализа для выравнивания выборки скважин в интервалах и корректного построения зависимости необходимо разделить интервал, соответствующий значениям до 10 тыс. тонн. на несколько частей.

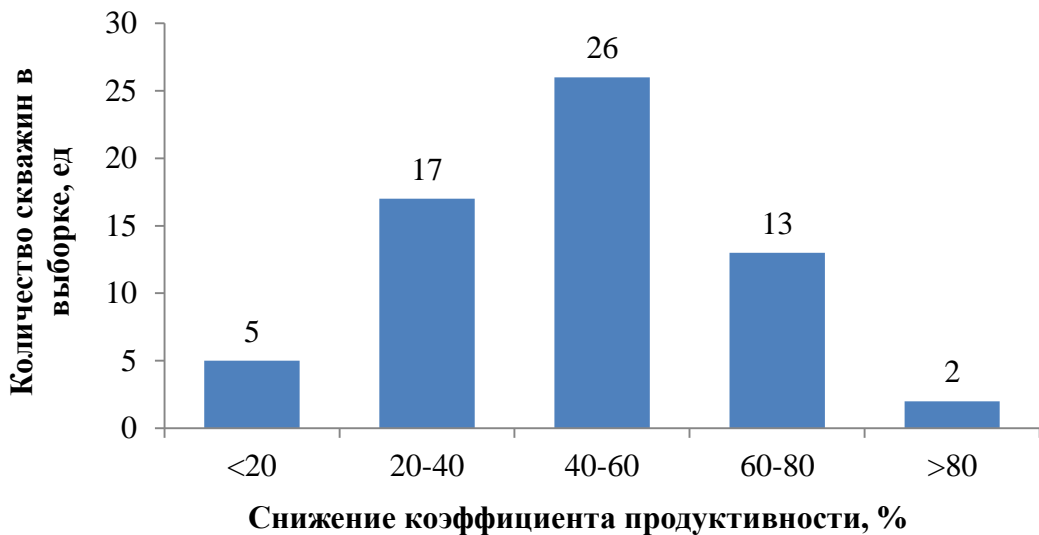


Рисунок 1.18 – Распределение скважин в интервалах изменения коэффициента продуктивности относительно максимального

Максимальный и минимальный элементы выборки соответственно равны 85 и 9,8 %. Разброс выборки – 75,2 ед. При таком значительном разбросе, распределение скважин по пластовому давлению нормальное, ввиду чего нормализация выборки для последующего корреляционно-регрессионного анализа не выполняется. Признаком нормальности является совпадение значений моды (42,8 %), медианы (43,3 %) и среднего арифметического (45,2 %). При этом основная доля ГРП проводится на пластах с изменением  $K_{\text{прод}}$  на 49 % и более.

В заключительном этапе статистического исследования выполнен корреляционно-регрессионный анализ данных, в результате которого выявлена взаимосвязь параметра «Прирост дебита нефти после ГРП» от одной или нескольких других геолого-технологических характеристик, рассмотренных выше.

На данном этапе анализа данных происходит исследование зависимостей между переменными. С этой целью применяются корреляционный анализ для установления факта наличия или отсутствия зависимости между переменными, выраженной в виде числового значения, а также регрессионный анализ для нахождения количественной зависимости между переменными, выраженной в виде уравнения. Выполнен корреляционно-регрессионный анализ по всем характеристикам разработки исследуемого объекта (Рисунки 1.19–1.23).

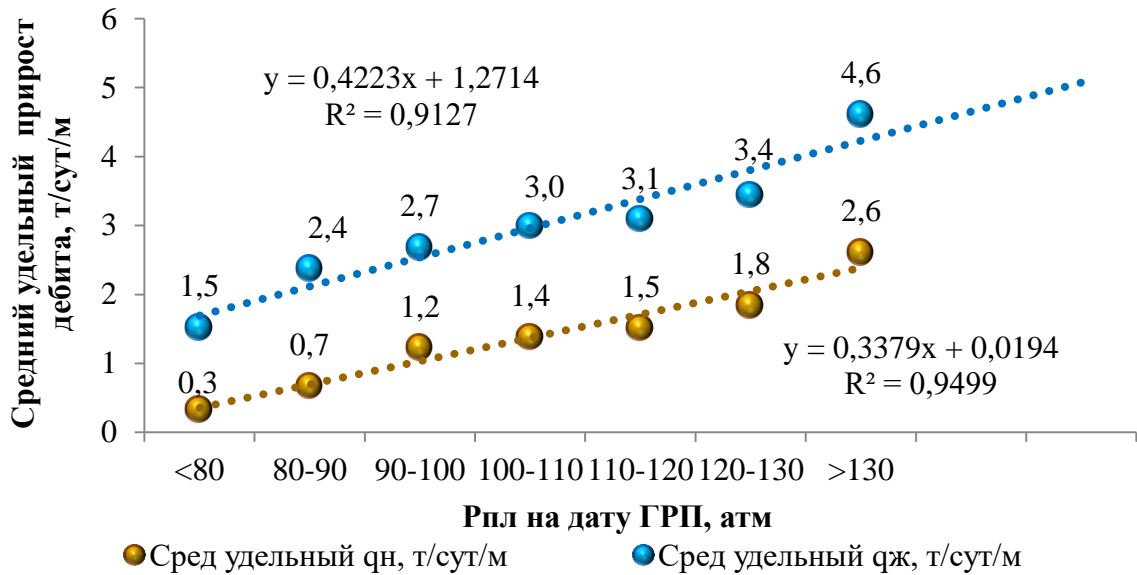


Рисунок 1.19 – Зависимость удельного прироста дебитов нефти и жидкости от значения пластового давления

Коэффициент детерминации зависимости приращённого удельного дебита нефти от пластового давления составляет 0,95 ед., что говорит о существовании максимальной статистической связи между данными показателями. Помимо этого, коэффициент детерминации зависимости приращённого удельного дебита жидкости от пластового давления составляет 0,91 ед., что говорит о существовании максимальной статистической связи между данными показателями. Учитывая наличие таких зависимостей, характеристика «Пластовое давление на дату проведения ГРП (Рпл)» принимается и закладывается в основу автоматизированного или машинного планирования скважин-кандидатов для повторных селективных МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием. Функция заложения в расчет - линейная.

Данный критерий является значительным для получения как высокого запускного прироста нефти, так и дополнительной добычи нефти за расчетный период. Так, например, в работе [46] рассмотрены результаты работ, где «достигнут хороший результат на запуске всех скважин, что косвенно указывает на технологическую успешность проведённых мероприятий. Однако, далее последовало быстрое падение эффекта от МГРП. Данное обстоятельство связано с

низким пластовым давлением или «мягкими» породами, в которых происходит вдавливание проппанта и, как следствие, преждевременное смыкание трещины».

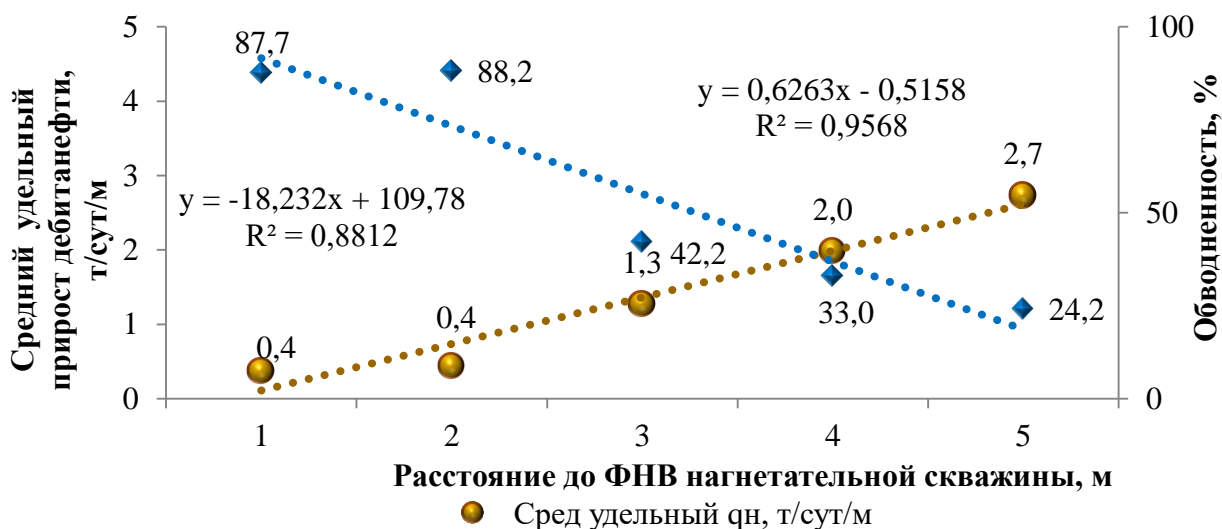


Рисунок 1.20 – Зависимость удельного прироста дебита нефти и средней обводненности от продвижения фронта нагнетания воды ближайшей нагнетательной скважины

Коэффициент детерминации зависимости приращённого удельного дебита нефти от продвижения фронта нагнетания воды ближайшей нагнетательной скважины на дату ГТМ составляет 0,96 ед., что говорит о существовании максимальной статистической связи между данными показателями. Помимо этого, коэффициент детерминации зависимости обводненности от продвижения фронта нагнетания воды ближайшей нагнетательной скважины на дату ГТМ составляет также 0,88 ед., что говорит о существовании максимальной статистической связи между данными показателями. Учитывая наличие таковых зависимостей, характеристика «Продвижения фронта нагнетания воды ближайшей нагнетательной скважины на дату ГТМ (ФНВ)» принимается и закладывается в основу автоматизированного планирования скважин-кандидатов для повторных селективных МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием. Функция заложения в расчет - линейная.

При этом учитывается азимутальное расположение скважин относительно максимального регионального стресса пород. При расположении нагнетательной скважины по стрессу создания трещины ГРП по стволу скважин с горизонтальным окончанием, значение ФНВ синтетически завышается на коэффициент 6. Данный

вывод показан в работе [47]. Показано, что «время от начала закачки воды в нагнетательные скважины до появления воды в соседних скважинах, расположенных параллельно и перпендикулярно направлению трещин ГРП, составляет, соответственно, 4,3 и 31,8 мес., а скорости продвижения ФНВ (приведенные к единице депрессии) различаются в 6,3 раза [47]».

Как отмечено в работе [48] «при формировании программы геолого-технических мероприятий для снижения риска преждевременного обводнения скважин рекомендуется более детально понимать геологию продуктивной части пласта и определять тип разреза скважины. В случае с гидродинамически связанным коллектором приоритетной является интенсификация притока из кровельной части (реперфорация). При вовлечении в разработку пластов с «двухслойным» типом строения коллектора определяющими являются водоизоляционные работы. Наименьшая вероятность обводнения продукции скважин после проведения ГРП отмечена в скважинах с выдержанным песчаным телом, расположенным в кровельной части разреза. С целью более полного учета фронта движения закачиваемых вод следует учитывать систему размещения скважин» [48].

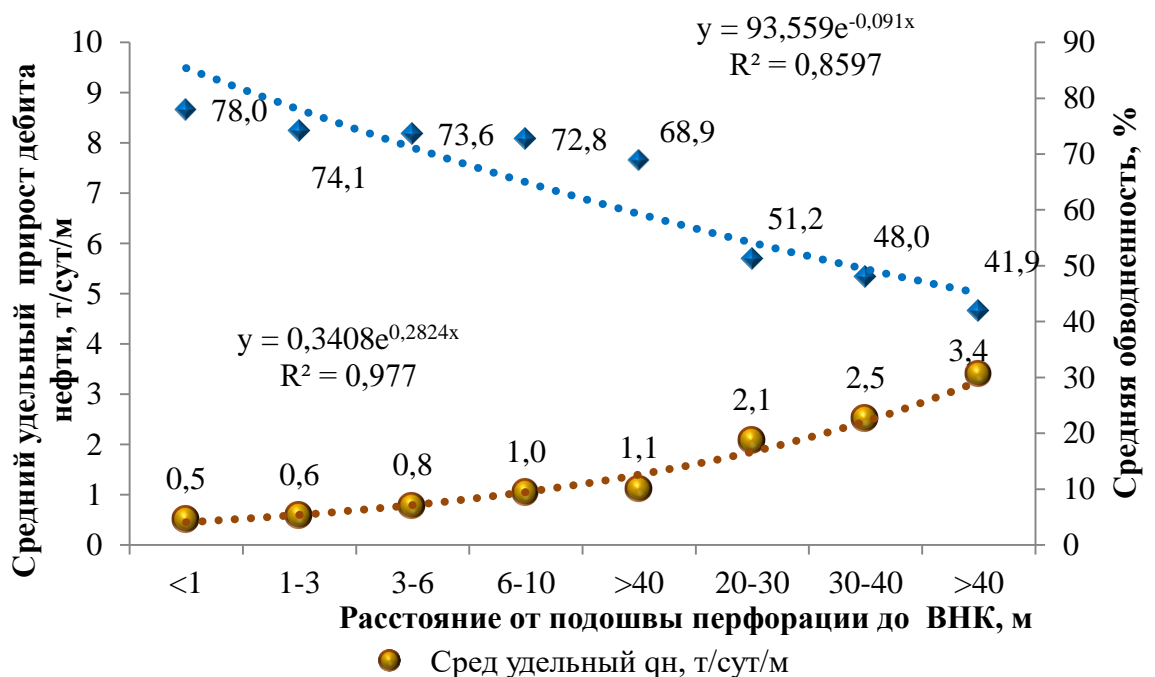


Рисунок 1.21 – Зависимость удельного прироста дебитов нефти и обводненности от расстояния от подошвы перфорации до ВНК

«Разрез скважин отличается присутствием подвижных подошвенных вод, контролируемых контуром ВНК. При составлении дизайнов ГРП по всем скважинам учитывался риск ухода трещины гидроразрыва в нижнюю водонасыщенную часть, за счет подбора оптимальных параметров закачки» [49].

Для получения нормальной выборки скважин интервал до 10 м разделен на 4 части. Коэффициент детерминации зависимости приращённого удельного дебита нефти от расстояния от подошвы нефтенасыщенной части пласта до ВНК на дату ГТМ составляет 0,948 ед., что говорит о существовании максимальной статистической связи между данными показателями. Помимо этого, коэффициент детерминации зависимости обводненности от расстояния от подошвы нефтенасыщенной части пласта до ВНК на дату ГТМ составляет 0,86 ед., что говорит о существовании достаточной статистической связи между данными показателями. Учитывая наличие таких зависимостей, характеристика «Расстояние от подошвы нефтенасыщенной части пласта до водонефтяного контакта (ВНК)» принимается и закладывается в основу автоматизированного планирования скважин-кандидатов для повторных селективных МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием. Функция заложения в расчет - экспоненциальная.

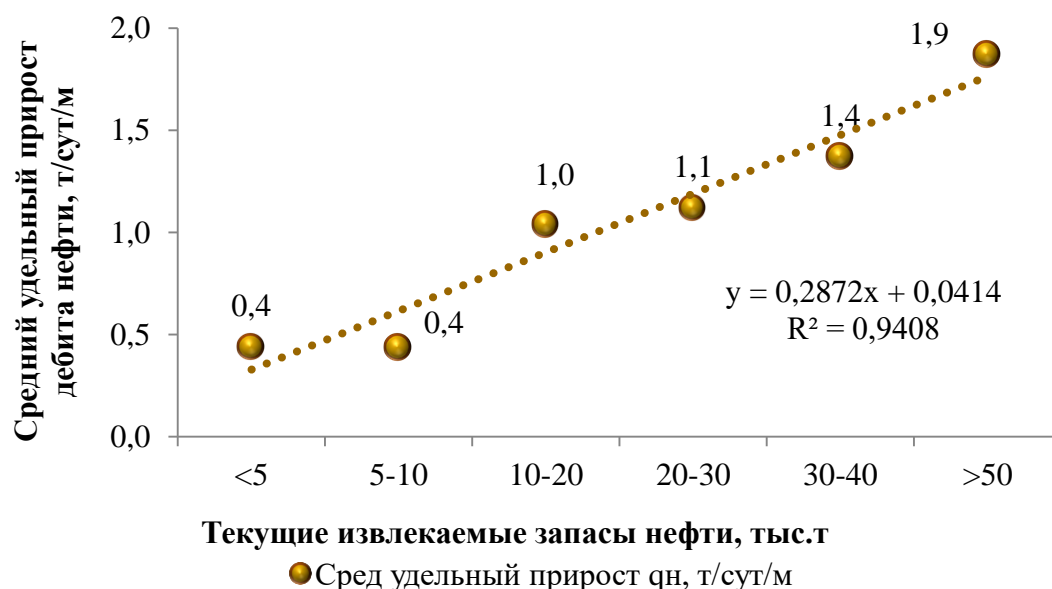


Рисунок 1.22 – Зависимость удельного прироста дебитов нефти от значения текущих извлекаемых запасов на скважину



Для получения нормальной выборки скважин интервал до 10 тыс. т разделен на 2 части. Коэффициент детерминации зависимости приращённого удельного дебита нефти от значения текущих извлекаемых запасов на скважину составляет 0,94 ед., что говорит о существовании максимальной статистической связи между данными показателями. Учитывая наличие таких зависимостей, характеристика «Текущие извлекаемые запасы (ТИЗ)» принимается и закладывается в основу автоматизированного планирования скважин-кандидатов для повторных селективных МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием. Функция заложения в расчет - линейная.

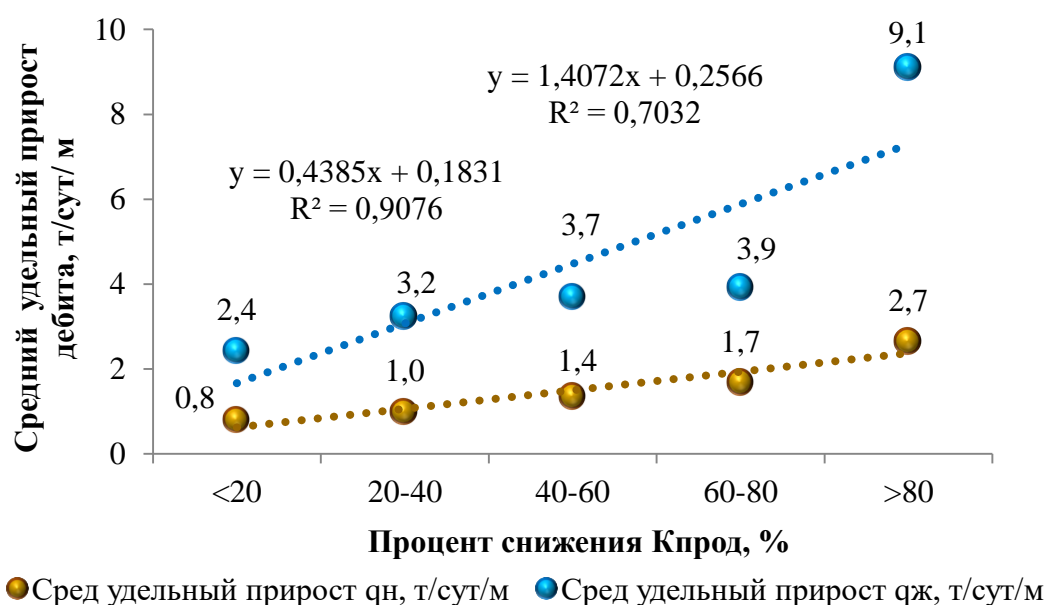


Рисунок 1.23 – Зависимость удельного прироста дебитов нефти и жидкости от снижения коэффициента продуктивности скважины относительно максимального

Коэффициент детерминации зависимости приращённого удельного дебита нефти от снижения коэффициента продуктивности скважины относительно максимального составляет 0,91 ед., что говорит о существовании максимальной статистической связи между данными показателями. Помимо этого, коэффициент детерминации зависимости приращённого удельного дебита жидкости от пластового давления составляет 0,70 ед., что говорит о существовании достаточной статистической связи между данными показателями. Учитывая наличие таких зависимостей, характеристика «Доля снижения коэффициента продуктивности

скважины относительно максимального (Кпрод)» принимается и закладывается в основу автоматизированного планирования скважин-кандидатов для повторных селективных МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием. Функция заложения в расчет - линейная.

По результатам статистического анализа эффективности выполненных повторных ГРП на фонде наклонно-направленных скважин объекта ВК1-3 Каменной площади Красноленинского НГКМ, выделены характеристики для повышения надежности прогнозирования скважин-кандидатов для повторных МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием. Данные характеристики заложены автором в программу автоматизированного выбора скважин:

- 1) Пластовое давление на дату проведения ГРП (Рпл);
- 2) Продвижение фронта нагнетания воды ближайшей нагнетательной скважины на дату ГТМ (ФНВ);
- 3) Расстояние от подошвы перфорации до ВНК (ВНК);
- 4) Текущие извлекаемые запасы (ТИЗ);
- 5) Доля снижения коэффициента продуктивности скважины относительно максимального (Кпрод).

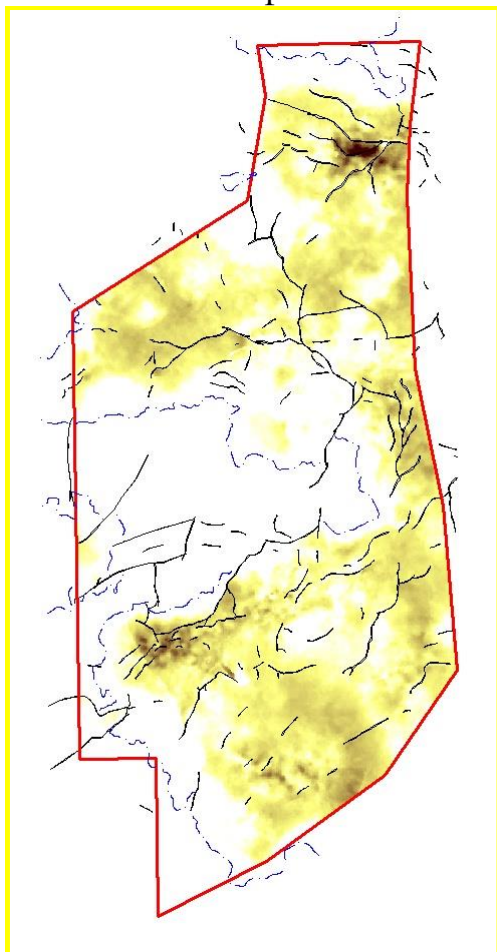
При всех учтенных характеристиках в данной модели есть параметры, которые не включены в анализ, такие как: неоптимальное проектирование (дизайн) ГРП, возможность прорыва глинистых экранов, укладка проппанта. Здесь заложено «допущение, что реализуемые на месторождении дизайн-проекты ГРП, в целом, соответствуют оптимальным» [50]. «Но обязательным критерием является проверка качества построенной модели и обоснование вывода о целесообразности ее использования в ходе дальнейшего исследования» [51]. Подробно функционал программы и принципы планирования скважин-кандидатов рассмотрены далее.

Для формирования промыслово-технологических характеристик рассмотрено текущее состояние разработки участков пласта ВК1-3 с помощью скважин с горизонтальным окончанием, а также проанализированы прогнозные показатели разработки объекта, заложенные в действующем проектом документе.

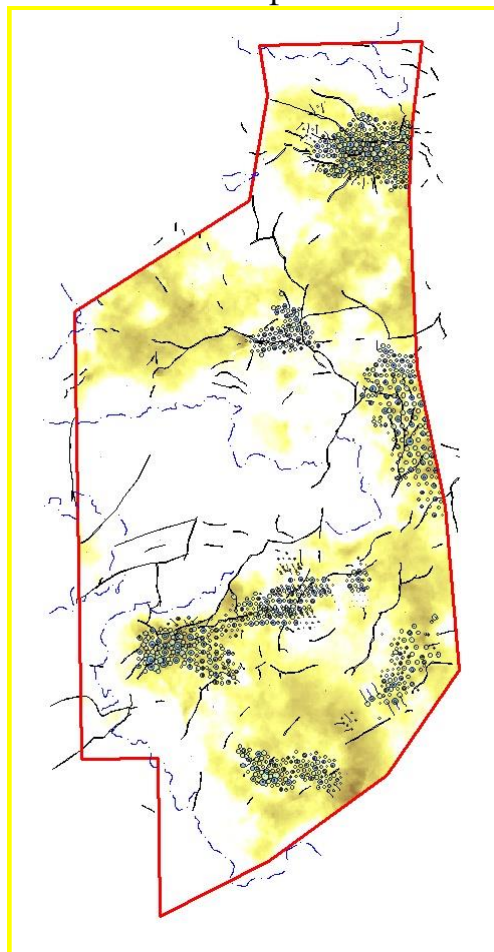
Всего для разработки запасов нефти и достижения максимального КИН - 0,308 д. ед для объекта ВК1-3 Каменной площади рекомендован вариант с формированием рядной системы: добывающие скважины с горизонтальным окончанием с МсГРП, нагнетательные – ННС с ГРП. Всего запланировано к бурению 2893 единиц (из них с горизонтальным окончанием – 868), в т.ч. добывающих – 1651 (из них с горизонтальным окончанием – 860), нагнетательных – 1179 (из них с горизонтальным окончанием – 17). Проектная плотность сетки скважин - 21 Га/скв (Рисунок 1.24).

«Технологические показатели разработки по всем вариантам основаны на результатах гидродинамического моделирования» [52]. «Бурение скважин с горизонтальным окончанием с МГРП показывает более высокую технологическую эффективность ввода в разработку низкопроницаемых объектов в части продуктивности скважин, что позволяет рекомендовать данную технологию для разработки сложно построенных месторождений Западной Сибири. Таким образом, внедрение технологий многостадийного гидроразрыва пласта на скважинах с горизонтальным окончанием позволяет достичь прироста извлекаемых запасов, а также позволяет отбирать запасы с наибольшей возможной скоростью» [53].

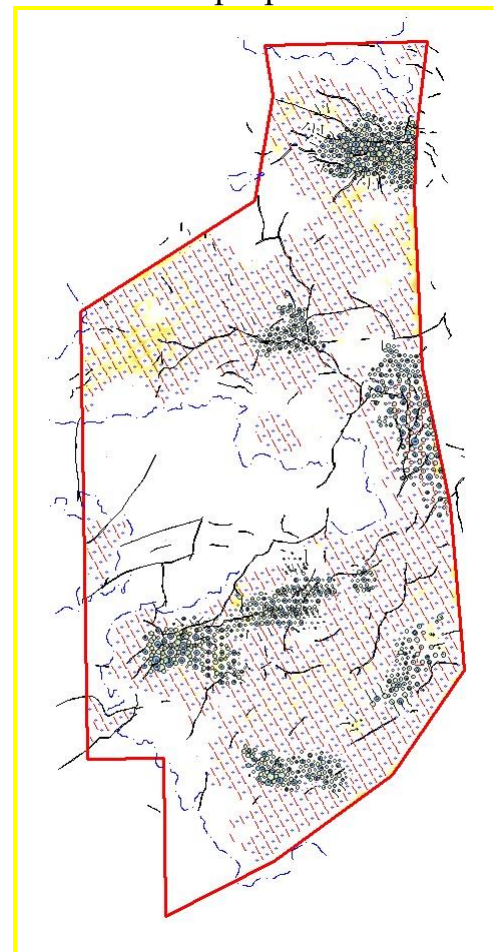
Карта плотности  
начальных подвижных запасов  
нефти



Карта плотности  
текущих подвижных запасов  
нефти



Карта плотности  
остаточных запасов нефти на конец  
разработки



Плотность  
подвижных  
запасов,  
тыс.  
тонн/Га

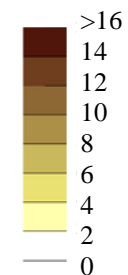


Рисунок 1.24 – Карты плотности запасов нефти по результатам расчетов на трехмерной гидродинамической модели

На текущий момент на Каменной площади в 2006-2021 годах пробурено 192 скважины с горизонтальным окончанием на объект ВК1-3 (Рисунок 1.25), из них 175-добывающих (22 % от проектного уровня), 17 нагнетательных (100 % от проектного уровня). Все скважины с горизонтальным окончанием стимулированы методом первичного селективного МсГРП.

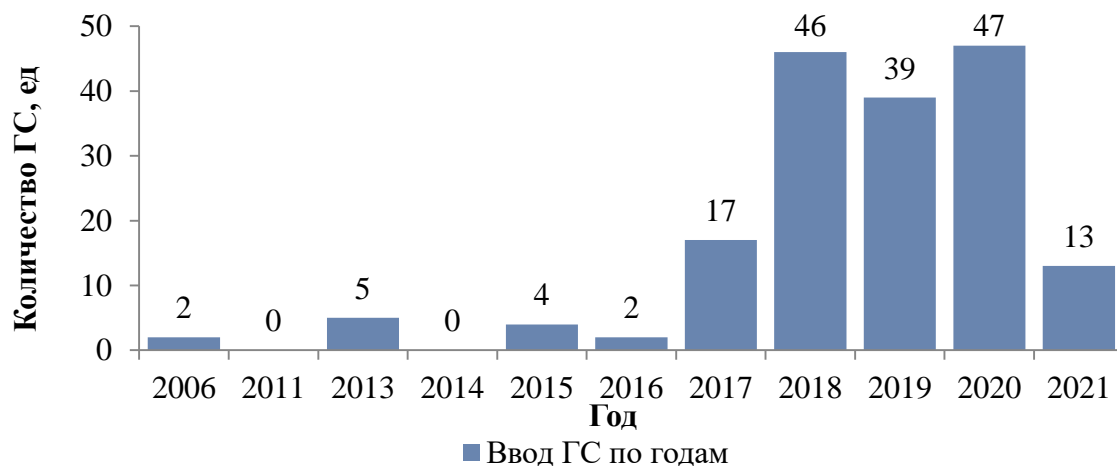


Рисунок 1.25 – Ввод скважин с горизонтальным окончанием по годам

Анализируя эффективность пробуренных скважин с горизонтальным окончанием, можно заметить, что фактические темпы падения добычи нефти превышают прогнозные. При этом в первый год падение составляет 3 %, тогда как на конец расчетного периода, составляющего для новых скважин 20 лет, отставание составляет более 13 % (Рисунок 1.26).

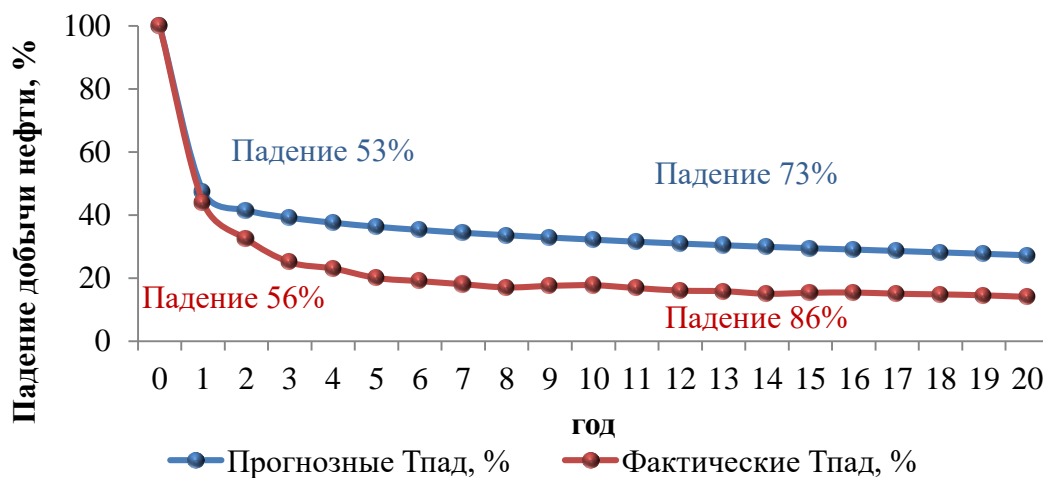


Рисунок 1.26 – Сравнение прогнозных и фактических темпов падения добычи по скважинам с горизонтальным окончанием

Учитывая фактические данные падения добычи нефти скважин с горизонтальным окончанием, сформирована первая промыслово-технологическая характеристика планирования скважин-кандидатов для повторных МсГРП: «Срок эксплуатации скважины с горизонтальным окончанием». Введение данной характеристики позволяет ограничить список скважин к рассмотрению, введенных в добычу и работающих год и менее, так как в течение данного периода снижение продуктивности скважин минимально. Скважины, отработавшие более года, рассматриваются в полном объеме с введением понижающих коэффициентов. Детально коэффициенты по данной характеристике будут рассмотрены в следующем разделе текущей главы.

После оценки текущего состояния разбуренности объекта ВК1-3 с помощью скважин с горизонтальным окончанием, в работе рассмотрены типы заканчивания добывающих скважин (Рисунок 1.27).

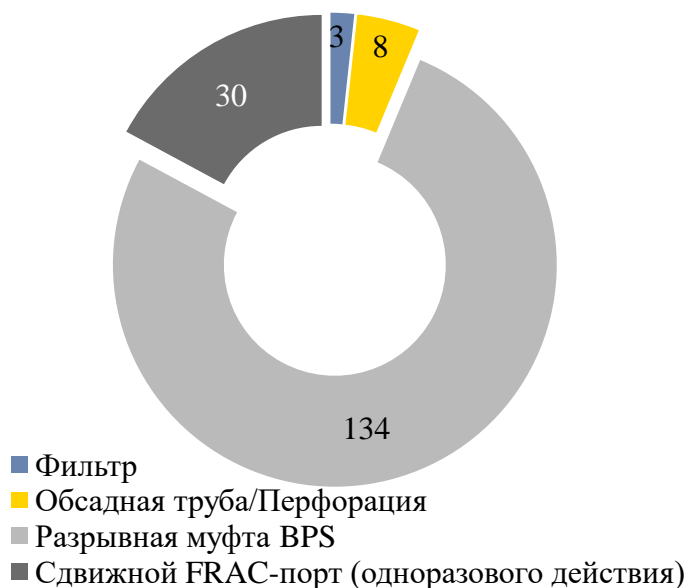


Рисунок 1.27 – Виды технологий заканчивания для МсГРП при вводе скважины

До 2016 года всего на объект ВК1-3 пробурено 11 скважин с горизонтальным окончанием, при этом специализированных компоновок заканчивания для проведения первичных МсГРП скважинах с горизонтальным окончанием на Каменной площади не использовалось. В строительстве скважин использовались стандартные неперфорированные обсадные колонны (цементируемые) и заранее перфорированные трубы, так называемые фильтры. После 2016 года заканчивание

скважин производилось специализированными компоновками с использованием двух технологий: разрывные муфты с коммерческим названием BPS и сдвижные порты одноразового действия шаровой системой с коммерческим названием FRAC-порт.

Заканчивание скважин с горизонтальным окончанием в виде компоновки «Фильтр» предполагает спуск обсадной колонны перфорированных труб и разобщение интервалов в заколонном пространстве с помощью пакеров (Рисунок 1.28). Первичный МсГРП в компоновках такого типа не предусмотрен и производится «вслепую» в одну стадию без разобщения интервалов.

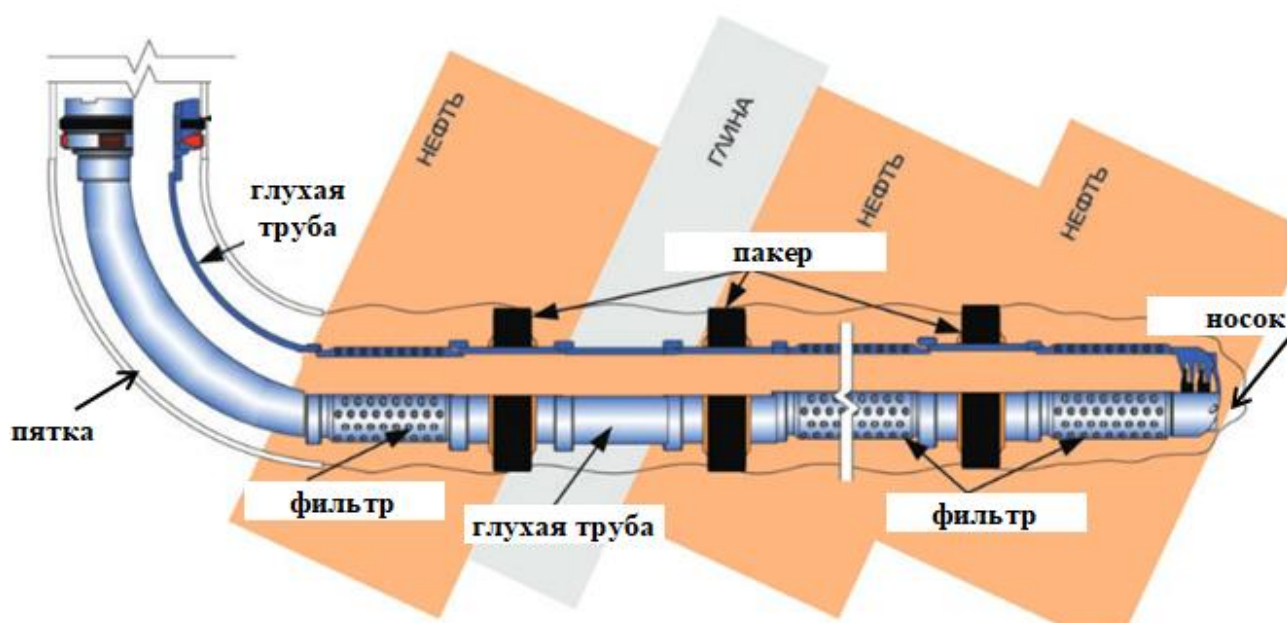


Рисунок 1.28 – Заканчивание скважин с горизонтальным окончанием в виде компоновки «Фильтр»

Данная компоновка заканчивания не предусматривает проведение и повторных селективных МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием, так как нет возможности герметично разделить интервалы интенсификации по стволу, поэтому скважины, оснащенные таким способом, не принимаются в рейтинг скважин-кандидатов.

Заканчивание скважин с горизонтальным окончанием в виде компоновки «Не перфорированная обсадная колонна» предполагает спуск обсадной колонны труб и

цементирование всего горизонтального участка с заходом в эксплуатационную колонну (Рисунок 1.29).

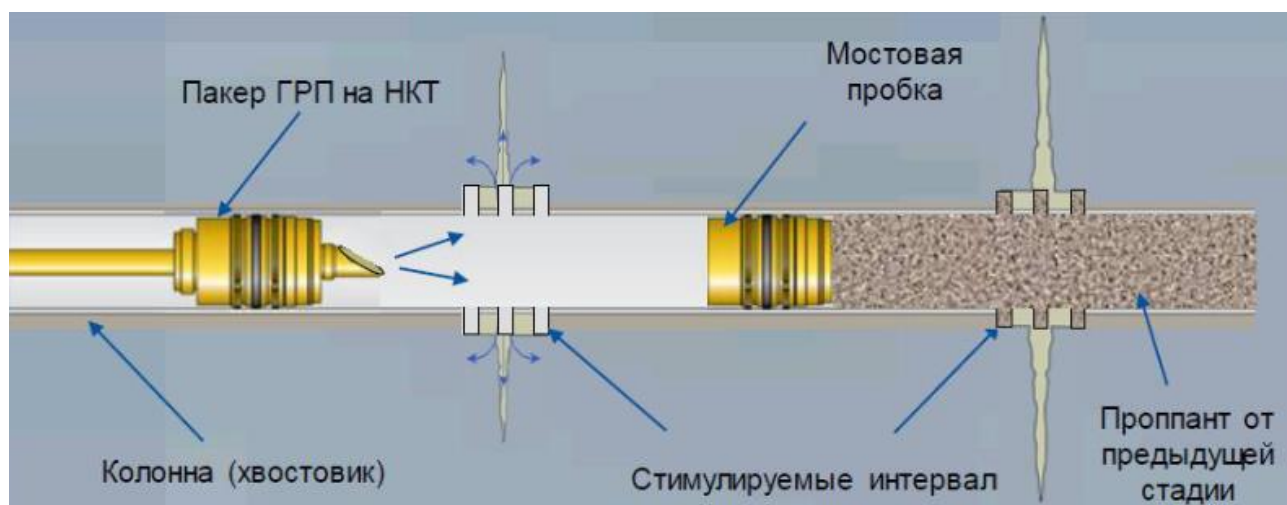


Рисунок 1.29 – Заканчивание скважин с горизонтальным окончанием в виде компоновки «Не перфорированная обсадная колонна»

Первичный МсГРП в компоновках такого типа производится от «носковой» части горизонтального участка к пяточной в следующей последовательности:

- 1) вскрытие интервала для одной стадии ГРП перфорацией;
- 2) проведение стадии ГРП;
- 3) отсыпка предыдущего интервала проппантом, либо установка пакер-пробки для разобщения интервалов;
- 4) идентичная операция по следующей стадии ГРП.

Данная компоновка заканчивания предусматривает проведение повторных селективных МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием посредством разобщения интервалов для закачки проппанта с помощью чашечного пакера. При этом к существенному преимуществу данного вида заканчивания можно отнести отсутствие необходимости фрезерования в горизонтальном участке элементов специализированных компоновок.

Заканчивание скважин с горизонтальным окончанием в виде компоновки «Разрывная муфта BPS» предполагает спуск обсадной колонны труб с включенными в нее муфтами BPS (Рисунок 1.30).



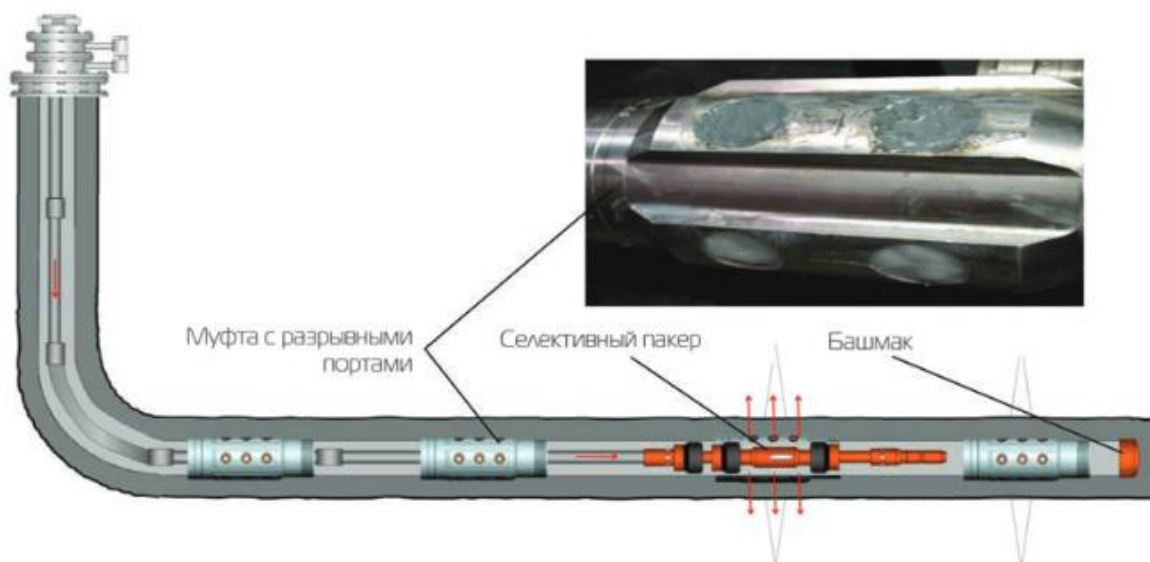


Рисунок 1.30 – Заканчивание скважин с горизонтальным окончанием в виде компоновки «Разрывная муфта BPS»

Первичный МсГРП в компоновках такого типа производится от «носковой» части горизонтального участка к пяточной в следующей последовательности:

- 1) установка чашечного пакера с обеих сторон от муфты;
- 2) подача жидкости разрыва под давлением, при этом каждая муфта инициируется последовательно с давлением разрыва от меньшего к большему;
- 3) проведение стадии ГРП;
- 4) срыв чашечного пакера, переход на следующую муфту;
- 5) идентичная операция по следующей стадии ГРП.

«Данная компоновка заканчивания предусматривает проведение повторных селективных МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием посредством герметичного разобщения интервалов для закачки пропантa идентично первичному МсГРП с помощью чашечного пакера» [54]. При этом к существенному преимуществу данного вида заканчивания можно отнести отсутствие необходимости фрезерования в горизонтальном участке элементов муфт.

Заканчивание скважин с горизонтальным окончанием в виде компоновки «Сдвижной FRAC-порт одностороннего действия» предполагает спуск обсадной колонны труб с включенными в нее сдвижными FRAC-портами (Рисунок 1.31).

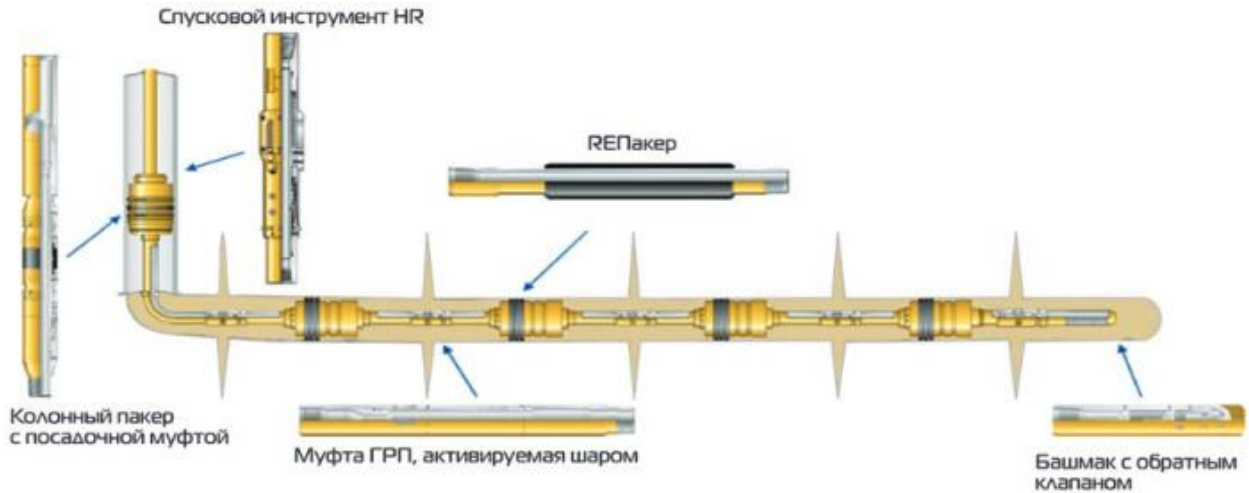


Рисунок 1.31 – Заканчивание скважин с горизонтальным окончанием в виде компоновки «Сдвижной FRAC-порт одностороннего действия»

Первичный МсГРП в компоновках такого типа производится от «носковой» части горизонтального участка к «пяточной» в следующей последовательности:

- 1) «активация порта посредством сброса шара, при этом каждый порт инициируется последовательно с диаметром шара от меньшего к большему» [55];
- 2) проведение стадии ГРП;
- 3) активация следующего порта посредством сброса шара и тем самым изоляция предыдущей стадии ГРП;
- 4) идентичная операция по следующей стадии ГРП.

Данная компоновка заканчивания предусматривает проведение повторных селективных МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием посредством разобщения интервалов для закачки проппанта с помощью чашечного пакера. При этом к существенному недостатку данного вида заканчивания можно отнести необходимость фрезерования в горизонтальном участке элементов портов: шаров и шаровых посадочных седел.

Учитывая особенности фактически-использованных типов заканчивания пробуренных скважин с горизонтальным окончанием, сформирована вторая промыслово-технологическая характеристика планирования скважин-кандидатов для повторных МсГРП: «Тип заканчивания скважины с горизонтальным окончанием». Введение данной характеристики позволяет ограничить список скважин к рассмотрению. Исключаются скважины, селективный МсГРП на которых невыполним ввиду технологических ограничений.

Скважины с системой закачивания «Фильтр» исключаются из списка скважин-кандидатов. Скважины с системами заканчивания «Не перфорированная обсадная колонна» и «Разрывная муфта BPS» рассматриваются в полном объеме. Скважины с системой закачивания «Сдвижной FRAC-порт одностороннего действия» рассматриваются с введением понижающего коэффициента, так как приоритет таких мероприятий будет ниже, чем у предыдущих систем. Детально коэффициенты по данной характеристике будут рассмотрены в следующем разделе текущей главы.

При рассмотрении итогов первичных МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием выявлено, что в процессе проведения стимуляции в компоновках заканчивания, описанных выше, не все из спущенных муфт и портов удалось инициировать по различным технологическим причинам. К данным причинам можно отнести: выход из строя оборудования ГРП, невозможность создания необходимого давления разрыва, преждевременная деструктуризация геля и проч. По причине пропуска одной или нескольких стадий стимуляции не весь участок коллектора вовлечен в разработку, что говорит о перспективности ГРП в данных интервалах.

Учитывая данный факт, сформирована третья промыслово-технологическая характеристика планирования скважин-кандидатов для повторных МсГРП: «Количество не стимулированных трещиной ГРП интервалов по стволу горизонтального участка при первичном МсГРП». Введение данной характеристики позволяет выделить скважины с не стимулированными участками по стволу в приоритет, при этом скважины с отсутствием таковых интервалов

рассматриваются в полном объеме с введением понижающих коэффициентов. Детально коэффициенты по данной характеристике будут рассмотрены в следующем разделе текущей главы.

На следующем этапе рассмотрения технологических параметров первичных МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием проведен анализ влияния объема, закачанного проппанта в каждую стадию, на запускные параметры обводненности продукции при вводе новой скважины (ВНС) в эксплуатацию (Рисунок 1.32). Данный анализ проведен по причине необходимости ограничения объема трещины ГРП ввиду особенности геологического строения объекта ВК1-3, а именно, подстиание залежи по всей площади пластовой водой.

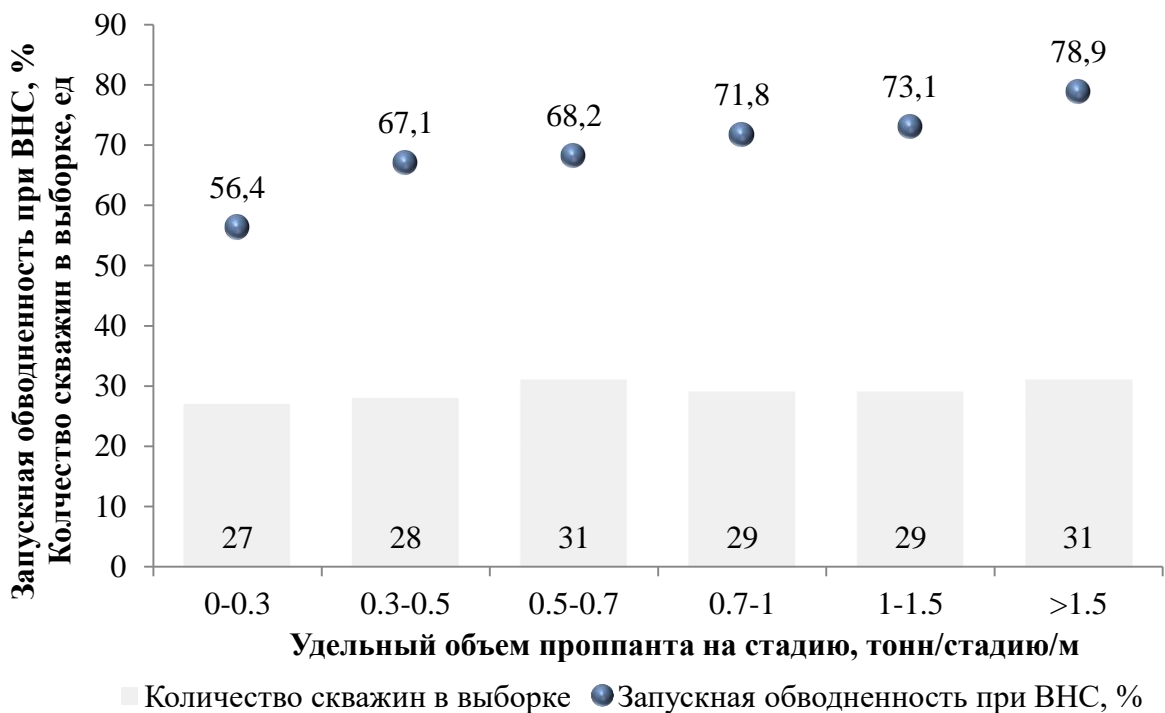


Рисунок 1.32 – Зависимость запускной обводненности по скважинам с горизонтальным окончанием от удельного объема проппанта

Анализ показал, что при росте объема проппанта при МсГРП наблюдается рост запускной обводненности. Учитывая данный факт, сформирована следующая промыслово-технологическая характеристика планирования скважин-кандидатов для повторных МсГРП: «Удельная масса проппанта, закачанного в каждую стадию в ходе первичного ГРП». Введение данной характеристики позволяет выделить скважины с максимальным объемом проппанта на стадию при первичном МсГРП

и, в последующем, исключить их из рейтинга. Остальные скважины рассматриваются в полном объеме с введением повышающих коэффициентов при снижении удельного объема проппанта. Детально коэффициенты по данной характеристике будут рассмотрены в следующем разделе текущей главы.

Последней введенной промыслово-технологической характеристикой является «Азимутальное направление скважин с горизонтальным окончанием». Данный критерий вводится для «определения геометрических параметров создаваемых трещин и оценки степени их влияния на продуктивность, определения направлений локальных напряжений, определение ориентации трещин ГРП» [9]. Введение данной характеристики позволяет рассматривать скважины в полном объеме с введением понижающего коэффициента при расположении скважины вдоль направления максимального напряжения горных пород в зоне работ ввиду установления факта интерференции запасов. Детально коэффициенты по данной характеристике будут рассмотрены в следующем разделе текущей главы.

По результатам анализа введенных в работу скважин с горизонтальным окончанием объекта ВК1-3 Каменной площади Красноленинского НГКМ выделены промыслово-технологические характеристики для повышения надежности прогнозирования скважин-кандидатов для повторных МсГРП. Данные характеристики заложены автором в программу автоматизированного выбора скважин:

- 1) Срок эксплуатации скважины с горизонтальным окончанием;
- 2) Тип заканчивания скважин с горизонтальным окончанием;
- 3) Количество не стимулированных трещиной ГРП интервалов по стволу горизонтального участка при первичном МсГРП;
- 4) Удельная масса проппанта, закачанного в каждую стадию в ходе первичного ГРП;
- 5) Азимутальное направление скважин с горизонтальным окончанием.

Подробно автоматизированное ранжирование скважин на основании выделенных в настоящем разделе характеристик, рассмотрены в следующей главе работы.

### **1.3 Ранжирование кандидатов для проведения повторных МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием**

Как правило, любое решение при управлении разработкой нефтяных и газовых месторождений (а особенно определение возможности выполнения геолого-технического мероприятия) не может быть принято с помощью одной характеристики. Так, например, при рассмотрении вопроса об проведении смены насоса на скважине следует принять во внимание не только величину коэффициента продуктивности, но и гидродинамические последствия, а также наличие зон негерметичности эксплуатационной колонны, так как именно они приводят к ошибочному мнению о завышении производительности скважин. Также можно привести пример: анализ лабораторных исследований показывает, что скорость коррозии в скважинах составляет (на примере одного из месторождений) 0,07 мм в год, но при этом скважины одинакового возраста имеют разную долю корродированных элементов колонны, соответственно, специалисты принимают во внимание не только данные о скорости коррозии, но и наличии агрессивных газов, обводненности продукции, скорости потока, количестве взвешенных частиц в потоке и прочее.

Таким образом, основной задачей контроля за разработкой и управления процессами эксплуатации месторождений является многокритериальность или многофакторность – наличие ряда показателей  $W_1, W_2, \dots, W_n$ , одни из которых желательно обратить в максимум, другие - в минимум. Главной особенностью многокритериальных или многофакторных задач является невозможность нахождения такого решения, одновременно удовлетворяющего всем критериям или факторам, в случае данной диссертационной работы характеристикам эффективности проведения ГРП, в частности селективные МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием.

Однако в тех случаях, когда решение приходится принимать многократно (например, при анализе режимов работы большого числа скважин), или же когда выбор решения передается автоматизированным системам управления,

необходимо выработать некоторые формальные правила, применяемые без участия человека. Эти правила основываются на эвристических методах принятия компромиссных решений и обобщают опыт, интуицию экспертов в данной области. Как правило, формализация процедур принятия решения осуществляется путем сведения многокритериальной задачи к однокритериальной, т.е. путем составления обобщенного критерия  $W$ , являющегося какой-то функцией критериев  $W_i$ . Часто в качестве обобщенного показателя применяют взвешенную сумму частных критериев, в которую каждый из них входит с каким-то весом  $\alpha_i$ , отражающим его важность:  $W = \sum \alpha_i * W_i$ . Веса  $\alpha_i$  подбираются с учетом мнения экспертов.

«Специального рассмотрения требует вопрос об оптимальном числе критериев, учитываемых при принятии решения» [56]. «Из всего многообразия критериев следует выделить главные, наиболее влияющие, и принимать решения только с учетом этих критериев» [57]. Ряд работ посвящен многокритериальной нечёткой оценке проекта [58, 59, 60, 61], «при этом большое внимание уделяется формированию оценки из многих критериев при помощи нечёткого аналога аналитического иерархического процесса» [62, 63, 64, 65]. В серии статей Карлссона и Фуллера, а также их коллег развивается подход к оцениванию проекта посредством реальных опционов [66, 67, 68]. Оптимизация портфеля проектов в условиях нечёткости разбирается в статьях [69, 70, 71, 72]. Учитывая опыт, полученный при изучении вышеупомянутых материалов по данному направлению, разработан метод ранжирования скважин с горизонтальным окончанием для селективного МсГРП.

Для подготовки именно многокритериальной оценки каждой скважины с горизонтальным окончанием, построенной на рассматриваемом объекте эксплуатации скважины выделены вышеописанные характеристики, являющиеся основой ранжирования скважин-кандидатов для такого типа ГТМ, как селективный повторный МсГРП. Инструмент автоматизированного ранжирования скважин создан на базе программного обеспечения Microsoft Excel с использованием Visual Basic for Applications (VBA). Данный инструмент представляет собой набор

макросов VBA, заложенных в нескольких модулях. Макросы написаны автором работы в стандартных функциях программного комплекса Microsoft Excel, позволяющих в автоматическом режиме по набору алгоритмов выстроить рейтинг скважин-кандидатов для МсГРП. Методы реализации автоматизации инструмента рассмотрены пошагово в описании алгоритма принятия решений (Рисунок 1.33).

Параметры для автоматизированного планирования скважин-кандидатов формируются на основе подготовленной ретроспективной базы данных, использующейся ранее для статистического анализа. База модуля «Data GTM» содержит полный набор геологических и промыслово-технологических данных: месторождение; площадь; ствол скважины; объект разработки; дата ГРП; дата запуска; добычные показатели (дебит нефти, жидкости, обводненности) до ГРП; добычные показатели (дебит нефти, жидкости, обводненности) после ГРП; нефтенасыщенная мощность пласта ГРП; Рпл на дату ГРП; тип ствола; компоновка заканчивания; кратность ГРП; ФНВ на дату ГРП; мощность глинистой перемычки; параметры ГРП (масса проппанта, объем жидкости ГРП, ширина, раскрытость, полудлина трещины ГРП); снижение  $K_{прод.}$  на дату ГРП; ТИЗ на дату ГРП; расстояние от верхних дыр перфорации до ВНК; дата ввода скважины в эксплуатацию после строительства; количество пропущенных интервалов МсГРП; наличие актуальных ПГИ, ГДИС и проч.

В основу алгоритма автоматизированного планирования кандидатов для повторных МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием в данной работе положена теория нечетких множеств. «В отличие от классической теории множеств, в которой применяется бинарная система оценки (элемент либо принадлежит, либо не принадлежит множеству), в теории нечетких множеств используется непрерывная оценка степени принадлежности, изменяющаяся постепенно и описываемая функцией принадлежности» [73].



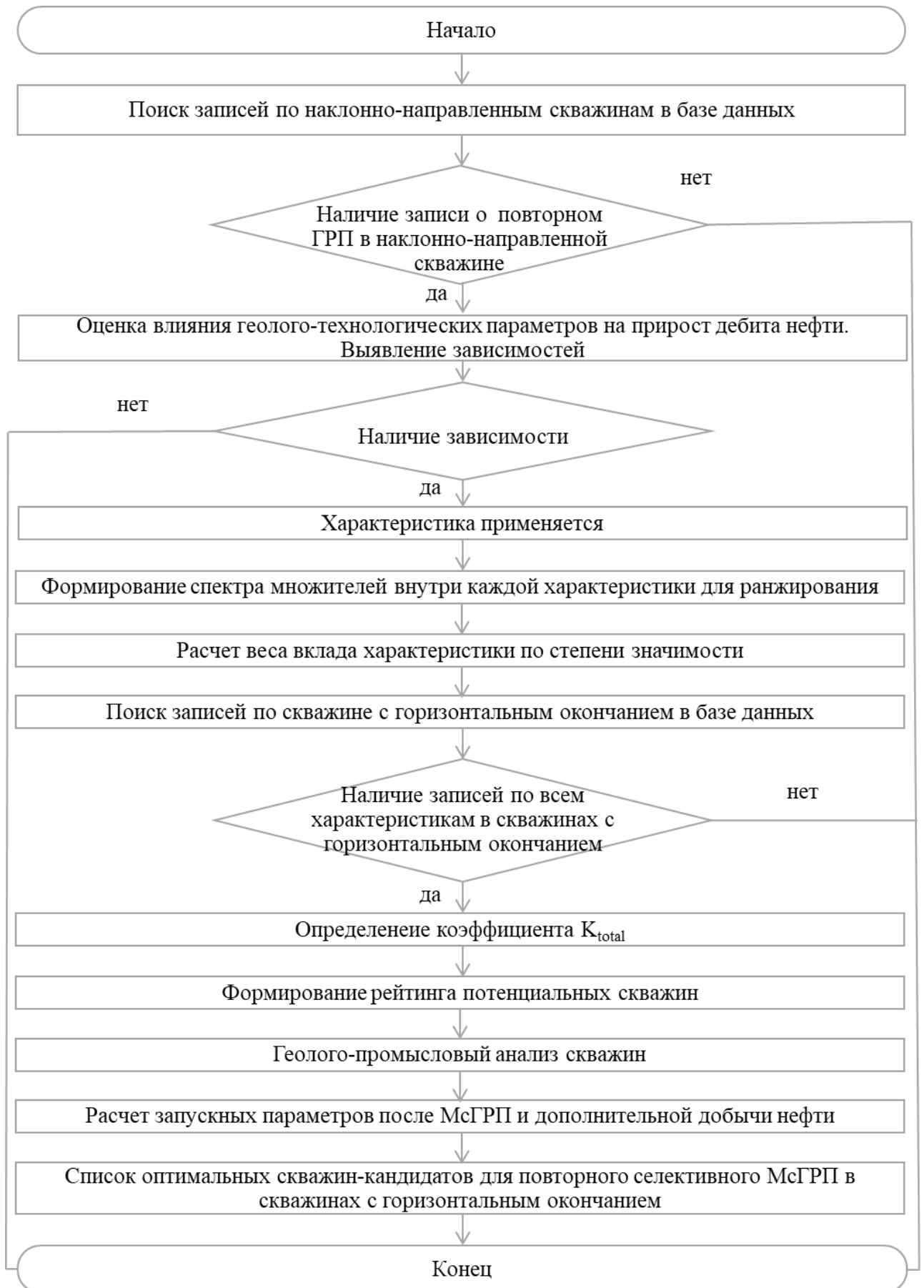


Рисунок 1.33 – Блок-схема алгоритма принятия решений по выбору и ранжированию скважин для повторных MsГРП

Каждая выделенная характеристика задаётся произвольным множеством  $X$ . «Нечеткое множество, например,  $A$  задается посредством функции принадлежности  $\mu_A: X \rightarrow [0,1]$ . Значение  $\mu_A(X)$  есть число, лежащее между 0 и 1, показывающее степень принадлежности элемента  $X$  нечёткому множеству  $A$ . Равенство  $\mu_A(X)=1$  означает, что  $X$  точно принадлежит множеству  $A$ , равенство  $\mu_A(X)=0$  говорит о том, что  $X$  точно не принадлежит множеству  $A$ . При этом множество допускает промежуточные степени принадлежности, например,  $\mu_A(X)=0,5$  и проч.» [74].

С учетом построенных зависимостей по характеристикам рассчитываются множители для каждого значения параметра ряда  $X$ . Множитель описывает влияние данного параметра на критерий оценки эффективности ГТМ и может принимать значения от 0 до 1. Соответственно, чем больше множитель, тем большую эффективность по историческим данным имели геолого-технические мероприятия при соответствующем параметре  $X$ . Критерием успешности мероприятия служит прирост дебита нефти.

Ниже представлены распределения множителей по всем характеристикам, выделенным в предыдущих разделах. В расчете множителей для характеристик используются уравнения зависимости параметров, полученные в статистическом анализе.

По характеристике «Пластовое давление на дату проведения ГРП (Рпл)» распределение множителей к значениям текущего пластового давления на текущую дату представлено в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Распределение множителей к значениям текущего пластового давления на текущую дату

	min									max
Рпл, атм	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160
Множитель, д.ед.	0.495	0.551	0.607	0.664	0.720	0.776	0.832	0.888	0.944	1
Удельный прирост дебита нефти, т/сут/м	0.680	0.757	0.834	0.911	0.988	1.065	1.142	1.219	1.296	1.373

По характеристике «Продвижение фронта нагнетания воды ближайшей нагнетательной скважины на дату ГТМ (ФНВ)» распределение множителей к

значениям текущего расстояния от добывающей скважины до фронта воды от нагнетательной скважины представлено в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Распределение множителей к значениям текущего расстояния от добывающей скважины до фронта воды от нагнетательной скважины

	min									max
ФНВ, м	-350	-200	-50	100	250	400	550	700	850	1000
Множитель, д.ед.	0.038	0.145	0.252	0.359	0.466	0.572	0.679	0.786	0.893	1
Удельный прирост дебита нефти, т/сут/м	0.091	0.346	0.601	0.856	1.111	1.366	1.621	1.876	2.131	2.386

По характеристике «Расстояние от подошвы нефтенасыщенной части пласта до ВНК (ВНК)» распределение множителей к значениям текущего расстояния от подошвы нефтенасыщенной части пласта до ВНК представлено в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Распределение множителей к значениям текущего расстояния от подошвы нефтенасыщенной части пласта до ВНК

	min									max
ВНК, м	0.1	0.5	1	3	6	9	10	20	30	40
Множитель, д.ед.	0.315	0.322	0.330	0.365	0.416	0.468	0.485	0.657	0.828	1
Удельный прирост дебита нефти, т/сут/м	0.824	0.842	0.864	0.954	1.089	1.224	1.268	1.717	2.166	2.615

По характеристике «Текущие извлекаемые запасы (ТИЗ)» распределение множителей к значениям текущих извлекаемых запасов представлено в таблице 1.6.

Таблица 1.6 – Распределение множителей к значениям текущих извлекаемых запасов

	min									max
ТИЗ, тыс. т	0.1	1	10	20	30	40	50	60	70	80
Множитель, д.ед.	0.157	0.166	0.261	0.367	0.472	0.578	0.683	0.789	0.894	1
Удельный прирост дебита нефти, т/сут/м	0.543	0.574	0.821	1.094	1.371	1.653	1.932	2.210	2.481	2.761

По характеристике «Доля снижения коэффициента продуктивности скважины относительно максимального (Кпрод)» распределение множителей к значениям текущего снижения продуктивности скважины представлено в таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Распределение множителей к значениям текущего снижения продуктивности скважины

	min									max
Кпрод, %	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Множитель, д.ед.	0.156	0.241	0.340	0.430	0.532	0.620	0.721	0.810	0.912	1
Удельный прирост дебита нефти, т/сут/м	0.413	0.682	0.941	1.201	1.462	1.721	1.990	2.251	2.512	2.773

В расчете множителей для промыслово-технологических характеристик используется экспертное распределение множителей.

По характеристике «Срок эксплуатации скважины с горизонтальным окончанием» распределение множителей к значениям количества лет работы скважины представлено в таблице 1.8.

Таблица 1.8 – Распределение множителей к значениям количества лет работы скважины

	min						max
Срок эксплуатации, лет	1	2	3	4	5	10	15
Множитель, д.ед.	0	0.1	0.3	0.5	0.7	0.9	1

По характеристике «Тип заканчивания скважины (Заканчивание)» распределение множителей по типам компоновок заканчивания скважины представлено в таблице 1.9.

Таблица 1.9 – Распределение множителей по типам компоновок заканчивания скважины

	min			max
Заканчивание тип	Перфорированная обсадная колонна	Сдвижной FRAC-порт	Разрывная муфта BPS	Не перфорированная обсадная колонна
Множитель, д.ед.	0	0.5	0.9	1

По характеристике «Количество не стимулированных трещиной ГРП интервалов по стволу горизонтального участка при первичном МсГРП (Пропущенные интервалы)» распределение множителей по количеству пропущенных интервалов представлено в таблице 1.10.

Таблица 1.10 – Распределение множителей по количеству пропущенных интервалов

	min			max
Пропущенные интервалы, ед	0	1	2	3
Множитель, д.ед.	0.7	0.8	0.9	1

По характеристике «Удельная масса проппанта, закачанного в каждую стадию в ходе первичного ГРП (Уд. масса проппанта, т/стадия/м)» распределение множителей по массе проппанта закачанной при первичном МсГРП представлено в таблице 1.11.

Таблица 1.11 – Распределение множителей по массе проппанта закачанной при первичном МсГРП

	min						max
Удельная масса проппанта, т/ст/м	0.3	0.5	0.7	1	1.2	1.4	1.5
Множитель, д.ед.	1	0.9	0.7	0.5	0.3	0.1	0

По характеристике «Азимутальная ориентация скважин с горизонтальным окончанием (Ориентация скважин с горизонтальным окончанием, параллельно/перпендикулярно)» распределение множителей по углам представлено в таблице 1.12.

Таблица 1.12 – Распределение множителей азимутальной ориентации скважин с горизонтальным окончанием

	min	max
Ориентация	параллельно	перпендикулярно
Множитель, д.ед.	0.7	1

Методом формирования спектров является создание двумерных массивов в модуле «Характеристики ГТМ» в количестве, равном количеству выбранных параметров. Каждый массив содержит по два ряда данных:

- 1) отсортированный по возрастанию ряд данных параметра, загруженный из базы ГРП;

2) ряд данных выбранной характеристики эффективности, загруженной из базы ГРП и соответствующей значениям.

В каждом массиве рассчитывается дополнительный ряд данных, для этого находятся коэффициенты тренда линейного уравнения.

Данные коэффициенты вычисляются в работе стандартными функциями MS Excel: НАКЛОН (англ. вариант функции SLOPE) и ОТРЕЗОК (англ. вариант функции INTERCEPT). Для каждой линии тренда рассчитывается дополнительный ряд множителей от 0 до 1. Множители описывают влияние каждого параметра на характеристику оценки эффективности ГРП.

Пользователь может ограничивать область расчета множителей, изменяя левую и правую границы. Если ограничения не заданы явно, то они определяются автоматически границами исходных данных. Далее для всех значений ряда, выходящих за левую границу, присваивается множитель - 0. За правой границей ряда множитель будет равен 1, соответственно. Для всех остальных промежуточных значений ряда множители вычисляются методом интерполяции.

После того, как абсолютным значениям той или иной характеристики назначены множители, готовится ретроспективный рейтинг скважин-кандидатов на ГТМ. Таким образом, можно оценить перспективы уже выполненных ГТМ в прошлом периоде. Для этого по каждой скважине в ретроспективной базе ГТМ вычисляется сумма произведений множителей и весов по пяти характеристикам (не учитывающим скважины с горизонтальным окончанием), заданным в работе:

$$S_i = k(1) * w(1) + k(2) * w(2) \dots + k(5) * w(5), \quad (1.1)$$

где:  $S$  – сумма произведений множителей и весов;  $i$  – порядковый номер скважины в базе ГТМ;  $k$  – множитель;  $w$  – вес критерия.

Выполнение расчета коэффициентов проводится для определения вклада каждой характеристики в общий рейтинг скважин. Если вклад какого-либо параметра при выборе реализации модели имеет большую важность, то ему необходимо присвоить больший вес  $w$ . На данном этапе вес каждого критерия  $w$

приравнивается к единице. По промыслово-технологическим критериям вес приравнивается к единице в расчете прогнозного рейтинга скважин.

После того, как по каждой скважине определена сумма множителей, находится рейтинг данной скважины относительно остальных для проведения ГРП в прошлом периоде. Рейтинг определяется значением тестового комплексного коэффициента  $Ktotal$ :

$$Ktotal\ i = (S\ i - \frac{MIN}{S}) / (\frac{MAX}{S} - \frac{MIN}{S}), \quad (1.2)$$

где:  $S\ i$  – сумма произведений множителей и весов по адресной скважине;  $\frac{MIN}{S}$  – минимальное значение  $S\ i$  из выборки скважин;  $\frac{MAX}{S}$  – максимальное значение  $S\ i$  из выборки скважин.

Комплексный коэффициент является общим показателем потенциальной эффективности ГТМ, который учитывает вклад всех влияющих параметров. Комплексный коэффициент изменяется в диапазоне от 0 до 1, где 0 – это наименьшая потенциальная эффективность проведенного ГРП, 1 – наибольшая потенциальная эффективность, соответственно.

На заключительном этапе работы с ретроспективными данными по ГРП осуществляется автоматический подбор весов  $w$ , в результате чего пересчитываются значения тестового комплексного коэффициента по каждой скважине. Подбор весов осуществляется заданной функцией автоматически до тех пор, пока не получится явно растущий график зависимости выбранного критерия эффективности - удельный прироста дебита нефти от комплексного коэффициента  $Ktotal$ , а распределение скважин по количеству в группе будет нормальным (Рисунок 1.34). Таким образом, с помощью расчета  $Ktotal$  по каждой наклонно-направленной скважине на дату ГРП формируется набор весов, выравнивающих зависимость прироста дебит нефти от комплексного коэффициента, то есть чем выше показатель коэффициента, тем выше прирост дебита нефти, но учитывается и вес внутри критерия.

Подбор весов, также, как и расчет комплексного коэффициента, проводится в автоматическом режиме по мере обновления геолого-промысловой информации в специально созданной базе данных. Важно учитывать, что комплекс характеристик и их значимость могут меняться в зависимости от обучающей выборки скважин. То есть, ежемесячно при выполнении ГТМ в базу данных поступает актуализированная геолого-промысловая информация и эти данные по мере проведения ГТМ становятся ретроспективными и получают статус обучающих.

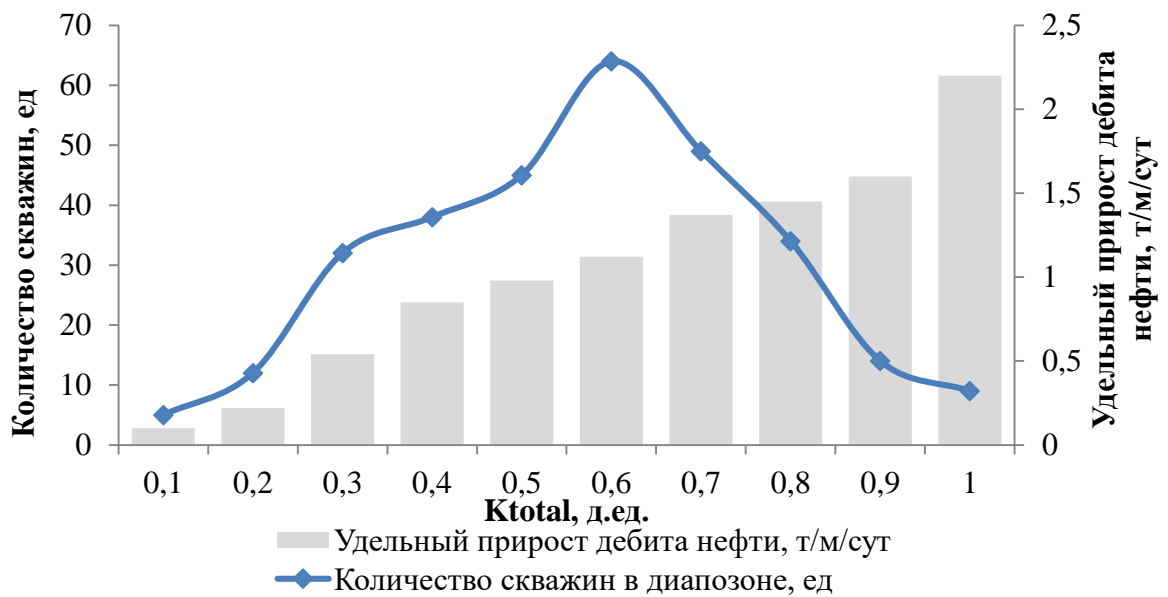


Рисунок 1.34 – Подбор весов для характеристик

Далее формируется полный набор актуальных геологических и промыслово-технологических данных по всем пластопересечениям: месторождение; площадь; скважина/ ствол/ куст; координаты пластопересечения; состояние скважины по фонду/ причина простоя скважины; первая/ последняя дата работы пласта; данные технологического режима скважин; данные ГДИС; данные РИГИС;  $K_{прод.}$ ;  $R_{пл.}$ ; скин-фактор; добычные характеристики (дебит нефти, жидкости, обводненность) /добыча (нефти, жидкости); свойства пласта; данные о запасах; данные о проведенных ГТМ; технические характеристики (спущенная компоновка заканчивания, количество портов МсГРП, длина скважины с горизонтальным окончанием и проч.); данные о ремонтах скважины; расчетные показатели ФНВ, ТИЗ, водонефтяной фактор (ВНФ); данные азимутального расположения скважин и др.



Таким образом, для каждой скважины существует набор данных в количестве 218 столбцов. Количество строк по скважине соответствует количеству пластов, вскрытых скважиной и имеющих данные РИГИС первичного комплекса исследований в открытом стволе скважины. Формирование базы данных происходит в автоматическом режиме с помощью языка запросов SQL с разделением по каждому пластопересечению в модуле "Data". После корректного определения веса вклада каждой характеристики в комплексный коэффициент, формируется окончательный расчет рейтинга скважин на МсГРП в модуле «Data».

Разработанный инструмент позволяет в автоматическом режиме провести все расчеты, описанные выше, и в цифровом виде определить рейтинг каждой скважины с горизонтальным окончанием относительно полного списка скважин. Инструмент предусматривает возможность изменения количества и спектра характеристик при поступлении новой ретроспективной информации.

«Ценность данной работы состоит в том, что методы формирования рейтинга скважин заложены в инструмент автоматизированного ранжирования, созданного на базе Microsoft Excel с использованием VBA» [75].

Итоговый список скважин в ранжированном формате передается на следующий этап методического подхода — это геолого-промысловый анализ.

## **2 ВЫБОР СКВАЖИН ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА МСГРП НА СКВАЖИНАХ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ ПЛАСТА ВК1-3 КАМЕННОЙ ПЛОЩАДИ КРАСНОЛЕНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

### **2.1 Геолого-промысловый анализ скважин-кандидатов**

«Проведение МсГРП является технологически сложным мероприятием, требующим тщательной подготовки, планирования и использования максимального количества промысловой информации» [76]. Геолого-промысловый анализ в настоящем исследовании предполагает детальное рассмотрение выбранных для ГТМ скважин и получение необходимой дополнительной информации, не введенной в качестве характеристик в автоматизированном ранжировании. Применение ГРП как элемента системы разработки, то есть создание гидродинамической системы скважин с трещинами гидроразрыва, дает увеличение темпа отбора извлекаемых запасов, повышение коэффициента извлечения нефти. Это происходит за счет вовлечения в активную разработку слабодренируемых зон и пропластков с увеличением охвата заводнением, а также позволяет вводить в разработку залежи с потенциальной производительностью скважин в 2-3 раза ниже уровня рентабельной добычи и, следовательно, переводить часть забалансовых запасов в промышленные» [77].

В рамках геолого-промыслового анализа проводится «систематизация и изучение результатов геолого-промыслового контроля за разработкой» [78] в районах работы скважин с горизонтальным окончанием, планируемых к повторным селективным МсГРП. Цель данного анализа – это определение интервалов расположения планируемых селективных трещин ГРП по стволу скважин с горизонтальным окончанием. Для этого проводится детальное геологическое изучение, в частности, степень геологической неоднородности продуктивного пласта в зоне проводки рассматриваемой адресной скважины с

горизонтальным окончанием, а также анализ динамики основных показателей разработки в скважинах окружения.

Важная роль отведена изучению распределения запасов нефти по стволу скважины. Для этого проводится анализ взаимовлияния выделенных технологических показателей по диаграммам связи между ними. Также информацией для контроля за динамикой пластовых условий являются данные глубинных исследований скважин. В данном исследовании используются промыслово-геофизические методы ИННК и СО каротаж для определения: текущего положения ВНК, обводненного интервала, текущей нефтенасыщенности и дренируемой мощности пласта.

Помимо этого, исследуется техническое состояние скважины, в том числе, интервалы перфорации или элементы специальной компоновки. Для этого изучаются результаты таких исследований, как резистивиметрия, термометрия, акустический каротаж.

Особое внимание уделяется составу компоновки заканчивания, спущенной в скважину. Определяются зоны максимального искривления эксплуатационной колонны, расположение заколонных пакеров, зоны загрязнения ствола скважины.

Помимо всего прочего, оценивается энергетическое состояние пласта в зоне работы скважин с горизонтальным окончанием, на которой запланировано проведение ГТМ. Данная работа выполняется для оценки планируемых темпов падения добычи нефти и жидкости после проведенного ГТМ. «Одним из основных методов информационного обеспечения проектирования метода воздействия и анализа получаемых результатов являются гидродинамические исследования скважин» [79, 80]. Следует отметить, что для интерпретации исследований для получения пластового давления по району работ «КВД интерпретируется с использованием модели «горизонтальная скважина», что зачастую обеспечивает лучшую визуальную сходимость модельной и фактической КВД» [81]. При этом «повышение результативности исследований достигается путем съемки результатов мини ГРП» [82]. Ниже приведен пример анализа по скважине-кандидату 14827Г (Рисунок 2.1).

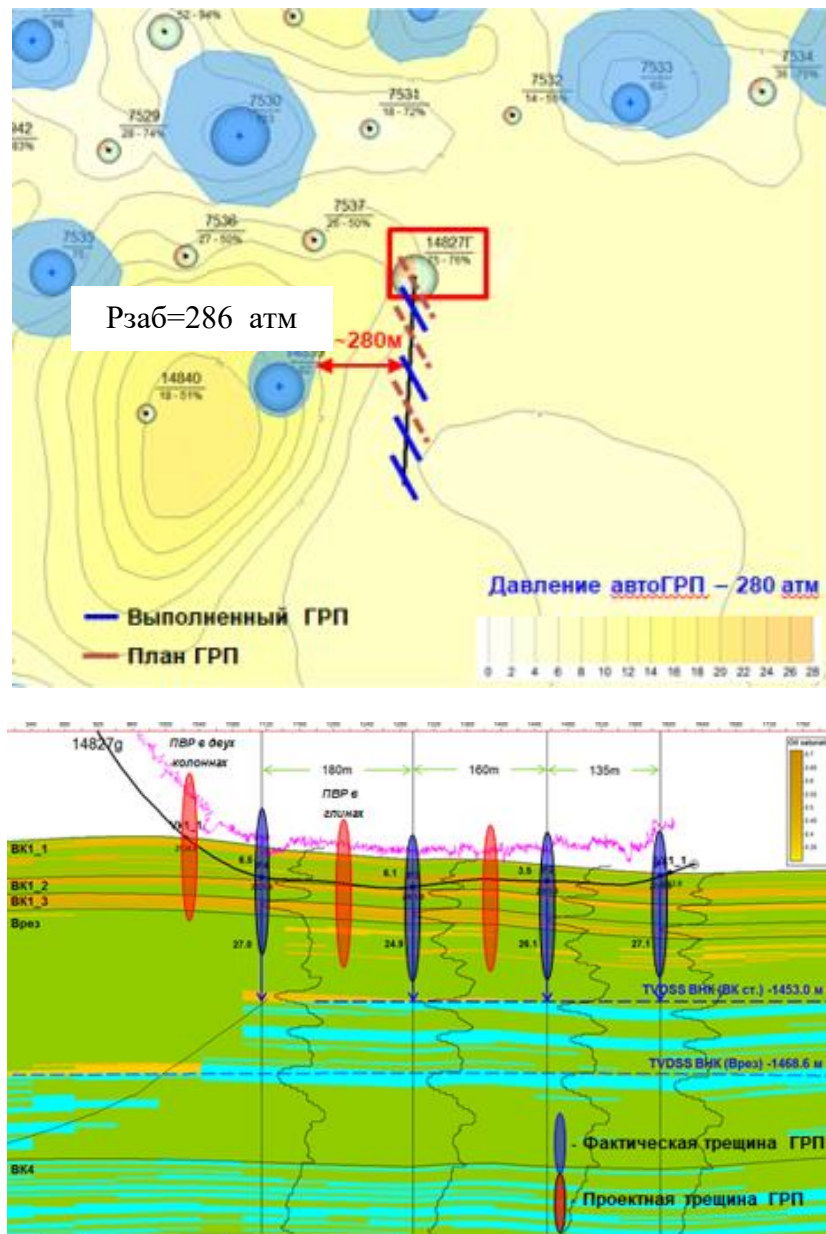


Рисунок 2.1 – Геолого-промысловый анализ района работ

Результатом такого анализа является набор интервалов скважин, в которых планируется проведение МсГРП. Приоритет отдается ранее не стимулированным интервалам базовой компоновки скважины. При отсутствии пропущенных интервалов первичного МсГРП выбираются зоны горизонтального участка скважины с наименьшей выработкой:

1. Интервалы с наименьшей закачкой пропанта по стволу;
2. Интервалы с наименьшей выработкой запасов (по данным анализа);
3. Интервалы с лучшими ФЕС (нефтенасыщенность, проницаемость, песчанность, неоднородность пласта);

4. Интервалы с наименьшим влиянием ФНВ от ППД во избежание прорыва трещины ГРП;
5. Интервалы с исключением интерференции запасов;
6. Интервалы с наименьшими технологическими рисками (исключение интервалов искривления ствола, расположения заколонных пакеров);
7. Зоны с подтвержденным пластовым давлением;
8. Отдаленность от ВНК.

После определения интервалов расположения планируемых трещин повторного селективного МсГРП формируется итоговый список скважин для расчета их потенциального прироста дебитов нефти и жидкости, а также расчета накопленных показателей дополнительной добычи нефти.

Таким образом, с помощью геолого-промыслового анализа проводится рассмотрение скважин и районов работ, выбранных машиной в автоматическом режиме. Специалистами-разработчиками проводится детальная оценка всей существующей информации и оценка тех данных, которые хранятся в не оцифрованном формате. При этом к рассмотрению после первого этапа работы поступает сокращенное количество скважин, признанных лучшими по результатам многокритериальной оценки.

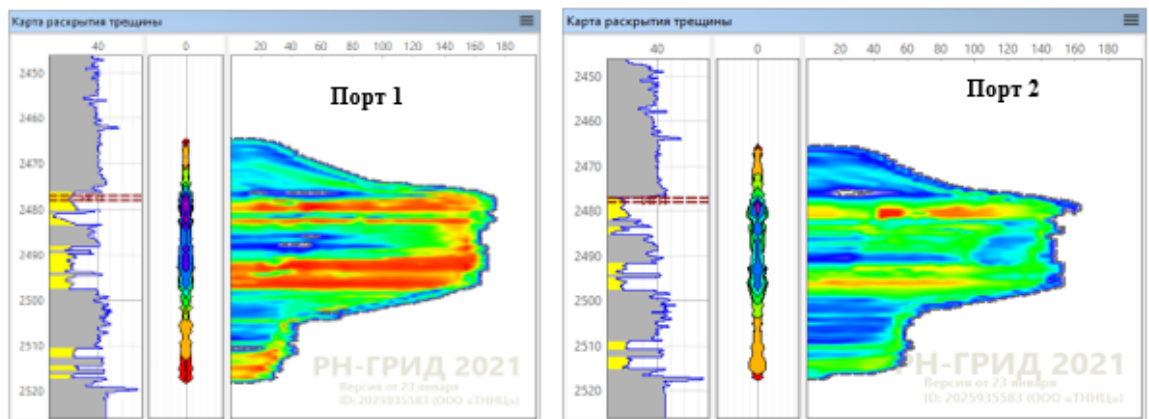
## **2.2 Прогнозирование приростов добычи нефти с помощью трехмерного гидродинамического моделирования**

Заключительным этапом работы является подготовка адресных скважин для проведения МсГРП. Скважины в рейтинге рассматриваются специалистом - разработчиком и готовится расчет прогнозных добычных параметров. «В практике нефтедобывающих предприятий решение задач прогнозирования приростов добычи нефти связано с использованием моделей различного уровня» [83]. Расчет добычных параметров в данной работе проводится с помощью специализированного программного обеспечения для трехмерного гидродинамического моделирования, например, tNavigator или РН-КИМ.

Такой метод расчета не применим для всех скважин месторождения, так как влечет за собой большие трудозатраты и, соответственно, высокую стоимость работ, ввиду этого оценка добычного потенциала выполняется только по тем скважинам, которые прошли два предыдущих этапа оценки.

«Данный метод расчета выбран для корректной оценки приростов с учетом эффектов всей области дренирования скважиной» [84] и работы окружающих скважин. Он дает возможность комплексной оценки в условиях взаимного влияния скважин на процесс добычи нефти, а также обеспечивает учет геологических особенностей пласта, так как ГРП скважины «нельзя рассматривать как геолого-техническое мероприятие, направленное только лишь на интенсификацию притока непосредственно к этой скважине» [85, 86].

Учитывая технологические характеристики ствола скважины и геологические условия в зонах предполагаемых к размещению трещин, формируется дизайн ГРП по каждой трещине МсГРП. Дизайн трещины ГРП предполагает набор характеристик, приведенных на примере одной скважины (Рисунок 2.2).



Характеристики трещины	Фактический дизайн	Ед. изм.
Закреплённая высота трещины	54	м
Закреплённая полудлина трещины	175	м
Средняя закреплённая ширина трещины	2.68	мм
Закреплённая верхняя граница трещины (TVD)	2464	м
Закреплённая нижняя граница трещины (TVD)	2518	м
Средняя проводимость	1718.438	мД*м
Средняя проницаемость	7.05E+05	мД

Характеристики трещины	Фактический дизайн	Ед. изм.
Закреплённая высота трещины	52	м
Закреплённая полудлина трещины	164	м
Средняя закреплённая ширина трещины	3	мм
Закреплённая верхняя граница трещины (TVD)	2465	м
Закреплённая нижняя граница трещины (TVD)	2518	м
Средняя проводимость	1810.048	мД*м
Средняя проницаемость	6.76E+05	мД

Рисунок 2.2 – Характеристики трещины ГРП

По каждой стадии ГРП для расчета прогнозных добычных показателей вносятся следующие параметры:

- 1) Координаты инициации трещины;
- 2) Полудлина трещины;
- 3) Ширина трещины;
- 4) Высота трещины;
- 5) Азимут трещины.

«Моделирование трещины производится с предварительным измельчением сетки. Сетка логарифмически измельчается до размеров трещины ГРП» [87]. Графический пример нанесенных трещин ГРП в модели приведен ниже (Рисунок 2.3).

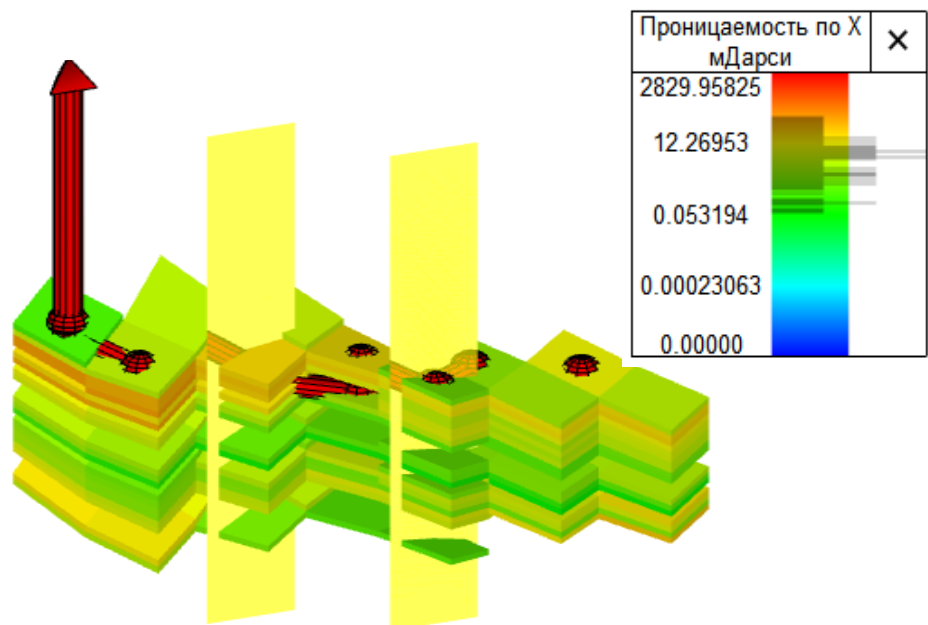


Рисунок 2.3 – Пример внесения трещин ГРП в трехмерном гидродинамическом симуляторе

По итогам выполненных расчетов оцениваются полученные коэффициенты продуктивности, запускные добычные параметры, а также значения дополнительной добычи нефти. Далее скважины выстраиваются в рейтинг по параметру «Максимальная дополнительная добыча нефти».

Производится формирование списка скважин, прошедших все этапы системно-адресного выбора кандидатов для проведения повторного селективного МсГРП.

### **2.3 Подготовка проекта по скважинам-кандидатам для практической реализации МсГРП**

На основании всех рассмотренных показателей подготовлен итоговый список первоочередных скважин для выполнения мероприятий. Так, для выполнения опытно-промышленных исследований (ОПИ) МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием в период 2018-2022 гг, подготовлено 12 скважин. По каждой скважине рассчитаны промыслово-технологические параметры, по результату достижения которых будет оцениваться общая успешность проекта. «Расчет проводится с помощью трехмерного гидродинамического симулятора» [88]. Ниже представлен список скважин-кандидатов, участвующих в ОПИ (Таблица 2.1).

Далее на примере двух скважин с различными видами заканчивания рассмотрен полный спектр подготовительных к ОПИ работ.

Проект МсГРП подготовлен для скважины 8381Г с заканчиванием «Не перфорированная обсадная колонна». Скважина не имеет интервалов негерметичности в эксплуатационной колонне, цементный камень за эксплуатационной колонной хорошего качества. Рассмотрены интервалы для выполнения пяти новых трещин ГРП, каждый планируемый интервал находится в зонах залегания коллектора с нефтенасыщенностью 0,6 д. ед и выше. Скважина расположена азимутально вдоль направления максимального стресса горных пород. Район скважины обеспечен закачкой нагнетательных скважин. Текущие параметры по скважине: дебит жидкости – 207 м<sup>3</sup>/сут, дебит нефти – 10,2 тонн/сут, обводненность – 94 %. Количество стадий ГРП при первичном МсГРП - 4 ед. (Рисунки 2.4–2.5).



Таблица 2.1 – Список скважин с горизонтальным окончанием для проведения ОПИ

Скв.	K <sub>total</sub> , ед	Тип заканчивания	Кол-во стадий повторного МеГРП	Прогнозные запускные приросты дебитов			Прогнозная доп. добыча Q <sub>н</sub> , тыс. т
				q <sub>н</sub> , т/сут	q <sub>ж</sub> , т/сут	Обв, %	
1	0.79	Неперф. обсадная колонна	5	12,0	207,0	93,0	9,9
2	0.79	Неперф. обсадная колонна	4	8,2	123,0	92,0	11,5
3	0.78	Неперф. обсадная колонна	3	10,0	84,0	85,0	13,2
4	0.78	Неперф. обсадная колонна	3	17,1	72,0	68,0	10,6
5	0.77	Разрывная муфта BPS	4	18,5	114,0	73,0	9,4
6	0.74	Разрывная муфта BPS	8	12,0	168,0	86,0	5,7
7	0.74	Разрывная муфта BPS	7	11,8	70,0	79,0	5,3
8	0.72	Разрывная муфта BPS	7	7,7	79,0	84,0	8,7
9	0.71	Разрывная муфта BPS	7	13,0	150,0	89,0	8,1
10	0.71	Разрывная муфта BPS	4	10,0	64,0	80,0	9,5
11	0.70	Разрывная муфта BPS	4	8,8	79,0	87,0	11,8
12	0.70	Разрывная муфта BPS	7	8,8	147,0	91,0	8,4

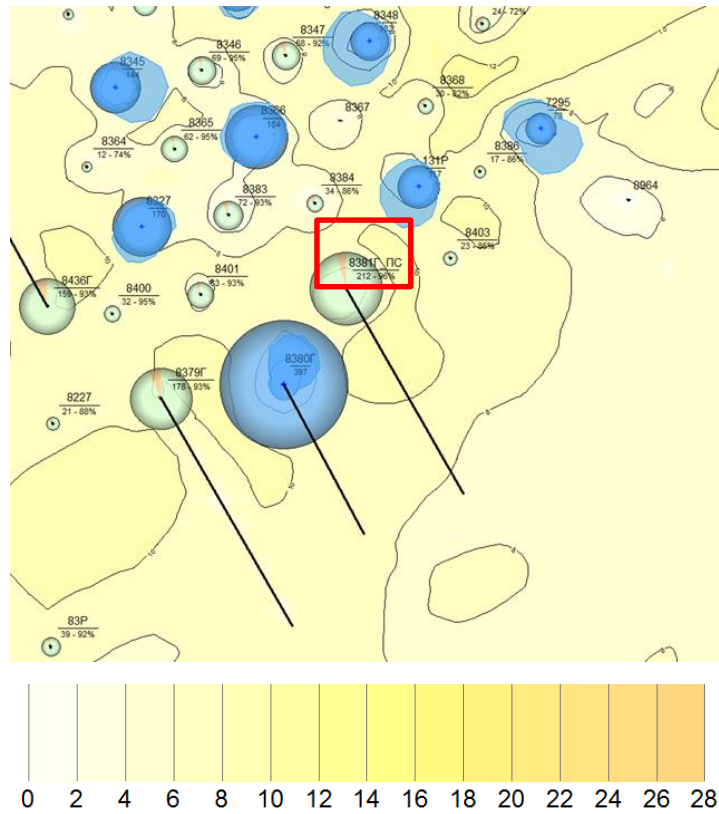


Рисунок 2.4 – Карта совмещенная: остаточных нефтенасыщенных толщин, фронтов нагнетания и текущих отборов

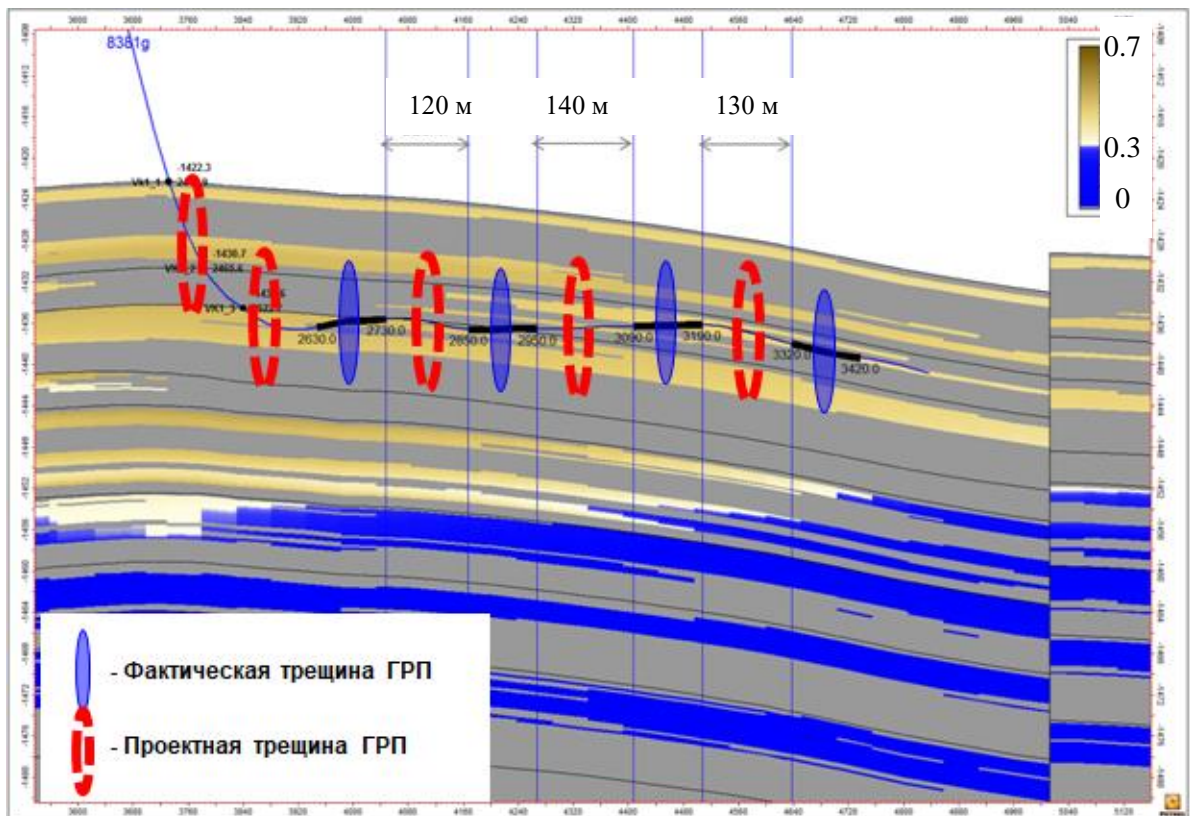


Рисунок 2.5 – Разрез вдоль ствола скважины с нанесением фактических и плановых трещин ГРП

МсГРП запланирован в пяти дополнительных интервалах перфорации: 1) 3255-3260 м; 2) 3020-3025 м; 3) 2790-2795 м; 4) 2570-2575 м; 5) 2450-2460 м (Рисунок 2.6). В каждую стадию запланировано ГРП объемом пропанта 10 тонн. Прогнозные показатели по скважине, рассчитанные на постояннодействующей гидродинамической модели, составили: прирост дебита жидкости – 207 м<sup>3</sup>/сут, прирост дебита нефти 12 тонн/сут, обводненность – 93 %. Прогнозная дополнительная добыча нефти от мероприятия составит 9,9 тыс. тонн.

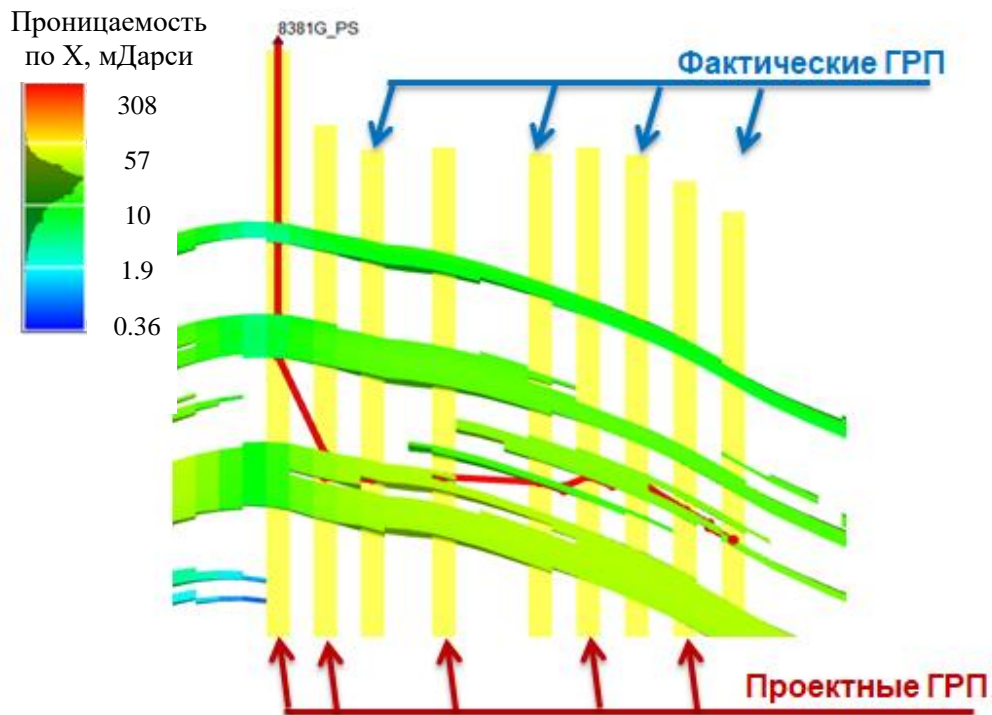


Рисунок 2.6 – Схема расположения трещин ГРП

Проект МсГРП подготовлен для скважины 4357 с заканчиванием «Разрывная муфта BPS». Скважина не имеет интервалов негерметичности в эксплуатационной колонне, заколонное пространство разделено пакерами разбухающего действия. Рассмотрены интервалы для выполнения пяти новых трещин ГРП, каждый планируемый интервал находится в зонах залегания коллектора с нефтенасыщенностью 0,6 д. ед и выше. Скважина расположена азимутально вдоль направления максимального стресса горных пород. Район скважины обеспечен закачкой нагнетательных скважин. Текущие параметры по скважине: дебит жидкости – 51,1 м<sup>3</sup>/сут, дебит нефти – 18,5 тонн/сут, обводненность – 57 %. Количество стадий ГРП при первичном МсГРП - 7 ед (Рисунки 2.7-2.8).

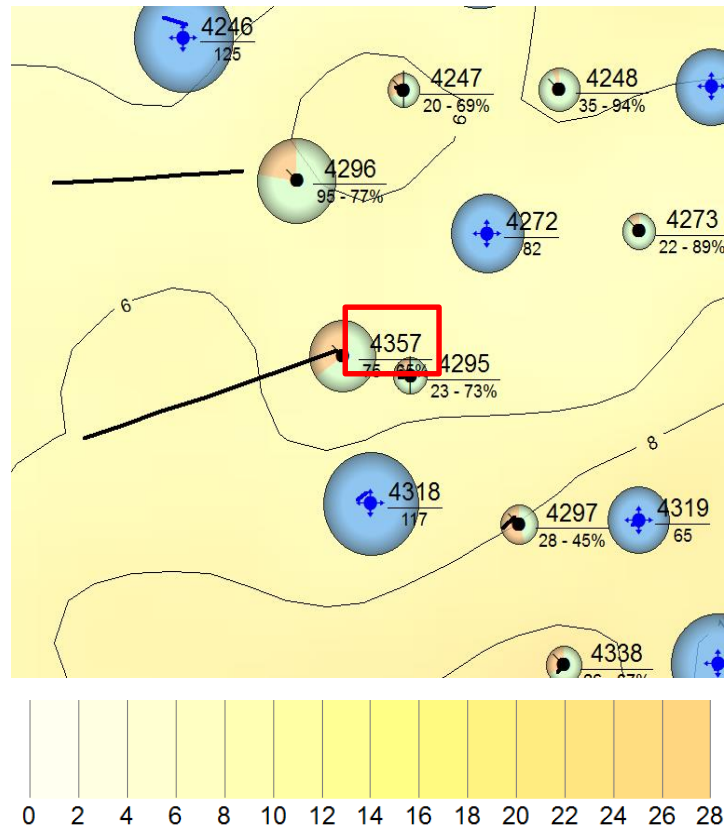


Рисунок 2.7 – Карта совмещенная: остаточных нефтенасыщенных толщин, фронтов нагнетания и текущих отборов

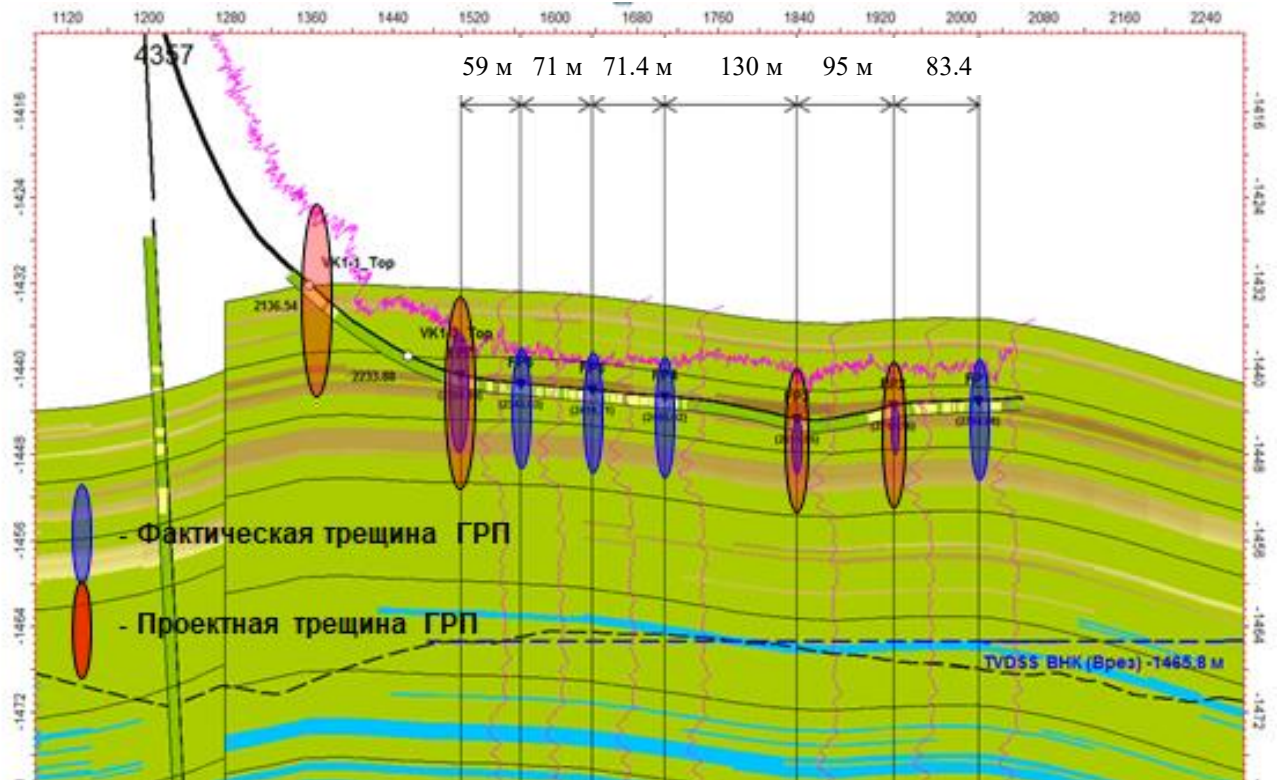


Рисунок 2.8 – Разрез вдоль ствола скважины с нанесением фактических и плановых трещин ГРП

МсГРП запланировано всего в четырех интервалах: в одном дополнительном интервале перфорации: 1) 2156-2166 м и в трех муфтах ГРП первичных 2) 2710-2715 м; 3) 2616-2621 м; 4) 2284-2289м. В каждую стадию запланировано ГРП объемом проппанта 15 тонн (Рисунок 2.9). Прогнозные показатели по скважине, рассчитанные на постояннодействующей гидродинамической модели, составили: прирост дебита жидкости – 79 м<sup>3</sup>/сут, прирост дебита нефти 8,8 тонн/сут, обводненность – 87 %. Прогнозная дополнительная добыча нефти от мероприятия составит 11,8 тыс. тонн.

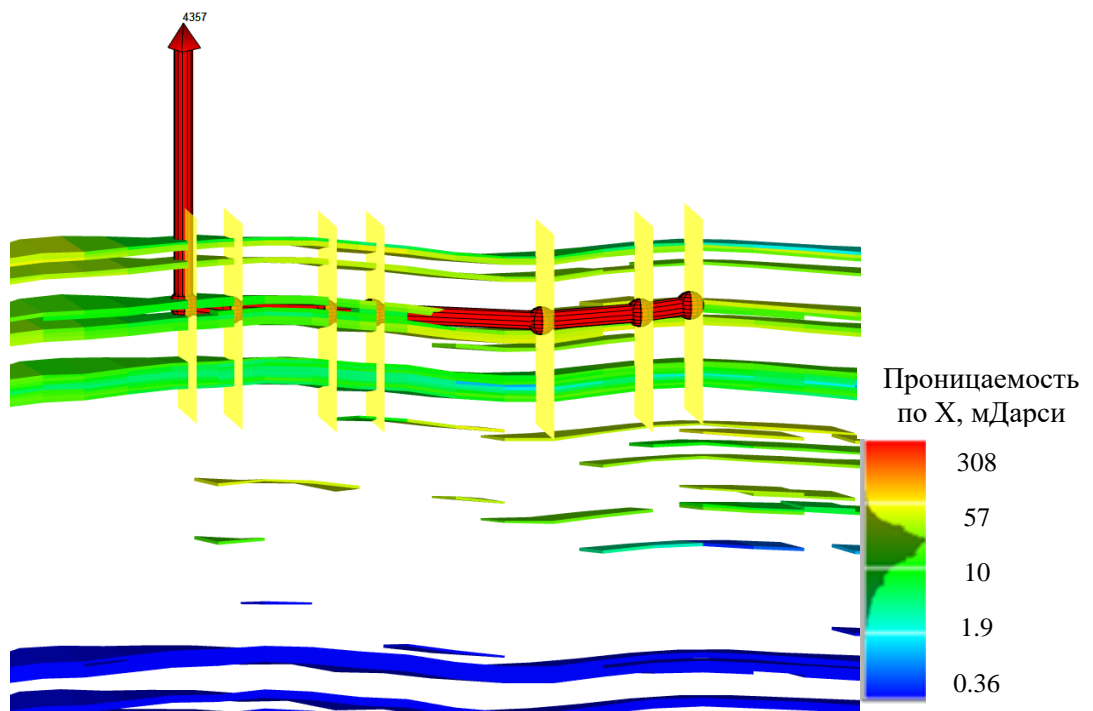


Рисунок 2.9 – Схема расположения трещин ГРП

Таким образом, по итогу расчета рейтинга скважин кандидатов на проведение повторных направленных МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием подготовлено 12 кандидатов с самыми высокими комплексными коэффициентами, подготовлены расчеты добычной эффективности данных мероприятий. Составлена программа ОПИ.

Все скважины-кандидаты относятся к приоритетным. На всех этапах оценки данные скважины подтвердили свою состоятельность и готовность к проведению повторных селективных МсГРП. По скважинам не выявлено геолого-

технологических рисков. Расчет дизайна ГРП основан на геолого-промысловых характеристиках пласта в зоне проводки ствола скважины.

Технологическая возможность проведения ГТМ в скважинах с различными типами заканчивания рассмотрены в следующей главе. Представлены технологии посредством которых планируется выполнение повторных МсГРП в выбранных к ОПИ скважинах Каменной площади Краснотенинского месторождения.

Мониторинг опытно-промысловых работ по реализации разработанных рекомендаций и оценка технико-экономической эффективности рекомендованных решений приведен в заключительной главе диссертации.

### **3 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ МЕТОДОВ И ТЕХНОЛОГИЙ ИНТЕНСИФИКАЦИИ РАБОТЫ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ С МСГРП.**

#### **ВОЗМОЖНОСТЬ И ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВТОРНЫХ МСГРП**

##### **3.1 Обзор технологий проведения повторных МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием**

В настоящей работе автором сформирована матрица технологий для проведения повторных селективных МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием. Данная работа выполнена для формирования общих закономерностей выбора технологических решений по получении итогового адресного списка скважин для проведения ГТМ. Особенности выбора подхода к проведению такого типа ГТМ обусловлены, в основном, «типом спущенной компоновки заканчивания при строительстве скважин с горизонтальным окончанием» [89]. Далее в главе подробно описаны инструменты и особенности применения каждого из способов для стимуляции скважин с горизонтальным окончанием. Несмотря на то, что «технологии разработки коллекторов с применением скважин с горизонтальным окончанием продолжают развиваться, на сегодняшний день многие ключевые вопросы остаются без ответа. Это, например, оптимальное расстояние между стволами скважин, влияние интерференции основных и уплотняющих скважин, «правильное» определение размеров и объёмов проппанта, объёмов жидкости, оптимальная длина скважины, стадийности ГРП и стратегии по перфорации скважин и проч.» [90].

Первым и самым простым способом, использованным для восстановления продуктивности скважин с горизонтальным окончанием, являлся метод так называемого «слепого» МсГРП. Этот метод не является селективным, так как при закачке проппанта происходит неконтролируемое развитие трещин ГРП. Кроме того, «создание дополнительных трещин для такого типа ГРП невозможно, а стимуляция производится в наиболее выработанных интервалах пласта» [91, 92].

Это влечет за собой некорректное распределение полученной дополнительной добычи по горизонтальному стволу скважины, в лучшем случае, в худшем – развитие трещины МсГРП в одном чаще всего «пяточном» интервале и, как следствие, увеличение обводненности первого интервала стимуляции и, в самом критичном случае, потеря скважины. Помимо этого, применялся метод целенаправленной стимуляции «пяточной» трещины с предварительной изоляцией любым техническим методом остальных трещин по стволу. Этот метод исключает недостатки предыдущего метода, но является неоптимальным ввиду минимальной стимуляции зоны пласта, так как интенсификация добычи происходит только в зоне одного интервала (Рисунок 3.1).

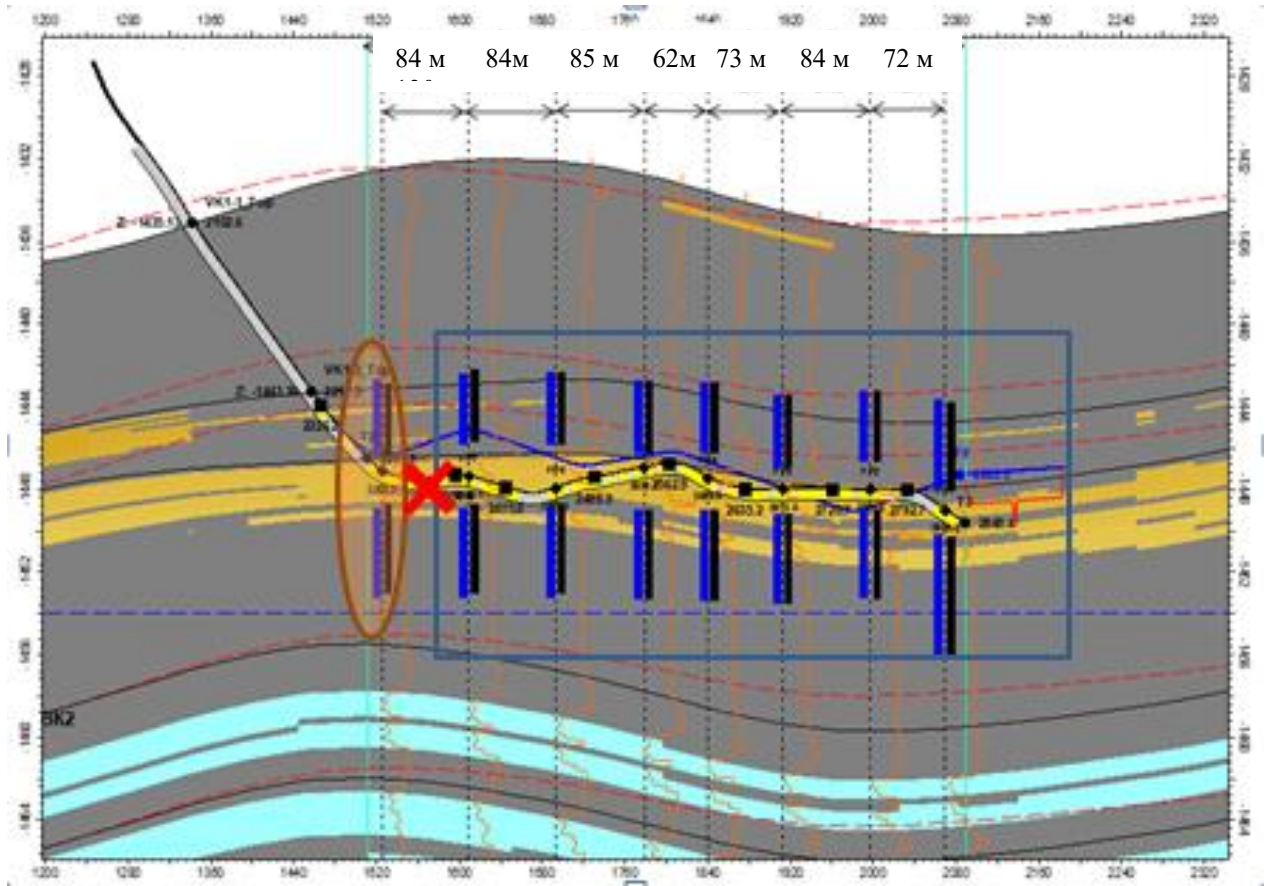


Рисунок 3.1 – Проведение ГРП в «пяточном» интервале скважины с горизонтальным окончанием

Множество других методов широко применяются на практике в российских и зарубежных компаниях и их принято называть избирательными, точечными или селективными. «Разобцение горизонтального ствола скважины на отдельные интервалы и проведение на каждый такой интервал, независимо друг от друга,



операции ГРП, достигается с помощью спуска в скважину специальной компоновки для проведения МсГРП» [93]. «Выбор применяемого для МГРП оборудования очень большой. Оборудование подбирается исходя из пластовых условий на месторождении и экономической целесообразности проведения технологии» [94]. «В настоящее время рынок нефтесервисных услуг в области ГРП предлагает достаточно большое число технологий и подходов к проведению повторных МсГРП. Все они заслуживают должного внимания, но возникает вопрос все ли они работоспособны и универсальны» [95]. При этом «за все эти годы, пока активно используется технология МсГРП, были довольно хорошо изучены особенности проведения мероприятия, в частности был найден ряд осложнений: отказы роторно-управляемых систем, незапланированные спускоподъемные операции, связанные с подъемом компоновок заканчивания» [96].

Рассмотрим несколько принципиально разных подходов к проведению повторных МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием, разделенных по критерию – метод изоляции интервала ГРП, это использование:

- 1) Технологии гидropескоструйной перфорации с последующей стимуляцией ГРП;
- 2) Технологии с применением селективного, как его еще называют, чашечного или плашечного пакера;
- 3) Технология с помощью использования химического отклонителя;
- 4) Технологии с использованием специального инструмента для открытия/закрытия интервалов для ГРП.

Данные технологии применимы во всех компоновках заканчивания с учетом технологических ограничений, а также процесс подготовки скважины к МсГРП, проведение ГРП и освоение скважины состоят из разного набора технологических операций. Ниже приведена матрица применимости технологий с подробно описанными технологическими циклами проведения работ (Таблица 3.1).

Помимо этого, автором в работе представлены все методы заканчивания скважин с горизонтальным окончанием для того, чтобы пользование матрицей

было возможным. Так, в таблице 3.2 представлены все методы заканчивания и по каждому из них определены:

- 1) Принципиальная схема заканчивания;
- 2) Методы разобщения затрубного пространства;
- 3) Методы разобщения трубного пространства;
- 4) Инструмент для обеспечения доступа к пласту.

Ниже детально описаны системы заканчивания скважин с горизонтальным окончанием по каждой из технологий, а также описаны методы повторных селективных МсГРП.

Первой технологией заканчивания является система шаровых муфт (Рисунок 3.2). При заканчивании таким методом устанавливаются порты на различные диаметры седел/шаров для открытия портов. То есть, они являются частью обсадной колонны и трещины ГРП инициируются с «носки» к «пятке» скважины (от меньшего диаметра шара к большему соответственно).

Достоинства данной системы:

- 1) Высокая скорость проведения МГРП;
- 2) Нет ограничений по массе проппанта;

Риски, недостатки, ограничения:

- 3) Количество портов ограничено внутренним диаметром хвостовика обсадной колонны;
- 4) Риск прорыва трещин между секциями (только нецементируемый хвостовик);
- 5) Сложность нормализации забоя (разбуривание седел);
- 6) Перепродавка проппанта в пласт (захлопывание трещины в призабойной зоне пласта).

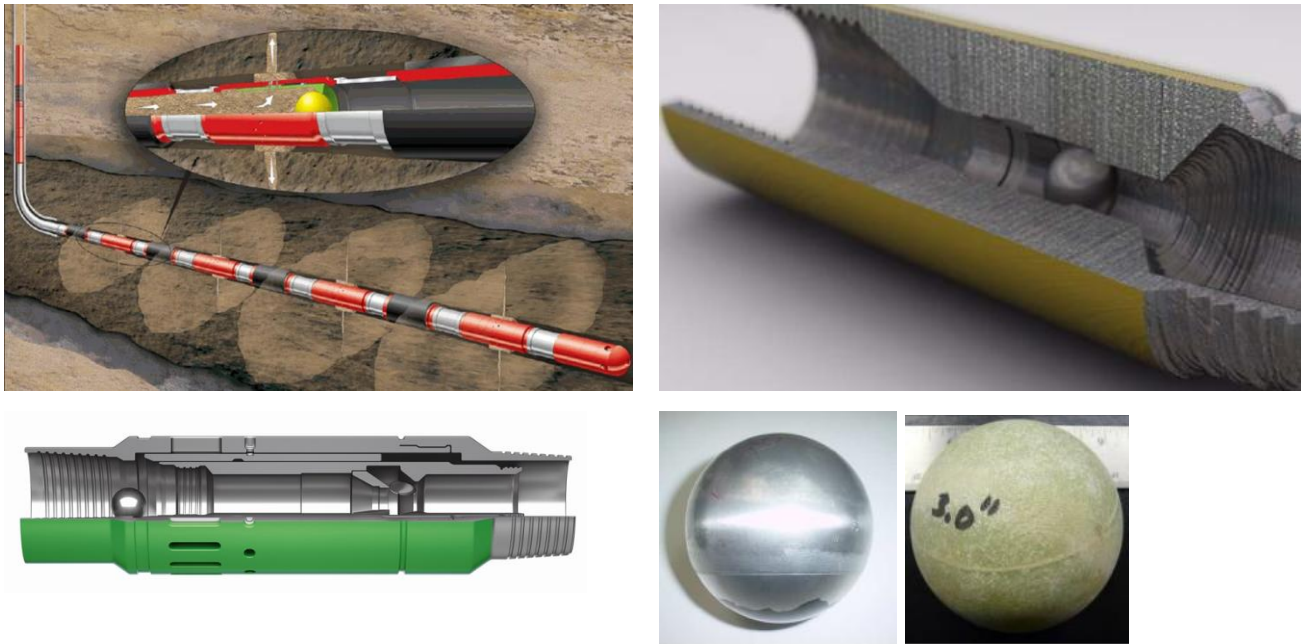


Рисунок 3.2 – Шаровые системы заканчивания скважин с горизонтальным окончанием

Далее рассмотрим технологию заканчивания с использованием «глухой» цементированной обсадной колонны с последующей перфорацией. Одной из распространенных среди данных компоновок является система под коммерческим названием «Plug and Perf» (Рисунок 3.3). Последовательность работ при заканчивании такой системы следующее:

- 1) Спуск компоновки под собственным весом в вертикальной части скважины;
- 2) Прокачка компоновки в горизонтальной части скважины;
- 3) Позиционирование компоновки в скважине по локатору муфт;
- 4) Установка пакер-пробки;
- 5) Проведение перфорации (любой плотности);
- 6) Извлечение компоновки из скважины;
- 7) Сброс растворимого шара, прокачка до посадки в пакер-пробку;
- 8) Проведение ГРП.

Риски, недостатки, ограничения системы заканчивания:

- 1) высокие требования к проработке обсадной колонны;
- 2) длительное время операций;
- 3) риск прихвата и повреждения малогабаритного пакера.



Рисунок 3.3 – Системы заканчивания скважин с горизонтальным окончанием с «глухой» обсадной колонной и перфорацией

Следующая система – это технология заканчивания с разрывными муфтами (Рисунок 3.4). При заканчивании устанавливаются муфты на различные давления инициации (450; 610 атм и выше). Таким образом, они являются частью обсадной колонны (ограничения по колонне 102 мм). Иницируются с «носка» к «пятке» (от меньшего давления к большему, соответственно).

Достоинства:

- 1) Могут применяться как для цементируемых, так и нецементируемых колонн;
- 2) Нет нормализации хвостовика после МсГРП;

Риски, недостатки, ограничения:

- 1) Риск недостаточной герметичности чашечных/ селективных пакеров, например, при неполном удалении цемента со стенки хвостовика
- 2) Риск неактивации муфт;
- 3) Риск одновременной активации муфт;
- 4) Повышенные потери давления на трение в муфтах;
- 5) Перепродавка пропанта в пласт (захлопывание трещины в призабойной зоне пласта).

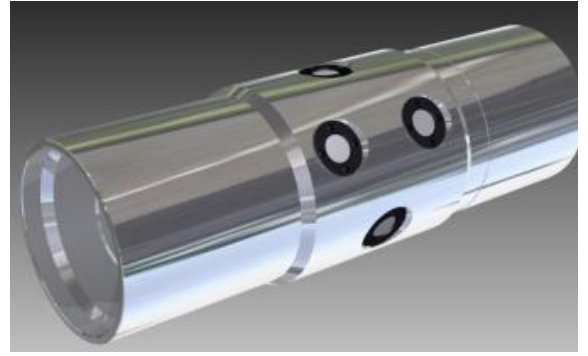
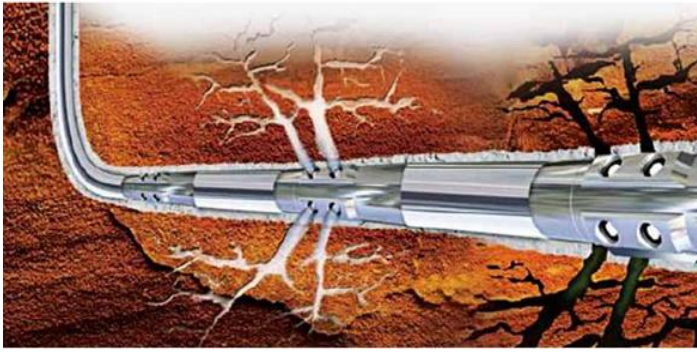


Рисунок 3.4 – Системы заканчивания скважин с горизонтальным окончанием с помощью разрывных муфт

Последней технологией заканчивания, которую автор выделяет в своей работе – технология для скважин с горизонтальным окончанием с помощью сдвижных муфт (Рисунок 3.5). Также, как и в предыдущей технологии, «инициация трещин происходит в зонах муфт, отличием является разрывное действие и сдвижное действие муфты» [97]. В случае вторых открытие производится с помощью специального инструмента. Достоинства данной технологии:

- 1) Неограниченное количество стадий МсГРП;
- 2) Возможность цементировать хвостовик;
- 3) Возможность закачки с большим расходом;
- 4) Короткий срок запуска скважин в добычу;
- 5) Типоразмеры оборудования под широкий спектр хвостовиков;
- 6) Количество стадий практически не ограничено (200+);
- 7) Активация муфты происходит тандемом втулки-ключа с шаром;
- 8) Нет седла - не требует разбуривания, шар растворяется – скважина сразу переходит в добычу;
- 9) Муфта имеет возможность закрытия и повторного открытия для повторного МсГРП после извлечения втулки.

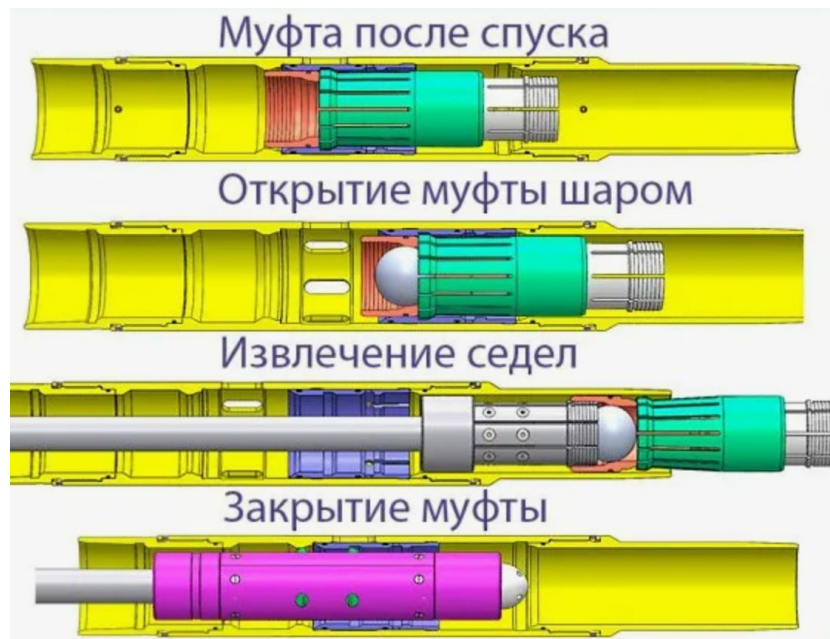


Рисунок 3.5 – Система заканчивания скважин с горизонтальным окончанием с помощью раздвижных муфт

Далее детально рассмотрим подробно все технологии для повторного МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием.

Первой технологией является МсГРП с помощью оборудования для гидropескоструйной перфорации (Рисунки 3.6-3.7).

Последовательность работ:

- 1) Доставка в требуемый интервал скважины гидropескоструйного перфоратора на насосно-компрессорных трубах для ГРП;
- 2) Привязка перфоратора к литологии геофизическим прибором. Позиционирование;
- 3) Подача на перфоратор, флотом ГРП, мелкой фракции проппанта при заданных концентрациях и расходе – формирование отверстий в эксплуатационной колонне и намыв каверн в ПЗП;
- 4) Проверка приёмистости пласта;
- 5) Подача на перфоратор проппантной смеси согласно дизайну на ГРП – формирование трещин ГРП;
- 6) Промывка скважины;
- 7) Подъём и позиционирование перфоратора на вышележащий интервал и проведение в нём перфорации и ГРП;

8) Промывка скважины, повторение операций, извлечение на поверхность оборудования.

Недостатки технологии:

- 1) Ресурс перфоратора ограничен: для эксплуатационной колонны 102-114 мм - прокачка 90 тонн пропанта;
- 2) Высокая металлоемкость;
- 3) Ограничения по параметрам закачки.

Технология такого типа активно внедряется на Самотлорском месторождении. Всего на сегодняшний день выполнено 17 скважино-операций в АО «Самотлорнефтегаз». Помимо этого, выполнены две работы на Тагринском и Чишминском месторождениях, ПАО «Варьеганнефть» и ПАО «Татнефть» соответственно.

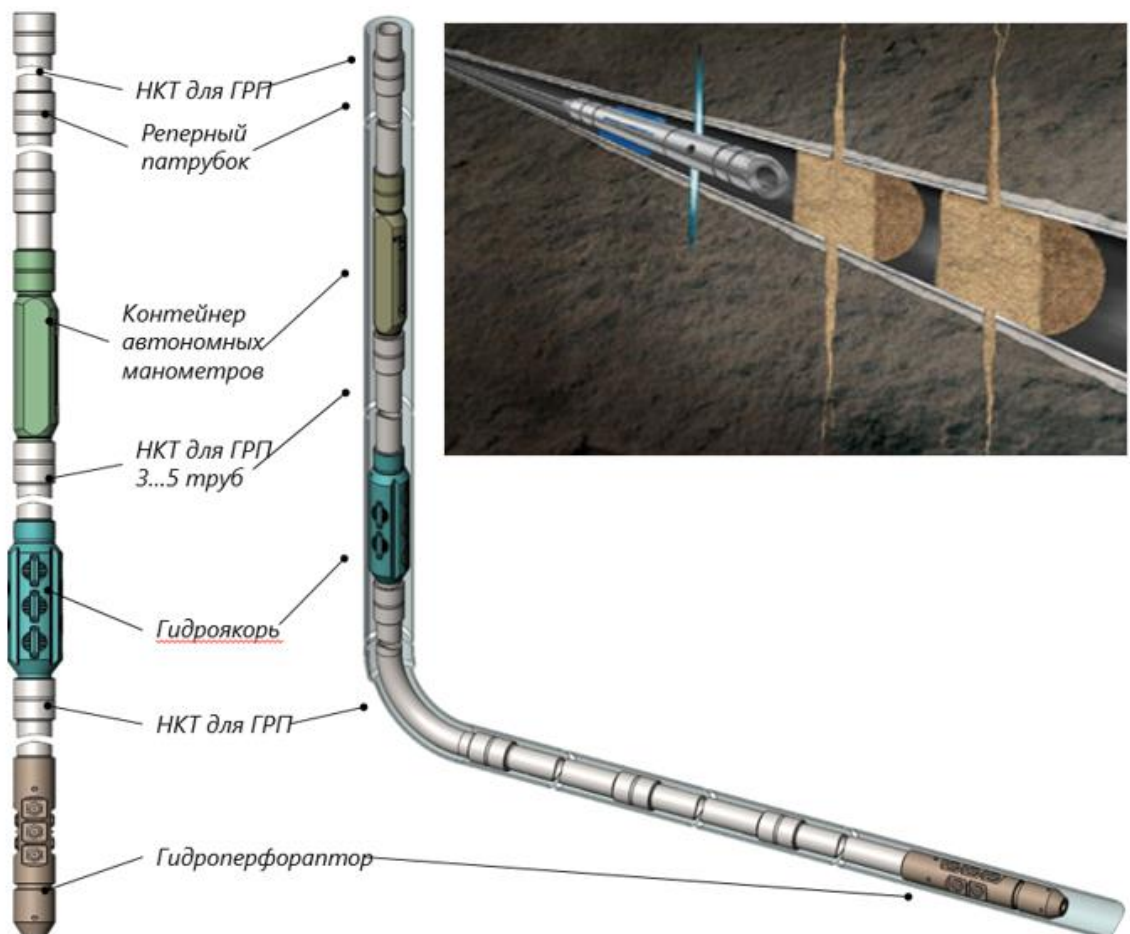


Рисунок 3.6 – Технология проведения повторного селективного МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием с помощью гидropескоструйного перфоратора

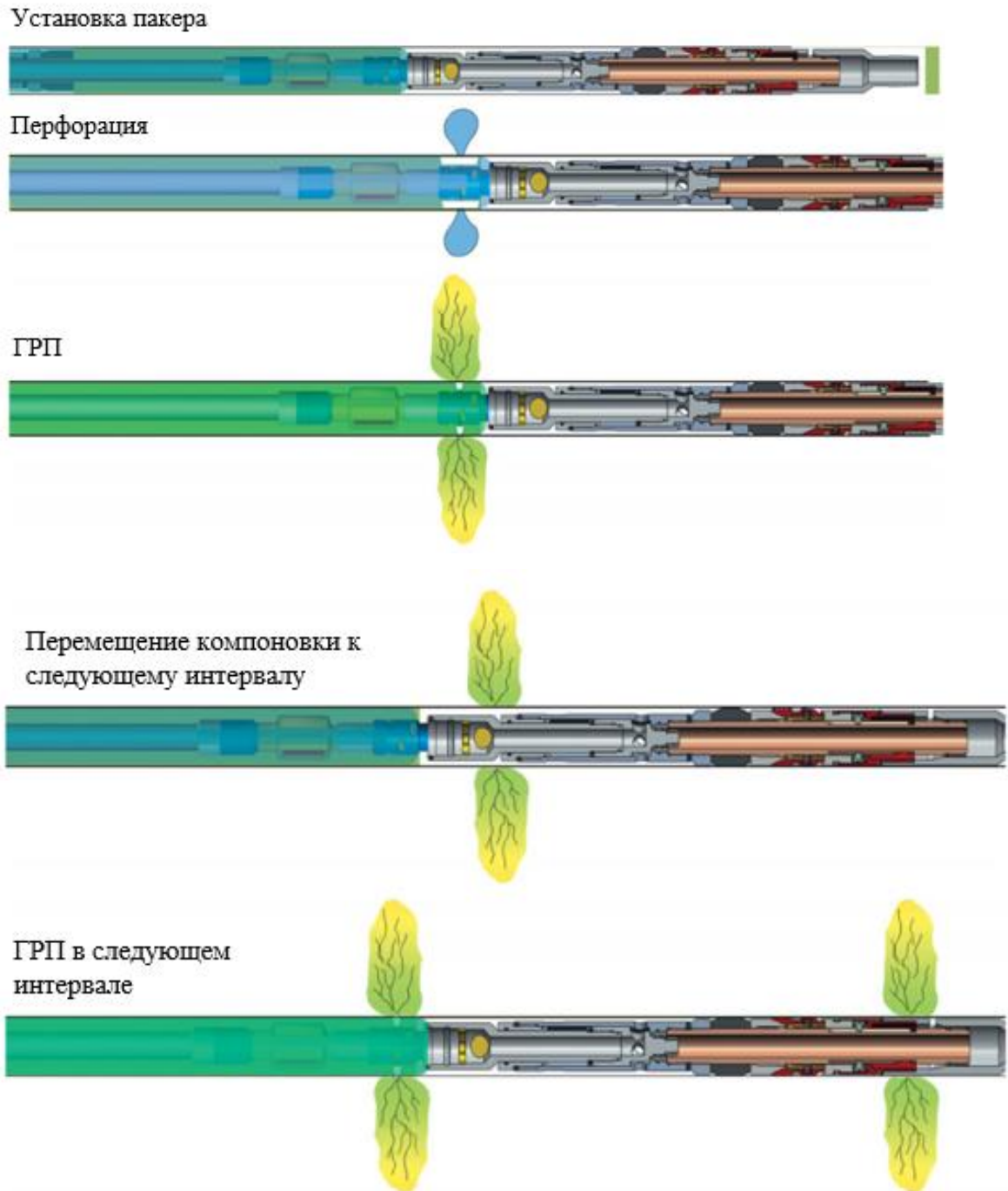


Рисунок 3.7 – Схема надувных пакерных систем компании Пакер Сервис.

Коммерческое название RITTS™

Далее рассмотрим оборудование, позволяющее «проведение повторного МсГРП – селективный чашечный пакер» [98]. Такой метод стимуляции широко используется российскими нефтяными компаниями. При этом применяются пакерные установки плашечные или надувные. Инструмент представляет собой



компоновку многоразового действия для осуществления неограниченного числа стадий (Рисунки 3.8 – 3.9).



Рисунок 3.8 – Схема двухпакерной компоновки компании ООО «Трайкан Велл Сервис». Коммерческое название C2C™ (Cup-to-cup)



Рисунок 3.9 – Схема надувных пакерных систем компании Пакер Сервис. Коммерческое название RITTS™

Такие работы были успешно реализованы в пяти скважинах месторождений «Славнефть – Мегионнефтегаз» и ООО «Газпромнефть-Ямал». В компании НК «Роснефть» данные работы выполнены в шести скважинах Красноленинского месторождения, разрабатываемого АО «РН-Няганьнефтегаз» и в восьми скважинах Самотлорского месторождения – оператор АО «Самотлорнефтегаз».

По результатам выполнения такого типа работ можно выделить следующие преимущества:

- 1) Качественная изоляция каждого интервала МсГРП;
- 2) Полный контроль проведения операции ГРП в каждом интервале;
- 3) Отсутствие загрязнения призабойной зоны пласта;
- 4) Условно-низкая стоимость работ.

При этом существует и ряд недостатков:

- 1) высокие требования к проработке обсадной колонны;
- 2) ограничения по глубине спуска оборудования;
- 3) ограничения по параметрам закачки;
- 4) существенные временные затраты.

Далее представлена технология с химическим или динамическим отклонением (Рисунок 3.10). «Суть технологии заключается в блокировании существующих ранее простимулированных трещин разлагаемым материалом и последовательной селективной закачке жидкости ГРП в имеющиеся интервалы. В случае принятия решения о стимуляции новых зон вдоль горизонтального ствола проводится их предварительная перфорация. Работа состава динамического отклонителя происходит следующим образом: крупные частицы блокируются при входе в трещину, образуя пачку, мелкие временно уменьшают проницаемость пачки для временной изоляции трещины ГРП, волокна специального временно тампонирующего материала консолидируют пачку, затем растворяются. Время разложения блок-пачки зависит от ее объема и пластовой температуры» [99].



Рисунок 3.10 – Проведение повторного МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием с применением динамического отклонителя компании Shlumberger.

Коммерческое название технологии CRFD™

Типовой порядок выполнения работ:

1) проведение термометрии для выявления выработанных зон и принимающих интервалов, исследования температурного профиля горизонтального ствола скважины;

2) закачка отклонителя и блокирование существующих трещин принимающих интервалов;

3) перфорация (опционально);

4) ГРП;

5) проведение термометрии для установления месторасположения новой трещины ГРП за счет выявления температурных аномалий;

6) повторение циклов требуемое число раз;

7) освоение скважины.

Данная технология была опробована и показала свою состоятельность в 8 скважинах Вынгапуровского и Южно-Приобского месторождений, разрабатываемых ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» и ООО «Газпромнефть-Хантос».

К преимуществам данной технологии можно отнести:

1) низкую металлоемкость, в связи с чем сокращается риск прихватов и поломки оборудования;

2) невысокие требования к качеству проработки обсадной колонны;

3) низкие временные затраты;

4) нет необходимости в привлечении гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) или услуг служб капитального ремонта скважин (КРС);

5) нет ограничений по параметрам закачки и количеству стадий стимуляции.

Однако были выявлены и недостатки:

1) риск развития трещины в интервале размещения блок-пачки;

2) риск развития трещины в выработанные зоны пласта;

3) высокая стоимость проведения работ;

4) отсутствие значительного опыта работ в России.

Помимо этого, существует опыт проведения повторных МсГРП с использованием сдвигающихся муфт многократного действия (Рисунок 3.11).

Такие компоновки спускаются при закачивании скважинах в ООО «Лукойл-Западная Сибирь». Так, на Поточном месторождении, разрабатываемом ТПП «Лангепаснефтегаз», проведена пробная повторная стимуляции на компоновке под коммерческим названием Monobore по технологии TTS (Texas Two Step). «Открытие/закрытие муфт в такой компоновке производится с привлечением флота ГНКТ при помощи специального переключающего инструмента. Компоновка позволяет проводить операции по МсГРП в любой последовательности, а также имеется возможность селективной изоляции пластов при их обводнении. Мероприятие повторного МсГРП проведено в одной скважине. В целом, результаты применения технологии позволили увеличить приросты дебитов нефти и найти новые возможности повторных МсГРП для повышения показателей разработки объектов с трудно-извлекаемыми запасами в условиях низкопроницаемых коллекторов» [100].

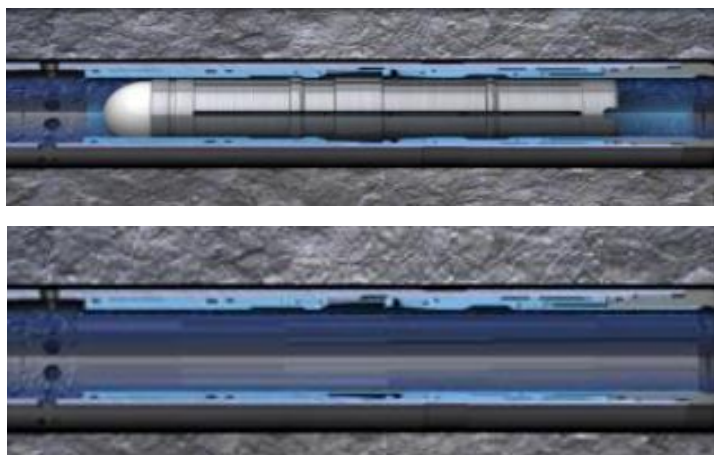


Рисунок 3.11 – Технология проведения повторного МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием с помощью втулки-ключа

Таблица 3.1 – Матрица применения технологического оборудования для проведения повторного селективного МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием

	<b>Шаровые системы</b>	<b>Пакер пробки</b>	<b>Разрывные муфты</b>	<b>Сдвижные муфты</b>	<b>Фильтр</b>
<b>1. ГПП</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- разбуривание посадочных седел</li> <li>- шаблонирование хвостовика</li> <li>- спуск компоновки в хвостовик на необходимую глубину</li> <li>- циркуляция абразивной смеси для прорезки обсадной колонны и каналов в пласте – гидropескоструйная перфорация</li> <li>- проведение основного ГРП</li> <li>- подъем к следующему интервалу</li> <li>- повторение цикла требуемое число раз</li> <li>- освоение</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- нормализация забоя</li> <li>- райбирование хвостовика</li> <li>- спуск компоновки в хвостовик на необходимую глубину</li> <li>- циркуляция абразивной смеси для прорезки обсадной колонны и каналов в пласте – гидropескоструйная перфорация</li> <li>- проведение основного ГРП</li> <li>- подъем к следующему интервалу</li> <li>- повторение цикла требуемое число раз</li> <li>- освоение</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- нормализация забоя</li> <li>- шаблонирование хвостовика</li> <li>- спуск компоновки в хвостовик на необходимую глубину</li> <li>- циркуляция абразивной смеси для прорезки обсадной колонны и каналов в пласте – гидropескоструйная перфорация</li> <li>- проведение основного ГРП</li> <li>- подъем к следующему интервалу</li> <li>- повторение цикла требуемое число раз</li> <li>- освоение</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- нормализация забоя</li> <li>- шаблонирование хвостовика</li> <li>- спуск компоновки в хвостовик на необходимую глубину</li> <li>- циркуляция абразивной смеси для прорезки обсадной колонны и каналов в пласте – гидropескоструйная перфорация</li> <li>- проведение основного ГРП</li> <li>- подъем к следующему интервалу</li> <li>- повторение цикла требуемое число раз</li> <li>- освоение</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- нормализация забоя</li> <li>- шаблонирование хвостовика</li> <li>- спуск компоновки в хвостовик на необходимую глубину</li> <li>- циркуляция абразивной смеси для прорезки обсадной колонны и каналов в пласте – гидropескоструйная перфорация</li> <li>- проведение основного ГРП</li> <li>- подъем к следующему интервалу</li> <li>- повторение цикла требуемое число раз</li> <li>- освоение</li> </ul>

<p><b>2. Чашечный (селективный) пакер</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- разбуривание посадочных седел</li> <li>шаблонирование хвостовика</li> <li>- посадка малогабаритного пакера для отсечения открытых фрак-портов, расположенных выше/ниже</li> <li>выполнение основного ГРП</li> <li>- перепосадка пакера в следующий интервал</li> <li>повторение цикла</li> <li>требуемое число раз</li> <li>- освоение</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- нормализация забоя</li> <li>- райбирование хвостовика</li> <li>посадка малогабаритного пакера для отсечения открытых фрак-портов, расположенных выше/ниже</li> <li>выполнение основного ГРП</li> <li>- перепосадка пакера в следующий интервал</li> <li>- повторение цикла</li> <li>требуемое число раз</li> <li>- освоение</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- нормализация забоя</li> <li>- шаблонирование хвостовика</li> <li>- посадка малогабаритного пакера для отсечения открытых фрак-портов, расположенных выше/ниже</li> <li>- выполнение основного ГРП</li> <li>- перепосадка пакера в следующий интервал</li> <li>- повторение цикла</li> <li>требуемое число раз</li> <li>- освоение</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- нормализация забоя</li> <li>- шаблонирование хвостовика</li> <li>- посадка малогабаритного пакера для отсечения открытых фрак-портов, расположенных выше/ниже</li> <li>выполнение основного ГРП</li> <li>- перепосадка пакера в следующий интервал</li> <li>повторение цикла</li> <li>требуемое число раз</li> <li>- освоение</li> </ul>	<p style="text-align: center;">-</p>
<p><b>3. Хим. отклонитель</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- нормализация забоя ГНКТ</li> <li>- закачка отклонителя и блокирование существующих трещин</li> <li>принимающих интервалов</li> <li>- ГРП</li> <li>- освоение</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- нормализация забоя ГНКТ</li> <li>- закачка отклонителя и блокирование существующих трещин</li> <li>принимающих интервалов</li> <li>- ГРП</li> <li>- освоение</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- нормализация забоя ГНКТ</li> <li>- закачка отклонителя и блокирование существующих трещин</li> <li>принимающих интервалов</li> <li>- ГРП</li> <li>- освоение</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- нормализация забоя ГНКТ</li> <li>- закачка отклонителя и блокирование существующих трещин</li> <li>принимающих интервалов</li> <li>- ГРП</li> <li>- освоение</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- нормализация забоя ГНКТ</li> <li>- закачка отклонителя и блокирование существующих трещин</li> <li>принимающих интервалов</li> <li>- ГРП</li> <li>- освоение</li> </ul>
<p><b>4. Специальный инструмент</b></p>	<p style="text-align: center;">-</p>	<p style="text-align: center;">-</p>	<p style="text-align: center;">-</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- нормализация забоя</li> <li>- райбирование хвостовика</li> <li>- закрытие портов ключом, открытие необходимого при помощи ГНКТ</li> <li>- выполнение основного ГРП</li> <li>- повторение цикла</li> <li>- освоение</li> </ul>	<p style="text-align: center;">-</p>

Таблица 3.2 – Используемые технологии заканчивания для скважин с горизонтальным окончанием

СИСТЕМА	ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ЗАКАНЧИВАНИЯ	1. РАЗОБЩИТЬ ЗАТРУБНОЕ ПРОСТРАНСТВО	2. РАЗОБЩИТЬ ТРУБНОЕ ПРОСТРАНСТВО	3. ОБЕСПЕЧИТЬ ДОСТУП К ПЛАСТУ
<b>1. ШАРОВЫЕ СИСТЕМЫ</b>	<p>Стиггер, Пакер-подвеска, Пакер набухающий, Муфта ГРП активируемая шаром, Пакер набухающий, Патрубок перфорированный, Башмак глухой, Центратор пружинный</p>	<b>ПАКЕР ЗАКОЛОННЫЙ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКИЙ/ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ/НАБУХАЮЩИЙ</b>	<b>ШАРЫ</b> 0 day (3inch), 3.5 day, 5.5 day, 14 day, 100 °C	<b>МУФТЫ АКТИВИРУЕМЫЕ</b>
<b>2. ПАКЕР-ПРОБКИ</b>	<p>Пакер-подвеска, Цементный камень, Интервал перфорации, Пробки, Обратный клапан, Башмак вращающийся</p>	<b>ЦЕМЕНТ</b>	<b>ПРОБКИ/ ОТСЫПКА ПРОШАНТОМ</b>	<b>ПЕРФОРАЦИЯ</b>
<b>3. РАЗРЫВНЫЕ МУФТЫ</b>	<p>Пакер-подвеска, Селективный пакер, Цементный камень, Муфта ГРП с разрывными портами, Муфта посадочная активационная, Обратный клапан, Башмак</p>	<b>ПАКЕР ЗАКОЛОННЫЙ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКИЙ/ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ/НАБУХАЮЩИЙ</b> <b>ЦЕМЕНТ</b>	<b>СЕЛЕКТИВНЫЙ ПАКЕР</b>	<b>РАЗРЫВНЫЕ МУФТЫ</b>
<b>4. СДВИЖНЫЕ МУФТЫ</b>	<p>Пакер-подвеска, Пакер гидравлический, Пакер гидравлический, Обратный клапан, Центратор пружинный, Муфта ГРП равнопроходная, Пакер гидравлический, Муфта активационная, Башмак вращающийся</p>	<b>ПАКЕР ЗАКОЛОННЫЙ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКИЙ/ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ/НАБУХАЮЩИЙ</b> <b>ЦЕМЕНТ</b>	<b>СПЕЦИАЛЬНЫЙ ИНСТРУМЕНТ (ВТУЛКИ, КЛЮЧИ)</b>	<b>МУФТЫ АКТИВИРУЕМЫЕ СПЕЦИАЛЬНЫМ ИНСТРУМЕНТОМ</b>

Учитывая преимущества и недостатки каждого из описанных выше методов, а также принимая во внимание данные о фактически спущенных компоновках заканчивания скважин с горизонтальным окончанием на Каменной площади Красноленинского НГКМ (компоновка с названием BPS (Burst Port System) или «Система разрывных портов»). Использование метода селективного МсГРП с помощью чашечного пакера считается предпочтительным.

«Проведение МсГРП с помощью такой установки позволит изолировано провести ГРП в необходимых интервалах перфорации и сократит время на спускоподъемные операции, что значительно сократит затраты на выполняемые работы МсГРП. Недостатком технологии следует считать лишь наличие высоких требований к проработке обсадной колонны. Для качественной и безаварийной посадки пакера необходима предварительная очистка ствола скважины во всех интервалах, планируемых к повторному ГРП, что, впрочем, требуется и в других аналогичных технологиях» [101].



## **4 РЕЗУЛЬТАТЫ ПРАКТИЧЕСКОЙ РЕАЛИЗАЦИИ МсГРП НА СКАЖИНАХ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ ПЛАСТА ВК1-3 КАМЕННОЙ ПЛОЩАДИ КРАСНОЛЕНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

### **4.1 Мониторинг опытно-промысловых работ по реализации разработанных рекомендаций и оценка технико-экономической эффективности рекомендованных решений**

На конец 2022 года выполнены ОПИ технологии повторного селективного МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием в количестве 12 скважин Каменной площади Красноленинского месторождения. Реализованные мероприятия по интенсификации добычи нефти на данных скважинах признаны успешными как с технологической, так и экономической точки зрения. По всем скважинам выполнен факторный анализ отклонения фактических показателей над плановыми и детально рассмотрены аналитические закономерности. «Анализ выполняется на фактической геологопромысловой базе, в тесной увязке с конкретной геологофизической характеристикой скважин, участков, зон, пластов, объектов разработки» [102]. Выводы факторного анализа заложены в модель для ее уточнения и совершенствования работы.

По технологической части МсГРП важно отметить, что из планируемых 63 стадий ГРП (суммарно по всем скважинам) выполнено 56. Общая фактическая масса проппанта, закачанного в трещины ГРП, составила 709 тонн при плановой 810 тонн. Удельная масса проппанта на каждую трещину ГРП соответствует плановым показателям и равна 13 тонн/стадию.

Проведение операции МсГРП выполнено по всем скважинам по стандартному плану работ, включающему следующие стадии:

- 1) нормализация забоя с помощью промывки;
- 2) перфорация дополнительных интервалов (в случае создания дополнительных трещин);

- 3) райбирование эксплуатационной колонны для герметичной установки чашечного/ селективного пакера;
- 4) спуск чашечного/ селективного пакера в интервал ГРП, установка, активация;
- 5) проведение операции ГРП;
- 6) срыв пакера, перевод его в транспортное положение, подъем к следующему интервалу ГРП;
- 7) повторение цикла 4-6 по количеству интервалов ГРП.

При проведении стадий 1-4 не выявлено осложнений, все операции по скважинам проведены в штатном режиме. На этапах 5-6 в пяти скважинах возникли технологические проблемы с посадкой и активацией чашечных пакеров (8381Г-2 стадии, 14834Г-1 стадия, 4744 -2 стадии, 9958 – 1 стадия, 3162 – 1 стадия). Несмотря на то, что высокие требования к проработке обсадной колонны были выполнены, по телу хвостовика остались технологические зазоры и не разбуренные участки спущенных муфт ГРП, что привело к разгерметизации чашечного пакера. Доля таких случаев минимальна (11%), но именно данная проблема не позволила выполнить все запланированные стадии ГРП. Этапы 7-8 выполнены в полном объеме согласно дизайнам МсГРП. Этапы 9-11 выполнены по всем скважинам. Затраты на капитальный ремонт скважин (КРС) и МсГРП в среднем на скважину составили 23 млн.руб. Время продолжительности ремонта составило, в среднем, 46 суток. Основные затраты времени на ремонт скважины приходятся на этапы работ 1-6.

В целом, выбранная по результатам обзора технология, подтвердила свою успешность. МсГРП по каждой скважине выполнены. Применение технологии экономически рентабельно. Ниже приведены основные результаты экономической рентабельности выполненных мероприятий (Таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Фактическая экономическая успешность проекта МсГРП

Скважина	Тип хвостовика	NPV, млн. руб	Затраты, млн. руб	Время КРС, сут
1	Неперф ОК	54.3	20.1	63.6
2	Неперф ОК	36.6	31.8	68.1
3	Неперф ОК	2.5	19.7	44.4
4	Неперф ОК	16.5	16.2	30.1
5	Муфты BPS	135.0	30.7	54.5
6	Муфты BPS	48.3	25.0	62.0
7	Муфты BPS	44.3	30.2	61.0
8	Муфты BPS	124.6	21.0	20.4
9	Муфты BPS	92.6	25.2	49.4
10	Муфты BPS	45.2	14.5	35.3
11	Муфты BPS	100.8	44.0	44.2
12	Муфты BPS	39.2	12.6	23.5
Итого:		643.4	291.1	

Ниже приведены показатели фактических приростов нефти и жидкости по всем скважинам проекта (Таблица 4.2).

Таблица 4.2 – Фактические запускные параметры по скважинам после ГТМ

№ скв	Площадь	Пласт ГТМ	Планируемый режим работы			Прирост (план)		Фактический режим работы			Прирост (факт)	
			Qж	Qн	%	Qж	Qн	Qж	Qн	%	Qж	Qн
1	Каменная	ВК1	415	24	93	207	12	401	24	93	193	11,3
2	Каменная	ВК1	277	18	92	123	8	329	22	92	175	11,7
3	Каменная	ВК1	158	19	85	84	10	161	22	84	87	1,7
4	Каменная	ВК1	132	35	68	72	17	153	33	74	93	15,0
5	Каменная	ВК1	162	36	73	114	19	204	34	80	156	16,0
6	Каменная	ВК1	270	31	86	168	12	445	34	91	343	13,9
7	Каменная	ВК1	131	23	79	70	12	181	23	85	120	11,5
8	Каменная	ВК1	167	22	84	79	8	169	23	84	81	7,9
9	Каменная	ВК1	203	22	89	150	13	230	18	92	177	8,8
10	Каменная	ВК1	129	22	80	64	10	155	21	84	90	8,8
11	Каменная	ВК1	185	20	87	79	9	182	15	90	76	3,5
12	Каменная	ВК1	214	16	91	147	9	273	23	90	206	15,6

В целом по проекту, отклонение прогнозного дебита нефти составило 2 %. При этом прирост фактических показателей над плановыми получен по пяти

скважинам (8436Г, 14834Г, 4744, 4491Г, 3162). По двум скважинам (9958, 4296) получено отклонение фактических показателей от плановых более чем на 40 %.

Далее представлен факторный анализ отклонений по скважине 9958 (Рисунок 4.1).

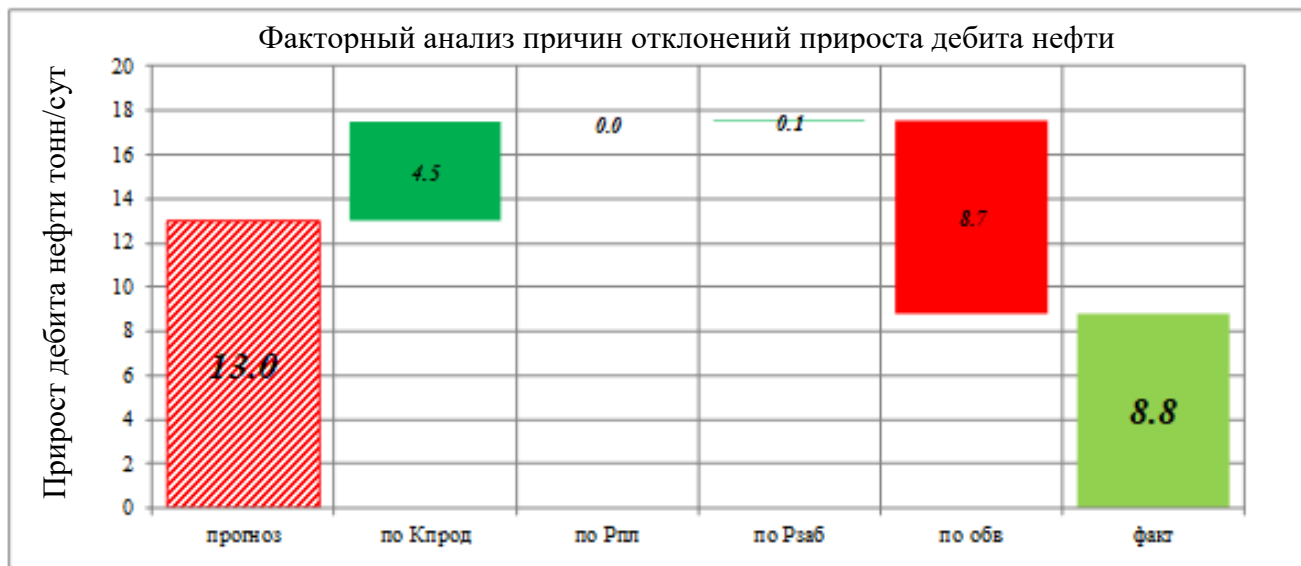


Рисунок 4.1 – Факторный анализ причин недостижения прогнозных показателей по скважине 9958

Планируемое количество стадий МсГРП не достигнуто (выполнено 6 стадии из планируемых 7). Планируемый объем проппанта не закачан (закачено 68 тонн из планируемых 90 тонн). МсГРП проведен в безаварийном режиме. Нормализация хвостовика проведена по плану работ. Планируемый дебит жидкости достигнут. Отмечается недостижение планового дебита нефти по причине превышения плановой обводненности. Зафиксирован прорыв трещины ГРП в ФНВ скважины 1059. Корректирующее мероприятие: внесение изменений в характеристику «Продвижение фронта нагнетания воды ближайшей нагнетательной скважины на дату ГТМ (ФНВ)» - переобучение инструмента с учетом данного ГТМ. Сдвиг характеристики в зоны большего расстояния до ФНВ. По скважинам с недостижением планового дебита нефти выполнен факторный анализ причин отклонения. Далее представлен факторный анализ отклонений по скважине 4296 (Рисунок 4.2).

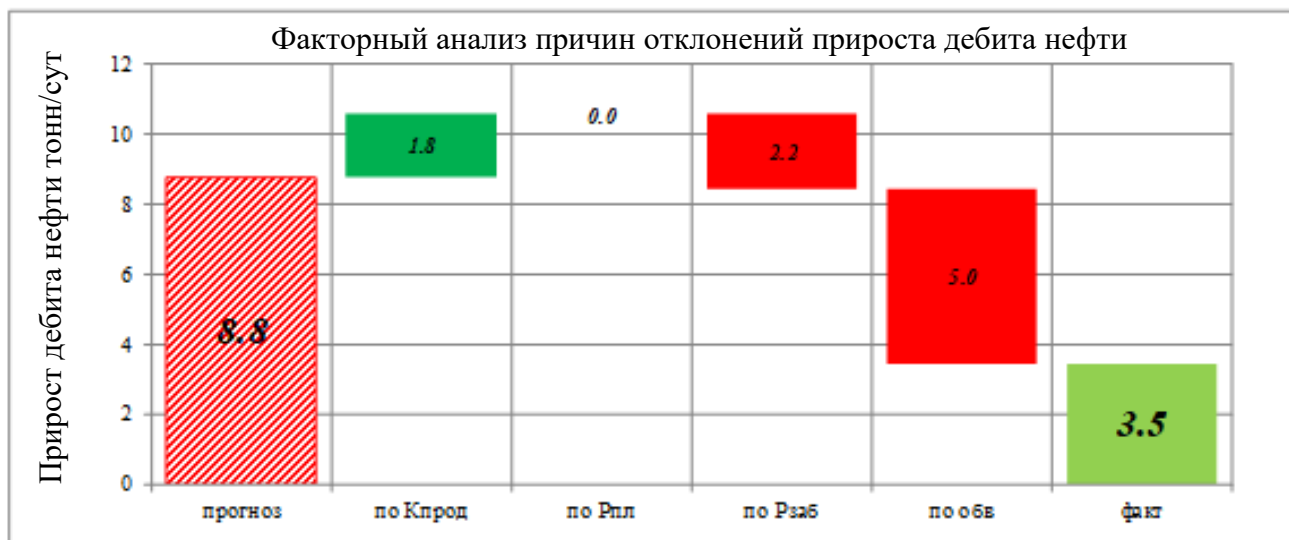


Рисунок 4.2 – Факторный анализ причин недостижения прогнозных показателей по скважине 4296

Планируемое количество стадий МсГРП достигнуто (4 стадии). Планируемый объем пропанта закачан (37 тонн). МсГРП проведен в безаварийном режиме. Нормализация хвостовика проведена по плану работ. Планируемый дебит жидкости достигнут. Отмечается недостижение планового дебита нефти по причине превышения плановой обводненности. По результатам проведенных исследований по определению профиля притока и источника обводнения (ППиИО) и определения технического состояния эксплуатационной колонны скважины (ОТСЭК) зафиксирован прорыв трещины ГРП нижележащий обводненный пласт по двум стадиям. Корректирующее мероприятие: внесение изменений в характеристику «Расстояние от подошвы нефтенасыщенной части пласта до ВНК (ВНК)» - переобучение инструмента с учетом данного ГТМ. Сдвиг характеристики в зоны большего расстояния до ВНК.

При этом по скважинам отмечено превышение приростов жидкости над плановыми на 32 %, а также превышена фактическая доля обводненности над плановой на 2,5 % при достижении плановых показателей дебита нефти. В связи с этим в методику ранжирования внесены корректировки в части оценки ФНВ и установлено ограничение по высоте трещины.

Для оценки корректности выбора районов по энергетическому состоянию пласта проведена оценка дополнительной добычи нефти по выполненным мероприятиям на скважинах с горизонтальным окончанием (Таблица 4.3).

Таблица 4.3 – Фактические данные по дополнительной добыче нефти, полученной посредством проведения повторных МсГРП

Скважина	Дополнительная добыча нефти за расчетный период, тыс.тонн	
	План	Факт
1	9.9	12.4
2	11.5	16.6
3	13.2	3.4
4	10.6	4.5
5	9.4	38.9
6	5.7	1.6
7	5.3	8.9
8	8.7	24.2
9	8.1	19.6
10	9.5	11.3
11	11.8	29.2
12	8.4	9.2
Итого:	112.1	167.5

По итогам оценки дополнительной добычи по всем скважинам в целом можно сделать вывод о достижении прогнозных показателей профиля дополнительной добычи нефти. В среднем, достигнута дополнительная добыча 14 тыс. тонн на скважину, что отвечает критериям успешности. Оценивая скважины с недостижением прогнозных показателей по дополнительной добыче нефти, выявлено снижение Рпл по районам работ после запуска скважин с ГТМ. «Несущественные расхождения данных показателей обусловлены, с одной стороны, отличием плановых и фактических длин интервалов горизонтального ствола под освоение, а с другой – неравномерностью вскрытия и распределения продуктивных зон вдоль траектории ствола скважин» [103].

По скважине 14834Г недостижение плановой дополнительной добычи за расчетный период (РП) составляет 9,8 тыс. тонн. В январе 2020 года в скважине проведен ГИС ППиИО, по результатам которого подтверждена работа всех интервалов горизонтального участка скважины. Распределение притока от 5 до 40 %. Нарушений ЭК не выявлено. Установлено, что причиной снижения дебита жидкости и нефти по скважине является снижение Рпл до значения 82 атм (по результатам замера КВУ). Предложены мероприятия по увеличению компенсации на участке, в частности по скважине 14121 (приемистость увеличена с 80 до 200 м<sup>3</sup>/сут). Изменение характеристики «Пластовое давление на дату проведения ГРП (Рпл)» не предусмотрено. Предусмотрены планово-корректирующие мероприятия по восстановлению Рпл в зонах проведения работ.

По скважине 14827Г недостижение плановой дополнительной добычи за РП составляет 15.1 тыс. тонн. В октябре 2021 года в скважине проведен ГДИС. Установлено, что причиной снижения дебита жидкости и нефти по скважине является снижение Рпл до значения 64 атм (по результатам замера КВД). Предложены мероприятия по увеличению компенсации на участке, в частности, перевод скважины 14839 в категорию нагнетательных. Изменение критерия «Пластовое давление на дату проведения ГРП (Рпл)» не предусмотрено. Предусмотрены планово-корректирующие мероприятия по восстановлению Рпл в зонах проведения работ.

По скважине 4744 недостижение плановой дополнительной добычи за РП составляет 7,3 тыс. тонн. В марте 2020 года в скважине проведен ГИС ППиИО, по результатам которого подтверждена работа всех интервалов горизонтального участка скважины, два из которых дают 90 % притока. Предположительно, по данным участкам после закачки большего объема пропанта при повторном МсГРП произошел прорыв трещины ГРП в ВНК. При этом стоит учитывать, что данными дизайна ГРП данные не подтверждены. Возможно, учитывая сопоставимость плановых и фактических параметров по запусковым данным скважины, эффект подтягивания конуса воды к этим интервалам произошел через 2 месяца после запуска скважины. Так как однозначно сказать о причинах

недостижения прогнозных добычных характеристик не представляется возможным, изменения критериев на основании ГТМ в данной скважине не предусмотрены.

Ниже представлено сравнение основных параметров успешности проектов повторных ГРП ННС и скважин с горизонтальным окончанием (Рисунок 4.3).

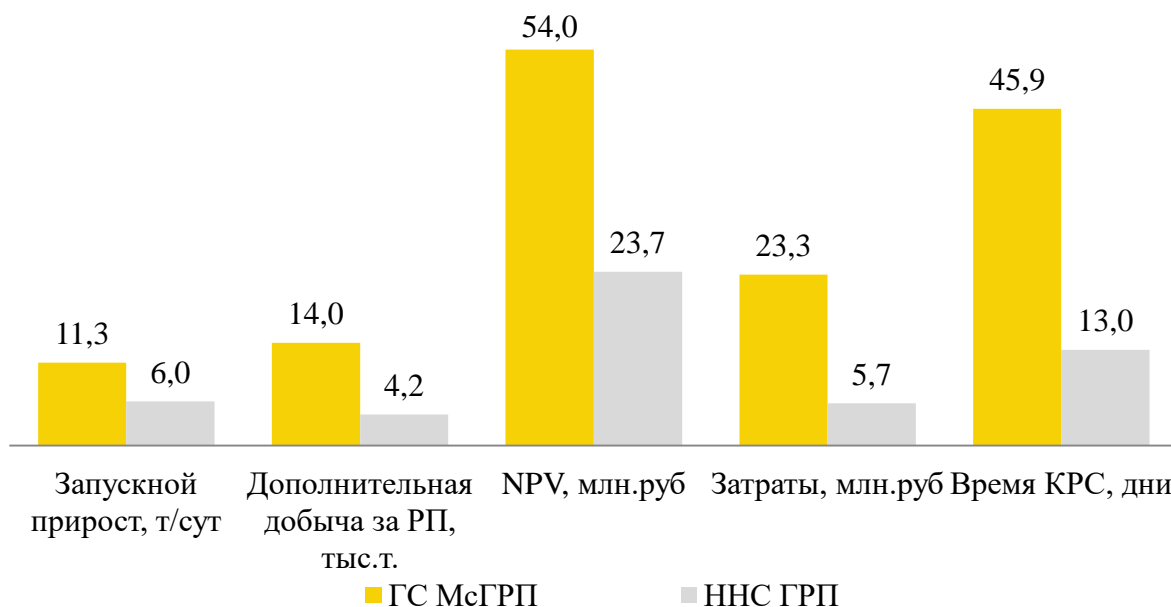


Рисунок 4.3 – Сравнение основных параметров успешности ГТМ ГРП на ННС и скважин с горизонтальным окончанием

Оценивая эффективность проведения ОПИ в скважинах с горизонтальным окончанием с точки зрения сопоставимости результатов с ННС, можно отметить преимущество МсГРП над ГРП в ННС с точки зрения получения дополнительной добычи нефти и, как следствие, «более высокого экономического эффекта от проведения интенсификации пласта данным методом. Применение технологии имеет большие перспективы для эффективного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти» [104, 105]. «Здесь для оценки результатов использована простейшая экономическая модель. Основным критерием выбора оптимального решения являлось значение удельного чистого дисконтированного дохода (NPV)» [106] в сравнении двух проектов: стандартный повторный ГРП в ННС и селективный повторный МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием.



В целом, анализируя выполненные мероприятия МсГРП на скважинах с горизонтальным окончанием в рамках ОПИ, можно сделать вывод, что мероприятия проведены успешно – достигнуты все прогнозные технологические и технико-экономические параметры.

По результатам ОПИ скорректированы предельные значения по геологическим критериям планирования скважин-кандидатов:

1. Продвижение фронта нагнетания воды ближайшей нагнетательной скважины на дату ГТМ (ФНВ);
2. Расстояние от подошвы нефтенасыщенной части пласта до ВНК (ВНК).

Технологические критерии по результатам ОПИ не изменились. Критерии обновлены в автоматическом режиме посредством внесения в ретроспективный анализ. На базе обновленной версии расчетного модуля инструмента ранжирования скважин с горизонтальным окончанием для МсГРП подготовлен итоговый рейтинг для тиражирования технологии в условиях объекта ВК1-3 Каменной площади Красноленинского НГКМ. Сформированный рейтинг рассмотрен далее.

#### **4.2 Формирование итогового рейтинга скважин для дальнейшей реализации повторных МсГРП на скважинах с горизонтальным окончанием в условиях объекта ВК1-3 Каменной площади Красноленинского месторождения**

На текущий момент сформирован рейтинг скважин-кандидатов на повторные МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием Каменной площади Красноленинского месторождения. Рейтинг сформирован с учетом актуальной геолого-технической информации по месторождению, а также измененными правилами рейтингования в соответствии с полученными результатами ОПИ. Рейтинг состоит из 14 скважин, планируемых к реализации на 2023 -2024 гг. Детально скважины рассмотрены ниже (Таблица 4.4).

Все скважины с повторным селективным МсГРП после проведения являются частью обучающей выборки, позволяющей сделать выводы, «которые по мере

накопления статистики по скважинам будут уточнены и положены в основу решений по регулированию разработки» [107].

Таблица 4.4 – Рейтинг скважин для повторных МсГРП, планируемых к реализации в 2023-2024 гг.

Скв.	K <sub>total</sub> , ед	Тип заканчивания	Кол-во стадий повторного МсГРП	Прогнозные запускные приросты дебитов			Прогнозная доп. добыча Q <sub>н</sub> , тыс. т
				q <sub>н</sub> , т/сут	q <sub>ж</sub> , т/сут	Обв, %	
1	0.812	Разрывная муфта BPS	7	9	95	87	6.2
2	0.801	Разрывная муфта BPS	7	10	118	89	6.8
3	0.775	Разрывная муфта BPS	8	6	112	90	4.3
4	0.772	Разрывная муфта BPS	8	8	96	87	5.9
5	0.762	Разрывная муфта BPS	7	8	108	91	5.7
6	0.758	Разрывная муфта BPS	7	7	110	91	4.7
7	0.744	Разрывная муфта BPS	5	7	112	92	5.2
8	0.741	Разрывная муфта BPS	5	10	96	89	6.9
9	0.741	Разрывная муфта BPS	7	8	92	92	5.4
10	0.723	Разрывная муфта BPS	7	6	124	95	4.4
11	0.720	Разрывная муфта BPS	7	12	106	89	7.2
12	0.720	Разрывная муфта BPS	7	9	118	93	6.0
13	0.719	Разрывная муфта BPS	8	9	61	84	6.6
14	0.702	Разрывная муфта BPS	10	12	129	91	8.2

Подробно рассмотрены 3 скважины рейтинга. Проект МсГРП подготовлен для скважины 4728 с заканчиванием «Разрывная муфта BPS» (Рисунки 4.4 – 4.5). «Скважина не имеет интервалов негерметичности в эксплуатационной колонне, заколонное пространство разделено пакерами разбухающего действия» [108]. Рассмотрены интервалы для выполнения семи трещин ГРП, каждый планируемый интервал находится в зонах залегания коллектора с нефтенасыщенностью 0,6 д. ед и выше. Скважина расположена азимутально вдоль направления максимального стресса горных пород. Район скважины обеспечен закачкой нагнетательных скважин. Текущие параметры по скважине: дебит жидкости – 86 м<sup>3</sup>/сут, дебит нефти – 10,1 тонн/сут, обводненность – 86 %. Количество стадий ГРП при первичном МсГРП - 7 ед.

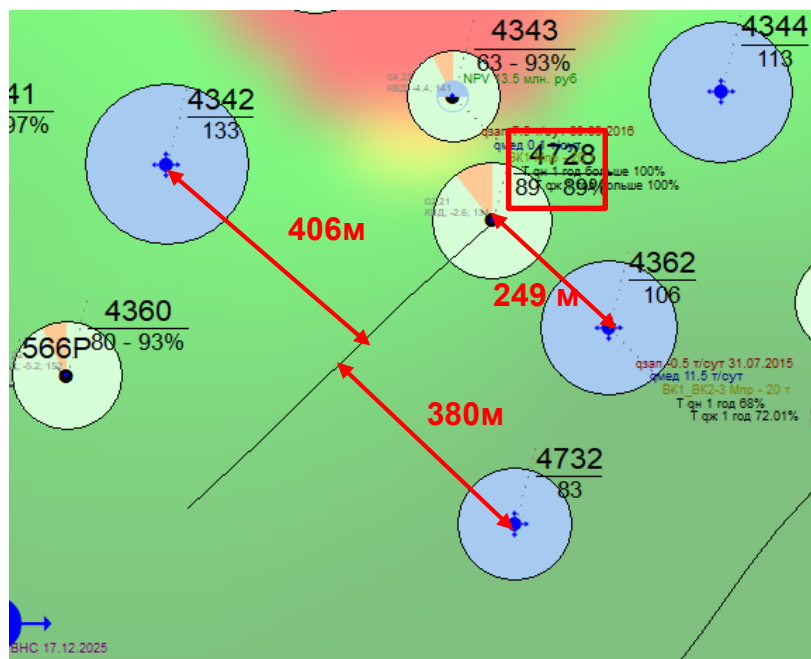


Рисунок 4.4 – Карта текущей разработки

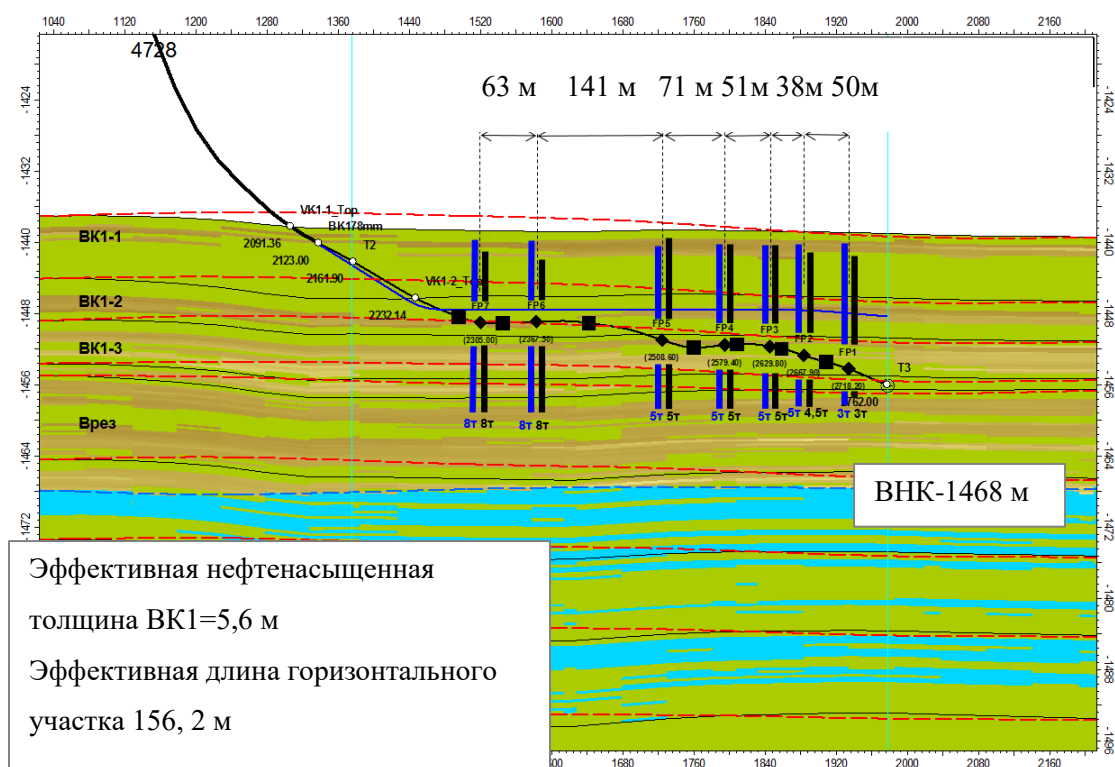


Рисунок 4.5 – Разрез вдоль ствола скважины с нанесением фактических и плановых трещин ГРП

Проект МсГРП подготовлен для скважины 9745 с заканчиванием «Разрывная муфта ВРS» (Рисунки 4.6-4.7). Скважина не имеет интервалов негерметичности в эксплуатационной колонне, заколонное пространство разделено пакерами разбухающего действия. Рассмотрены интервалы для выполнения семи трещин

ГРП, каждый планируемый интервал находится в зонах залегания коллектора с нефтенасыщенностью 0,55 д. ед и выше. Скважина расположена азимутально перпендикулярно направлению максимального стресса горных пород. Район скважины обеспечен закачкой нагнетательных скважин. Текущие параметры по скважине: дебит жидкости – 53 м<sup>3</sup>/сут, дебит нефти – 7,1 тонн/сут, обводненность продукции – 84 %. Количество стадий ГРП при первичном МсГРП - 7 ед.

МсГРП запланировано в семи интервалах (существующие муфты без дополнительной перфорации): 1) 2608-2608,5 м 2) 2499-2499,5 м; 3) 2377,8-2378,4 м; 4) 2211,6-2212,1 м; 5) 2138,7-2139,2; 6) 2065,8-2066,3; 7) 2004,8-2005,4. В каждую стадию запланировано ГРП объемом проппанта 8 тонн. Прогнозные показатели по скважине, рассчитанные на постояннодействующей гидродинамической модели [109, 110, 111, 112], составили: прирост дебита жидкости – 118 м<sup>3</sup>/сут, прирост дебита нефти 10 тонн/сут, обводненность – 83 %. Прогнозная дополнительная добыча нефти от мероприятия составит 6,8 тыс. тонн.

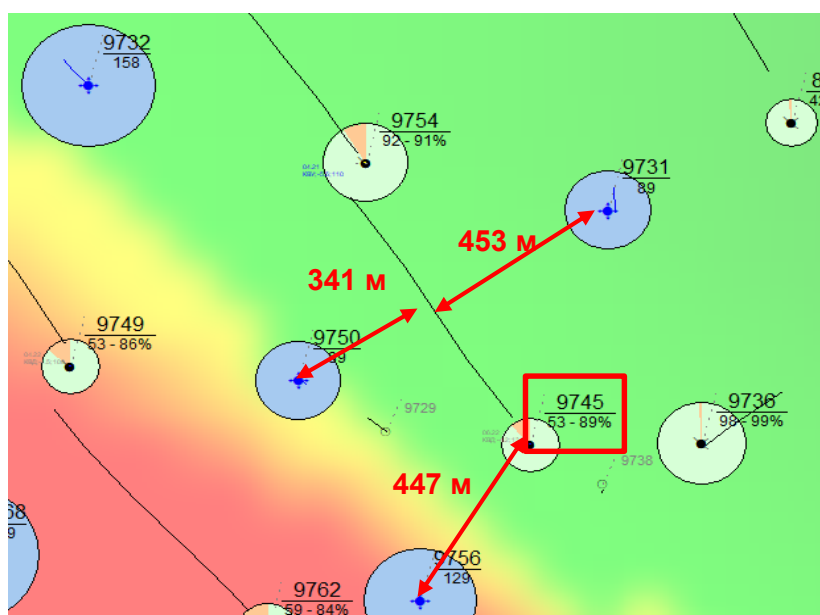


Рисунок 4.6 – Карта текущей разработки

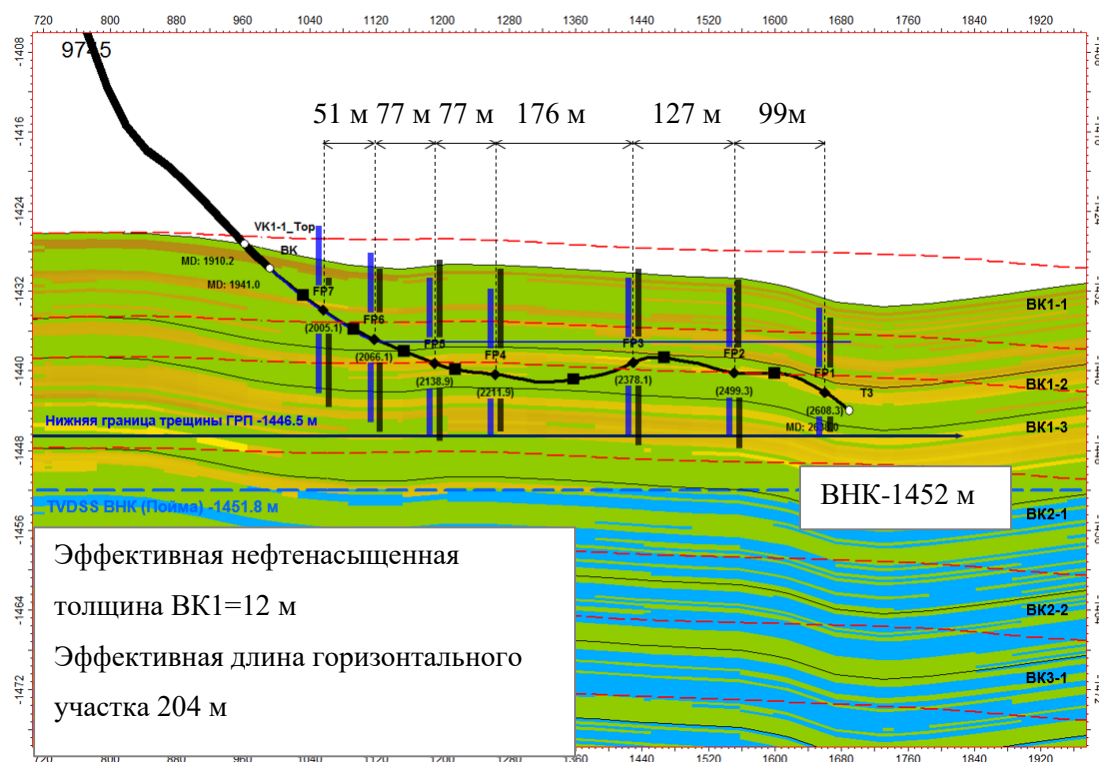


Рисунок 4.7 – Разрез вдоль ствола скважины с нанесением фактических и плановых трещин ГРП

Проект МсГРП подготовлен для скважины 4293 с заканчиванием «Разрывная муфта ВРS» [113, 114, 115, 116] (Рисунки 4.8 – 4.9). Скважина не имеет интервалов негерметичности в эксплуатационной колонне, заколонное пространство разделено пакерами разбухающего действия. Рассмотрены интервалы для выполнения семи трещин ГРП, каждый планируемый интервал находится в зонах залегания коллектора с нефтенасыщенностью 0,6 д. ед и выше. Скважина расположена азимутально вдоль направления максимального стресса горных пород. Район скважины обеспечен закачкой нагнетательных скважин. Текущие параметры по скважине: дебит жидкости – 36,0 м<sup>3</sup>/сут, дебит нефти – 5,4 тонн/сут, обводненность – 82 %. Количество стадий ГРП при первичном МсГРП - 7 ед.

МсГРП запланировано в семи интервалах (существующие муфты без дополнительной перфорации): 1) 2520,3-2520,8 м 2) 2436,4-2437 м; 3) 2363,1-2362,6 м; 4) 2279,5-2280 м; 5) 2230,8-2231,3; 6) 2135,6-2136,1; 7) 2063,7-2064,2. В каждую стадию запланировано ГРП объемом пропанта 15 тонн. Прогнозные показатели по скважине, рассчитанные на постояннодействующей гидродинамической модели, составили: прирост дебита жидкости – 112 м<sup>3</sup>/сут, прирост дебита нефти -

6 тонн/сут, обводненность – 90 %. Прогнозная дополнительная добыча нефти от мероприятия составит 4,3 тыс. тонн.

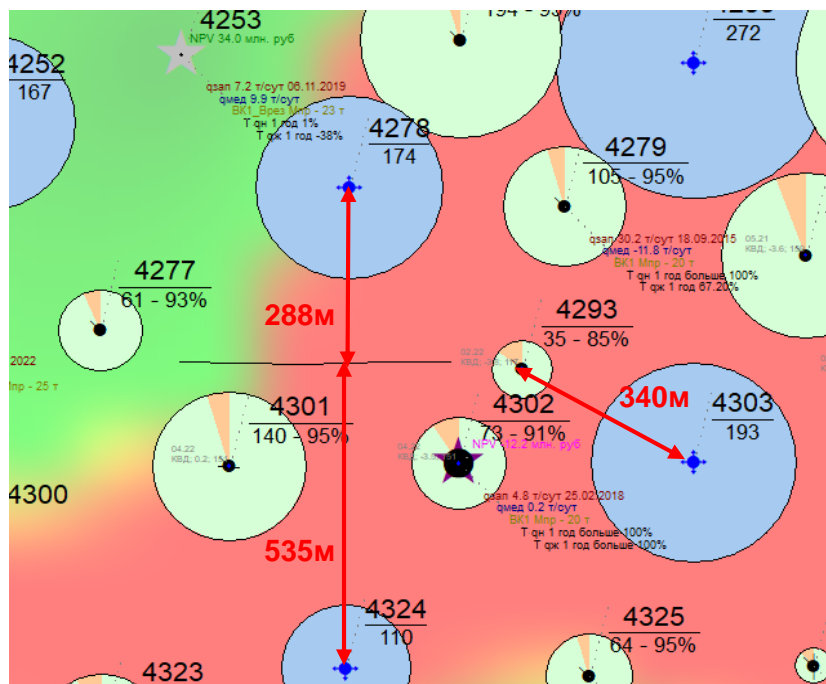


Рисунок 4.8 – Карта текущей разработки

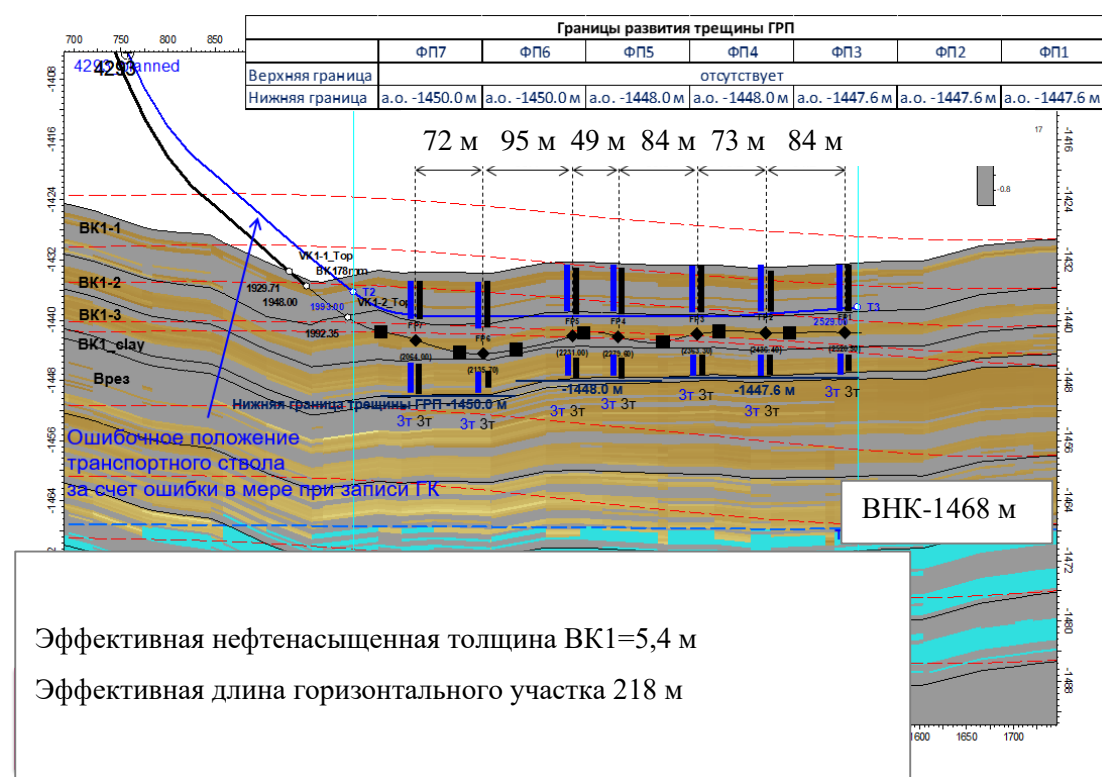


Рисунок 4.9 – Разрез вдоль ствола скважины с нанесением фактических и плановых трещин ГРП

Рейтинг является гибким и может меняться, так как «данные по всем скважинам месторождения обновляются ежемесячно» [117, 118]. Изменение данных связано с актуализацией данных:

- 1) Результаты исследований (трассерные исследования, ГДИС, ОТСЭК, ППиИО и проч.);
- 2) Данные по режимам работы нефтяного и нагнетательного фонда скважин;
- 3) Расчет ФНВ, ТИЗ и проч.;
- 4) Данные фактически-выполненных ГТМ окружающих скважин;
- 5) Измененные критерии планирования.

Требуемое время для обновления рейтинга по всем скважинам фонда, в среднем, составляет 1 час. «Данная скорость обновления достигнута полной автоматизацией процесса выгрузки» [119, 120], обработки и расчета данных. Обучение модели производится после обновления данных по вновь-стимулированным скважинам и, в зависимости от измененных критериев, скважины «сортируются по описанным выше закономерностям» [121, 122]. Расчет добычных параметров по каждой скважине производится в отдельном программном комплексе.

По результатам опробования данного системно-адресного подхода к планированию повторных селективных МсГРП можно говорить о возможности планирования не только такого типа ГТМ, как ГРП, но и других видах применяемых на месторождении мероприятий. Важной составляющей в данном случае является статистическая наработка по данным типам ГТМ. Имея достаточную для формирования надежных характеристик и их граничных значений выборку по определенному виду ГТМ, можно с достаточной степенью уверенности говорить о работоспособности подхода. Помимо этого, «данный подход можно использовать для других месторождений аналогов для выбора ГТМ» [123, 124, 125, 126], а также и других областях знаний, но при этом необходимо соблюдение условий, выделенных выше.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Установлены характеристики выбора скважин с горизонтальным окончанием, комплекс которых является основой ранжирования и выделения приоритетных кандидатов для проведения повторных селективных МсГРП.

2. Разработан метод обоснования весового вклада характеристик по степени их влияния на прирост дебита нефти при проведении гидроразрывов в скважинах с горизонтальным окончанием.

3. Создан метод обоснования комплексного коэффициента, являющегося числовым выражением потенциала скважины для проведения МсГРП и объединяющего в себе комплекс характеристик и их весов с последующим нормированием.

4. Разработана методика пошагового планирования скважин-кандидатов для проведения повторных селективных МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием, включающая следующие фиксированные этапы прогнозирования: статистический прогноз, машинное обучение, геолого-промысловый анализ и трехмерное гидродинамическое моделирование.

5. Разработанная методика планирования апробирована в опытно-промышленных исследованиях при повторных селективных МсГРП объекта ВК1-3 Каменной площади Красноленинского месторождения с экономическим эффектом. Результаты исследований использованы при планировании и мониторинге повторных селективных МсГРП в низкопроницаемых коллекторах месторождений: имени Малыка, Самотлорском, Соровском, Харампурском.



**СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ**

ВНЗ	водонефтяная зона
ВНК	водонефтяной контакт
ВНФ	водонефтяной фактор
ГДИС	гидродинамические исследования скважин
ГДМ	гидродинамическая модель
ГИС	геофизические исследования скважин
ГНКТ	гибкая насосно-компрессорная труба
ГРП	гидравлический разрыв пласта
ГТМ	геолого-техническое мероприятие
КВД	кривая восстановления давления
КВУ	кривая восстановления уровня
КИН	коэффициент извлечения нефти
КРС	капитальный ремонт скважин
МсГРП	многостадийный гидравлический разрыв пласта
НГКМ	нефтегазоконденсатное месторождение
НКТ	насосно-компрессорная труба
ННС	наклонно-направленная скважина
ОПИ	опытно-промышленные исследования
ОПР	опытно-промышленные работы
ОТСЭК	определение технического состояния эксплуатационной колонны
ППиИО	профиль притока и источник обводнения
РП	расчетный период
ТИЗ	текущие извлекаемые запасы
ТРИЗ	трудноизвлекаемые запасы
ТЭК	топливно-энергетический комплекс
ФЕС	фильтрационно-емкостные свойства
ФНВ	фронт нагнетания вод

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Koroteev D., Dinariev O., Evseev N., Klemin D., Nadeev A., Safonov S., Gurpinar O., Berg S., Kruijsdijk C., Armstrong R., Myers M. T., Hathon L., Jong H. Direct hydrodynamic simulation of multiphase flow in porous rock // *Petrophysics*. – 2014. – №55(04). – PP. 294-303.

2. Насыбуллин А. В., Дьяконов А. А., Манапов М. И., Сатаров Р. З., Хафизов Р. Р., Тимофеев В. С., Фадеенков А. В. Использование машинного обучения и методов оптимизации при долгосрочном планировании геолого-технических мероприятий в программном комплексе EPSILON // *Нефтяное хозяйство*. – 2022. – №7. – С. 48-51.

3. Коробова Н. И., Шевчук Н. С., Карнюшина Е. Е., Сауткин Р. С., Краснова Е. А. Особенности состава и строения продуктивных отложений викуловской свиты Красноленинского свода и их влияние на фильтрационно-емкостные свойства // *Георесурсы*. – 2023. – №2. – С. 105-122.

4. Ганиев Б. Г., Насыбуллин А. В., Сатаров Р. З., Тимофеев В. С., Фадеенков А. В., Тимофеева А. Ю. Применение методов машинного обучения при планировании бурения скважин на объектах разработки нефтяного месторождения // *Нефтяное хозяйство*. – 2021. – №7. – С. 23-27.

5. Дудина И. П. Компьютерная модель принятия решений с использованием метода анализа иерархий // *Современные информационные технологии и ИТ-образование*. – 2016. – №4. – С. 131-138.

6. Кравченко М. Н., Диева Н. Н., Лищук А. Н., Мурадов А. В., Вершинин В.Е. Гидродинамическое моделирование термохимического воздействия на низкопроницаемые керогеносодержащие коллекторы // *Георесурсы*. – 2018. – №20(3). – С. 178-185.

7. Olenchikov D., Kruglikova L. Hydrodynamic Simulation of Predicted Options of Field Development // *Материалы «SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition»*. – Москва: 2018. Режим доступа: <https://search.spe.org/i2kweb/SPE/doc/onepetro:7F69906C/>.

8. Абсалямов Р. Ш., Музоваткин И. Н., Арзамасцев А. И., Шайхутдинов Д. К. Проектирование многоступенчатого гидроразрыва пласта для условий низкопроницаемых, слабодренлируемых и неоднородных коллекторов башкирского и турнейского ярусов на основе гидродинамического моделирования // В сборнике: Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – 2013. – №1. – С. 145-149.

9. Васильев В. А., Верисокин А. Е. Гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – №6. – С. 101-110.

10. Сучков Б. М. Горизонтальные скважины. Регулярная и хаотическая динамика. – Ижевск, 2006. – 438 с.

11. Насыбуллин А. В., Чирикин А. В., Гирфанов Р. Г., Денисов О. В., Лазарева Р. Г. Применение оптимизационных алгоритмов при формировании долгосрочной программы геолого-технических мероприятий в условиях ограничений // Нефтяная провинция. – 2020. – № 3(23). – С. 113-123.

12. Юдаков А. Н., Мулявин С. Ф., Кушнарев И. Б. Применение многостадийного гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах Вынгапуровского месторождения // Горные вести. – 2015. – №3. – С. 42-48.

13. Бровчук А. В., Дияшев И. Р., Липлянин А. В., Грант Д., Усольцев Д., Бутула К. К. ГРП в горизонтальных скважинах с открытым стволом на месторождениях Западной Сибири // Материалы «Oil and Gas technical conference and exhibition held». – Москва: 2006. Режим доступа: <https://journal.gubkin.ru/en/journals/proceedings/>.

14. Магизов Б., Топалова Т., Лознюк О., Симон Е., Орлов А., Крупеев В., Шахов Д. Автоматизированный выбор оптимального расположения бокового ствола путем проведения многовариантного анализа на основании численного моделирования. Пример применения на газовом месторождении // Материалы «Российской нефтегазовой технической конференции SPE, 2019». – Москва: 2020. Режим доступа: <https://oilgascom.com/wp-content/uploads/>.

15. Бархатов Э. А., Яркиева Н. Р. Эффективность применения многозонного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – № 10. – С. 50-58.

16. Кочнев А. А., Козырев Н. Д., Кочнева О. Е., Галкин С. В. Разработка комплексной методики прогноза эффективности геолого-технических мероприятий на основе алгоритмов машинного обучения // Георесурсы. – 2020. – №3. – С. 79-86.

17. Малышев О. Г., Янин А. Н. Применение гидравлического разрыва пластов для вовлечения в разработку низкорентабельных запасов нефти месторождений Юганского района (на примере Приобского месторождения) // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Ханты-Мансийск, 1998. – 207 с.

18. Ситников А. Н., Пустовских А. А., Белоногов Е. В., Самоловов Д. А., Кубочкин Н. С. Определение оптимального режима разработки низкопроницаемых пластов при проведении многостадийного гидроразрыва // Нефтяное хозяйство. – 2016. – №12. – С. 56-59.

19. Дэниел К. Применение статистики в промышленном эксперименте. Москва, 1979. – 293 с.

20. Стенли Дж., Гласс Дж., Статистические методы в педагогике и психологии: учебник. Москва, 1976. – 496 с.

21. Аржиловский А. В., Грищенко А. С., Смирнов Д. С., Корниенко С. А., Баисов Р. Р., Овчаров В. В., Зиазев Р. Р. Опыт применения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта в условиях низкопроницаемых отложений тюменской свиты месторождений ООО «РН-Уватнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. – 2021. – №2. – С. 74-76.

22. Мирзаджанзаде А. Х., Шахвердиев А. Х. Динамические процессы в нефтегазодобыче: системный анализ, диагноз, прогноз. Москва, 1997. – 254 с.

23. Ванина А. С., Паливода В. Р., Ханипов И. Ф. Применение подходов машинного обучения с целью вовлечения нерентабельных запасов // Материалы «Российской нефтегазовой технической конференции SPE, 2020». – Москва: 2021  
Режим доступа: <https://vkro-raen.com/files/original/35-5-G.G.Faizrakhmanov.pdf>.

24. Сабитов Р. Р., Сабитов В. А. Прогнозирование показателей эффективности повторного гидравлического разрыва пласта применением элементов теории распознавания образов // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 12. – С. 62-65.

25. Шарифьянов Р. Р., Залилова З. А. Методы статистического анализа // Материалы VI Международной студенческой научной конференции «Студенческий научный форум». – Москва: 2014 Режим доступа: <https://scienceforum.ru/2014/article/2014007359>.

26. Евсюткин И. В., Марков Н. Г. Управление геолого-техническими мероприятиями на месторождениях нефти и газа с использованием искусственных нейронных сетей // Управление, вычислительная техника и информатика. – 2020. – №1. – С. 62-69.

27. Лопухов А. Н., Писарева Д. Ю., Латыпов Э. Ф. Оценка потенциала скважин-кандидатов под ГРП вероятностно-статистическими методами // Нефтегазовая вертикаль. – 2019. – №1. – С. 44-56.

28. Кочетов А. Г., Лянг О. В., Масенко В. П., Жиров И. В., Наконечников С. Н., Терещенко С. Н. Методы статистической обработки медицинских данных, Методические рекомендации для ординаторов, аспирантов медицинских учебных заведений, научных работников. Москва, 2012 – 42 с.

29. Азизов Х. Ф., Лопухов А. Н. Статистический анализ технологической эффективности ГТМ на Самотлорском месторождении // Нефтяное хозяйство. – 2010. – №6. – С. 74-77.

30. Реброва О. Ю. Статистический анализ медицинских данных. Применение пакета прикладных программ STATISTICA. Москва, 2002 – 312 с.

31. Лопухов А. Н. Экспресс-метод оценки потенциала скважин на Самотлорском месторождении с помощью регрессионной модели // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – №7. – С. 15-22.

32. Ракачев В. Н., Халафян А. А. Оценка численности населения Кубани в 1930-1940-е гг. с использованием методов статистического моделирования// Историческая и социально-образовательная мысль. – 2012. – №5. – С. 150-155.

33. Козубенко И. С., Моторин О. А., Худиев Ф. И., Свищева М. И., Менкнасунов М. П. Разработка прогноза потребления картофеля в России с учетом сценарных условий социально-экономического развития // Управление рисками в АПК. – 2018. – №2. – С. 28-69.

34. Еременко Ю. И., Олюнина Ю. С. Применение метода k-средних для идентификации пользователя по клавиатурному почерку // Вестник Новосибирского государственного университета. Серия: информационные технологии. – 2019. – №2. – С. 30-38.

35. Вайолино Б. Машинное обучение: методы и способы // Директор информационной службы. – 2018. – №5. – С. 42-44.

36. Лежебоков В. В. Управление информационными процессами обработки массивов данных большой размерности // Известия Волгоградского государственного технического университета. – 2009. – № 6(54). – С. 56-59.

37. Любищев А. А. Дисперсионный анализ в биологии. Москва, 1986 – 200 с.

38. Цветкова П. А., Федулов В. В., Сауткин Р. С. Новые подходы к разработке тонкослоистых недонасыщенных коллекторов (Викуловская свита на Краснотенинском своде Фроловской нефтегазовой области) // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2021. – № 1. – С. 71-78.

39. Белоусов С. Л., Зверев К. В. Палеография тюменской свиты юго-западной части Ем-Еговского лицензионного участка // Нефтяное хозяйство. – 2010. – №11. – С. 32-34.

40. Москвин Н. А., Подъячев А. А. Эффективность применения ГРП на Каменном месторождении // Ашировские чтения. – 2022. – № 1 (14). – С. 60-64.

41. Сарваретдинов Р. Г., Гильманова Р. Х., Хисамов Р. С., Ахметов Н. З., Яковлев С. А. Формирование базы данных для разработки геолого-технических мероприятий по оптимизации добычи нефти // Нефтяное хозяйство. – 2001. – №8. – С. 32-34.

42. Ямщиков Л. Ф. Применение математической статистики при измерениях и испытаниях. Учебное электронное текстовое издание. Екатеринбург, 2007 – 54 с.

43. Перминов Д. Е., Валеев С. В. Кластерный анализ с использованием элементов нечеткой логики с целью автоматического поиска скважин-кандидатов для проведения геолого-технических мероприятий // Научно-технический вестник ОАО «НК» Роснефть». – 2013. – №1. – С.31-35.

44. Янин А. Н., Павлов М. С., Гильдерман А. А., Барышников А. В., Кофанов О. А. Оценка эффективности гидроразрыва в водонефтяных зонах пласта // Нефтяное хозяйство. – 2012. – №2. – С. 64-68.

45. Никифоров И. А. Статистический анализ геологических данных: учебное пособие. Оренбург, 2010 –170 с.

46. Кокшин Д. В., Борхович С. Ю. Исследование влияния гидравлического разрыва пласта на интенсификацию добычи нефти в скважинах с горизонтальным окончанием // Управление техносферой. – 2022. – № 2. – С. 262-275.

47. Янин А. Н., Черевко С. А. Влияние направления трещин гидроразрыва пласта на показатели эксплуатации скважин // Территория нефтегаз. – 2016. – №12. – С.76-81.

48. Валеев А. С., Дулкарнаев М. Р., Котенев Ю. А., Султанов Ш. Х., Бриллиант Л. С. Причины увеличения обводненности в скважинах после проведения гидравлического разрыва в неоднородных пластах // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – № 6. – С. 140-147.

49. Терехин Е. В., Нанишвили О. А. Анализ эффективности ввода новых горизонтальных скважин с МГРП на неоднородных коллекторах ачимовской толщи // Бюллетень науки и практики. – 2023. – № 3. – С. 88-94.

50. Агуреева Е. С., Алиханов Р. Т., Астафьев Д. А. Технология ремонтов при ГРП для различных геолого-промысловых условий крупных нефтяных объектов, находящихся на поздней стадии разработки // Геология, геофизика, разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – №10. – С. 76-80.

51. Кузнецова О. А., Татарникова М. С. Эконометрическое моделирование: учебное пособие. Самара, 2012 – 44 с.

52. Болычев Е. А., Нуйкин А. М., Муслимов Э. Я., Макаров Е. М., Киселев Е. В., Колтыпин О. А. Заканчивание горизонтальных скважин на пилотном кусте Русского месторождения // Научно-технический вестник ОАО «НК» Роснефть». – 2014. – №2. – С. 3-11.

53. Кривова Н. Р., Решетникова Д. С., Федорова К. В., Колесник С. В. Повышение эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов месторождений Западной Сибири системой горизонтальных скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – №5. – С. 52-57.

54. Аванесян Э. А., Перемышцев Ю. А. Многостадийный гидравлический разрыв пласта в продуктивных юрских отложениях Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 12. – С. 24-29.

55. Аньшин В. М., Демкин И. В. Применение теории нечётких множеств к задаче формирования портфеля проектов // Статья выполнена в рамках мероприятия инновационно-образовательной программы ГУ ВШЭ «Формирование системы аналитических компетенций для инноваций в бизнесе и государственном управлении». – Москва: 2022 Режим доступа: <https://pandia.ru/text/77/220/9759.phpysclid=lu7a351e31443433876>.

56. Мирзаджанзаде А. Х., Хасанов М. М., Бахтизин Р. Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Москва, 2004 – 368 с.

57. Колев Ж. М., Мамчистова А. И., Мамчистова Е. И., Назарова Н. В., Ревнивых А. В., Красовский А. В. Принятие решений в условиях неопределенности и риска применительно к задачам нефтегазовой отрасли. Тюмень, 2015 – 94 с.

58. Mohanty, R. P., Agarwal, R., Choudhury, A. K., Tiwari, M. K. A fuzzy ANP-based approach to R&D project selection: a case study // Int. J. Production Research. –1994. – № 43, – PP. 51-56.

59. Dimova L., Sevastianova P., Sevastianov D. MCDM in a fuzzy setting: Investment projects assessment application // Int. J. Production Economics. –2006. – № 100. – PP. 10-29.



60. Mohamed, S., McCowan, A.K. Modelling project investment decisions under uncertainty using possibility theory // *Int. J. Project Management*. – 2001. – №19. – PP. 231–241.
61. Liang, G.S. and Wang, M.J. A fuzzy multi criterion decision making for facility site selection // *International Journal of Production Research*. – 1991. – № 29. – PP. 2313–2330.
62. Chan, D.Y. Application of extent analysis method in fuzzy AHP // *European Journal of Operation Research*. – 1996. – № 95. – PP. 649–655.
63. Lee, J.W. and Kim, S.H. Using analytic network process and goal programming for interdependent information system project selection // *Computers and Operations Research*. – 2000. – №27. – PP. 367–382.
64. Kahraman, C., Cebeci, U. and Ruan, D. Multi-attributes comparison of catering service companies using fuzzy AHP: the case of Turkey // *International Journal of Production Economics*. – 2004. – № 87. – PP. 171–184.
65. Lefley, F. and Sarkis, J. Applying the FAP model to the evaluation of strategic information technology projects // *International Journal of Enterprise Information Systems*. – 2005. – №1. – PP. 69–90.
66. Carlsson C., Fuller R. On optimal investment timing with fuzzy real options // *Proceedings of the EUROFUSE 2001 Workshop on Preference Modelling and Applications*. – 2001. – №1 – PP. 235–239.
67. Carlsson C., Fuller R., Majlender P. A fuzzy real options model for R&D project evaluation // *Proceedings of the Eleventh IFSA World Congress, University Press and Springer*. – 2005. – №1. – PP. 1650–1654.
68. Wang J., Hwang W.-L. A fuzzy set approach for R&D portfolio selection using a real option valuation model // *Omega*. – 2005. – №35. – PP. 247-257.
69. Inuiguchi M., Ramik J. Possibilistic linear programming: a brief review of fuzzy mathematical programming and a comparison with stochastic programming in portfolio selection problem // *Fuzzy Sets and Systems*. – 2000. – №11. – PP. 3-28.
70. Huang X. Optimal project selection with random fuzzy parameters // *Int. J. Production Economics*. – 2007. – №106. – PP. 513–522.

71. Lai, Y.J., Lai, H.C. Possibilistic linear programming for managing interest rate risk // *Fuzzy Sets and Systems*. – 1993. – №54. – PP. 135–146.

72. Iwamura, K., Liu, B. Chance constrained integer programming models for capital budgeting in fuzzy environments // *Journal of the Operational Research Society*. – 1998. – №49. – PP. 854–860.

73. Галиуллин М. М., Зимин П. В., Васильев В. В. Методика выбора скважин-кандидатов для интенсификации добычи с использованием математического аппарата нечеткой логики // *Сборник научных трудов ООО «ТННЦ»*. – 2015. – №1. – С. 101-107.

74. Гилаев Г. Г., Афанасьев И. С., Тимонов А. В. Внедрение технологии многостадийного гидроразрыва пласта на горизонтальных скважинах для разработки трудноизвлекаемых запасов низкопроницаемых неоднородных пластов // *Доклад на научно-практической конференции «Состояние и дальнейшее развитие основных принципов разработки нефтяных месторождений»*. – Москва: 2018 Режим доступа: <https://burneft.ru/archive/issues/2018-07/20>.

75. Яковлев В. Б. Статистика. Расчеты в Microsoft Excel. Москва, 2005 – 352 с.

76. Синельников И. А. Анализ возможных способов повышения эффективности проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта на нефтяных месторождениях // *Международный научно-исследовательский журнал*. – 2021. – № 7(109). – С. 102-106.

77. Акульшин А. И. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Москва, 1989 – 480 с.

78. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений: Учеб. для вузов. Москва, 1998 – 342 с.

79. Афанаскин И. В., Вольпин С. Г., Колеватов А. А., Ченленсон Ю. Б. Анализ работы горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта // *Нефтепромышленное дело*. – 2019. – № 1. – С. 44-51.

80. Бойко В. С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. Москва, 1990 – 427 с.

81. Сальникова О. Л., Черных И. А., Мартюшев Д. А., Пономарева И. Н. Особенности определения фильтрационных параметров сложнопостроенных карбонатных коллекторов при их эксплуатации горизонтальными скважинами // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – № 5. – С. 138-147.

82. Ишкин Д. З., Муллагалин И. З., Нигаметьянова Г. А., Салимгареева Э. М. Оценка зоны дренирования скважины и эффективности системы поддержания пластового давления в низкопроницаемом коллекторе по данным анализа мини-гидроразрыва пласта в уплотняющих горизонтальных скважинах с многостадийным гидравлическим разрывом // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2022. – № 2(37). – С. 175-185.

83. Шпуров А. В., Пьянков В. Н., Клочков А. А., Бриллиант Л. С. Планирование эффективности геолого-технических мероприятий при прогнозировании добычи нефти // Нефтяное хозяйство. – 2000. – №9. – С. 34-39.

84. Казаков А. А., Планирование геолого-технических мероприятий // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №3. – С. 48-52.

85. Пономарева И. Н., Мартюшев Д. А. Оценка результатов гидравлического разрыва пласта на основе анализа геолого-промысловых данных // Георесурсы. – 2020. – № 2. – С. 8-14.

86. Галкин В. И., Пономарева И. Н., Черепанов С. С., Филиппов Е. В., Мартюшев Д. А. Новый подход к оценке результатов гидравлического разрыва пласта (на примере бобриковской залежи Шершневого месторождения) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – № 4. – С. 107-114.

87. Байков В. А., Бадыков И. Х., Борщук О. С., Сайфуллин И. Ф., Хаит М. Л., Литвиненко М. А., Тимонов А. В. Цифровая экспериментальная лаборатория фильтрации // Научно-технический вестник ОАО «НК»Роснефть». – 2012. – №3. – С. 43-47.

88. Ахтямов А. А., Макеев Г. А., Байдюков К. Н. Корпоративный симулятор гидроразрыва пласта «РН-ГРИД»: от программной реализации к промышленному внедрению // Нефтяное хозяйство. – 2018. – №5. – С. 94-97.

89. Кааров Ж. З. Разработка трудноизвлекаемых запасов Тюменской свиты с применением горизонтальных скважин с МГРП // Международный журнал гуманитарных и естественных наук. – 2020. – №3(42). – С. 64-67.

90. Кашапов Д. В., Сергейчев А. В., Зейгман Ю. В., Федоров А. Э. Эволюция развития технологий многостадийного гидроразрыва пласта в сланцевых объектах США // Нефтегазовое дело. – 2021. – №5. – С. 53-66.

91. Кузнецов М. А., Летко И. И., Ибрагимов К. Р., Мингазов А. Ф., Антонов М. С., Евсеев О. В., Воронина А. Н., Кадырова К. Р. Разработка алгоритма определения места инициации трещин при повторном гидроразрыве пласта в горизонтальных стволах методом iFRAC // Нефтяное хозяйство. – 2020. – №4. – С. 49-53.

92. Цивелев К. В., Смирнов К. В., Михайлов Д. Н. Анализ применимости повторного многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах // Вести газовой науки. – 2018. – №1(33). – С. 21-24.

93. Ярмуллин И. Х., Исламов М. К. Особенности оборудования, применяемого при многостадийном гидравлическом разрыве пласта // Актуальные проблемы науки и техники. Инноватика. – 2021. – №1. – С. 58-61.

94. Корнев А. П., Нуруллина Д. А., Борхович С. Ю. Опыт внедрения многостадийного ГРП на горизонтальных скважинах // Управление техносферой. – 2019. – № 4. – С. 471-478.

95. Крюков П. И., Гималетдинов Р. А., Доктор С. А. Оптимизация технологии повторных многостадийных гидроразрывов пласта // Нефтяное хозяйство. – 2015. – №12. – С. 64-67.

96. Глазко В. И. Перспективы активного внедрения многостадийного гидравлического разрыва пласта в горизонтальном стволе скважины на месторождениях Западной Сибири // Актуальные вопросы современной науки: теория, методология, практика, инноватика. – 2020. – №1. – С. 86-91.

97. Ярмуллин И. Х. Анализ эффективности применения технологии многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах на Нивагальском месторождении // В сборнике: Economic aspects of industrial development in the transition to a digital economy. – 2021. – №1. – С. 23-26.

98. Миронов В. И. Применение горизонтальных скважин // Академический журнал Западной Сибири. – 2015. – №5(60). – С. 21-22.

99. Кулаков К. В., Тишкевич С. В., Осташук А. Д., Баркалов С. Ю. «Газпром нефть» – лидер по компетенциям в проведении повторных многостадийных гидроразрывов пластов// ПРОНефть. – 2019. – №2. – С. 42-47.

100. Валиуллин А. С. Опыт проведения повторного многозонного гидроразрыва пласта в горизонтальной скважине на компоновке Monobore со сдвижными муфтами // Технологии нефти и газа. – 2019. – №1. – С. 48-52.

101. Экономидес М., Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн ГРП: от теории к практике. Москва, 2007 – 234 с.

102. Янин А. Н. Как выполнить анализ разработки нефтяного месторождения // Бурение и Нефть. – 2008. – №4. – С. 26-29.

103. Войтехин О. Л., Невзорова А. Б. Технологические подходы к оптимизации темпа разработки трудноизвлекаемых запасов нефтяного месторождения // Вестник Гомельского государственного технического университета им. П.О. Сухого. – 2023. – №3(94). – С. 67-79.

104. Иванов М. В., Муртазин Р. Р. Сравнение фактических данных по применению многостадийного гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах и обычного гидравлического разрыва пласта в наклонно-направленных скважинах // НИЦ Вестник науки. – 2020. – №1. – С. 86-91.

105. Янин А. Н. Гидроразрыв пласта — прорывная технология. К 30-летию с начала массового применения ГРП на месторождениях Западной Сибири // Бурение и Нефть. – 2018. – №07-08. – С. 20-23.

106. Наугольников М. В., Алехина М. С., Климов В. Ю., Исхакова С. Ш., Седнев А. А. Концептуальное проектирование разработки как инструмент изучения актива на примере ачимовских отложений Салымской группы месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2018. – №2. – С. 62-67.

107. Дулкарнаев М. Р., Котенев Ю. А., Султанов Ш. Х. Особенности механизма вытеснения нефти и характера обводнения скважин при выработке запасов горизонтальными скважинами с многозонным гидравлическим разрывом пласта // В сборнике: Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения. Сборник научных трудов. – 2015. – №1. – С. 127-137.

108. Телков А. П., Забоева М. И., Карнаухов А. Н. Схема проектирования процесса воздействия на геолого-физические критерии и условия выбора скважин и объектов для ГРП // Новые технологии для ТЭК Западной Сибири. Сборник научных трудов региональной научно-практической конференции, посвященной 5-летию Института Нефти и Газа. – 2005. – №1. – С. 259-268.

109. Каневская Р. Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. Москва, 1999 – 212 с.

110. Бердин Т. Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. Москва, 2001 – 196 с.

111. Зозуля Г. П., Кустышев И. С., Матиешин М. Г., Гейхман Н. В. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин. Москва, 2009 – 176 с.

112. Лиходед И. А., Авдонин Ю. Э., Решетникова Д. С., Разяпов А. Р., Ермаков П. В., Патраков Д. П., Емельянов Д. В., Жарков А. В., Судеев И. В. Эффективное вовлечение в разработку остаточных запасов краевых зон викуловской свиты Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения // Территория Нефтегаз. – 2021. – № 3-4. – С. 66-74.

113. Cinco-Ley H, Samaniego V.F. Pressure analysis for fractured wells // JPT. – 1981. – №1. – PP. 1749-1766.

114. Пятибратов П. В., Скоров Д. С. Оценка параметров трещин многостадийного гидравлического разрыва пласта на основе мониторинга профиля притока // Экспозиция Нефть Газ. – 2019. – № 6 (73). – С. 24-28.

115. Васильев В. А., Гунькина Т. А. Единый подход к расчету зоны дренирования скважинами различной конфигурации // Нефтепромысловое дело. – 2013. – №4. – С. 5-8.

116. Овчаров В. В., Овчарова Л. П. Уточнение оптимального количества трещин ГРП на горизонтальных скважинах при разработке низкопроницаемого коллектора водонефтяных зон викуловских отложений Каменного лицензионного участка Краснотеннинского // Нефтяная провинция. – 2020. – № 2 (22). – С. 59-72.

117. Медведев А. Л. Аптские врезанные речные долины Каменной площади Западной Сибири: региональные аспекты нефтегазоносности // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – № 3. – С. 7.

118. Овчарова Л. П. Современные технологии разработки низкопроницаемых коллекторов на примере месторождения «К» // Булатовские чтения. – 2020. – №1. – С. 358-363.

119. Непомнящая С. В. Применение программного комплекса Лира 9.4. для решения практических задач в нефтегазовой отрасли // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 12. – С. 58-61.

120. Robin S. Pilcher Kelsey McArthur, John Hohman, Peter J. Schmitz. Ranking Production Potential Based on Key Geological Drivers – Bakken Case Study // «IPTC IPTC 2012: International Petroleum Technology Conference». 2012 Режим доступа: [https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609\\_pdb.280.iptc14733\\_noPW](https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609_pdb.280.iptc14733_noPW).

121. Фенг Ян, Эрик Блантон, Джэми Инглсфиль. Системы многоступенчатой интенсификации, использующие шар одного размера и не требующие проведения внутрискважинных работ: анализ конкретных ситуаций // SPE-171183-RU. – 2020. – 13 с.

122. Бардер Аль Матар, Маджди Аль Мутава, Мухаммад Аслам, Мохаммад Дашти, Джитендра Шарма, Бьюн О.Ли, Х. Риккардо Соларес, Том С. Немек, Джейсон Суорен, Лорес Теальди Матар. Индивидуальный подход к проектированию гидроразрыва пласта // Нефтегазовое обозрение. – 2008. – № 3. – С. 4-19.

123. Кашапов Д. В., Ташбулатов Ф. А., Тимасов К. А. К оценке поведения проппанта в горизонтальной скважине при проведении операции гидравлического разрыва пласта // В сборнике: XII Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики. сборник трудов в 4-х томах. – 2019. – №1. – С. 366-367.

124. Кашапов Д. В., Продан А. С., Бочкарев А. В., Коробицын Д. А., Торба Д. И., Родионов В. В., Янаев А. М., Кузнецов В. А., Буков О. В. Разработка прогнозной характеристики развития стимулированного объема пласта в баженовской свите при проведении многостадийного гидроразрыва пласта с различными геолого-геомеханическими свойствами // РРОнефть. Профессионально о нефти. – 2019. – №3(13). – С. 62-67.

125. Насыбуллин А. В., Байбуров Р. Р. Использование статистических методов машинного обучения для оптимизации эксплуатации скважин // Нефтяная провинция. – 2021. – №3(27). – С. 84-94.

126. Чудинова Д. Ю., Дулкарнаев М. Р., Котенев Ю. А., Султанов Ш. Х. Дифференциация скважин в зонах с остаточными запасами нефти с использованием нейросетевого моделирования // Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – №4(57). – С. 46-50.



## ПРИЛОЖЕНИЕ А



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «РН-НЯГАНЬНЕФТЕГАЗ»  
(АО «РН-Няганьнефтегаз»)

ул. Сибирская, д. 10, корпус 1, г. Нягань, Ямало-Ненецкий автономный округ, 628163  
Телефон: (34672) 92-220, факс (34672) 94-444, e-mail: rn\_nyag@nyaganeft.ru  
ОКПО 50329266, ОГРН 1028681496723, ИНН КПП 861001672/097230031

от 13.01.2022 № ИСК-1Е-006-22

на № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

В совет по защите диссертаций  
на соискание ученой степени кандидата  
наук  
на базе ФГБОУ ВО «Тюменский  
индустриальный университет»

*Справка о внедрении результатов исследования  
в практическую деятельность АО «РН-Няганьнефтегаз»*

## Справка о внедрении

Материалы диссертации Спнищевой Татьяны Ивановны на тему: «Разработка методики планирования повторного селективного гидравлического разрыва пласта в скважинах с горизонтальным окончанием», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, используется в практической деятельности Управления повышения производительности резервуаров и геолого-технических мероприятий АО «РН-Няганьнефтегаз», в частности, для реализации опытно-промышленных испытаний проекта «Повторных селективных МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием Красноленинского месторождения».

По материалам исследования внедрена разработанная в диссертации методика планирования скважин-кандидатов, позволяющая существенно повысить качество проводимых операций.

Начальник управления повышения  
производительности резервуаров и  
геолого-технических мероприятий  
АО «РН-Няганьнефтегаз»

А.Н. Горбунов

Заместитель генерального директора  
- главный геолог  
АО «РН-Няганьнефтегаз»



Д.В. Емельянов

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«ТЮМЕНСКИЙ НЕФТЯНОЙ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР»  
(ООО «ТННЦ»)

Почтовый адрес: а/я 747, г. Тюмень, Тюменская область, 625000  
Юридический адрес: ул. Максима Горького, д. 42, г. Тюмень, Тюменская область, 625048  
Телефон: (3452) 55-00-55, Факс: (3452) 79-27-81, e-mail: tnnc@rosneft.ru  
ОКПО 55442802, ОГРН 1077203000434, ИНН/КПП 7202157173/ 720301001

В совет по защите диссертаций на соискание  
ученой степени кандидата наук на базе  
ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный  
университет»

*Справка о внедрении результатов исследования  
в практическую деятельность  
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»*

**Справка о внедрении**

Материалы диссертации Сеницыной Татьяны Ивановны на тему: «Разработка методики планирования повторного селективного гидравлического разрыва пласта в скважинах с горизонтальным окончанием», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, используются в практической деятельности ООО «Тюменский нефтяной научный центр». Методика используется для прогноза повторных селективных МСГРП на скважинах с горизонтальным окончанием для действующих проектных документов, а так же при планировании и мониторинге таких мероприятий на активах, курируемых ООО «Тюменский нефтяной научный центр».

По результату проведения ОПИ в пределах Каменного ЛУ Краснотурбинского НГКМ общая успешность проекта оценивается на уровне 83%. При этом дополнительная добыча нефти на конец 2022 года составила более 160 тыс. тонн с чистым дисконтированным доходом более 600 млн. руб.

Директор по инжинирингу и  
концептуальному  
проектированию  
ООО «ТННЦ»



Попович М.И.  
02.02.2023



Система менеджмента,  
сертифицированная DQS