

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

На правах рукописи

ВОТИНОВ АЛЕКСАНДР СЕРГЕЕВИЧ

**ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ И МОДЕЛИРОВАНИЕ  
ПРОПАНТНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА  
ЭКСПЛУАТАЦИОННОМ ОБЪЕКТЕ ВЗВ4 МОСКУДЬИНСКОГО  
НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Диссертация

на соискание ученой степени кандидата технических наук

2.8.4 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Научный руководитель:

доктор геолого-минералогических наук,  
профессор Галкин Сергей Владиславович

Пермь, 2022

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	4
Актуальность темы исследования.....	4
Степень разработанности темы исследования.....	5
Цель работы.....	5
Задачи исследования.....	5
Объект исследования.....	6
Предмет исследования.....	6
Научная новизна и теоретическая значимость выполненной работы.....	6
Практическая значимость исследования.....	7
Методология и методы исследования.....	8
Защищаемые положения.....	8
Личный вклад автора.....	9
Степень достоверности результатов работы.....	9
Фактический материал.....	9
Апробация результатов исследования.....	10
Публикации по теме исследования.....	11
Структура и объем работы.....	11
Благодарности.....	11
Глава 1. Анализ современного опыта проведения гидроразрыва пласта в карбонатных коллекторах.....	12
1.1. Международный и отечественный опыт проведения гидроразрыва пласта в карбонатных коллекторах.....	12
1.2. Анализ эффективности ГРП в карбонатных коллекторах нефтяных месторождений Пермского края.....	16
1.3. Текущее состояние разработки и геолого-физическая характеристика объекта исследования.....	24
Выводы по главе 1.....	29
Глава 2. Построение схемы естественной трещиноватости путем комплексирования методов обработки КВД и многомерной статистики.....	31

2.1. Определение типа карбонатного коллектора по данным гидродинамических исследований скважин по модели Уоррена-Рута.....	31
2.2. Разработка статистической модели для прогноза естественной трещиноватости карбонатных пород .....	37
2.3. Построение схемы естественной трещиноватости с учетом прогнозной статистической модели.....	48
Выводы по главе 2.....	51
Глава 3. Прогнозирование эффективности проведения гидравлического разрыва пласта с учетом естественной трещиноватости пород.....	52
3.1. Опыт проведения ГРП на объекте исследования .....	52
3.2. Влияние естественной трещиноватости на эффективность проведения ГРП	57
3.3. Разработка статистической модели для прогнозирования эффективности пропантных ГРП на объекте исследования .....	66
Выводы по главе 3.....	70
Глава 4. Моделирование трещины ГРП с учетом геомеханических параметров литотипов пород .....	72
4.1. Выделение литологических типов пород и построение геологической модели с учетом неоднородности литологии пластов .....	73
4.2. Дифференциация пустотного пространства карбонатных пластов путем комплексирования исследований методами радиоактивного каротажа и рентгеновской томографии керна .....	78
4.3 Построение модели трещины ГРП путем моделирования процесса ГРП в программном комплексе Frcsrgo и ее калибровка по результатам выполненных ГРП.....	85
Выводы по главе 4.....	105
Заключение .....	108
Список литературы .....	110

## **ВВЕДЕНИЕ**

### **Актуальность темы исследования**

Пермский край относится к «старому» нефтедобывающему региону Российской Федерации, большинство месторождений находится на поздних стадиях разработки. На сегодняшний день более 60 % остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) нефти месторождений Пермского края сосредоточено в карбонатных отложениях. Пятая часть из них находится в верейских пластах московского яруса, характеризующихся сложным геологическим строением и высокой степенью неоднородности продуктивных пластов. Ввиду этого данный тип эксплуатационных объектов в целом характеризуется не высокими коэффициентами извлечения нефти (КИН) и соответственно низкими темпами отбора от начальных извлекаемых запасов (НИЗ). Одним из наиболее типичных примеров верейских пластов является объект разработки ВЗВ4 Москудьинского нефтяного месторождения.

Эффективность добычи при разработке залежей нефти определяется многими показателями, одним из которых является продуктивность скважины, в том числе в пластах, характеризующихся сложными геолого-физическими условиями. Одним из наиболее применяемых и успешных методов интенсификации добычи нефти является гидравлический разрыв пласта (ГРП), а именно пропантный ГРП (ПГРП). Эффективность ГРП зависит как от геолого-физических характеристик нефтяного пласта, так и от качества моделирования процесса данного геолого-технического мероприятия (ГТМ), что в конечном итоге определяет его технологические параметры. В связи с этим, выявление и изучение факторов, влияющих на эффективность ГРП, ее прогнозирование, а также повышение качества моделирования процесса ГРП является актуальной задачей.

## **Степень разработанности темы исследования**

Большой вклад в исследования моделирования развития трещины ГРП в горной породе и проектирования процесса ГРП внесли такие ученые, как Ю.П. Желтов, Г.И. Баренблатт, С.А. Христианович, В.Г. Салимов, F. De Klerk, J. Geertsma, M. Prats, L.R. Kern, N.K. Perkins, K.G. Nolte, M.J. Economides, N.R. Warpinski и другие. Применению пропантных ГРП для повышения продуктивности добывающих скважин карбонатных объектов посвящены работы отечественных авторов: С.А. Кондратьева, В.Г. Салимова, А.В. Насыбуллина и других. Анализом влияния геолого-физических условий и технологических параметров на эффективность различных технологий ГРП занимались Лысенко В.Д., Грайфер В.И., С.А. Кондратьев, Р.Д. Каневская и другие. Достаточно подробно разобраны практические аспекты планирования, проектирования и работы в программных комплексах для моделирования процесса ГРП в работах В.Г. Салимова, О.В. Салимова, А.В. Насыбуллина, Н.Г. Ибрагимова.

Несмотря на большое количество исследований в области гидравлического разрыва пласта, изучение эффективности применения пропантных ГРП в условиях карбонатных пластов верейского горизонта представляет научный интерес.

### **Цель работы**

Повышение эффективности разработки верейской залежи Москудынского месторождения за счет повышения качества планирования процесса ГРП.

### **Задачи исследования**

1. Анализ эффективности применения технологий ГРП в карбонатных объектах нефтяных месторождений Пермского края.

2. Разработка статистической модели для прогнозирования зон трещиноватости и построение схемы естественной трещиноватости объекта ВЗВ4 Москудьинского месторождения.

3. Анализ геолого-промысловых данных для выявления геолого-технологических параметров, влияющих на эффективность пропантных ГРП, и разработка статистической модели прогнозирования их эффективности.

4. Повышение качества моделирования развития трещины ГРП за счёт выявления литологических типов пород верейского горизонта, определения статических геомеханических параметров пластов и построения профиля минимальных горизонтальных напряжений по результату анализа данных исследований на керне.

### **Объект исследования**

Карбонатный коллектор объекта разработки ВЗВ4 Москудьинского нефтяного месторождения.

### **Предмет исследования**

Эффективность выполнения пропантного ГРП в карбонатном коллекторе объекта ВЗВ4 Москудьинского нефтяного месторождения.

### **Научная новизна и теоретическая значимость выполненной работы**

1) Установлены информативные показатели, характеризующие естественную трещиноватость верейского эксплуатационного объекта, что позволило разработать статистическую модель прогноза наличия естественной трещиноватости объекта ВЗВ4 Москудьинского нефтяного месторождения.

2) Выявлены геолого-технологические параметры, влияющие на эффективность проведения пропантных ГРП в верейских продуктивных отложениях. Установлено, что эффективность проведения пропантного ГРП

в условиях развития преимущественно поровых коллекторов выше, чем в трещинно-поровых. Это позволило для объекта ВЗВ4 Москудьинского месторождения разработать статистически значимую модель прогнозирования эффективности применения пропантных ГРП.

3) В пределах карбонатной толщи верейских продуктивных отложений выделены 4 литотипа: высокопористый кавернозный; с чередованием маломощных пропластков высокопористых коллекторов и плотных пород; низкопористый; плотный. При этом для низкопористых интервалов карбонатного разреза установлено наличие потенциальной нефтеносности, в том числе за счет развития естественной трещиноватости.

4) Для верейских отложений на основе использования зависимости статического модуля Юнга от акустических показателей рассчитан профиль минимальных горизонтальных напряжений. Установлено, что в пределах выделенных литотипов геомеханические параметры горных пород существенно различны. Определены калибровочные параметры необходимые для моделирования распространения трещины ГРП.

### **Практическая значимость исследования**

1) На основе разработанной статистической модели построена схема естественной трещиноватости верейского эксплуатационного объекта Москудьинского нефтяного месторождения.

2) Разработанная статистическая модель прогноза удельного прироста дебита нефти позволяет оперативно оценить эффективность выполнения пропантных ГРП на объекте ВЗВ4 Москудьинского месторождения.

3) Научно обоснованная геомеханическая модель с учетом выделения литологических типов пород повышает достоверность моделирования развития трещины гидроразрыва и эффективность планирования пропантного ГРП.

4) Результаты диссертационной работы предлагается использовать при планировании процесса ГРП и оценке эффективности пропантных ГРП на объекте ВЗВ4 Москудьянского месторождения в Филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

Исследование выполнено в рамках государственного задания Минобрнауки РФ FSNM-2020-0027.

### **Методология и методы исследования**

Решение поставленных задач выполнялось методами рентгеновской томографии, математической статистики и моделированием процесса ГРП, с использованием программного продукта Fracpro. Выполнен сбор, структурирование и анализ геолого-промысловых данных, результатов интерпретации геофизических и гидродинамических исследований скважин (ГИС и ГДИС).

### **Защищаемые положения**

1. Статистическая модель прогнозирования естественной трещиноватости верейских продуктивных отложений Москудьянского нефтяного месторождения, разработанная на основе комплекса геолого-технологических показателей, и зональность ее развития.

2. Статистическая модель прогнозирования удельного прироста дебита нефти, комплексно учитывающая геологические и технологические параметры проведения ГРП на объекте ВЗВ4 Москудьянского месторождения.

3. Повышение достоверности прогнозирования геометрических параметров трещин ГРП посредством построения геомеханической модели с учетом литологических типов пород.



## **Личный вклад автора**

Вклад автора заключается: в сборе, обработке и анализе геолого-промысловых данных по динамике работы и исследованиям скважин; разработке статистических моделей прогнозирования зон трещиноватости и эффективности пропантных ГРП на объекте ВЗВ4 Москудьинского месторождения; построении схемы естественной трещиноватости рассматриваемого объекта; моделировании и калибровке развития трещины ГРП с учетом фильтрационно-емкостных и упруго-механических параметров выделенных литотипов пород.

## **Степень достоверности результатов работы**

Степень достоверности результатов исследований определяется обработкой значительного объема эмпирических данных и данных по исследованию скважин с помощью методов математической статистики, получением устойчивых статистических моделей, применением современного лабораторного оборудования, а также моделирования в программном симуляторе Fracpro.

## **Фактический материал**

Для достижения цели диссертационного исследования и решения поставленных задач использовались данные гидродинамических и геофизических исследований скважин, исследований керна, технологических параметров проведения ГРП на верейских эксплуатационных объектах нефтяных месторождений Пермского края. В том числе анализировалась следующая информация:

- База выполненных ГРП с 2006 по 2019 гг. по месторождениям Пермского края.
- 55 отчетов подрядных организаций о выполнении пропантных ГРП на 49 скважинах.

- База геолого-технических мероприятий (ГТМ), проведенных с 2006 по 2019 гг. на месторождениях Пермского края.
- Литолого-петрографические паспорта по восьми скважинам Москудьянского месторождения с наличием керна.
- Данные лабораторных исследований на образцах керна по двум скважинам Москудьянского месторождения.
- Результаты томографических исследований 4 полноразмерных, 8 стандартных и 8 кубических образцов керна по одной скважине.
- Данные по 414 кривым восстановления давления (КВД) 138 добывающих скважин объекта ВЗВ4 Москудьянского месторождения, обработанных в соответствии с моделью Уоррена-Рута.
- Результаты геофизических исследований скважин (база ГИС) и гидродинамических исследований скважин (база ГДИС) для 138 скважин Москудьянского месторождения.
- Данные по технологическим параметрам работы 138 добывающих скважин за весь период их эксплуатации.
- Текстовые файлы и модели трещин ГРП для 27 скважин Москудьянского месторождения.

### **Апробация результатов исследования**

Основные результаты диссертационной работы докладывались на: международной конференции «Рассохинские чтения» (г. Ухта, 2018 г.), ежегодных конкурсах на лучшую НТР ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (г. Пермь, 2018, 2020 гг.), конкурсе НТР молодых ученых и специалистов за 2018 год Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» (Пермь, 2019 г.), IX конкурсе ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» на лучшую НТР молодых ученых и специалистов за 2018 год (Волгоград, 2019 г.), X международной научно-практической конференции (г. Ижевск, 2020 г.), XIII всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (г. Пермь, 2020 г.).

## **Публикации по теме исследования**

По результатам диссертационного исследования опубликовано 10 научных работ: в том числе 3 – в журналах, входящих в перечень изданий, рекомендованных ВАК РФ, 4 – в изданиях, индексируемых в Scopus, Web of Science. Получен 1 патент.

## **Структура и объем работы**

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав и заключения. Список литературы содержит 129 наименований. Объем работы составляет 126 страниц текста, в том числе 39 рисунков и 18 таблиц.

## **Благодарности**

Автор выражает глубокую благодарность научному руководителю – профессору С.В. Галкину за помощь при выполнении работы. Автор выражает благодарность доценту В.А. Мордвинову, научному коллективу кафедры «Маркшейдерское дело, геодезия и геоинформационные системы» ПНИПУ под руководством профессора Ю.А. Кашникова, профессору В.В. Середину, а также благодарность за ценные консультации сотрудникам отдела планирования и сопровождения ГРП Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

# **ГЛАВА 1. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО ОПЫТА ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ**

## **1.1. Международный и отечественный опыт проведения гидроразрыва пласта в карбонатных коллекторах**

Суть технологии гидроразрыва пласта заключается в создании высокопроводящей трещины в горной породе путем нагнетания высоковязкой жидкости разрыва под давлением, превышающим давление разрыва породы и закреплением ее пропантом (пропантный ГРП), либо путем нагнетания жидкости разрыва и соляной кислоты (кислотный ГРП).

Впервые ГРП, как метод интенсификации добычи, применен в США в конце 40-х годов XX века. К 80-м годам XX века ГРП стал основным методом увеличения притока флюида в скважину, в особенности, для коллекторов с низкой проницаемостью [1]. Первые ГРП проводились с применением жидкостей разрыва на углеводородной основе, но впоследствии для приготовления жидкости разрыва использовалась вода с добавлением гуара. После проведения ГРП дебит скважин может увеличиваться во много раз, в результате снижения кольтматации призабойной зоны пласта (ПЗП), также может увеличиваться КИН, в связи с подключением к работе ранее недренируемых пропластков как по разрезу, так и по площади [2].

Большой вклад в исследование развития трещины ГРП в горной породе и проектирования процесса ГРП внесли такие ученые, как Ю.П. Желтов, Г.И. Баренблатт, С.А. Христианович, В.Г. Салимов, F. De Klerk, J. Geertsma, M. Prats, L.R. Kern, N.K. Perkins, K.G. Nolte, M.J. Economides, N.R. Warpinski и другие [1-9].

Анализом влияния геолого-физических условий и технологических параметров ГРП на эффективность различных технологий ГРП занимались Лысенко В.Д., Грайфер В.И., С.А. Кондратьев, Р.Д. Каневская и другие [10-13].

Практические аспекты планирования, проектирования и эффективности ГРП реализованы в специализированных программных комплексах для моделирования, что отражено в работах В.Г. Салимова, О.В. Салимова, А.В. Насыбуллина, Н.Г. Ибрагимова [3, 14].

Изучением геомеханического состояния и упруго-механических свойств горных пород занимались M.D. Zoback, В.А. Eaton, Ю.А. Кашников, В.М. Добрынин и другие [15-17].

К настоящему времени накоплен большой опыт мероприятий проведения ГРП в карбонатных коллекторах, которые, помимо России, проводятся в США, Канаде, Мексике, Европе, Саудовской Аравии и др. [2]. Для увеличения продуктивности скважин, разрабатывающих карбонатные залежи газа и нефти, применяют различные технологии и модификации ГРП.

В работе [18] описан опыт выполнения ГРП в низкопроницаемых газонасыщенных известняках месторождений Fallon и Personville (Техас, США). Пористость пласта варьируется в диапазоне от 2 до 14 %, проницаемость составляет от 0,003 до 0,7 мД. На данном месторождении пропантный ГРП проводился как в стандартном (щадящем), так и в массивированном вариантах. При стандартном ГРП закачано около 80 т песка фракции 20/40 меш. При массивированном ГРП закачано порядка 200 т песка фракции 20/40 меш и 21 т песка фракции 100 меш, для уменьшения неконтролируемых утечек жидкости разрыва. На одной из скважин проведен супермассивированный ГРП, в пласте размещено почти 1300 т песка. При всем при этом технология характеризуется наибольшей накопленной дополнительной добычей газа, что связано с закачкой большей массы песка и, соответственно, созданием и закреплением трещины большей протяженности.

Кроме того, на месторождениях США, Норвегии (Valhall field) и др. успешно применяется технология tip screen out или TSO для средне- и высокопроницаемых коллекторов [19]. В процессе выполнения данной технологии закачка пропанта производится с агрессивным увеличением

концентрации до 1200-1600 в редких случаях до 2000 кг/м<sup>3</sup> и увеличением размера пропанта. Например, увеличение типоразмера пропанта с фракции 40/60 меш до 20/40 меш на конечных стадиях программы закачки. В результате, создается короткая трещина с шириной до 25 мм и с проводимостью пропантной пачки до 3000 мкм<sup>2</sup>·м. Также, на конечных стадиях применяется пропант RCP для исключения выноса его в скважину в процессе работы пласта [2].

Стандартный кислотный гидроразрыв пласта (КГРП) применяется в карбонатных пластах с закачкой 15-28 % соляной кислоты (HCl) с удельным расходом кислоты от 1,2 до 6,2 м<sup>3</sup> на метр эффективной нефтенасыщенной толщины. Для успешного проведения КГРП необходимо, чтобы содержание растворимых в кислоте карбонатов превышало 60% [20].

В Венесуэле имеется опыт проведения кислотных ГРП на основе смеси органических кислот (смесь 13% уксусной и 9% муравьиной кислот – эквивалент 8% HCl) и смеси соляной и муравьиной кислоты (смесь 7% соляной и 11 % муравьиной кислот – эквивалент 14% HCl) [21]. В процессе выполнения КГРП в пласт закачано до 140 м<sup>3</sup> смеси органических кислот в четыре стадии, при расходе равном 2,5-2,9 м<sup>3</sup>/мин и устьевом давлении достигающим до 69 МПа. Смесь данных кислот также применяется на месторождениях Саудовской Аравии [22].

В Волго-уральском регионе России на каширо-верейских, башкирских и турнейско-фаменских карбонатных пластах успешно применяется технология кислотного ГРП с пропантом или кислотно-пропантного ГРП (КПГРП) с чередованием пачек кислоты и сшитого геля с пропантом [23-25]. Соляная кислота может иметь концентрацию от 15 до 24 %. В статье [26] описаны условия для успешного выполнения кислотно-пропантного ГРП. Отмечено, что для достижения полного эффекта от закрепления трещины пропантом следует поддерживать компенсацию добычи закачкой рабочего агента системой поддержания пластового давления (ППД). В противном случае эффективность КПГРП идентична эффективности стандартного

кислотного ГРП. Кроме того, наибольшая эффективность КПГРП достигается в условиях высокой расчлененности коллекторов и при наличии средне и высокопроницаемых прослоев.

В последние годы активно развивается технология кислотно-пропантного ГРП на основе гелированной соляной кислоты, которая выступает в качестве носителя пропанта [27]. Гелирование кислоты осуществляется вязкоупругими поверхностно-активными веществами (ВУ ПАВ). При этом ВУ ПАВ не является кольматантом и практически не загрязняет целевые пласты продуктами распада геля, как это делают жидкости разрыва на основе гуара, что положительно сказывается на остаточной проводимости пропантной пачки и проницаемости коллектора. Кроме того, такие гели показывают отличную пропантоудерживающую способность.

В Самарской области отмечен опыт выполнения кислотных, пропантных и кислотно-пропантных ГРП [28]. Операции ПГРП проводились с закачкой 30 т пропанта фракции 10/14 меш, максимальная концентрация пропанта составила  $1200 \text{ кг/м}^3$ , расход жидкости –  $3,0 \text{ м}^3/\text{мин}$ , загрузка полимера –  $3,0 \text{ кг/м}^3$ . Прирост дебита нефти от выполненного ГРП, на одной из скважин, составил 40 т/сут, однако продолжительность эффекта чуть более 2-х месяцев. Причинами непродолжительности эффекта являются ухудшенное энергетическое состояние пласта, низкая проницаемость матрицы пласта и быстрый отбор запасов нефти из естественных трещин.

Достаточно часто, освоение горизонтальных скважин производят с проведением многостадийных КГРП и ГРП (МКГРП и МГРП). В качестве примера рассмотрен опыт 5-ти стадийного ГРП на низкопроницаемых газоносных трещиноватых пластах Ковыктинского месторождения Восточной Сибири [29]. Результатом операции ГРП стало увеличение проводимости пласта более чем в 2 раза, а дебита скважины почти в 4 раза.

Несмотря на обширное освещение теоретических и практических аспектов гидравлического разрыва пласта в научной литературе, остается

много вопросов, которые привлекают внимание научного сообщества, в особенности, проведение пропантных ГРП в карбонатных коллекторах, так как эффективность ГРП сильно зависит от геолого-физических и технологических условий проведения мероприятий [30].

## **1.2. Анализ эффективности ГРП в карбонатных коллекторах нефтяных месторождений Пермского края**

В работах [31-32] детально рассмотрен вопрос эффективности проведения геолого-технических мероприятий на нефтяных месторождениях в Пермском крае. ГРП играет существенную роль в получении дополнительной добычи нефти от проведения мероприятий и в увеличении продуктивности скважин, в особенности, для северной, чернушинской и осинской групп месторождений.

В работах [33] описан обширный опыт выполнения ГРП на месторождениях Пермского края, в том числе в карбонатных коллекторах [34]. Работы по ГРП в регионе выполняются с полным циклом научно-инженерного сопровождения, что позволяет поддерживать эффективность мероприятий на достаточно высоком уровне [35-36].

За период с 2006 по 2019 г. в карбонатных коллекторах действующего добывающего фонда нефтяных месторождений Пермского края выполнено 825 операций ГРП. На рисунке 1.2.1 представлено распределение количества мероприятий по технологиям ГРП.

Традиционно, для карбонатных пластов применяют методы интенсификации добычи с использованием соляной кислоты (HCl) [6]. КГРП по стандартной технологии применяется с 2006 года. Суть технологии заключается в том, что соляная кислота закачивается одной или несколькими стадиями, чередуясь с пачками сшитого, либо линейного геля. В научной литературе отмечается, что для достижения наибольшего эффекта от технологии необходимо тщательное изучение геолого-физических параметров пласта и физико-химических свойств флюида [37]. За



рассматриваемый период наибольшую долю из общего числа операций составляет доля кислотных ГРП, которая равна 46 % или 380 скважино-операций (рисунок 1.2.1). Объем закачанной кислоты с концентрацией 15-24 % составил от 30 до 100 м<sup>3</sup> на одну операцию, удельный расход кислоты – 10,0 м<sup>3</sup>/м эффективной нефтенасыщенной толщины пласта, расход жидкости варьируется от 1,5 до 5,0 м<sup>3</sup>/мин. За период действия эффекта средний прирост дебита нефти составляет от 0 до 24,3 т/сут (среднее значение – 4,9 т/сут), длительность эффекта – от 0 до 5209 сут. Дополнительная добыча нефти при этом составляет от 0 до 91,3 тыс. т.

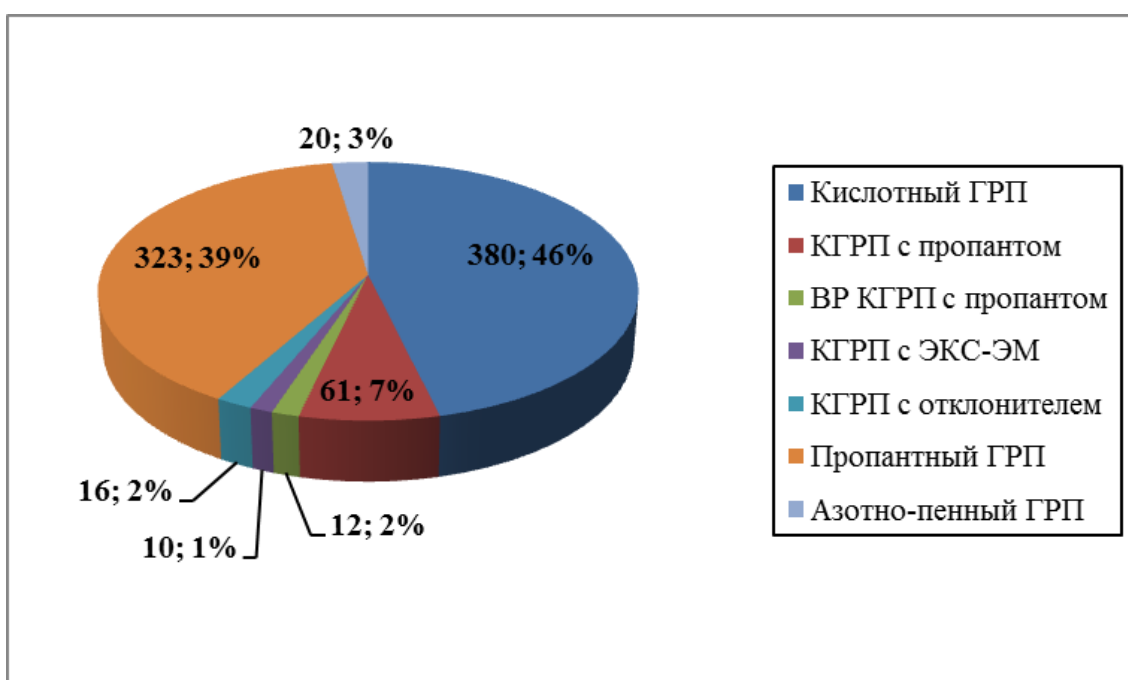


Рисунок 1.2.1 – Распределение технологий ГРП, выполненных в карбонатном коллекторе за период с 2006 по 2019 г.

С 2012 года промышленно применяется технология кислотного ГРП с пропантом (в научной литературе еще встречается название кислотно-пропантного ГРП), количество выполненных операций составило 61 или 7 % всех проведенных ГРП в карбонатном коллекторе (рисунок 1.2.1). Технология применяется в высокорасчлененных и неоднородных пластах с недостаточной связанностью каверн и трещин, с пониженным пластовым давлением, где стандартная технология КГРП дает низкую

продолжительность эффекта [25, 26]. В пласт закачивается, постадийно, кислотные и пропантные пачки. Пропант закачивается в пласт в смеси со сшитым гелем, перед пропантными пачками подаются буферные стадии сшитого геля. Количество кислотных и пропантных пачек может достигать значений от двух до четырех, в зависимости от толщины целевого разреза, количества интервалов перфорации и целей ГРП. За период было закачено от 3 до 30 т пропанта фракции 16/20 и 20/40 меш и от 30 до 100 м<sup>3</sup> соляной кислоты в расчете на одну скважину, удельный расход кислоты составил 9,3 м<sup>3</sup>/м, удельный расход пропанта – 1,6 т/м эффективной нефтенасыщенной толщины пласта. Расход жидкости изменялся в диапазоне от 3 до 5 м<sup>3</sup>/мин. За период действия эффекта средний прирост дебита нефти равен от 0,1 до 14,7 т/сут, со средним значением – 3,7 т/сут, длительность эффекта – от 15 до 2784 сут. Дополнительная добыча нефти при этом составила от 0,02 до 16,7 тыс. т.

В 2012-2013 годах, в рамках ОПР, выполнены 16 КГРП с SDA и ксилолом, применяемых в качестве отклонителя кислотного состава, доля от общего количества ГРП не превышает 2% (рисунок 1.2.1). Объем закачанной соляной кислоты с концентрацией 15% составил от 48 до 98 м<sup>3</sup>, при среднем удельном расходе 5,6 м<sup>3</sup>/м эффективной нефтенасыщенной толщины. Изменение значения расхода жидкости составило от 2,2 до 4,8 м<sup>3</sup>/мин. За период действия эффекта средний прирост дебита нефти равен от 0 до 13,2 т/сут, со средним приростом – 3,7 т/сут, длительность эффекта – от 0 до 2039 сут. Дополнительная добыча нефти при этом составила от 0 до 8,4 тыс. т.

Высокорасходный КГРП с пропантом выполняется с 2015 года на турнейско-фаменских карбонатных отложениях Соликамской депрессии. Суть технологии заключается в обеспечении большего охвата трещиной пласта по разрезу и по площади в условиях высокорасчлененных объектов за счет увеличенной скорости закачки жидкости разрыва. С рассматриваемого года выполнено 12 высокорасходных КГРП с пропантом, что составляет 2% от выполненных операций в карбонатном коллекторе за рассматриваемый

период времени, все мероприятия являются повторными, кратность операций составляет от 2 до 5. В пласт закачано от 18 до 50 т пропанта фракции 20/40, 16/20 меш и от 86 до 100 м<sup>3</sup> соляной кислоты, удельный расход кислоты составил 6,8 м<sup>3</sup>/м, удельный расход пропанта – 2,6 т/м эффективной нефтенасыщенной толщины пласта. Расход жидкости изменялся в диапазоне от 5,5 до 8 м<sup>3</sup>/мин. За период действия эффекта средний прирост дебита нефти равен от 1,0 до 5,4 т/сут, со средним значением – 2,6 т/сут, длительность эффекта – от 161 до 1955 сут. Дополнительная добыча нефти при этом составила от 0,4 до 5,8 тыс. т.

С 2016 года в промышленное применение введена технология кислотного ГРП с гидрофобной эмульсией ЭКС-ЭМ компании ЗАО «Полиэкс». Технология позволяет интенсифицировать добычу нефти из пластов с повышенной обводненностью до 50% (При стандартном КГРП критерий по обводненности составляет 30 %). Гидрофобная эмульсионная система имеет способность к загущению при смешивании с соленой водой пласта и, наоборот, к снижению вязкости при контакте с нефтью, при этом, в лабораторных условиях, проницаемость образцов керна по воде снижается до 96% [38-40]. В пласт производится чередующаяся закачка кислотного состава и гидрофобной эмульсии. В Пермском крае выполнено 10 КГРП с ЭКС-ЭМ с учетом опытно-промышленных работ (ОПР) (около 1 % от количества всех мероприятий по интенсификации добычи) (рисунок 1.2.1), с закачкой до 60 м<sup>3</sup> эмульсии и от 60 до 80 м<sup>3</sup> соляной кислоты. Удельный расход кислоты составил 12,0 м<sup>3</sup>/м эффективной нефтенасыщенной толщины. Расход жидкости изменялся в диапазоне от 1,8 до 4,0 м<sup>3</sup>/мин. За период действия эффекта средний прирост дебита нефти равен от 0,5 до 8,1 т/сут, со средним значением – 2,3 т/сут, длительность эффекта – от 494 до 1760 сут. Дополнительная добыча нефти при этом составила от 0,3 до 8,5 тыс. т.

В карбонатных коллекторах Пермского края, наряду с технологиями ГРП с использованием соляной кислоты, применяются пропантные и азотно-пенные ГРП. В 2013-2014 годах проведены ОПР по применению пропантных

ГРП (ПГРП) в карбонатных коллекторах и 2014 года перевод данной технологии в разряд промышленной. ПГРП является одной из самых дешевых технологий, применяемых на месторождениях Пермского края. Стоимость работ по ПГРП варьируется в диапазоне от 1,5 до 2-3 млн. рублей, что 2 раза дешевле кислотных и азотно-пенных ГРП (АПГРП) и в 3-4 раза более рентабельно в сравнении с высокорасходными КГРП с пропантом. Выполнено 323 скважино-операции на действующем добывающем фонде скважин или 39 % от общего числа операций ГРП (рисунок 1.2.1). В целевые интервалы закачано от 6 до 45 т пропанта, при среднем удельном расходе пропанта 7,6 т/м эффективной нефтенасыщенной толщины. Использовалась фракция пропанта 20/40, 16/20 (16/30) и 12/18 меш. Закачка проводилась с расходом от 2,3 до 5,0 м<sup>3</sup>/мин, загрузка полимера в жидкости разрыва составляет 2,6-3,8 кг/м<sup>3</sup>. Максимальная концентрация пропанта варьируется от 200 до 1200 кг/м<sup>3</sup>. За период действия эффекта средний прирост дебита нефти равен от 0 до 16,3 т/сут, со средним значением – 3,8 т/сут, длительность эффекта – от 0 до 2541 сут. Дополнительная добыча нефти при этом составила от 0 до 17,7 тыс. т.

С 2015 года выполнено 20 операций АПГРП с закачкой от 13 до 35 т пропанта фракции 16/20 (16/30) меш. Расход смеси составил от 2,4 до 4,0 м<sup>3</sup>/мин, загрузка полимера – 2,8-3,2 кг/м<sup>3</sup>. Максимальная концентрация пропанта составила от 260 до 1100 кг/м<sup>3</sup>. Максимальное качество пены варьировалось от 46 до 75 и более %. За период действия эффекта средний прирост дебита нефти равен от 0,7 до 10,2 т/сут, со средним значением – 4,1 т/сут, длительность эффекта – от 414 до 1474 сут. Дополнительная добыча нефти при этом составила от 0,5 до 11,0 тыс. т. Технология АПГРП применяется в условиях пониженного пластового давления, за счет закачки инертного газа – азота и меньших объемов полимера (гуара) обеспечивается более полное восстановление проводимости пропантной пачки и коллектора. При выполнении операции по АПГРП в пласт производится закачка в 2-3 раза меньше жидкости, чем при стандартной технологии ПГРП, однако

стоимость данного мероприятия превышает, в среднем, в 2 раза стоимость пропантного ГРП, в связи с чем, доля от общего числа мероприятий составляет всего лишь 3% (рисунок 1.2.1).

На рисунке 1.2.2 показано распределение среднесуточного прироста дебита нефти, средней дополнительной добычи нефти и среднего времени работы скважин с эффектом по технологиям ГРП в карбонатном коллекторе месторождений Пермского края (2006-2019 гг.).

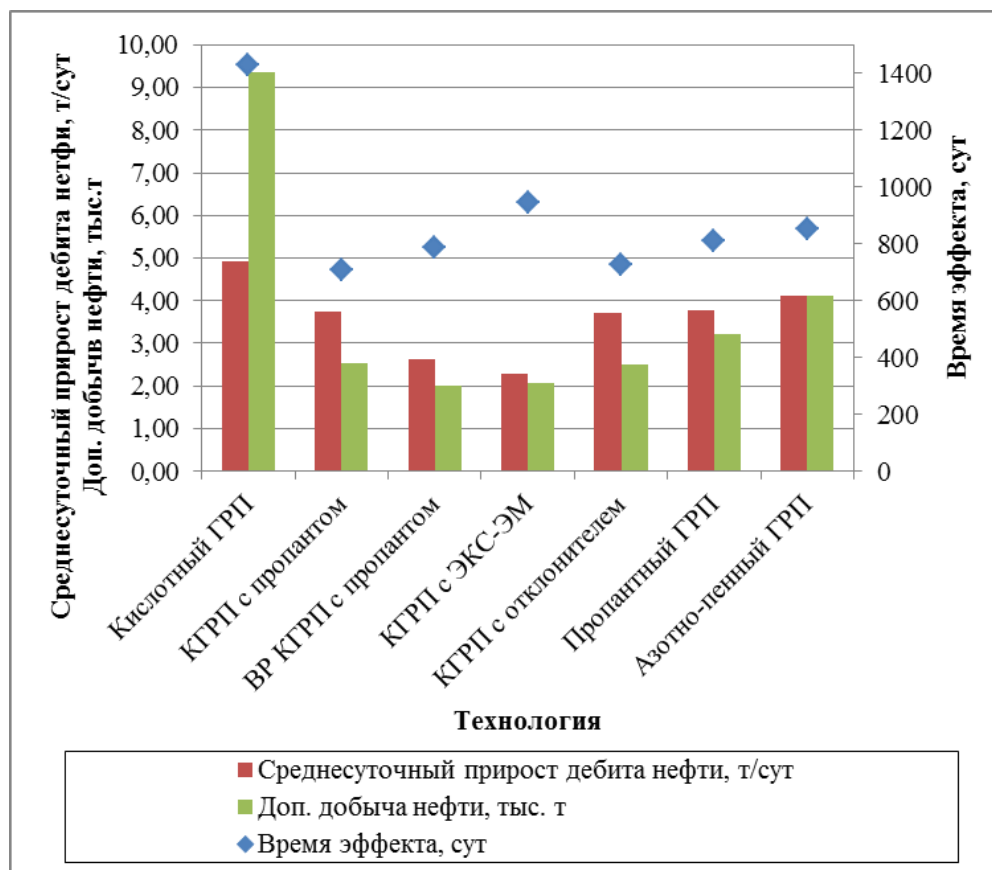


Рисунок 1.2.2 – Распределение показателей эффективности технологий ГРП, выполненных в карбонатном коллекторе за период с 2006 по 2019 г.

Из рисунка 1.2.2 видно, что наибольшую эффективность показывает технология КГРП, однако качество скважин-кандидатов со временем ухудшалось [33], что привело к снижению эффективности и частоте применения данной технологии, а на определенных объектах и вовсе отсутствия эффекта от КГРП [41]. Данный факт способствовал поиску и

развитию более эффективных технологий для увеличения продуктивности скважин в условиях карбонатного коллектора.

В связи с этим, с 2014 по 2019 г. доля КГРП от общего числа выполненных ГРП в карбонатах снизилась до 12 %, а доля пропантных ГРП выросла до 68% (рисунок 1.2.3).

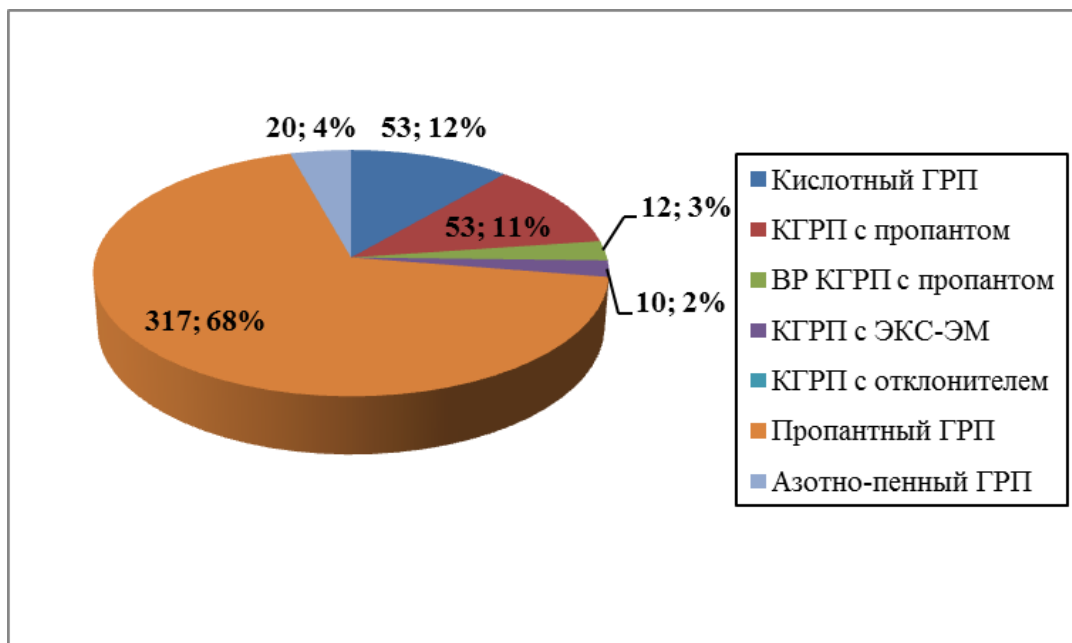


Рисунок 1.2.3 – Распределение технологий ГРП, выполненных в карбонатном коллекторе за период с 2014 по 2019 г.

На рисунке 1.2.4 отмечается, что наибольший среднесуточный прирост дебита нефти и средняя дополнительная добыча нефти соответствует азотно-пенным и пропантным ГРП, однако время работы скважин с эффектом не превышает 850 сут, так как на более чем 65% скважин эффект от технологий АПГРП и ПГРП является незаконченным.

Для поддержания и увеличения высокой эффективности пропантных ГРП развитие получили такие направления повышения эффективности ГРП, как:

- снижение кольматации пласта путем уменьшения загрузки полимера в жидкости разрыва и применения энзимных деструкторов для более полного восстановления проводимости пропантной пачки и пласта [42];

- снижение стоимости работ за счет исключения проведения стадии мини-ГРП на объектах с низким разбросом значений эффективного давления и давления смыкания трещин и с большим накопленным опытом работ без значительного числа технологических отклонений [43];

С учетом стоимости работ, средних значений дополнительной добычи и среднесуточного прироста дебита нефти наиболее эффективной технологией в карбонатном коллекторе является технология пропантного ГРП.

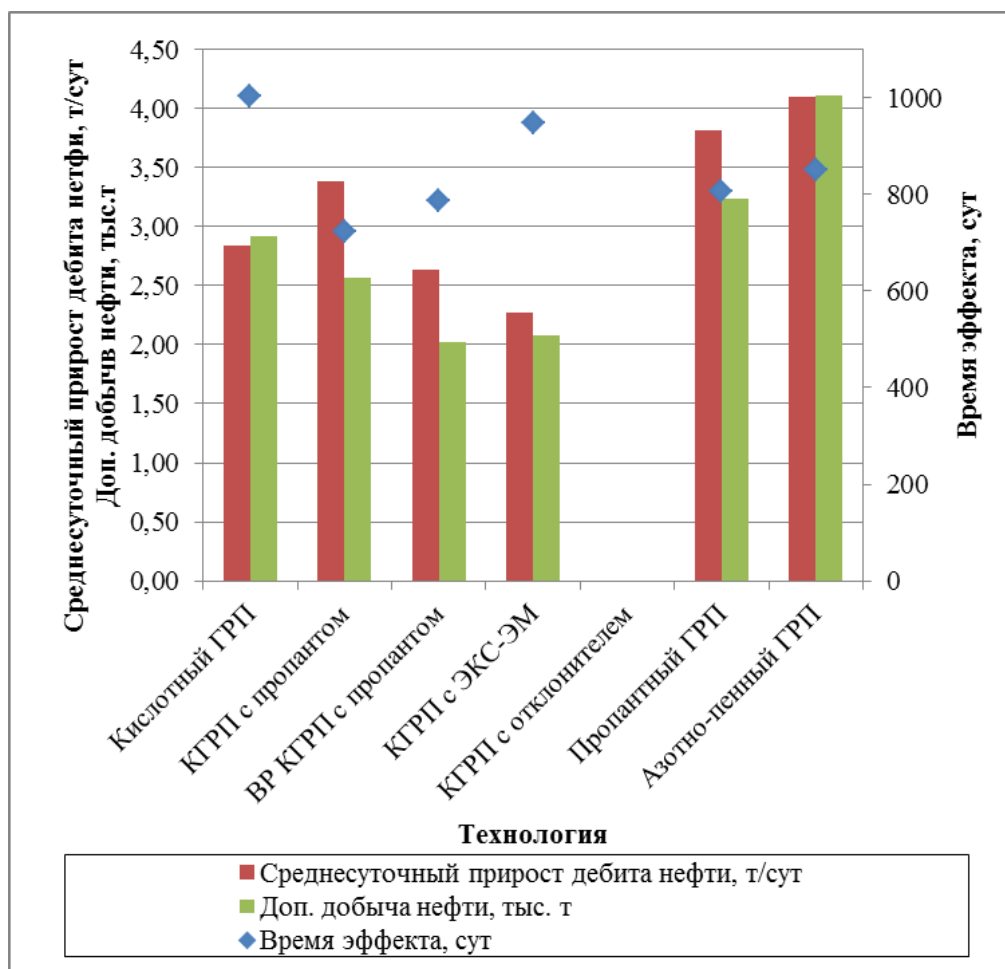
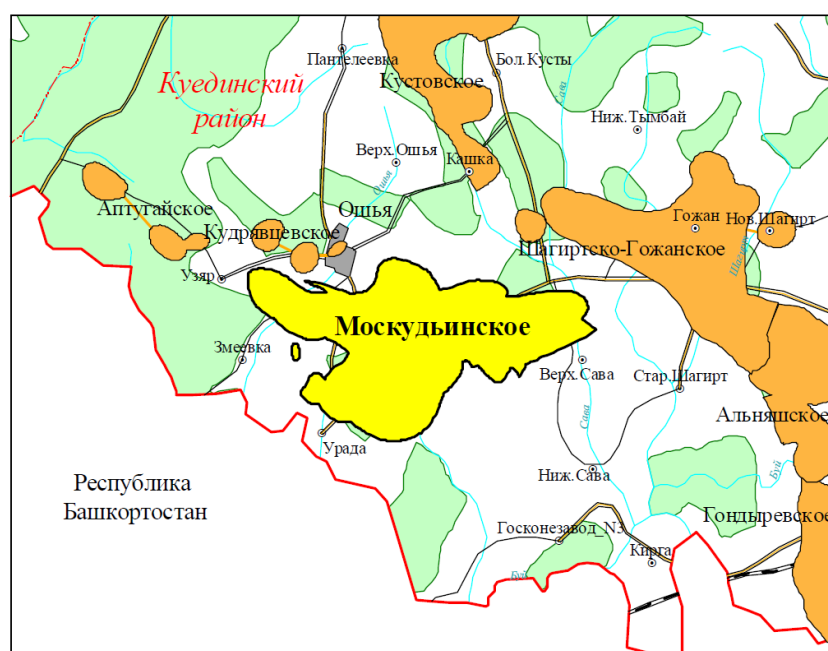


Рисунок 1.2.4 – Распределение показателей эффективности технологий ГРП, выполненных в карбонатном коллекторе за период с 2014 по 2019 г.

### 1.3. Текущее состояние разработки и геолого-физическая характеристика объекта исследования

Москудьинское месторождение нефти в административном отношении расположено на юге Пермского края, в 230 км к юго-западу от краевого центра г. Перми, в 30 км к западу от ст. Куеда Горьковской железной дороги. К наиболее крупным близлежащим населенным пунктам в исследуемом районе относятся деревни Узяр, Ошья, Змеевка, Урада (рисунок 1.3.1).



Масштаб 1:250000  
2,5 0 2,5 5 7,5 10 км



Рисунок 1.3.1 – Выкопировка из обзорной карты Пермского края [44]

Москудьинское нефтяное месторождение открыто в 1956 г. и введено в промышленную разработку в 1979 г.



Объект ВЗВ4 введен в разработку в 1979 г. (рисунок 1.3.2) и находится на 2 стадии разработки.

На 01.01.2022 г. действующий добывающий фонд составляет 142 скважины, действующий нагнетательный фонд – 39 скважин, система разработки на верейском объекте практически сформирована.

Добыча нефти за 2021 год составила 230,9 тыс. т, жидкости – 412,1 тыс. т. С начала эксплуатации отобрано 5401 тыс. т нефти (51,3 % от утвержденных НИЗ, 8143 тыс. т жидкости. Текущий КИН – 0,206.

За период разработки в продуктивную толщу закачано 8720 тыс. м<sup>3</sup> воды, накопленная компенсация отборов составила 95,0 %. В 2021 г. объем закачки воды составил 380,7 тыс. м<sup>3</sup>, текущая компенсация отборов жидкости – 86,4 %.

В 2015 г. по объекту достигнут максимальный темп отбора от НИЗ – 3,3 %. Годовая добыча жидкости составила 536,8 тыс. т, нефти – 348,6 тыс. т при обводненности 35,1 %. Начиная с 2015 года, наблюдается снижение уровней добычи нефти и жидкости, что обусловлено снижением действующего фонда скважин и ухудшением энергетического состояния залежи.

На фоне трехкратного увеличения отборов жидкости из пласта отмечается снижение пластового давления по залежи с 2010 года. Мероприятия по оптимизации системы ППД начаты во 2-м квартале 2010 г., на участках с пониженной энергетикой введены дополнительные очаги заводнения (рисунок 1.3.3). Для компенсации растущих отборов жидкости годовой объем закачки в 2011 – 2018 гг. увеличен с 276 до 616 тыс. м<sup>3</sup> (рисунок 1.3.2).

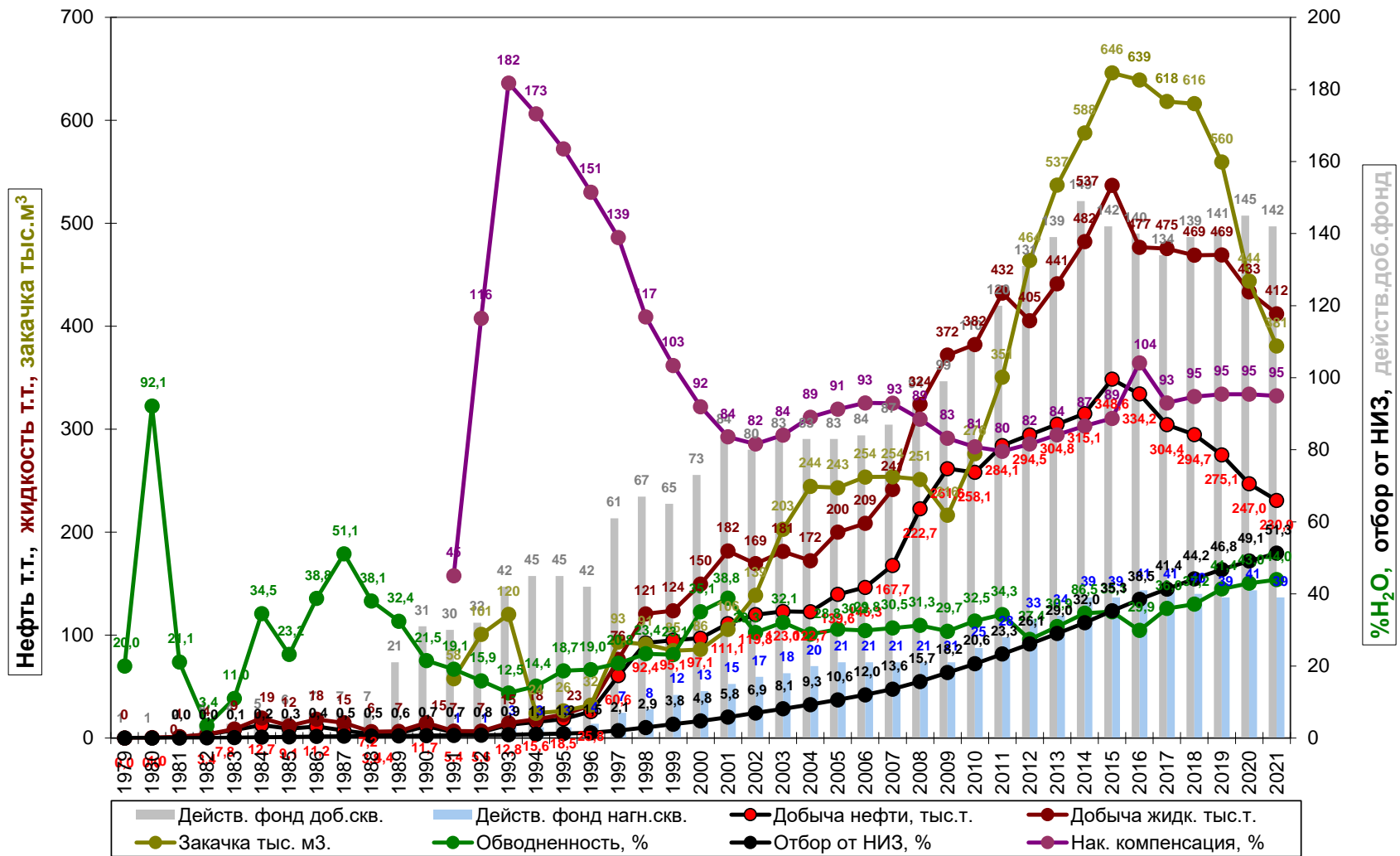


Рисунок 1.3.2 – График разработки объекта ВЗВ4 Московдинского месторождения

Несмотря на увеличение закачки жидкости в пласт системой ППД с 2014 года большая часть залежи находится в условиях ухудшенного энергетического состояния, пластовое давление ( $P_{пл}$ ) составляет меньше давления насыщения ( $P_{нас}$ ) – 8,3 МПа (начальное пластовое давление  $P_{плнач}$  равно 11,4 МПа). При этом пластовое давление имеет большой разброс в значениях (рисунок 1.3.3) ввиду того, что система ППД оказывает ограниченное влияние по площади залежи. Существуют участки залежи, которые не охвачены воздействием в связи с их удаленностью от очагов нагнетания, либо по причине отсутствия гидродинамической связи между зонами отбора и закачки.

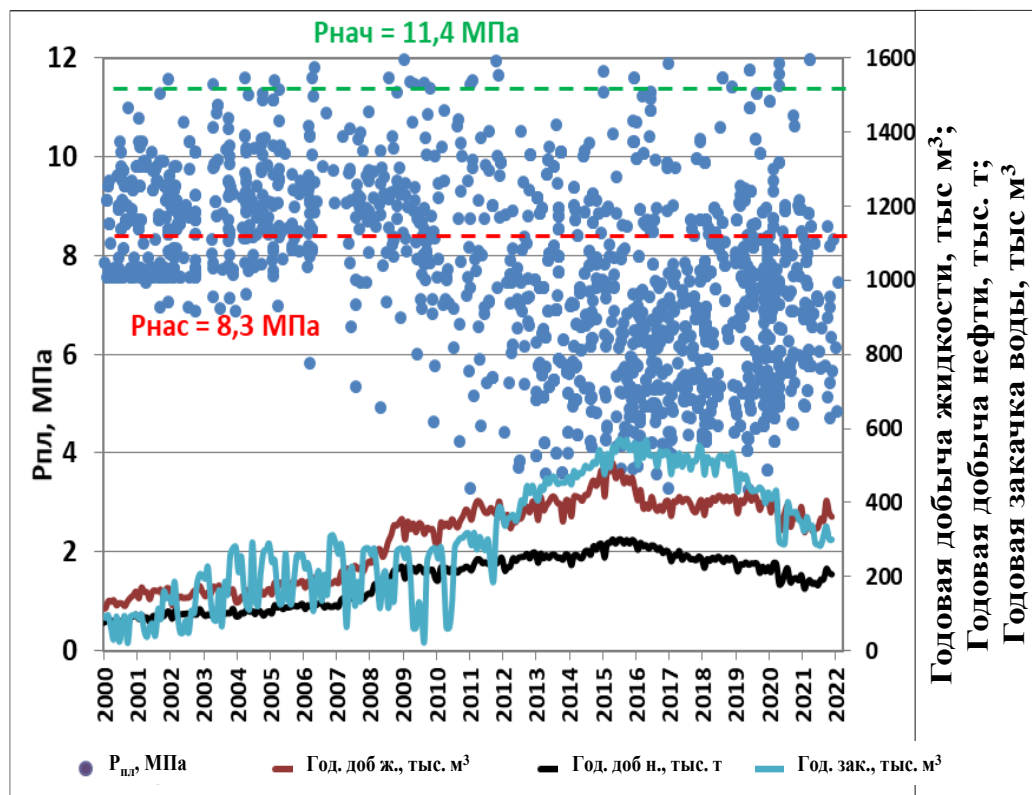


Рисунок 1.3.3 – Изменение пластового давления в зависимости от отборов жидкости, нефти и закачки воды. Объект ВЗВ4

Верейская залежь Москудынского месторождения является пластово-сводовой. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 3,5 м, коэффициент песчаности равен 0,245 д. ед, коэффициент расчлененности 3,2 д. ед. [44]

Эффективная нефтенасыщенная часть в большом количестве представлена известняками биоморфными и детритово-биоморфными (фораминиферовыми, водорослево-фораминиферовыми, детритово-фораминиферовыми, редко сгустково-фораминиферовыми). Треть составляют органогенно-детритовые известняки (фораминиферо- и сгустково-детритовые, известняковые раковинные песчаники). Остальные – сгустковые известняки (детритово-сгустковые, редко фораминиферо-сгустковые и фораминиферо-комковатые) [45].

Коллектора верейских отложений обладают высокой пористостью и являются хорошо проницаемыми для нефти. Средние значения пористости и проницаемости нефтенасыщенной части пласта составляют 0,16 д. ед и 0,296 мкм<sup>2</sup>. Коэффициент нефтенасыщенности составляет 0,73 д. ед. [44]

Граничные значения коэффициентов пористости ( $K_p^*$ ), проницаемости ( $K_{пр}^*$ ) и остаточной водонасыщенности ( $K_{ов}^*$ ) по керну верейского пласта представлены в таблице 1.3.1.

Таблица 1.3.1 – Принятые критические значения фильтрационно-емкостных свойств пласта ВЗВ4 Москудьинского месторождения [44]

Пласт	Критические значения ФЕС		
	$K_p^*$ , %	$K_{ов}^*$ , %	$K_{пр}^*$ , мкм <sup>2</sup> ·10 <sup>-3</sup>
C <sub>2vr</sub> (ВЗВ4)	7,0	63,2	0,54

Нефть характеризуется как высокосмолистая, парафинистая, высокосернистая, маловязкая (вязкость составляет 8,17 мПа·с) [44].

В таблице 1.3.2 указаны геолого-физические характеристики объекта разработки и их значения.

Таблица 1.3.2 Геолого-физическая характеристика объекта ВЗВ4 [44]

Параметры	Размерность	C2vr (ВЗВ4)
$H_{кр}$	м	1159,1 (-911,3)
Абс. отметка ВНК	м	-930
Залежь		пластово-сводовая
Коллектор		карбонатный
Площ. н/г-носности	тыс. м <sup>2</sup>	83117
$H_{пл}$	м	16,0
$h_n$	м	3,5
$K_n$	д. ед.	0,16
Коэфф. н/н пласта	д. ед.	0,73
$k_{пр}$	мкм <sup>2</sup>	0,296
Коэфф. песч.	д. ед.	0,245
Расч.	ед.	3,7
$T_{пл-нач}$	°С	24,2
$P_{пл-нач}$	МПа	11,4
$\mu_n$ в пл. усл.	МПа·с	8,17
$\rho_n$ в пл. усл.	г/см <sup>3</sup>	0,857
$\rho_n$ в пов. усл.	г/см <sup>3</sup>	0,868
$P_{нас}$	МПа	8,3
Газосодержание	м <sup>3</sup> /т	23,1
$K_{выг}$	д. ед.	0,561
$K_{прод}$	м <sup>3</sup> /сут·МПа	6,4

### Выводы по главе 1

1. Гидравлический разрыв пласта, как метод интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи пласта, имеет большую историю развития. Данный метод массово применяется в карбонатных коллекторах в США, России, Саудовской Аравии, Венесуэле, Канаде, Норвегии, Германии, Франции, странах Восточной Европы и др.

2. Значительное влияние на успешность и эффективность ГРП в карбонатных коллекторах оказывают как технологические параметры выполнения ГРП, так и физико-химические свойства пластовых флюидов и

геолого-физические параметры пластов, поэтому изучение данных аспектов является необходимым.

3. Одной из эффективных технологий ГРП в карбонатных коллекторах нефтяных месторождений Пермского края является технология пропантного ГРП. За период с 2014 года среднесуточный прирост дебита нефти составил 3,8 т/сут на одну скважину, средняя дополнительная добыча нефти составила 3,2 тыс. т на одну скважину.

4. Объект ВЗВ4 Москудьинского месторождения находится на 2 стадии разработки. Большая часть площади характеризуется ухудшенным энергетическим состоянием, пластовое давление ниже давления насыщения  $P_{нас}$  (8,3 МПа), при начальном пластовом давлении  $P_{плнач}$  равном 11,4 МПа.

5. Выделяемые в верейских отложениях по стандартному комплексу геофизических исследований скважин (ГИС) коллекторы обладают высокой пористостью и являются хорошо проницаемыми для нефти, но при этом являются сильно неоднородными по своим характеристикам как по площади, так и по разрезу. Средние значения пористости и проницаемости нефтенасыщенной части пласта составляют 0,16 д. ед. и 0,296 мкм<sup>2</sup>. Средние значения коэффициентов песчаности и расчлененности составляют 0,245 д. ед. и 3,7 ед. Учитывая высокую неоднородность пластов для верейского эксплуатационного объекта предполагается наличие дополнительных запасов нефти, которые могут быть приобщены к добыче за счет применения высокоэффективных методов повышения нефтеотдачи, прежде всего, технологии пропантного ГРП

## ГЛАВА 2. ПОСТРОЕНИЕ СХЕМЫ ЕСТЕСТВЕННОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ПУТЕМ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ МЕТОДОВ ОБРАБОТКИ КВД И МНОГОМЕРНОЙ СТАТИСТИКИ

### 2.1. Определение типа карбонатного коллектора по данным гидродинамических исследований скважин по модели Уоррена-Рута

Существуют различные упрощенные модели, описывающие фильтрацию жидкости в трещинно-поровых коллекторах – в коллекторах с двойной пустотностью. Модель Полларда (P. Pollard) разделяет коллектор на 3 области: матрица породы, трещины в призабойной зоне пласта и трещины в удаленной зоне пласта [46]. Модель Каземи (H. Kazemi) описывает коллектор как совокупность прослоев с высокой (трещины) и низкой (матрица) проницаемостью [47]. А. De Swaan предложил модель, описывающую неустановившуюся фильтрацию жидкости в трещинно-поровом коллекторе, который представлен матричными блоками правильной геометрической формы [48]. На практике часто используют данные упрощенные модели трещиноватых коллекторов для расчета параметров естественных трещин [49].

Одной из наиболее достоверных методик, описывающих фильтрацию жидкости в трещинно-поровом коллекторе, является методика, при которой коллектор соответствует модели Уоррена-Рута (J.E. Warren, P.J. Root) [50]. Модель описывает неустановившуюся фильтрацию жидкости по коллектору с естественными трещинами, который представлен блоками (матрица) простой одинаковой геометрической формы разделенными между собой равномерно расположенными интервалами, прямоугольной сетью трещин. При этом фильтрация жидкости протекает из матрицы в трещины, а из трещин флюид поступает к забою скважин. Данную модель еще называют моделью «пиленого сахара» [51]. Для разделения работы матрицы и трещин трещинно-порового коллектора авторы модели ввели два безразмерных параметра: относительную емкость трещин  $\omega$  и коэффициент

внутрипорового перетока  $\lambda$ . Параметр  $\omega$  характеризует отношение объема флюида в трещинах к общему объему флюида, содержащегося в коллекторе. Изменяется параметр в диапазоне от 0 до 1, при 1 – весь флюид находится в трещинах, при 0 – весь флюид аккумулирован в матрице породы. Параметр  $\lambda$  характеризует количество флюида, движущегося из матрицы в трещины и наоборот. Диапазон изменения параметра также составляет от 0 до 1, где 1 указывает на отсутствие трещин в плате, либо об идентичных характеристиках трещин и матрицы породы, то есть пласт является однородным. Однако даже при  $\lambda$  равном  $10^{-3}$  переток между матрицей и трещинами считается интенсивным, а при  $10^{-9}$  – слабым [52].

Характеристики как естественной, так и созданной трещиноватости на практике комплексно оцениваются по результатам ГДИС [53, 54], напряженного состояния кернов [55-57], специальных методов волнового акустического каротажа (ВАК-Д) [58], азимутальным электрическим микроимиджером и FMI [59-62].

Для оценки типа коллектора и параметров трещиноватости обработку кривых восстановления давления возможно проводить в соответствии с моделью Уоррена-Рута. КВД перестраивают в координатах забойного давления после остановки скважины на исследование  $P_{\text{заб}}$  от десятичного логарифма времени  $T$  ( $P_{\text{заб}}-\lg T$ ) [63]. В коллекторах с открытой естественной трещиноватостью на кривой восстановления давления выделяются две параллельные прямые и кривая между ними (рисунок 2.1.1).



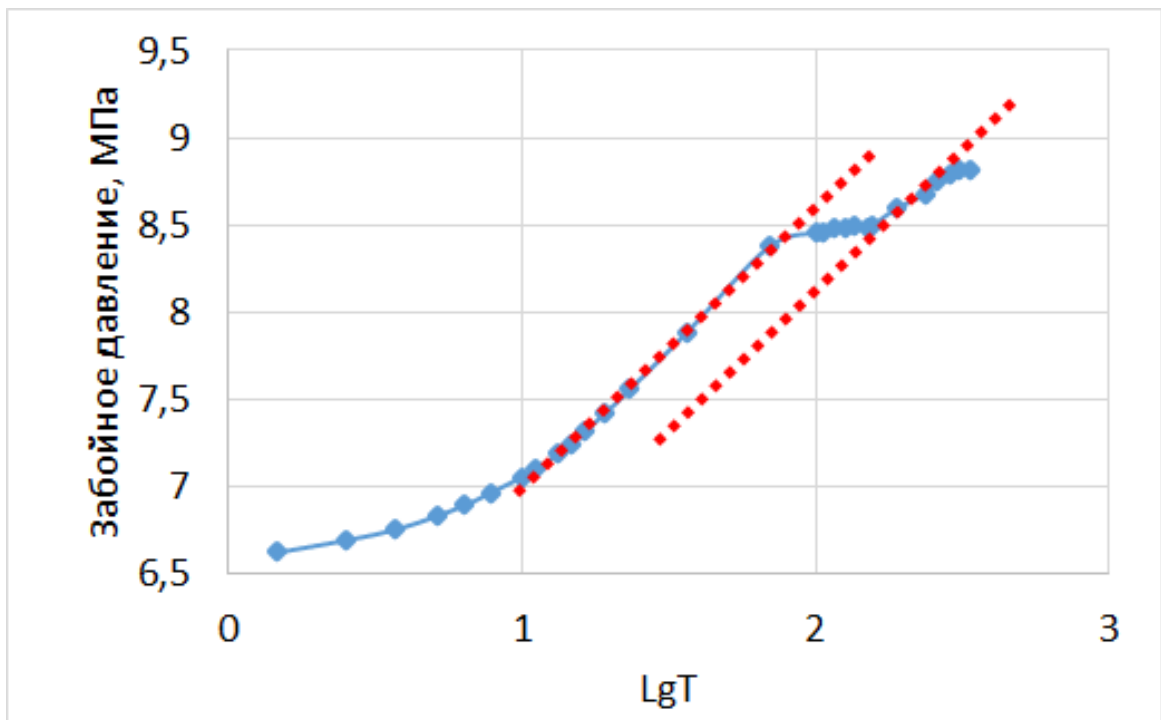


Рисунок 2.1.1 – Результаты исследований КВД по скважине № 972  
Москудынского месторождения, трещинно-порový коллектор

Для порового коллектора КВД в данных координатах имеет монотонно затухающий вид (рисунок 2.1.2)

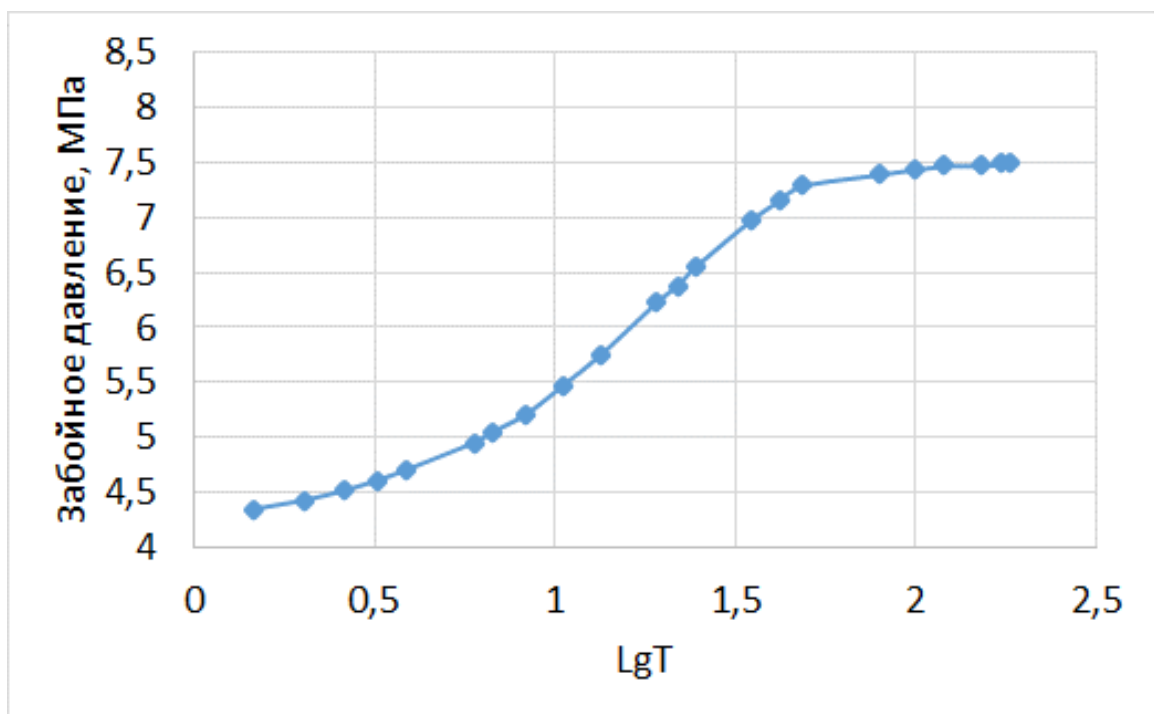


Рисунок 2.1.2 – Результаты исследований КВД по скважине № 631  
Москудынского месторождения, поровый коллектор [45]

Для 138 скважин карбонатного объекта ВЗВ4 выполнена обработка кривых восстановления давления в начальный период их эксплуатации для того, чтобы охарактеризовать естественное геологическое строение объекта, на которое не влияли какие-либо ГТМ и определен тип коллектора по модели Уоррена-Рута (таблица 2.1.1).

Таблица 2.1.1 – Результаты интерпретации данных КВД по модели Уоррена-Рута

№ скважины	Тип коллектора	№ скважины	Тип коллектора	№ скважины	Тип коллектора
416	поровый	616	поровый	471	трещ.-поровый
3084	поровый	453	поровый	493	трещ.-поровый
2150	поровый	659	поровый	621	трещ.-поровый
3069	поровый	463	поровый	2120	трещ.-поровый
2125	поровый	485	поровый	480	трещ.-поровый
121	поровый	606	поровый	2089	трещ.-поровый
238	поровый	2078	поровый	611	трещ.-поровый
2113	поровый	612	поровый	417	трещ.-поровый
457	поровый	626	поровый	896	трещ.-поровый
636	поровый	624	поровый	424	трещ.-поровый
461	поровый	631	поровый	320	трещ.-поровый
285	поровый	2014	поровый	649	трещ.-поровый
418	поровый	2079	поровый	129	трещ.-поровый
899	поровый	1280	поровый	205	не ясно
415	поровый	436	поровый	2110	не ясно
900	поровый	464	поровый	468	не ясно
2073	поровый	451	поровый	337	не ясно
467	поровый	958	поровый	427	не ясно
1276	поровый	642	поровый	970	не ясно
525	поровый	997	поровый	629	не ясно
462	поровый	2136	поровый	4020	не ясно
9003	поровый	2114	поровый	426	не ясно
455	поровый	2105	поровый	2071	не ясно
484	поровый	2117	поровый	2047	не ясно
2049	поровый	2135	поровый	2020	не ясно
3019	поровый	2106	поровый	414	не ясно
2034	поровый	657	поровый	139	не ясно
2045	поровый	2138	поровый	434	не ясно
352	поровый	3100	поровый	932	не ясно
1004	поровый	2144	поровый	134	не ясно

№ скважины	Тип коллектора	№ скважины	Тип коллектора	№ скважины	Тип коллектора
2021	поровый	660	поровый	2127	нет данных
2046	поровый	2142	поровый	466	нет данных
2011	поровый	2143	поровый	476	нет данных
489	поровый	210	поровый	524	нет данных
422	поровый	348	поровый	1817	нет данных
446	поровый	600	поровый	2148	нет данных
498	поровый	664	поровый	3068	нет данных
1254	поровый	2124	трещ.-поровый	435	нет данных
499	поровый	2077	трещ.-поровый	218	нет данных
491	поровый	2033	трещ.-поровый	941	нет данных
497	поровый	2103	трещ.-поровый	966	нет данных
3101	поровый	473	трещ.-поровый	625	нет данных
151	поровый	6009	трещ.-поровый	318	нет данных
273	поровый	420	трещ.-поровый	2031	нет данных
495	поровый	440	трещ.-поровый	412	нет данных
336	поровый	2015	трещ.-поровый	140	нет данных
3006	поровый	2051	трещ.-поровый	2146	нет данных
442	поровый	2061	трещ.-поровый	955	нет данных
627	поровый	419	трещ.-поровый	1286	нет данных
620	поровый	299	трещ.-поровый	632	нет данных
465	поровый	304	трещ.-поровый	976	нет данных
450	поровый	120	трещ.-поровый	1270	нет данных
897	поровый	972	трещ.-поровый	662	нет данных
387	поровый	204	трещ.-поровый	663	нет данных

В результате 91 скважина работают с поровым типом коллектора, на 30 скважинах коллектор принят трещинно-поровым, на 17-ти скважинах тип коллектора не ясен и на 24-ти скважинах нет достоверных данных КВД, либо данные отсутствуют.

Известно, что, при снижении давления на забое скважин и пластового давления в процессе разработки залежи происходит уменьшение раскрытости, либо полное смыкание естественных трещин, в результате расширения породы [49]. Вследствие чего уменьшается и продуктивность скважин [64]. Например, в работе [65] на одной из скважин Сибирского месторождения Пермского края в результате уменьшения пластового давления от начального на 19%, раскрытость трещин уменьшается на 73%. В

работе [66] отмечается изменение формы КВД на одной из скважин Озерного месторождения с течением времени при ухудшении энергетического состояния пласта. В начальный период разработки на КВД отмечаются две параллельные линии и характерный перегиб, то есть коллектор трещиноватый. Через 7 лет форма КВД изменилась на монотонно затухающий вид, что указывает на работу преимущественно матрицы породы, характерного для трещиноватого коллектора перегиба практически не видно.

Ранее, в разделе 1.3, описано, что с 2010 года отмечается ухудшение энергетического состояния объекта ВЗВ4, пластовое давление на большей части залежи ниже давления насыщения 8,3 МПа (73% от начального пластового давления). Около 40 % исследуемых скважин были запущены после 2010 года, а на 70% скважин пластовое давление по результатам ГДИ скважин не поднималось выше давления насыщения. В связи с этим, высока вероятность ошибки при определении типа коллектора, при этом существует необходимость прогнозирования зон естественной трещиноватости в условиях верейского объекта разработки Москудьинского месторождения для более полного описания геологического строения залежи.

Необходимо отметить, что согласно данным работы [67] раскрытость естественных трещин верейских эксплуатационных объектов по данным ГДИ составляет порядка 10 мкм, в отличие, например, от 65 мкм для трещинно-поровых коллекторов турне-фаменских продуктивных пластов. Согласно расчетам, из работы [68] при раскрытости 10 мкм трещинная проницаемость ( $k_{тр}$ ) даже при максимальной плотности (150 единичных трещин на 1 м геологического разреза) не превышает 2 мД. Вместе с тем, при моделировании гидроразрыва пласта путем нагружения кернов в работе [69] показано, что по данным микроскопии для уплотненных интервалов верейских отложений активно происходят процессы усиления естественной трещиноватости, при которых отдельные микротрещины соединяются друг с другом с увеличением их раскрытости.

## **2.2. Разработка статистической модели для прогноза естественной трещиноватости карбонатных пород**

Существуют различные методы математической статистики для прогноза изменения, зависимости и влияния друг на друга каких-либо геолого-технологических параметров [70, 71]. Для прогноза естественной трещиноватости карбонатных пород верейского объекта разработки Москудьинского месторождения наиболее подходит линейный дискриминантный анализ (ЛДА). Степень сходимости прогнозных и фактических данных имеет высокие значения, что подтверждается работами [72-76].

ЛДА представляет из себя метод статистики и машинного обучения для разделения двух и более классов событий или объектов путем поиска линейной комбинации параметров [77, 78].

В рамках работы построена схема естественной трещиноватости на основе ЛДА для дальнейшего использования ее при планировании и оценке эффективности пропантных ГРП на верейском карбонатном объекте (ВЗВ4) Москудьинского месторождения.

В результате определения типа коллектора из общей выборки скважин таблицы 2.1.1. получена обучающая выборка из 36 скважин. Из таблицы 2.1.1. в обучающую выборку не попали следующие скважины:

- на которых проводились какие-либо ГТМ в течение 18 месяцев после запуска, либо до проведения ГДИС;
- с горизонтальными стволами (ГС);
- запущенные после 2014 года;
- с начальной обводненностью более 25%;
- на которых ГДИС проведены после 2014 года;
- с максимальным забойным давлением при ГДИС менее 7,6 МПа (взято условно 2/3 от начального пластового давления – 11,4 МПа);
- с открытым стволом и сверлящей перфорацией.

Для сравнения средних значений параметров поровых и трещинно-поровых коллекторов использовался t-критерий Стьюдента (2.2.1):

$$t_p = \frac{|X_1 - X_2|}{\sqrt{\frac{1}{n_1} + \frac{1}{n_2} \left( \frac{(n_1 - 1)S_1^2 + (n_2 - 1)S_2^2}{n_1 + n_2 - 2} \right)}}, \quad (2.2.1)$$

где  $X_1, X_2$  – это средние значения параметров для порового и трещинно-порового коллектора или для 1 и 2 классов;  $S_1^2, S_2^2$  – дисперсии параметров обучающей выборки. Статистическая значимость различия средних значений определяется неравенством  $t_p > t_t$ , где критерий  $t_t$  имеет табличное значение и определяется в зависимости от уровня значимости ( $p$ ). Если  $p$  меньше 5%, то сравниваемые выборки значений параметров являются различными с вероятностью более 95%, [79, 80].

Для сравнения средних значений выбраны следующие параметры скважин обучающей выборки:

- абсолютная отметка кровли пласта ВЗВ4,  $H_{кр}$ , м;
- толщина пласта,  $H_{пл}$ , м;
- эффективная нефтенасыщенная толщина,  $h_n$ , м;
- пористость по ГИС,  $K_p$ , %;
- начальный дебит жидкости,  $Q_{ж0}$ , м<sup>3</sup>/сут;
- начальный дебит нефти,  $Q_{н0}$ , т/сут;
- начальная обводненность,  $W_0$ , %;
- дебит жидкости через полгода работы скважины,  $Q_{ж6}$ , м<sup>3</sup>/сут;
- дебит нефти через полгода работы скважины,  $Q_{н6}$ , т/сут;
- обводненность через полгода работы скважины,  $W_6$ , %;
- коэффициент изменения дебита жидкости за 6 месяцев работы скважины,  $k_{Qж6}$ , д.ед.;
- коэффициент изменения дебита нефти за 6 месяцев работы скважины,  $k_{Qн6}$ , д.ед.;
- коэффициент изменения обводненности за 6 месяцев работы скважины,  $k_{W6}$ , д.ед.

Примечание: за начальные параметры, индекс «0», взяты параметры через полгода работы скважины после ввода скважины в эксплуатацию, индекс «6» отображает работу скважины через год после ее ввода в эксплуатацию.

Для залежей месторождений Пермского края коэффициенты изменения дебита жидкости, дебита нефти и обводненности на  $n$ -ый месяц работы скважины рассчитываются по методике технико-экономической оценки эффективности ГТМ (ТЭО ГТМ) для каждого месяца работы скважин [81, 34], в данной работе рассчитывались средние коэффициенты с учетом методики по формулам (2.2.2), (2.2.3) и (2.2.4):

$$k_{Q_{жн}} = (\sum_{i=1}^n \frac{Q_{жи}}{Q_{ж(i-1)}}) / n, \quad (2.2.2)$$

$$k_{Q_{нн}} = (\sum_{i=1}^n \frac{Q_{ни}}{Q_{н(i-1)}}) / n, \quad (2.2.3)$$

$$k_{W_n} = (\sum_{i=1}^n \frac{W_i}{W_{i-1}}) / n, \quad (2.2.4)$$

где  $i$  – номер месяца работы скважины,  $n$  – количество месяцев работы скважины, за которые рассчитываются коэффициенты.

В таблице 2.2.1 представлено сравнение средних значений параметров скважин с поровым и трещинно-поровым типом коллектора.

Статистически значимо различие в средних значениях абсолютной отметки кровли пласта, обводненности через полгода работы скважин, коэффициентов изменения дебита жидкости и нефти в течение полу года работы скважин. Отмечается, что для трещинно-поровых коллекторов характерны низкие отметки положения кровли пласта. Скважины с трещинно-поровым коллектором быстрее обводняются, при этом коэффициенты изменения дебита жидкости и нефти скважин меньше, чем у скважин с поровым коллектором. Это означает, что дебиты скважин в трещинно-поровых коллекторах уменьшаются быстрее (таблица 2.2.1).

Таблица 2.2.1 – Средние значения параметров скважин двух классов

Параметр	Класс 1	Класс 2	t-знач.	p	N <sub>1</sub>	N <sub>2</sub>
H <sub>кр</sub> , м	-907,2±4,8	-910,9±5,1	2,22	0,03	18	18
H <sub>пл</sub> , м	16,4±0,6	16,3±0,8	0,60	0,55	18	18
h <sub>н</sub> , м	4,7±1,0	4,3±0,9	1,36	0,18	18	18
K <sub>п</sub> , %	21,6±3,0	20,2±2,7	1,45	0,16	18	18
Q <sub>ж0</sub> , т/сут	9,6±7,6	10,9±6,4	-0,52	0,60	18	18
Q <sub>н0</sub> , т/сут	7,8±6,2	8,8±5,4	-0,50	0,62	18	18
W <sub>0</sub> , %	6,3±3,6	8,4±5,8	-1,26	0,22	18	18
Q <sub>ж6</sub> , т/сут	9,7±7,8	8,9±6,1	0,32	0,75	18	18
Q <sub>н6</sub> , т/сут	7,9±6,4	7,2±5,1	0,40	0,69	18	18
W <sub>6</sub> , %	5,9±3,7	10,9±6,7	-2,77	0,01	18	18
k <sub>Qж6</sub> , д.ед.	1,006±0,060	0,951±0,082	2,28	0,03	18	18
k <sub>Qн6</sub> , д.ед.	1,011±0,063	0,945±0,085	2,64	0,01	18	18
k <sub>W6</sub> , д.ед.	0,981±0,225	1,114±0,358	-1,33	0,19	18	18

Примечание: индекс 1 – поровый, индекс 2 – трещинно-поровый.

Исходя из данных таблицы 2.2.1 следует, что пористость, определенная по ГИС в трещинно-поровых коллекторах меньше, при том, что начальные дебиты жидкости и нефти выше. Вероятно, пустотное пространство трещинно-поровых коллекторов не может быть описано в полной мере стандартным комплексом ГИС [82, 83].

В таблице 2.2.2 показаны коэффициенты взаимной линейной корреляции для параметров обучающей выборки.

При анализе корреляционных связей параметров скважин следует отметить высокую сходимость параметров начальных дебитов Q<sub>ж0</sub> и Q<sub>н0</sub> (r=1,00), дебитов через пол года работы Q<sub>ж6</sub> и Q<sub>н6</sub> (r=1,00), начального дебита жидкости Q<sub>ж0</sub> с параметрами Q<sub>ж6</sub> и Q<sub>н6</sub> (r=0,83 и 0,81, соответственно), начального дебита нефти Q<sub>н0</sub> с параметрами Q<sub>ж6</sub> и Q<sub>н6</sub> (r=0,83 и 0,82, соответственно), обводненности W<sub>6</sub> и коэффициента изменения обводненности k<sub>W6</sub> (r=0,60), а также коэффициента изменения дебита жидкости k<sub>Qж6</sub> и нефти k<sub>Qн6</sub> (r=0,97). Данный факт указывает на нецелесообразность их совместного использования при комплексном анализе.



Таблица 2.2.2 – Коэффициенты взаимной линейной корреляции для параметров скважин обучающей выборки

	$H_{кр}$	$H_{пл}$	$h_n$	$K_n$	$Q_{ж0}$	$Q_{п0}$	$W_0$	$Q_{ж6}$	$Q_{п6}$	$W_6$	$k_{Q_{ж6}}$	$k_{Q_{п6}}$	$k_{W_6}$
$H_{кр}$	-	0,02	0,30	0,07	0,28	0,26	0,04	0,26	0,27	-0,28	-0,05	-0,01	-0,20
$H_{пл}$		-	0,06	0,11	0,20	0,19	0,00	0,09	0,07	-0,08	-0,13	-0,10	-0,09
$h_n$			-	0,06	0,36	0,38	-0,32	0,34	0,36	-0,35	-0,05	-0,02	0,02
$K_n$				-	0,03	0,03	-0,04	0,04	0,04	-0,35	0,13	0,21	-0,33
$Q_{ж0}$					-	1,00	-0,21	0,83	0,81	-0,30	-0,13	-0,12	-0,10
$Q_{п0}$						-	-0,26	0,83	0,82	-0,32	-0,13	-0,12	-0,08
$W_0$							-	-0,14	-0,16	0,27	0,08	0,13	-0,48
$Q_{ж6}$								-	1,00	-0,30	0,37	0,36	-0,16
$Q_{п6}$									-	-0,35	0,38	0,38	-0,19
$W_6$										-	-0,07	-0,19	0,60
$k_{Q_{ж6}}$											-	0,97	-0,13
$k_{Q_{п6}}$												-	-0,23
$k_{W_6}$													-

В целом, при рассмотрении коэффициентов взаимной линейной корреляции параметров обучающей выборки по скважинам с поровым и трещинно-поровым типом коллектора отмечается высокая сходимость также у параметров, описанных выше (таблицы 2.2.3 и 2.2.4).

Таблица 2.2.3 – Коэффициенты взаимной линейной корреляции параметров скважин обучающей выборки (поровый тип коллектора)

	$H_{кр}$	$H_{пл}$	$h_n$	$K_n$	$Q_{ж0}$	$Q_{п0}$	$W_0$	$Q_{ж6}$	$Q_{п6}$	$W_6$	$k_{Q_{ж6}}$	$k_{Q_{п6}}$	$k_{W_6}$
$H_{кр}$	-	-0,12	0,13	-0,17	0,47	0,46	0,16	0,46	0,46	-0,04	-0,06	-0,11	-0,07
$H_{пл}$		-	0,22	-0,20	0,37	0,36	-0,14	0,17	0,17	-0,33	-0,37	-0,38	-0,09
$h_n$			-	-0,14	0,42	0,42	-0,12	0,42	0,43	-0,21	0,02	0,06	0,04
$K_n$				-	-0,28	-0,30	0,02	-0,26	-0,28	0,06	0,09	0,14	-0,04
$Q_{ж0}$					-	1,00	-0,32	0,80	0,78	-0,15	-0,35	-0,42	0,16
$Q_{п0}$						-	-0,36	0,81	0,79	-0,14	-0,34	-0,41	0,18
$W_0$							-	-0,28	-0,25	-0,23	0,05	0,17	-0,79
$Q_{ж6}$								-	1,00	-0,17	0,26	0,17	0,04
$Q_{п6}$									-	-0,22	0,29	0,20	-0,00
$W_6$										-	0,04	-0,05	0,69
$k_{Q_{ж6}}$											-	0,97	-0,15
$k_{Q_{п6}}$												-	-0,27
$k_{W_6}$													-

Таблица 2.2.4 – Коэффициенты взаимной линейной корреляции параметров скважин обучающей выборки (трещинно-поровый тип коллектора)

	$H_{кр}$	$H_{пл}$	$h_n$	$K_p$	$Q_{ж0}$	$Q_{н0}$	$W_0$	$Q_{ж6}$	$Q_{н6}$	$W_6$	$k_{Q_{ж6}}$	$k_{Q_{н6}}$	$k_{W_6}$
$H_{кр}$	-	0,05	0,36	0,15	0,18	0,15	0,11	0,03	0,03	-0,22	-0,31	-0,23	-0,17
$H_{пл}$		-	-0,13	0,33	0,06	0,05	0,10	0,00	-0,03	0,08	-0,07	-0,03	-0,07
$h_n$			-	0,17	0,36	0,40	-0,42	0,22	0,25	-0,36	-0,28	-0,29	0,09
$K_p$				-	0,50	0,49	0,02	0,45	0,45	-0,51	0,02	0,11	-0,49
$Q_{ж0}$					-	0,99	-0,18	0,89	0,89	-0,57	0,10	0,19	-0,35
$Q_{н0}$						-	-0,27	0,88	0,89	-0,60	0,09	0,17	-0,32
$W_0$							-	-0,04	-0,08	0,35	0,22	0,27	-0,47
$Q_{ж6}$								-	1,00	-0,45	0,52	0,60	-0,33
$Q_{н6}$									-	-0,50	0,50	0,58	-0,33
$W_6$										-	0,12	-0,01	0,53
$k_{Q_{ж6}}$											-	0,97	-0,02
$k_{Q_{н6}}$												-	-0,10
$k_{W_6}$													-

В результате, параметры скважин обучающей выборки, на основе которых построена прогнозная статистическая модель методом ЛДА для определения типа коллектора, следующие:

- абс. отметка кровли,  $H_{кр}$ , м;
- толщина пласта,  $H_{пл}$ , м;
- эффективная нефтенасыщенная толщина,  $h_n$ , м;
- коэффициент пористости по ГИС,  $K_p$ , %;
- начальный дебит нефти,  $Q_{н0}$ , т/сут;
- начальная обводненность,  $W_0$ , %;
- коэффициент изменения дебита нефти за 6 месяцев работы скважины,  $k_{Q_{н6}}$ , д.ед.;
- коэффициент изменения обводненности за 6 месяцев работы скважины,  $k_{W_6}$ , д.ед.

Значения параметров обучающей выборки скважин и прогнозная статистическая модели представлены в таблице 2.2.5.

В результате получена линейно-дискриминантная функция (ЛДФ), которая разделяет скважины по типу коллектора на поровый и трещинно-поровый (2.2.5):

$$Z = 116,4 + 0,142 \cdot H_{кр} + 0,463 \cdot H_{пл} + 0,198 \cdot h_n + 0,0025 \cdot K_{п} - 0,1225 \cdot Q_{н0} - 0,198 \cdot W_0 + 9,208 \cdot k_{Q_{н6}} - 2,017 \cdot k_{W_6}, \quad (2.2.5)$$

при  $R = 0,73$  [84].

Математический символ (плюс-минус) коэффициентов параметров в ЛДФ соответствуют физическому смыслу. Скважины с естественно трещиноватым коллектором имеют меньшую общую толщину пласта, нефтенасыщенную толщину пласта и пористость, при большом начальном дебите нефти и обводненности и меньшем коэффициенте изменения дебита, то есть темп падения дебита нефти выше в сравнении со скважинами с поровым типом коллектора. Кровля трещинно-поровых коллекторов находится ниже.

Таблица 2.2.5 – Значения параметров обучающей выборки скважин и прогнозной статистической модели

№ п/п	№ скв.	Тип коллектора	H <sub>кр</sub> , м	H <sub>пл</sub> , м	h <sub>н</sub> , м	K <sub>п</sub> , %	Q <sub>ж0</sub> , м3/сут	Q <sub>н0</sub> , т/сут	W <sub>0</sub> , %	Q <sub>ж6</sub> , м3/сут	Q <sub>н6</sub> , т/сут	W <sub>6</sub> , %	k <sub>Qж6</sub> , д.ед.	k <sub>Qн6</sub> , д.ед.	k <sub>w6</sub> , д.ед.	Z	P (Z)
1	416	1	-909,7	16,2	4,2	27,0	1,9	1,5	5,2	1,9	1,7	5,0	1,001	1,013	0,994	1,49	0,96
2	121	1	-912,3	16,4	5,8	15,3	6,0	5,3	2,2	7,0	6,0	6,9	1,026	1,021	1,208	1,24	0,93
3	467	1	-915,7	17,0	4,6	25,0	5,9	4,9	6,0	6,1	5,2	2,2	1,004	1,011	0,846	0,78	0,83
4	462	1	-903,3	16,1	3,4	23,6	8,9	7,6	3,0	10,1	7,5	15,3	1,022	0,998	1,310	1,11	0,91
5	455	1	-908,2	16,6	4,8	21,5	8,0	6,0	14,5	9,5	8,3	0,0	1,030	1,056	0,297	1,39	0,95
6	1004	1	-907,8	16,4	2,4	17,4	1,0	0,6	9,7	1,0	0,6	7,4	0,993	1,000	0,956	0,65	0,79
7	422	1	-912,0	15,9	5,3	24,8	1,0	0,6	6,5	1,2	1,0	8,1	1,035	1,086	1,039	1,67	0,97
8	446	1	-904,8	15,4	3,7	24,8	1,2	1,0	5,4	1,5	1,2	4,9	1,035	1,032	0,983	1,93	0,98
9	498	1	-910,4	15,7	4,0	21,1	3,0	2,3	10,8	3,0	2,4	10,0	1,000	1,008	0,988	-0,12	0,44
10	491	1	-908,2	16,3	5,6	22,1	4,0	3,4	9,6	5,0	4,1	10,0	1,037	1,036	1,007	1,10	0,91
11	495	1	-904,7	16,1	5,2	22,1	9,0	7,5	5,0	25,1	21,3	3,1	1,186	1,191	0,922	3,40	1,00
12	627	1	-909,4	16,4	4,0	23,8	20,4	16,3	4,1	16,0	12,3	7,5	0,961	0,955	1,106	-0,76	0,17
13	620	1	-908,6	17,1	5,6	21,3	18,3	15,1	1,0	9,3	7,3	5,0	0,893	0,886	1,307	-0,33	0,34
14	616	1	-908,2	17,6	5,9	21,3	17,5	14,0	3,8	18,2	14,0	7,4	1,006	1,000	1,117	1,05	0,90
15	659	1	-901,6	15,5	5,4	18,2	23,9	19,9	4,0	25,1	20,6	5,6	1,008	1,005	1,058	0,33	0,66
16	624	1	-897,0	17,2	5,5	19,1	21,3	17,0	8,0	18,7	15,7	3,4	0,978	0,986	0,867	1,54	0,96
17	2014	1	-909,7	17,4	3,8	19,0	10,2	8,7	4,3	8,4	7,3	1,5	0,967	0,971	0,841	1,19	0,92
18	451	1	-898,5	16,3	5,5	22,2	11,8	9,2	11,2	7,3	6,2	3,1	0,923	0,936	0,807	0,93	0,87
19	2103	2	-907,3	15,3	5,1	19,9	18,0	14,5	7,7	14,8	12,6	2,1	0,968	0,978	0,806	-0,47	0,28

№ п/п	№ скв.	Тип коллектора	H <sub>кр</sub> , м	H <sub>пл</sub> , м	h <sub>п</sub> , м	K <sub>п</sub> , %	Q <sub>ж0</sub> , м3/сут	Q <sub>п0</sub> , т/сут	W <sub>0</sub> , %	Q <sub>ж6</sub> , м3/сут	Q <sub>п6</sub> , т/сут	W <sub>6</sub> , %	k <sub>Qж6</sub> , д.ед.	k <sub>Qп6</sub> , д.ед.	kw <sub>6</sub> , д.ед.	Z	P (Z)
20	6009	2	-918,5	16,3	5,1	24,5	18,8	16,2	5,3	18,1	15,3	7,0	0,994	0,991	1,047	-1,67	0,03
21	420	2	-907,8	16,7	4,6	21,0	10,0	7,0	20,0	10,9	8,6	9,9	1,015	1,035	0,890	-1,15	0,09
22	440	2	-916,3	16,2	3,8	18,3	10,0	8,0	10,0	7,3	5,9	8,0	0,949	0,950	0,963	-1,82	0,02
23	419	2	-905,3	17,8	4,6	24,9	14,7	12,0	6,8	8,9	7,3	7,1	0,920	0,920	1,007	0,44	0,71
24	299	2	-915,7	15,5	4,0	15,6	1,2	0,9	13,5	1,1	0,5	25,0	0,978	0,909	1,108	-2,50	0,01
25	304	2	-907,4	15,5	3,8	19,0	7,7	6,3	11,2	8,9	7,6	7,2	1,026	1,033	0,929	-0,06	0,47
26	120	2	-913,6	17,1	4,4	19,9	7,0	6,3	3,0	8,0	6,0	12,1	1,022	0,992	1,262	0,48	0,73
27	972	2	-913,1	16,6	2,4	20,5	10,7	7,2	22,4	10,4	7,3	24,2	0,996	1,002	1,013	-3,42	0,00
28	204	2	-922,6	15,5	3,2	20,7	8,0	6,9	2,0	5,7	4,7	5,9	0,945	0,938	1,194	-2,03	0,01
29	471	2	-910,4	16,4	5,4	21,4	13,2	10,6	7,9	14,0	11,1	10,0	1,010	1,007	1,040	-0,07	0,46
30	493	2	-905,0	16,3	6,0	19,6	12,0	10,0	5,1	1,0	0,8	7,7	0,664	0,655	1,072	-1,93	0,02
31	621	2	-905,9	16,0	3,7	18,7	20,0	16,4	5,8	16,2	12,9	8,3	0,966	0,961	1,061	-0,74	0,18
32	480	2	-910,6	17,2	4,0	23,7	16,0	13,1	6,9	12,0	9,3	11,9	0,953	0,944	1,096	-0,82	0,15
33	611	2	-908,9	15,8	5,0	20,9	21,1	17,7	3,4	19,3	16,1	4,0	0,985	0,984	1,028	-0,38	0,31
34	320	2	-912,0	17,7	2,8	18,1	2,0	1,3	9,7	1,0	0,7	12,5	0,888	0,897	1,044	-0,48	0,27
35	649	2	-904,0	15,3	4,2	23,0	2,0	1,3	9,7	1,0	0,6	9,7	0,891	0,883	1,000	-0,21	0,40
36	129	2	-911,7	15,8	4,8	14,7	3,1	2,6	0,1	2,3	1,7	23,6	0,953	0,930	2,486	-1,76	0,03

Примечание: тип коллектора 1 – поровый, 2 – трещинно-поровый.

Область применения статистической модели представлена в таблице 2.2.6.

Таблица 2.2.6 – Области значений геолого-технологических параметров скважин

<b>Параметр</b>	<b>Диапазон значений параметров</b>
$H_{кр}$ , м	-922,6÷-897,0
$H_{пл}$ , м	15,3÷17,8
$h_n$ , м	2,4÷6,0
$K_n$ , %	14,7÷27
$Q_{н0}$ , т/сут	0,6÷19,9
$W_0$ , %	0,1÷22,4
$k_{Qн6}$ , д.ед.	0,655÷1,191
$k_{W6}$ , д.ед.	0,297÷2,486

Полученная статистическая модель, верно распознает 15 из 18 (83%) скважин с поровым коллектором и 16 из 18 (89%) скважин с трещинно-поровым.

В таблице 2.2.7 представлены стандартизированные коэффициенты, показывающие степень влияния параметров скважин на разделение по типу коллектора.

Таблица 2.2.7 – Стандартизированные коэффициенты для оценки степени влияния параметров скважин на определение типа коллектора

<b>Параметр</b>	<b>Стандартизированный коэффициент</b>
$H_{кр}$ , м	0,70
$H_{пл}$ , м	0,33
$h_n$ , м	0,19
$K_n$ , %	0,01
$Q_{н0}$ , т/сут	-0,71
$W_0$ , %	-0,95
$k_{Qн6}$ , д.ед.	0,69
$k_{W6}$ , д.ед.	-0,60

Исходя из данных таблицы 2.2.7, наибольшее влияние на отнесение к какому-либо классу оказывают следующие параметры: начальная обводненность продукции скважин, начальный дебит нефти, абсолютная отметка кровли пласта ВЗВ4, коэффициент изменения дебита нефти и обводненности за 6 месяцев работы скважины.

Чем больше значение критерия  $Z$  в ЛДФ, тем выше вероятность  $P(Z)$  определения коллектора как поровый, и наоборот с уменьшением  $Z$  увеличивается вероятность определения коллектора как трещинно-поровый. При  $P(Z)$  больше 70% коллектор считается поровым (22 скважины), при  $P(Z)$  менее 30% коллектор считается трещинно-поровым (41 скважина). При  $P(Z)$  равным от 30 до 70% отнесение скважин к определенному классу неоднозначно (12 скважин) (рисунок 2.2.1).

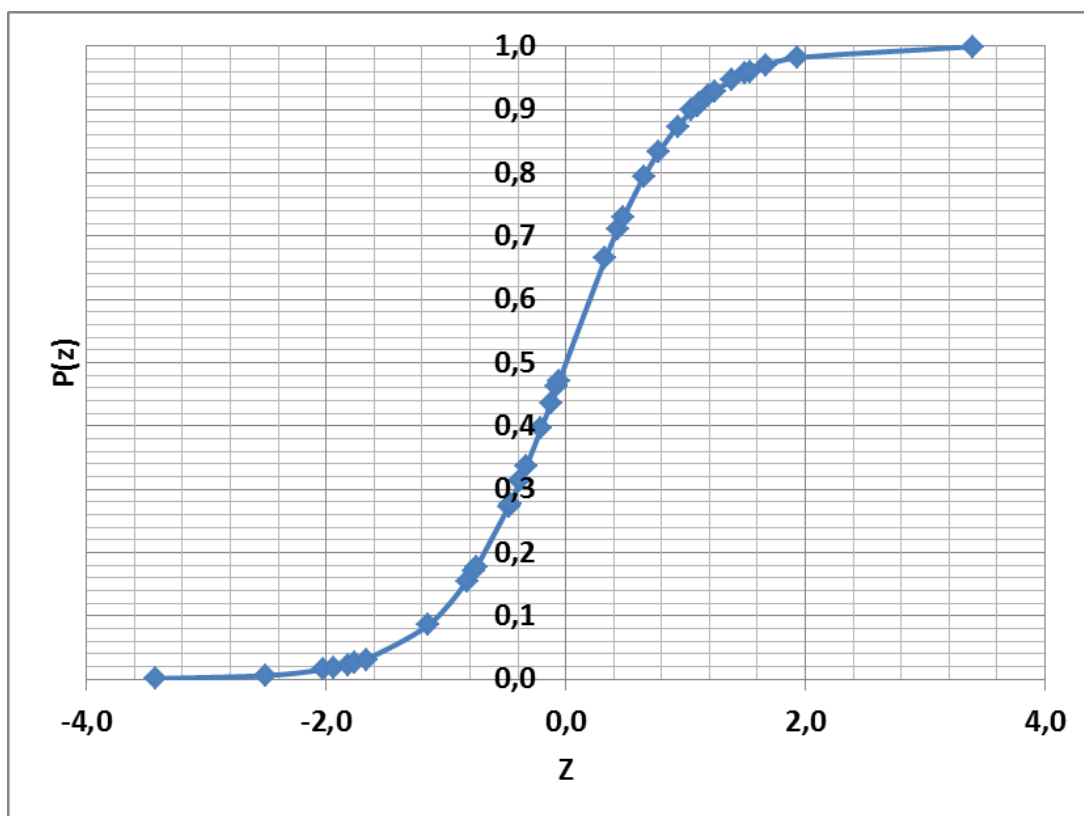


Рисунок 2.2.1 – Вероятностный график отнесения скважин по классам порового и трещинно-порового коллектора

Таким образом, полученная модель с высокой долей вероятности определяет тип коллектора для скважин объекта ВЗВ4 Москудьянского месторождения.

### **2.3. Построение схемы естественной трещиноватости с учетом прогнозной статистической модели**

В результате комбинации двух подходов 36 % скважин пробурены в зоне порового коллектора, 53% скважин – располагаются в зоне с естественной трещиноватостью, а на 11 % скважин определение типа коллектора не однозначно (рисунок 2.3.1). Для 36 скважин тип коллектора определен по методике обработки кривых восстановления давления, соответствующих модели Уоррена-Рута (раздел 2.1). Для 75 скважин тип коллектора определен по прогнозной статистической модели (раздел 2.2).

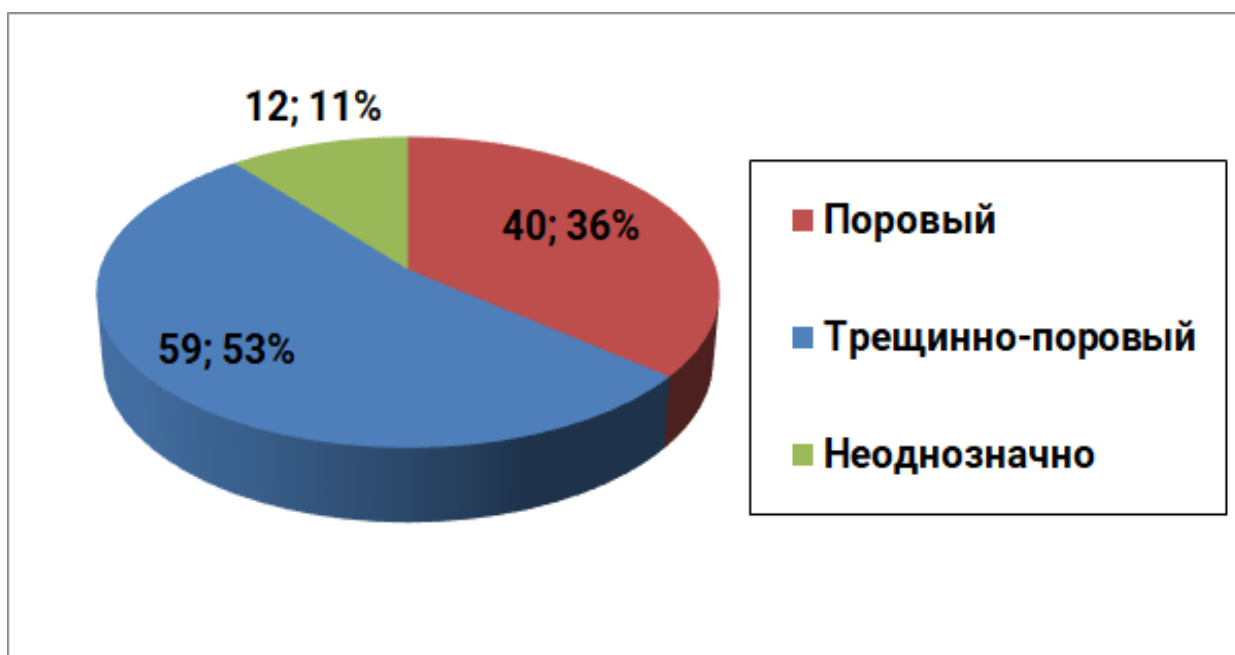


Рисунок 2.3.1 – Распределение скважин по типу коллектора

На основе привлеченных материалов по 111 скважинам, разрабатывающих верейский объект Москудьянского месторождения, построена схема естественной трещиноватости, которая достоверно описывает геологическое строение залежи (рисунок 2.3.2.) На схеме отмечаются обособленные зоны, как поровых коллекторов, так и трещинно-



поровых. На юге залежи выделяется по 2 зоны поровых и трещинно-поровых коллекторов, чередующихся между собой по площади. В центральной части залежи выделяется четыре разрозненных области поровых коллекторов и две обширные зоны трещинно-поровых коллекторов. В западной, восточной и северной частях залежи отмечается по одной поровой и трещиноватой зоне. При оценке естественной трещиноватости получены удовлетворительные результаты применения линейно-дискриминантного анализа, что косвенно подтверждается зональным распределением коллекторов обоих типов [84].

Также на карте отмечены скважины, на которых проведены кислотные и пропантные ГРП до 2019 года, включительно. Исследование влияния эффективности проведения ГРП в зависимости от типа коллектора является актуальной и необходимой задачей.

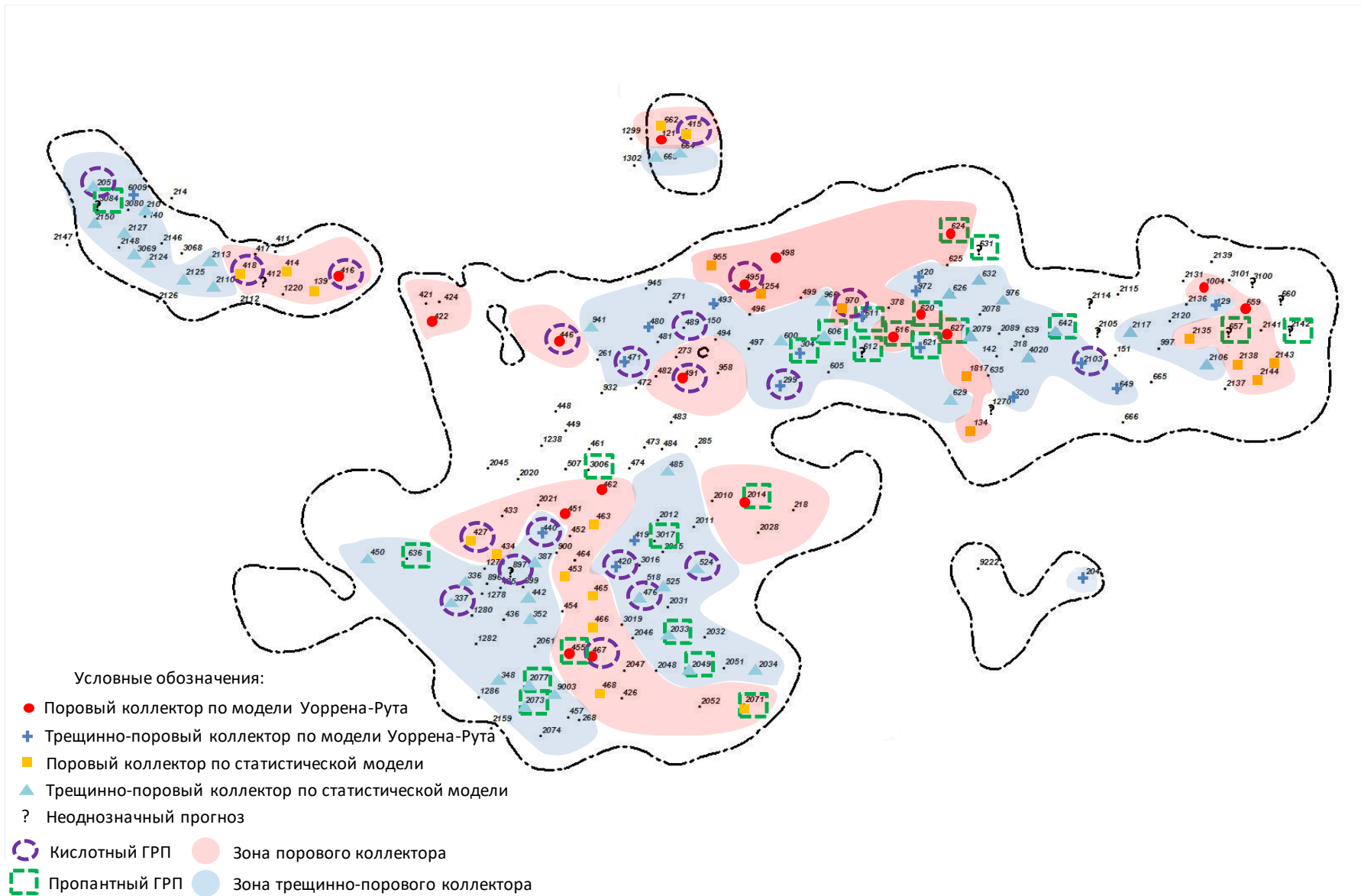


Рисунок 2.3.2 –Схема естественной трещиноватости объекта ВЗВ4 Москудынского месторождения

## Выводы по главе 2

1) Одной из наиболее достоверных методик, применяемых для определения типа коллектора, является методика обработки КВД в соответствии с моделью Уоррена-Рута.

2) В условиях недостаточности данных по исследованиям скважин, а также значительного ухудшения энергетического состояния пласта для описания естественного геологического строения залежи разработана и применена статистическая модель прогноза естественной трещиноватости.

3) Наибольшее влияние на разделение скважин по типу коллектора имеют абсолютная отметка кровли пласта, начальный дебит нефти, начальная обводненность продукции скважин, коэффициент изменения дебита нефти и обводненности за 6 месяцев работы скважины.

4) В результате комбинирования метода математической статистики и метода обработки КВД на основании модели Уоррена-Рута построена схема естественной трещиноватости объекта ВЗВ4 Москудьинского месторождения. Распределение поровых и трещинно-поровых коллекторов имеет зональный характер.

5) В коллекторе 53 % скважин отмечается наличие естественной трещиноватости. Доля скважин с поровым коллектором составляет 36 %. На 11 % скважин характер геологического строения залежи неоднозначен.

## **ГЛАВА 3. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА С УЧЕТОМ ЕСТЕСТВЕННОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ПОРОД**

### **3.1. Опыт проведения ГРП на объекте исследования**

За период с 2007 по 2019 г. на действующем фонде добывающих скважин верейского объекта Москудынского месторождения выполнено 51 ГРП по различным технологиям, из них 20 кислотных ГРП, 24 пропантных ГРП, 1 азотно-пенный ГРП и 6 повторных ГРП, выполненных по технологиям КГРП, КГРП с азотом, направленного ПГРП и пропантного ГРП. При этом КГРП проведены с 2006 по 2014 г. а ПГРП проводятся с 2015 года.

Из рисунка 3.1.1 видно, что наибольшую эффективность имеет технология КГРП. Прирост дополнительной добычи нефти равен от 1,4 до 75,8 тыс. т при среднесуточном приросте дебита нефти от 1,3 до 17,5 т/сут, со средним значением показателя 6,5 т/сут. Время эффекта составило от 628 до 4873 сут. Объем закачанной кислоты с концентрацией 15-24 % составил, в среднем, 47 м<sup>3</sup> на одну операцию, удельный расход кислоты – 12,4 м<sup>3</sup>/м эффективной нефтенасыщенной толщины пласта, расход жидкости изменяется от 2,6 до 3,5 м<sup>3</sup>/мин.

Азотно-пенный ГРП показал наименьшую эффективность, дополнительная добыча нефти составила 1,8 тыс. т, среднесуточный прирост дебита нефти за время эффекта – 2,8 т/сут, время эффекта составило 637 сут (рисунок 3.1.1).

Дополнительная добыча нефти от пропантных ГРП составила от 1,3 до 17,7 тыс. т, среднесуточный прирост дебита нефти составляет 1,7–11,5 т/сут на одну скважину, (среднее значение – 6,2 т/сут). Время эффекта изменяется в диапазоне от 355 до 1830 сут. Средняя масса пропанта фракции 16/20 (16/30), закачанная в пласт составила 30 т при удельном расходе пропанта 8,0 т/м эффективной нефтенасыщенной толщины пласта. Диапазон изменения

расхода жидкости при ПГРП составил от 3,5 до 4,0 м<sup>3</sup>/мин. Эффективное давление по результату проведения мини-ГРП составило от 3,6 до 10,4 МПа, Эффективность жидкости разрыва – от 7 до 50%, в среднем – 27 %, что характеризуется как крайне низкая [1]. Высокие дополнительные утечки жидкости разрыва в пласт могут свидетельствовать о наличии трещиноватости в пласте, высоких фильтрационно-емкостных свойствах пласта, выработанности участка залежи, ухудшенном энергетическом состоянии пласта. Забойное давление смыкания трещины (минимальное горизонтальное напряжение пласта) – от 13,2 до 18,4МПа.

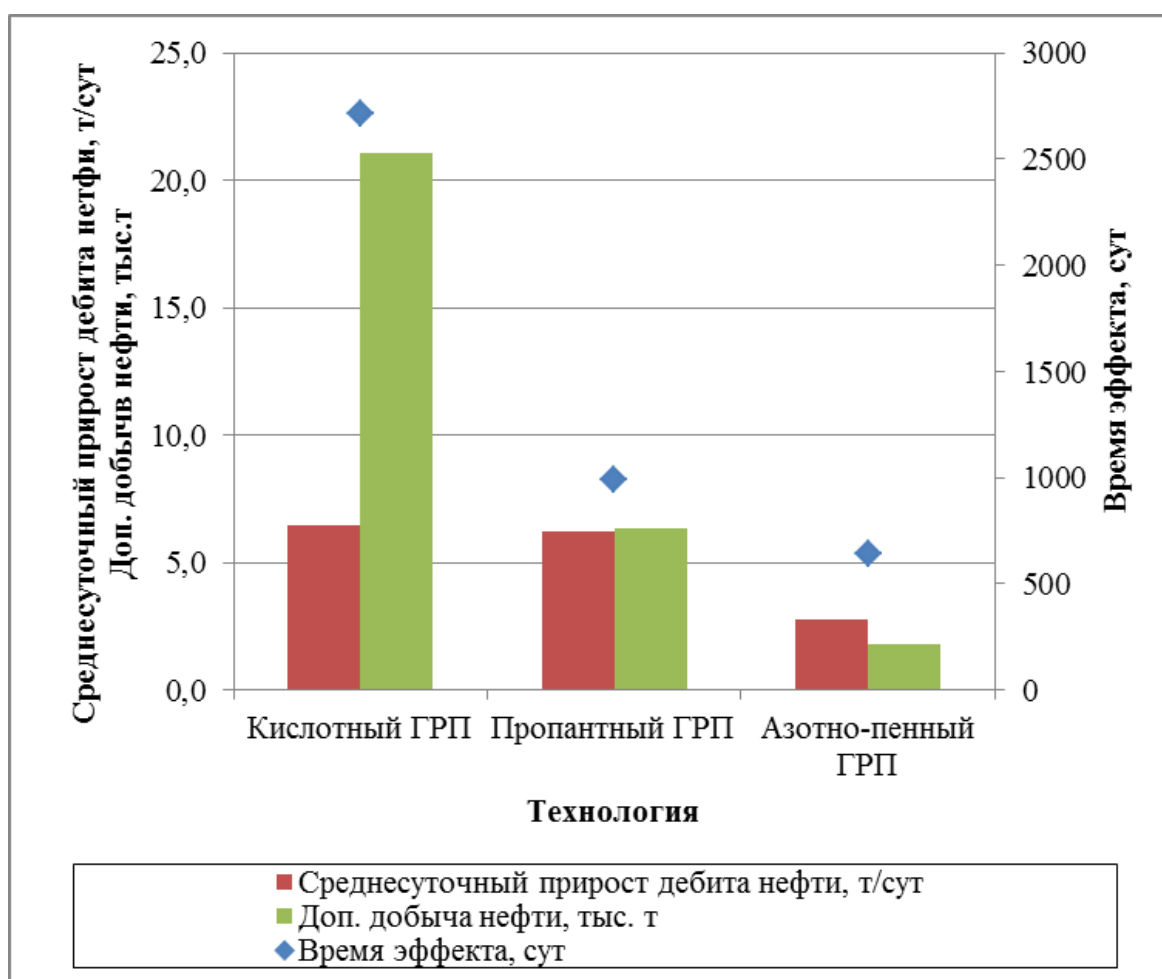


Рисунок 3.1.1 – Распределение показателей эффективности технологий ГРП, выполненных за период с 2007 по 2019 г.

Средний начальный прирост дебита нефти после кислотных гидроразрывов пласта составляет 12,1 т/сут, что больше, чем после пропантных ГРП – 7,8 т/сут (рисунок 3.1.2), однако, коэффициент изменения

прироста дебита нефти после ПГРП, равный 1,004 д.ед., больше (темпа падения прироста дебита нефти меньше), чем значение данного параметра после КГРП (0,939 д.ед.), так как пропант не позволяет созданным при ГРП трещинам полностью сомкнуться. Данный факт не противоречит литературным источникам [25].

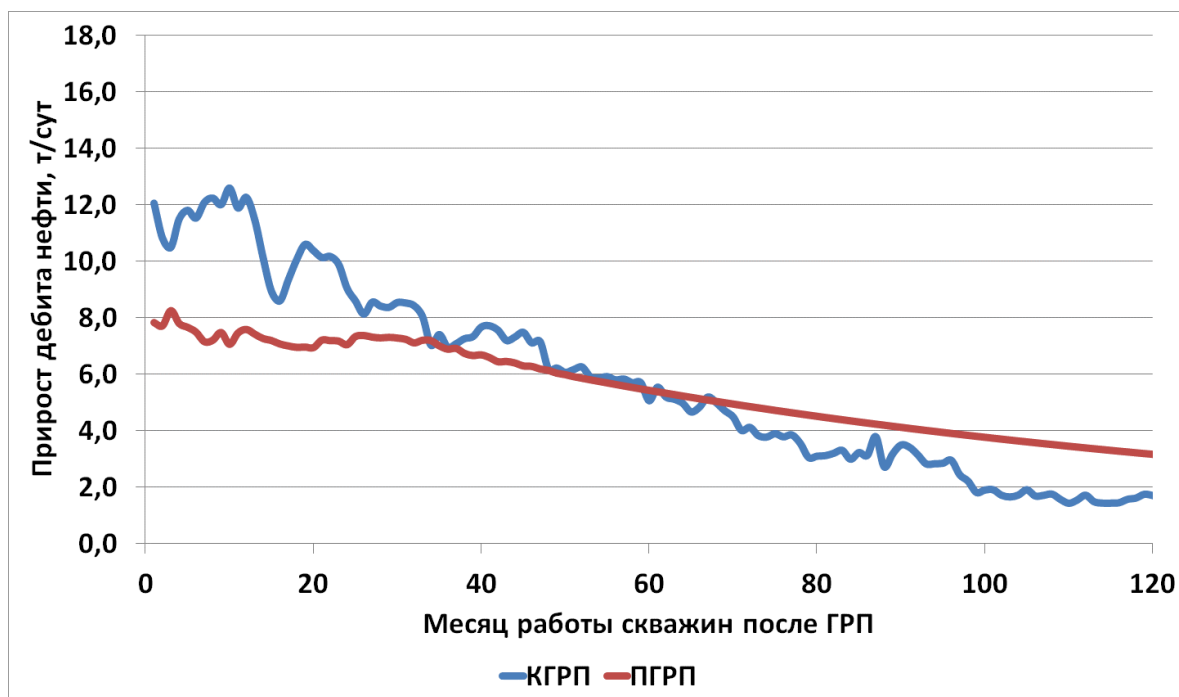


Рисунок 3.1.2 - Изменение среднего прироста дебита нефти от проведенных ГРП [45]

Кроме того, как уже отмечалось в предыдущих главах диссертации, энергетическое состояние верейской залежи Москудынского месторождения со временем ухудшалось, что привело к снижению эффективности кислотных ГРП на объекте (рисунок 3.1.3). За 2013-2014 г. выполнено 5 КГРП, среднесуточный прирост дебита нефти составил 2,0 т/сут. Дополнительная добыча нефти на одну скважину составила 2,9 тыс. т, средняя продолжительность эффекта – 1477 сут.

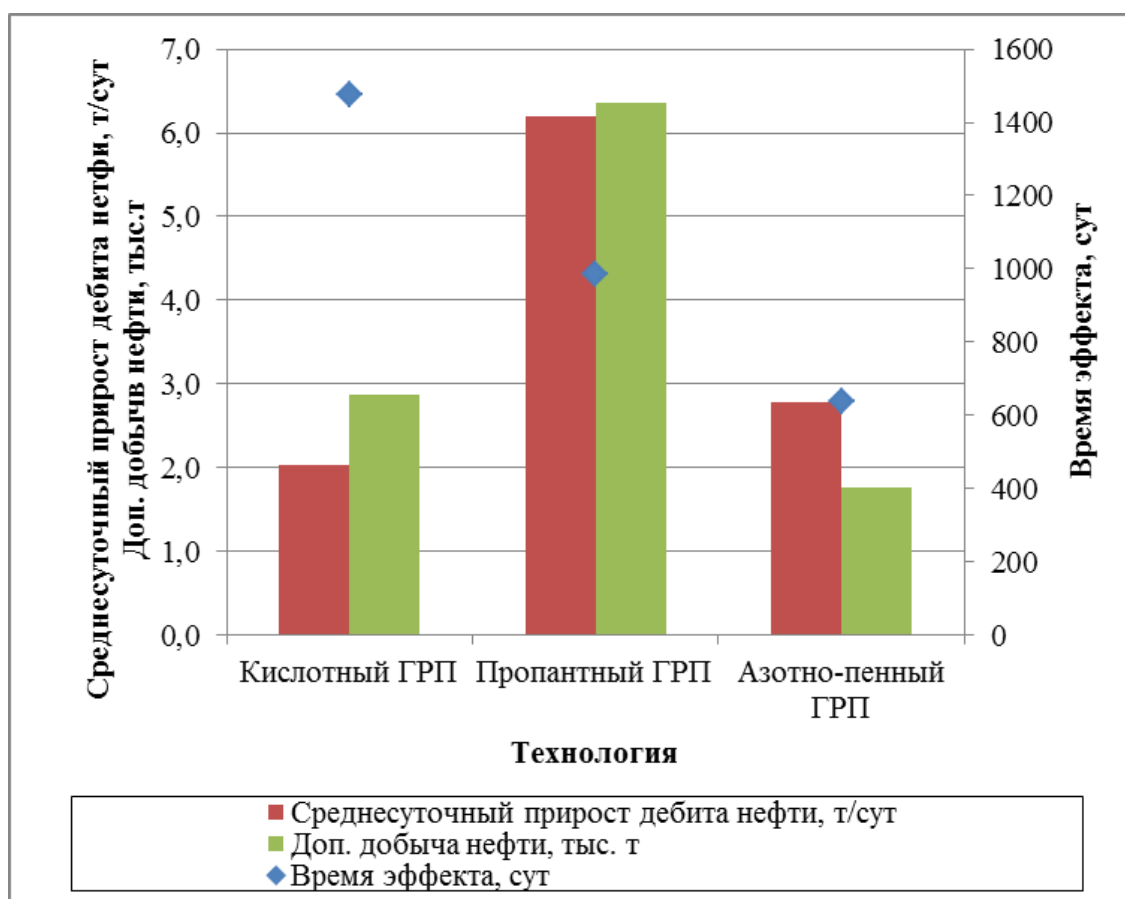


Рисунок 3.1.3 – Распределение показателей эффективности технологий ГРП, выполненных за период с 2013 по 2019 г.

При рассмотрении рисунков 3.1.4 и 3.1.5 так же отмечается влияние пластового давления на эффективность ГРП.

В результате проведения кислотных ГРП в скважинах с пластовым давлением больше давления насыщения нефти газом средний прирост дебита нефти составил 14 т/сут, после проведения пропантных ГРП – 10,7 т/сут.

Снижение пластового давления ниже давления насыщения способствует выделению растворенного газа из нефти, соответственно, уменьшается фазовая проницаемость по нефти, активизируется выпадение асфальтеносмолопарафиновых веществ [85]. В связи с этим эффективность технологий ГРП снижается, в особенности, эффективность кислотных ГРП (рисунок 3.1.5).

Средний начальный коэффициент продуктивности по скважинам с пропантными ГРП в 2 и более раз выше, чем коэффициент продуктивности

по скважинам с кислотными ГРП, проведенных на верейской залежи Москудынского месторождения [45] (рисунок 3.1.6).

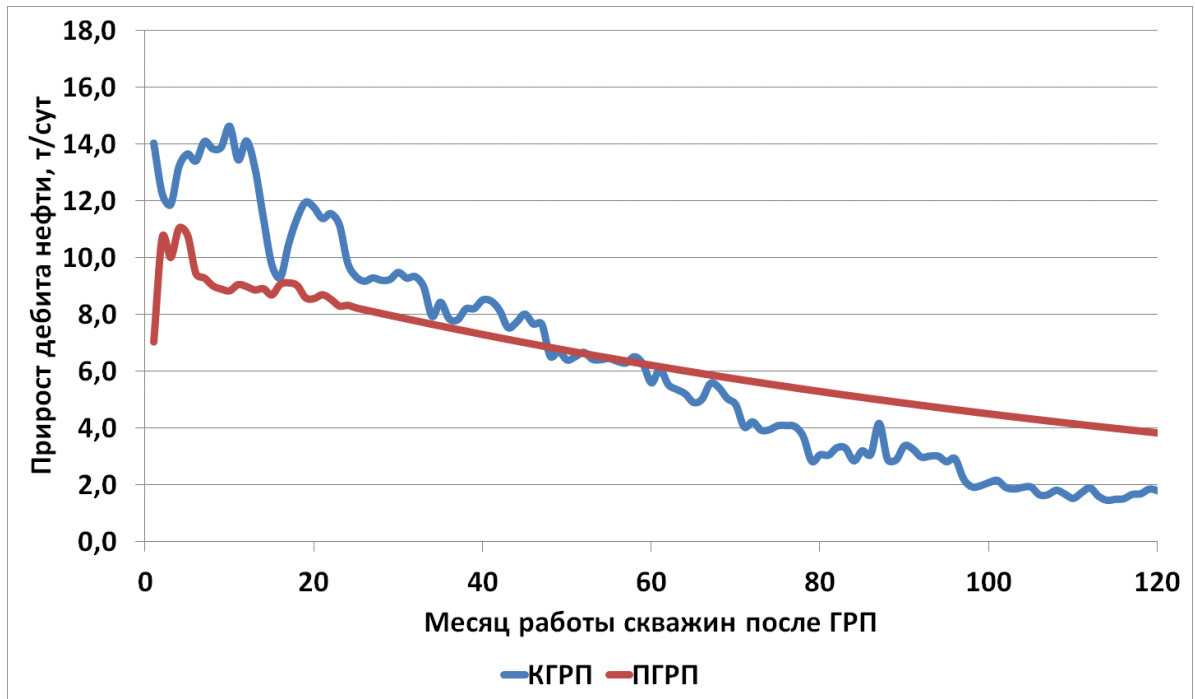


Рисунок 3.1.4 – Изменение среднего прироста дебита нефти от проведенных ГРП (скважины с  $P_{пл}$  до ГРП больше  $P_{нас}$ ) [45]

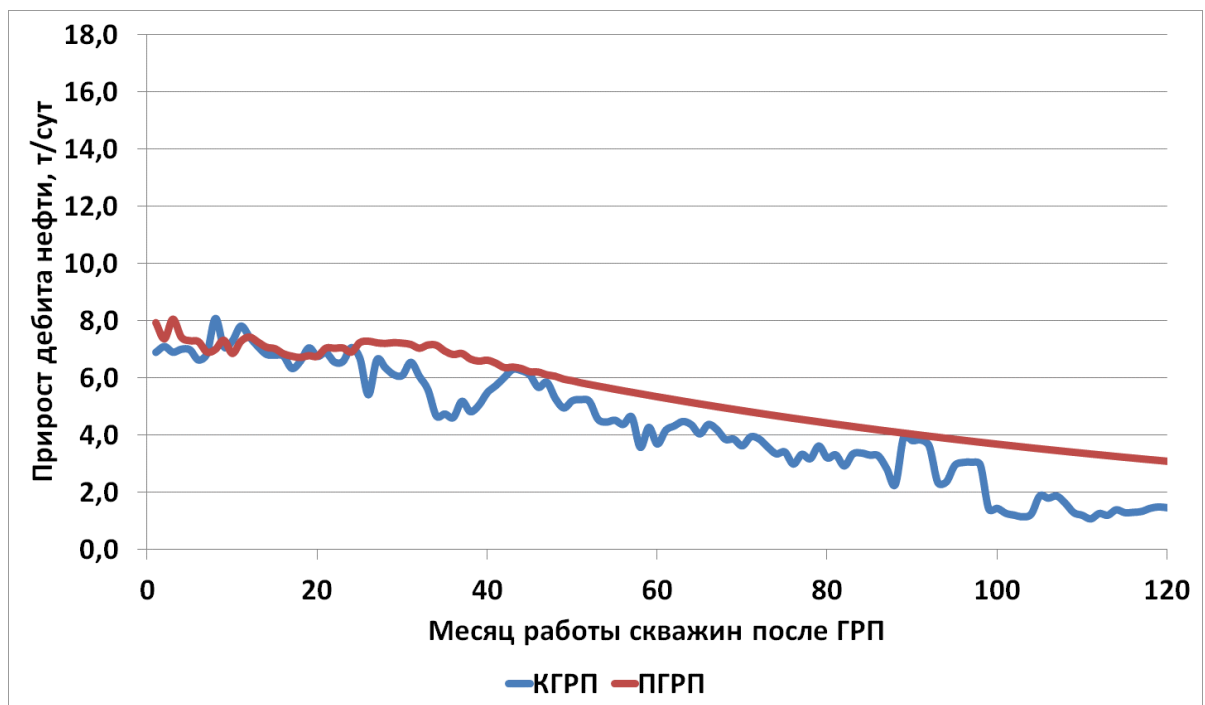


Рисунок 3.1.5 – Изменение среднего прироста дебита нефти от проведенных ГРП (скважины с  $P_{пл}$  до ГРП меньше  $P_{нас}$ ) [45]



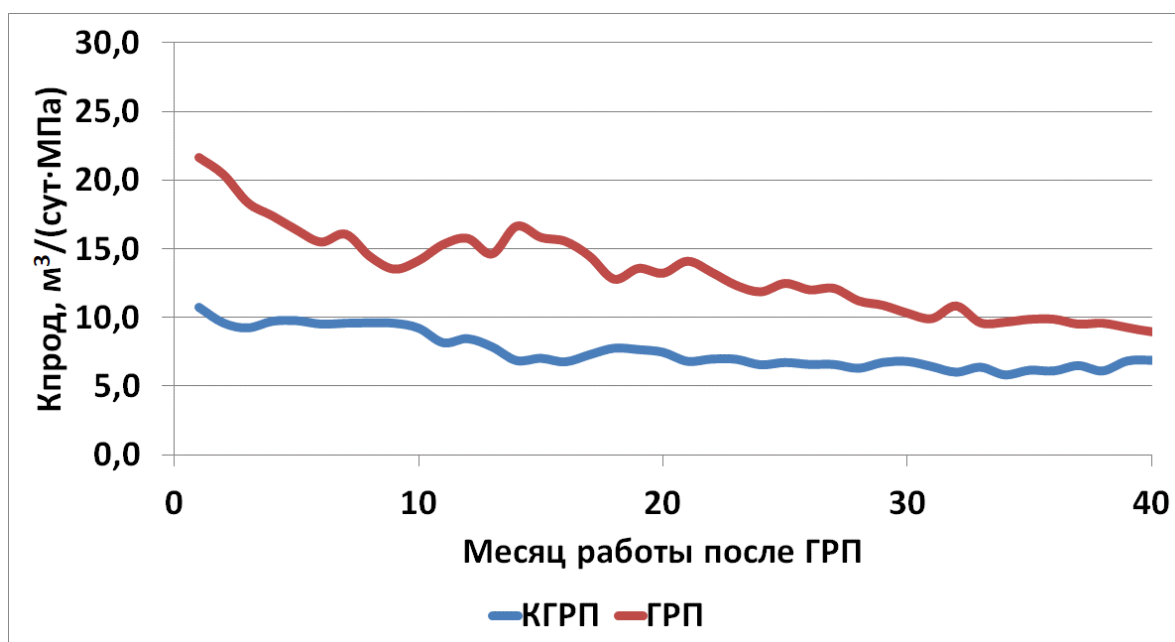


Рисунок 3.1.6 – Изменение среднего коэффициента продуктивности по жидкости после проведения ГРП

В результате анализа опыта проведения ГРП в условиях глинисто-карбонатных пластов верейского объекта разработки Москудьинского нефтяного месторождения отмечается высокая эффективность пропантовых ГРП как в части начальной продуктивности, так и в продолжительности эффекта, за счет создания высокопроводящей трещины закрепленной пропантом [45, 86].

### 3.2. Влияние естественной трещиноватости на эффективность проведения ГРП

Анизотропия параметров пластов значительно увеличивается при наличии естественной трещиноватости. При развитии трещин ГРП перпендикулярно сети естественных трещин может достигаться максимальная эффективность в результате проведения ГРП. Однако направление распространения естественной трещиноватости и трещин ГРП зависит от поля напряжений [87]. Трещины развиваются в направлении максимальных горизонтальных напряжений, поэтому трещина гидроразрыва распространяется параллельно уже имеющейся трещиноватости [15, 17].

Данный факт снижает потенциал эффективности геолого-технических мероприятий, в частности, технологий ГРП.

На рисунке 3.2.1 и 3.2.2 показано изменение среднего прироста дебита нефти и коэффициента продуктивности по жидкости скважин в коллекторах с наличием естественных трещин и в поровых коллекторах после проведения кислотных ГРП на объекте ВЗВ4 Москудьянского месторождения. В результате, средний начальный прирост дебита нефти после проведения КГРП в коллекторе с естественной трещиноватостью составляет 8,9 т/сут. В поровом коллекторе значение данного параметра больше и равно 14,9 т/сут. Средние коэффициенты изменения приростов дебита для обоих случаев примерно равны и составляют 0,937 д. ед. для трещинно-поровых коллекторов и 0,934 д. ед. для поровых коллекторов.

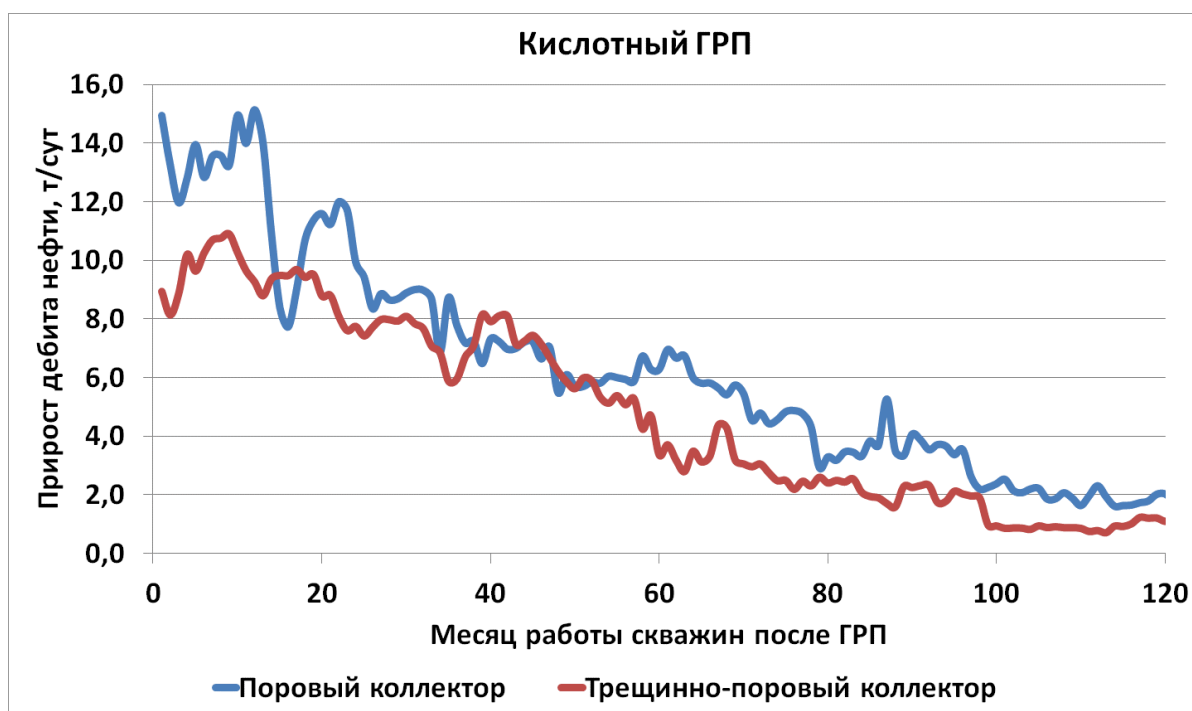


Рисунок 3.2.1 – Изменение среднего прироста дебита нефти скважин в поровых и трещинно-поровых коллекторах после проведения КГРП

Значения средних коэффициентов продуктивности по жидкости после кислотных ГРП в коллекторах с естественной трещиноватостью несколько меньше, чем в коллекторах порового типа (рисунок 3.2.2).

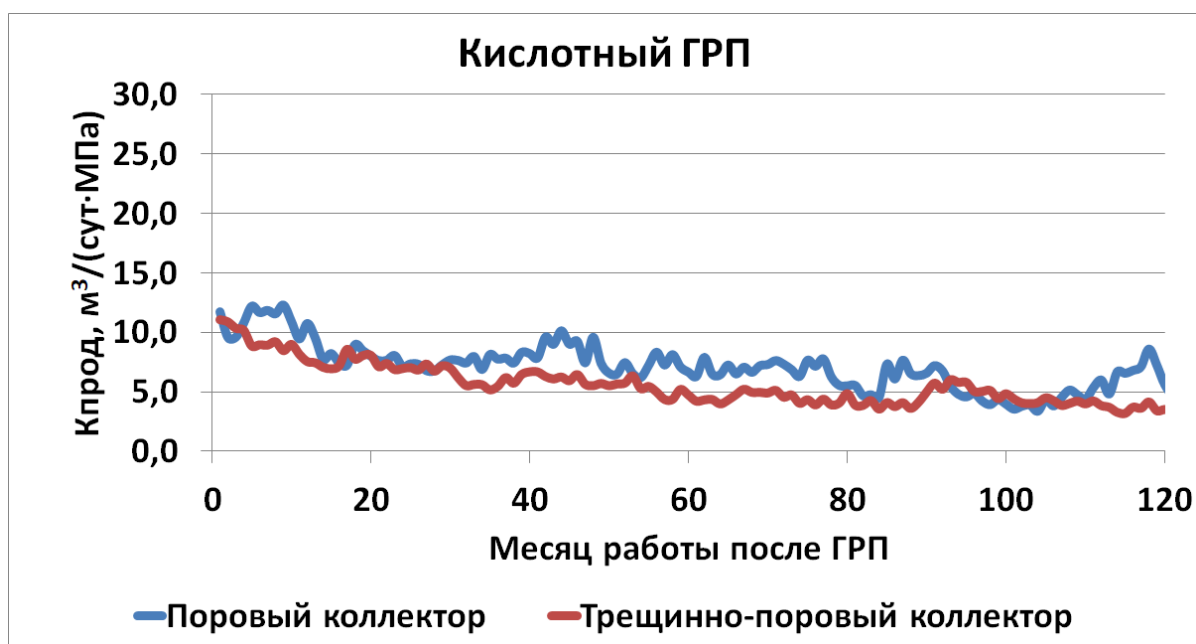


Рисунок 3.2.2 – Изменение среднего коэффициента продуктивности скважин по жидкости в поровых и трещинно-поровых коллекторах после проведения КГРП

После проведения пропантных ГРП, средние начальные приросты дебитов нефти скважин в коллекторах обоих типов практически не отличаются, однако средние значения прироста дебита нефти за 12 месяцев эффекта и коэффициента изменения прироста дебита нефти для условий трещинно-порового коллектора меньше, чем для условий порового коллектора (рисунок 3.2.3). Значения данных параметров составили 6,7 т/сут и 0,978 д. ед. в трещиноватых коллекторах и 8,3 т/сут и 1,014 д.ед. для условий порового коллектора.

На рисунке 3.2.4 изображено изменение значений средних коэффициентов продуктивности по жидкости после проведения пропантных ГРП на скважинах с различным типом коллектора. Средний коэффициент продуктивности в результате проведения ПГРП в трещинно-поровых коллекторах в 1,4 раза больше, чем данный показатель в поровых коллекторах, но коэффициенты изменения  $K_{\text{прод}}$ , в данном случае, равны 0,961 и 0,995 д. ед., соответственно для условий трещинно-поровых и порового коллектора.

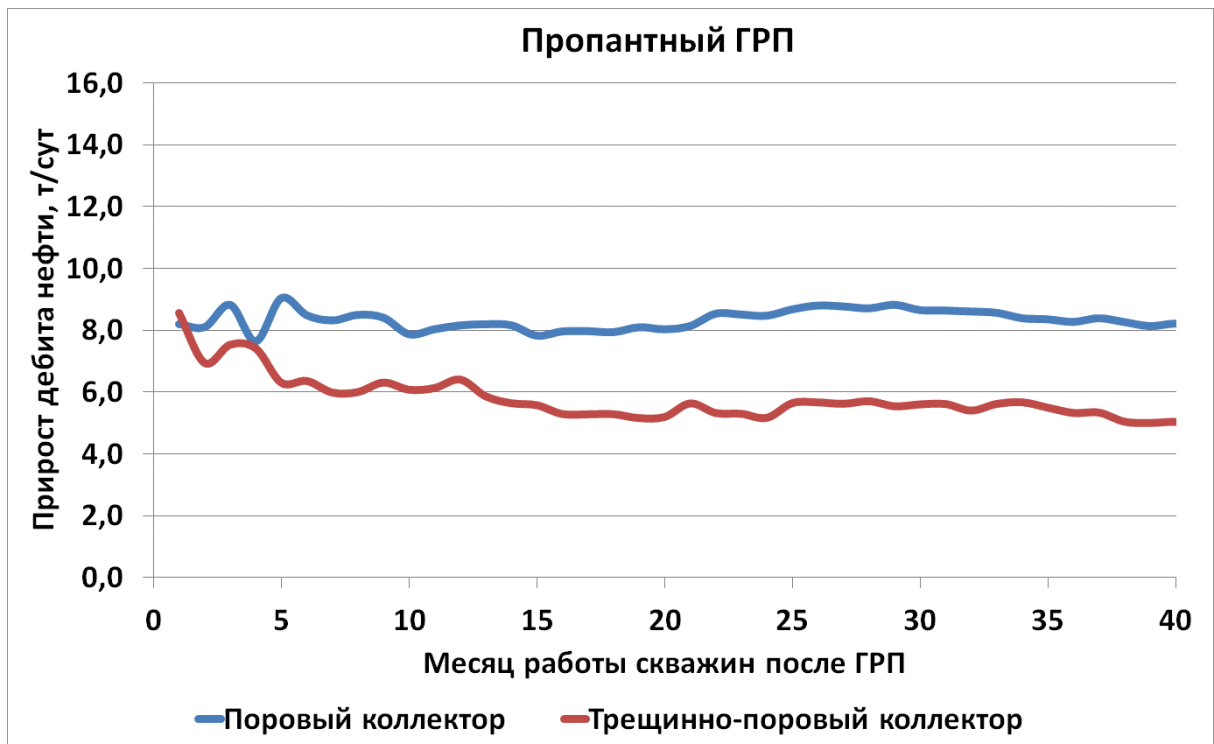


Рисунок 3.2.3 – Изменение среднего прироста дебита нефти скважин в поровых и трещинно-поровых коллекторах после проведения ПГРП

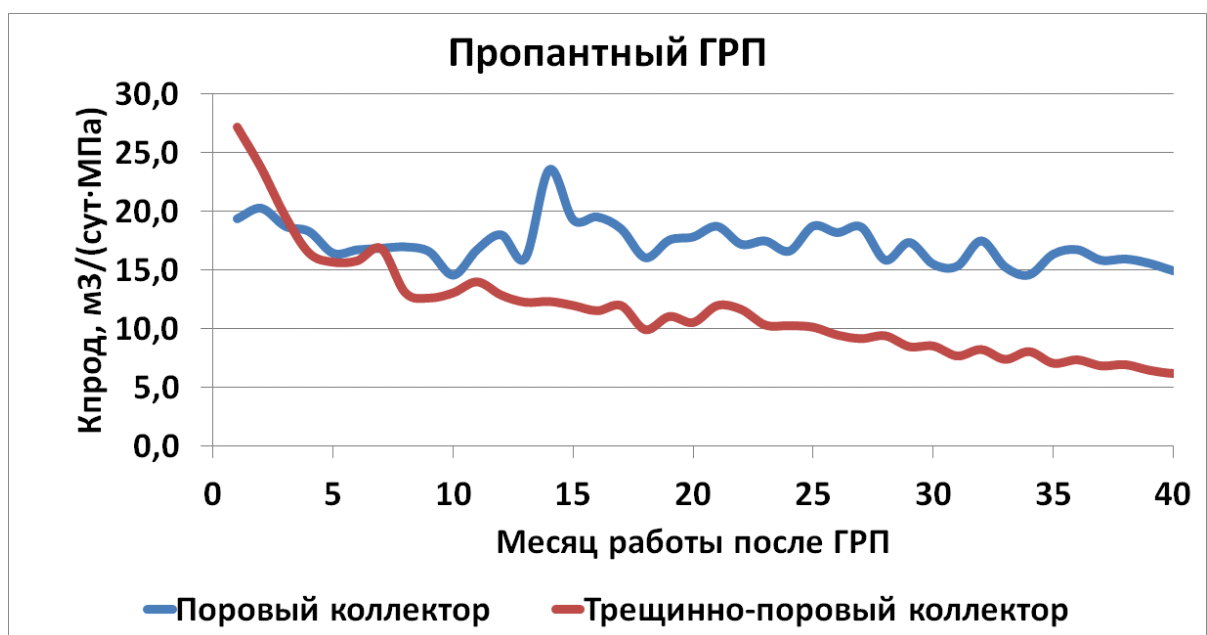


Рисунок 3.2.4 – Изменение среднего коэффициента продуктивности скважин по жидкости в поровых и трещинно-поровых коллекторах после проведения ПГРП

Известно, что для описания фильтрационных и геолого-физических свойств пластов в скважинах, на которых не производится отбор кернa при бурении и не проводятся специальные геофизические исследования в открытом стволе скважин, используются петрофизические зависимости, построенные на основе анализа данных кернa и ГИС по скважинам, на которых эти мероприятия проведены. Однако процент скважин с наличием кернового материала часто составляет незначительные значения [88]. Кроме того, характеристики кернового материала описывают ближайшую область скважины. В связи с этим, проницаемость, определенная по геофизическим и гидродинамическим исследованиям скважин, может существенно отличаться, в особенности, в карбонатных коллекторах, ввиду высокой неоднородности пустотного пространства [89, 90]. Наиболее достоверный метод определения фильтрационных характеристик пласта таких, как проницаемость, проводимость, пьезопроводность, является обработка кривых восстановления забойного давления в скважинах.

Также, для оценки влияния трещиноватости карбонатного коллектора и вида технологии на эффективность ГРП в условиях верейского объекта Москудьинского месторождения выбраны скважины южно-центральной части залежи, на которых проведены КГРП и ПГРП в наиболее схожих условиях, и поделены на 4 группы (таблица 3.2.1).

Для оценки эффективности ГРП взяты следующие геолого-технологические параметры:

- пористость по ГИС  $K_p$ , %;
- эффективная нефтенасыщенная толщина  $h_n$ , м;
- вскрытая нефтенасыщенная толщина  $h_{вс}$ , м;
- пластовое давление до и после ГРП по ГДИ  $P_{пл0}$  и  $P_{пл1}$ , МПа;
- коэффициент проницаемости ПЗП до и после ГРП  $k_{ПЗП0}$  и  $k_{ПЗП1}$ , мкм<sup>2</sup>;
- коэффициент проницаемости УЗП до и после ГРП  $k_{УЗП0}$  и  $k_{УЗП1}$ , мкм<sup>2</sup>;
- коэффициент продуктивности до и после ГРП  $K_{прод0}$  и  $K_{прод1}$ , м<sup>3</sup>/сут·МПа;

- скин-фактор скважины до и после ГРП  $S_0$  и  $S_1$ ;
- гидропроводность ПЗП до и после ГРП  $\varepsilon_{ПЗП0}$  и  $\varepsilon_{ПЗП1}$ ,  $\text{мкм}^2 \cdot \text{см}/(\text{МПа} \cdot \text{с})$ ;
- гидропроводность УЗП до и после ГРП  $\varepsilon_{УЗП0}$  и  $\varepsilon_{УЗП1}$ ,  $\text{мкм}^2 \cdot \text{см}/(\text{МПа} \cdot \text{с})$ ;
- пьезопроводность до и после ГРП  $\chi_0$  и  $\chi_1$ ,  $\text{см}^2/\text{с}$ ;
- эффективное давление в трещине  $P_{\text{эф}}$ , МПа;
- эффективность жидкости разрыва ISE, %;
- забойное давление смыкания трещины  $P_{\text{см}}$ , МПа;
- расход жидкости при ГРП  $q_w$ ,  $\text{м}^3/\text{мин}$ ;
- масса закачанного пропанта  $m$ , т;
- удельный расход пропанта на 1 м вскрытой нефтенасыщенной толщины пласта  $m/h_{\text{НВС}}$ , т/м;
- объем закачанной соляной кислоты  $V_{\text{HCl}}$ ,  $\text{м}^3$ ;
- удельный расход соляной кислоты на 1 м вскрытой нефтенасыщенной толщины пласта  $V_{\text{HCl}}/h_{\text{НВС}}$ ,  $\text{м}^3/\text{м}$ ;
- дебит жидкости до и после ГРП  $Q_{\text{ж-до}}$  и  $Q_{\text{ж1}}$ ,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;
- дебит нефти до и после ГРП  $Q_{\text{н-до}}$  и  $Q_{\text{н1}}$ , т/сут;
- обводненность до и после ГРП  $W_{\text{до}}$  и  $W_1$ , %;
- начальный прирост дебита нефти  $q_n$ , т/сут;
- средний прирост дебита нефти за год работы скважины  $m q_n$ , т/сут;

Скважины № 467 и № 455 отнесены к группе скважин № 1, находятся в южной части залежи, тип коллектора – поровый. На скважине № 467 проведен кислотный ГРП, на скважине № 455 – пропантный. Начальный прирост дебита нефти и средний дебит нефти за год работы скважины (далее среднегодовой прирост дебита нефти) после пропантного ГРП составили 7,6 и 12,0 т/сут, что меньше почти в 2 и 3 раза значений данных показателей после кислотных ГРП. Однако коэффициент продуктивности после проведения пропантного ГРП в поровом коллекторе в 1,6 раза больше, чем продуктивность после кислотных ГРП. Остальные гидродинамические параметры после ПГРП также больше, чем после КГРП. Скин-фактор на скважине № 467 после КГРП изменился не значительно. На скважине № 455

отмечается увеличение прироста дебита нефти в течение года после проведения пропантного ГРП.

К группе № 2 отнесены скважины № 420 (КГРП) и № 2033 (ПГРП), в них отмечается наличие естественной трещиноватости. Коэффициент продуктивности после ПГРП больше в 3,3 раза коэффициента продуктивности после КГРП. Эффективность пропантного ГРП в данном случае, как и в поровых коллекторах, выше в условиях худшего энергетического состояния пласта. Стоит отметить, что в течение года произошло снижение прироста дебита нефти после КГРП в 1,5 раза и после ПГРП в 1,6 раза, соответственно для трещинно-поровых коллекторов характерна низкая продолжительность эффекта от обеих технологий.

Группа № 3 включает скважины № 446 с поровым типом коллектора и № 471 с трещинно-поровым коллектором, на которых проведены кислотные ГРП. В целом параметры, полученные по гидродинамическим исследованиям после КГРП, примерно одинаковы, за исключением коэффициента проницаемости ПЗП, дебита жидкости и обводненности. На скважине № 471 (трещинно-поровый коллектор) значение данных параметров более чем в 3, 1,2 и 2,5 раза, соответственно, превышает коэффициента проницаемости ПЗП, дебита жидкости и обводненности на скважине № 446. Вероятно, высокие утечки жидкости разрыва и кислоты по системе трещин привели к меньшему охвату пласта трещиной ГРП, соответственно, к большему влиянию на ПЗП. Но при этом большей обводненности скважины. Для борьбы с высокой обводненностью скважин целесообразно использовать технологии выравнивания профилей приемистости на основе сшитых гелей [91].

Для оценки влияния трещиноватости на эффективность пропантных ГРП выделена группа скважин № 4, включающая скважины № 455 и № 2077. В поровом коллекторе скважины № 455 после ПГРП коэффициент продуктивности больше в 1,5 раза, чем на скважине № 2077. При этом отмечается крайне низкая эффективность жидкости разрыва на данной

скважине. В трещинно-поровых коллекторах отмечаются явные дополнительные утечки жидкости разрыва, которые приводят к созданию трещин ГРП меньшей полудлины.

Таблица 3.2.1 – Сравнение эффективности, выполненных ГРП

Группа скважин		1		2		3		4	
Технология		КГРП	ПГРП	КГРП	ПГРП	КГРП	КГРП	ПГРП	ПГРП
№ скважины		467	455	420	2033	446	471	455	2077
Коллектор		пор	пор	тр	тр	пор	тр	пор	тр
Параметры пласти	$K_{п}$ , %	25,0	21,5	21,0	16,3	24,8	21,4	21,5	17,7
	$h_{п}$ , м	4,6	5,3	4,6	5,4	3,7	5,4	5,3	4,1
	$h_{нвс}$ , м	4,6	5,3	3,6	4,1	3,7	4,4	5,3	4,1
Параметры ГДИ до ГРП	$P_{пл0}$ , МПа	8,2	5,0	8,4	6,4	9,8	9,8	5,0	5,5
	$K_{прод0}$ , м <sup>3</sup> /сут·МПа	1,8	7,7	-	2,1	0,7	1,7	7,7	3,0
	$S_0$	-3,1	-1,4	-	-2,9	-1,0	-3,4	-1,4	-3,8
	$k_{пзп0}$ , мкм <sup>2</sup>	0,035	0,511	-	0,143	0,020	0,040	0,511	0,258
	$k_{узп0}$ , мкм <sup>2</sup>	0,022	0,450	-	0,098	0,022	0,025	0,450	0,121
	$\varepsilon_{пзп0}$ , мкм <sup>2</sup> ·см/(МПа·с)	2,7	11,3	-	3,4	1,0	2,6	11,3	4,9
	$\varepsilon_{узп0}$ , мкм <sup>2</sup> ·см/(МПа·с)	1,7	9,9	-	2,3	1,1	1,6	9,9	2,3
	$\chi_0$ , см <sup>2</sup> /с	115	929	-	317	117	77	929	349
Параметры ГДИ после ГРП	$P_{пл1}$ , МПа	8,3	6,1	8,1	5,3	9,1	9,8	6,1	6,0
	$K_{прод1}$ , м <sup>3</sup> /сут·МПа	14,5	22,7	4,4	14,5	1,4	2,5	22,7	15,0
	$S_1$	-3,3	-4,6	-1,7	-4,9	-1,5	-5,9	-4,6	-4,7
	$k_{пзп1}$ , мкм <sup>2</sup>	0,287	1,154	0,210	0,655	0,042	0,154	1,154	0,908
	$k_{узп1}$ , мкм <sup>2</sup>	0,199	0,691	0,231	0,275	0,041	0,043	0,691	0,400
	$\varepsilon_{пзп1}$ , мкм <sup>2</sup> ·см/(МПа·с)	22,3	40,4	6,7	21,0	2,1	3,8	40,4	22,9
	$\varepsilon_{узп1}$ , мкм <sup>2</sup> ·см/(МПа·с)	15,5	24,2	7,4	8,8	2,1	1,1	24,2	10,1
	$\chi_1$ , см <sup>2</sup> /с	1053	2136	1241	1241	220	100	2136	1095
Параметры мини-ГРП	$P_{эф}$ , МПа	-	70	-	53	-	-	70	36
	ISE, %	-	35	-	26	-	-	35	9
	$P_{см}$ , МПа	-	130	-	149	-	-	130	176



Группа скважин		1		2		3		4	
Технология		КГРП	ПГРП	КГРП	ПГРП	КГРП	КГРП	ПГРП	ПГРП
№ скважины		467	455	420	2033	446	471	455	2077
Коллектор		пор	пор	тр	тр	пор	тр	пор	тр
Технологические параметры основного ГРП	$q_w$ , м <sup>3</sup> /мин	3,2	3,8	3,0	3,8	3,5	3,2	3,8	4,0
	m, т	-	34	-	30	-	-	34	34
	m/h <sub>нвс</sub> , т/м	-	6,3	-	7,3	-	-	6,3	8,2
	V <sub>НСИ</sub> , м <sup>3</sup>	28	-	50	-	50	50	-	-
	V <sub>НСИ</sub> /h <sub>нвс</sub> , м <sup>3</sup> /м	6,1	-	14,0	-	13,7	11,3	-	-
Работа скважин до ГРП	Q <sub>ж-до</sub> , м <sup>3</sup> /сут	8,6	11,0	7,9	6,4	2,6	6,6	11,0	9,3
	Q <sub>н-до</sub> , т/сут	6,8	6,5	6,6	4,8	2,1	5,1	6,5	7,3
	W <sub>до</sub> , %	9,1	32,3	4,6	11,2	6,4	10,0	32,3	8,7
Работа скважин после ГРП	Q <sub>ж1</sub> , м <sup>3</sup> /сут	36,2	21,6	23,6	21,0	18,0	21,9	21,6	23,2
	Q <sub>н1</sub> , т/сут	27,9	14,1	18,6	11,6	13,9	13,1	14,1	14,5
	W <sub>1</sub> , %	12,8	24,6	10,0	38,0	12,0	32,0	24,6	28,5
	q <sub>н</sub> , т/сут	21,1	7,6	12,0	6,8	11,8	8,0	7,6	7,2
	m <sub>н</sub> , т/сут	20,8	12,0	7,9	4,1	4,9	1,8	12,0	6,5

Из вышеописанного следует, что успешное выполнение геолого-технических мероприятий, а именно ГРП, значительно зависит от анизотропии пластов. Эффективность ГРП на верейской залежи в зонах с естественной трещиноватостью значительно ниже, чем эффективность в поровых коллекторах. Данный вывод согласуется с литературными источниками, при этом с увеличением анизотропии степень прироста дебита скважины уменьшается при увеличении полудлины трещины [11].

При планировании проведения гидроразрыва пласта на верейском объекте Москудьинского месторождения существует необходимость учета наличия естественной трещиноватости карбонатных пород, а также нахождения способов увеличения эффективности ГРП.

### 3.3. Разработка статистической модели для прогнозирования эффективности пропантных ГРП на объекте исследования

Для прогнозирования эффективности пропантных ГРП на объекте ВЗВ4 Москудьинского месторождения разработана статистическая модель для параметра удельного прироста дебита нефти за 12 месяцев работы скважин после ГРП  $m_{qn}/h_{нвс}$  (т/сут на 1 м вскрытой нефтенасыщенной толщины), учитывающая наличие естественной трещиноватости коллектора.

Модель делит скважины на 2 класса примерно в равных пропорциях по параметру удельного прироста дебита нефти ( $m_{qn}/h_{нвс}$ ) за 12 месяцев работы скважин после ГРП. Первый класс (успешные ГТМ) включает скважины, на которых  $m_{qn}/h_{нвс}$  составил более 1,9 т/сут на 1 м вскрытой нефтенасыщенной толщины. Ко второму классу (неуспешные ГТМ) относятся скважины с  $m_{qn}/h_{нвс}$  менее 1,9 т/сут/м.

Наиболее подходящие параметры скважин обучающей статистической выборки для данной модели, следующие:

- тип коллектора  $T_K$ ;
- пластовое давление до ГРП  $P_{пл0}$ , МПа;
- скин-эффект до ГРП  $S_0$ ;
- коэффициент проницаемости УЗП по ГДИ до ГРП  $k_{узп}$ , мкм<sup>2</sup>;
- расход жидкости при ГРП  $q_w$ , м<sup>3</sup>/мин;
- удельный расход пропанта на метр вскрытой нефтенасыщенной толщины  $m/h_{нвс}$ , т/м;
- общий объем закачанной жидкости разрыва  $V_{жр}$ , м<sup>3</sup>.

В таблице 3.3.1 представлены области значений геолого-технологических параметров скважин с пропантным ГРП входящих в статистическую модель прогнозирования эффективности пропантных ГРП, которые определяют ее информативность.

Таблица 3.3.1 – Области значений геолого-технологических параметров скважин с пропантным ГРП для второй статистической модели

Параметр	Диапазон значений параметров
$T_k$	1,0-поровый; 1,5-неоднозначно; 2,0- трещинно-поровый
$P_{пл0}$ , МПа	3,29÷9,88
$S_0$ , д.ед.	-5,8÷6,0
$k_{узП}$ , мкм <sup>2</sup>	0,0124÷0,4502
$q_w$ , м <sup>3</sup> /мин	3,5÷4,0
$m/h_{нвс}$ , т/м	6,3-11,5
$V_{жр}$ , м <sup>3</sup>	123,1÷175,9

В результате получена ЛДФ, разделяющая классы по  $m q_n / h_{нвс}$ , имеющая вид (3.3.1):

$$Z = -2,261 + 0,627 \cdot T_k - 0,534 \cdot P_{пл0} - 0,203 \cdot S_0 - 5,505 \cdot k_{узП} + 2,614 \cdot q_w - 0,621 \cdot m/h_{нвс} + 0,00036 \cdot V_{жр}, \quad (3.3.1)$$

при  $R = 0,74$  [84].

В таблице 3.3.2 представлены стандартизированные коэффициенты, показывающие степень влияния параметров скважин на разделение по классу эффективности ПГРП.

Таблица 3.3.2 – Стандартизированные коэффициенты для ЛДФ для оценки степени влияния параметров скважин на эффективность ПГРП

Параметр	Стандартизированный коэффициент
$T_k$	0,26
$P_{пл0}$ , МПа	-0,78
$S_0$ , д.ед.	-0,58
$k_{узП}$ , мкм <sup>2</sup>	-0,60
$q_w$ , м <sup>3</sup> /мин	0,29
$m/h_{нвс}$ , т/м	-0,79
$V_{жр}$ , м <sup>3</sup>	0,01

Данные таблицы 3.3.2 показывают, что наибольшее влияние на отнесение к определенному классу эффективности оказывает  $m/h_{нвс}$  и  $P_{пл0}$ , а также  $k_{узп}$  и  $S_0$ .

Чем меньше  $Z$  в ЛДФ, тем выше вероятность  $P(Z)$  определения скважин с успешными ГТМ (первый класс), и наоборот, чем больше  $Z$ , тем выше вероятность определения скважин с неуспешными ГТМ (второй класс) (зависимость  $P(Z)=f(Z)$  изображена на рисунке 3.3.1).

Математический символ (плюс-минус) коэффициентов параметров в ЛДФ соответствуют физическому смыслу. В целом анализ ЛДФ показывает, что в коллекторах без установленной естественной трещиноватости эффективность ПГРП выше, что объяснимо дополнительным подключением за счет разрыва ранее недренируемых участков пласта. При больших пластовом давлении и проницаемости УЗП приросты дебита нефти после пропантных ГРП будут больше. Степень кольматации пласта также влияет на эффективность ПГРП, при высоких значениях скин-эффекта до ГРП вероятность получения эффективного ГТМ больше. Повышение эффективности ГРП за счет увеличения удельного расхода пропанта объясняется тем, что закрепление трещины пропантом происходит как в призабойной, так и в удаленной зонах пласта. За счет увеличения объема и скорости закачки жидкости разрыва, напротив, уменьшается потенциал удельного среднегодового прироста дебита нефти. За счет увеличения расхода жидкости разрыва увеличивается вероятность развития трещины преимущественно по высоте охватывая не только нефтенасыщенный коллектор, но и аргиллиты верейских отложений.

Достижение технологической эффективности пропантных ГРП возможно регулировкой технологических параметров  $m/h_n$ ,  $q_w$ ,  $V_{жр}$ , которые определяются на этапе проектирования ГРП, учитывая экономические показатели проекта. Также возможно увеличить  $P_{пл0}$  на участке залежи, однако для этого необходимо провести реорганизацию системы ПДД, что

может занять длительное время. Изменить параметры  $T_k$ ,  $S_0$ ,  $k_{узп}$ , оперативно, перед проведением ГРП не предоставляется возможным [84].

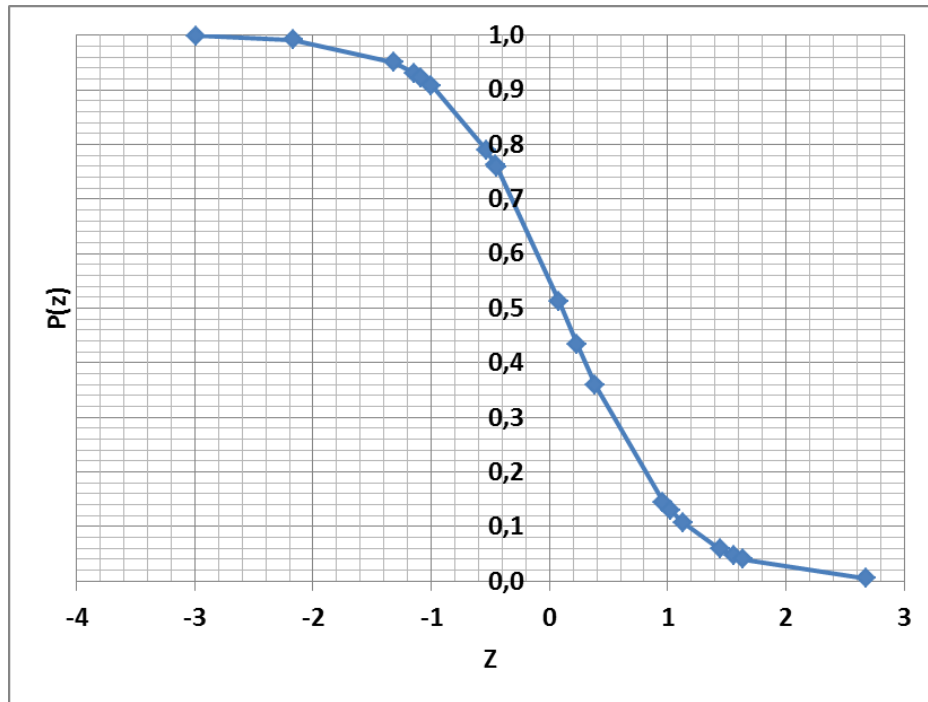


Рисунок 3.3.1 – Вероятностный график отнесения скважин по классам успешных и неуспешных

Для оперативного определения  $P(Z)$  аппроксимирована зависимость  $P(Z)=f(Z)$ , изображенная на рисунке 3.3.1 (3.3.2):

$$P(Z) = -0,004 \cdot (Z)^5 + 0,001 \cdot (Z)^4 + 0,07 \cdot (Z)^3 - 0,013 \cdot (Z)^2 - 0,45 \cdot Z + 0,54, \quad (3.3.2)$$

при  $R^2=0,99$ .

Средние значения  $m_{qH}/h_{HBC}$  по скважинам для различных диапазонов  $P(Z)$  для обучающей выборки представлены в таблице 3.3.3.

Таблица 3.3.3 – Распределение скважин по вероятностям  $P(Z)$

$P(Z)$	Количество скважин	Средний $m_{qH}/h_{HBC}$ , т/сут/м
0-0,1	4	1,33
0,1-0,4	4	1,38
0,4-0,76	3	2,45
0,76-0,93	4	2,56
0,93-1,0	4	2,92

На рисунке 3.3.2 показана палетка зависимости  $m_{qH}/h_{HBC}=f(P(Z))$ , построенная по данным таблицы 3.3.3. Определять удельный среднего прирост дебита нефти за 12 месяцев работы скважин после ГРП от вероятности  $P(Z)$  можно графически, используя данную палетку.

Для оперативного прогноза  $m_{qH}/h_{HBC}$  от вероятности  $P(Z)$  аппроксимирована зависимость, изображенная на рисунке 3.3.2 (3.3.3):

$$m_{qH}/h_{HBC} = -11,358 \cdot (P(Z))^4 + 26,628 \cdot (P(Z))^3 - 22,125 \cdot (P(Z))^2 + 9,3364 \cdot P(Z) + 0,3613 \text{ (при } R^2 = 0,90), \quad (3.3.3)$$

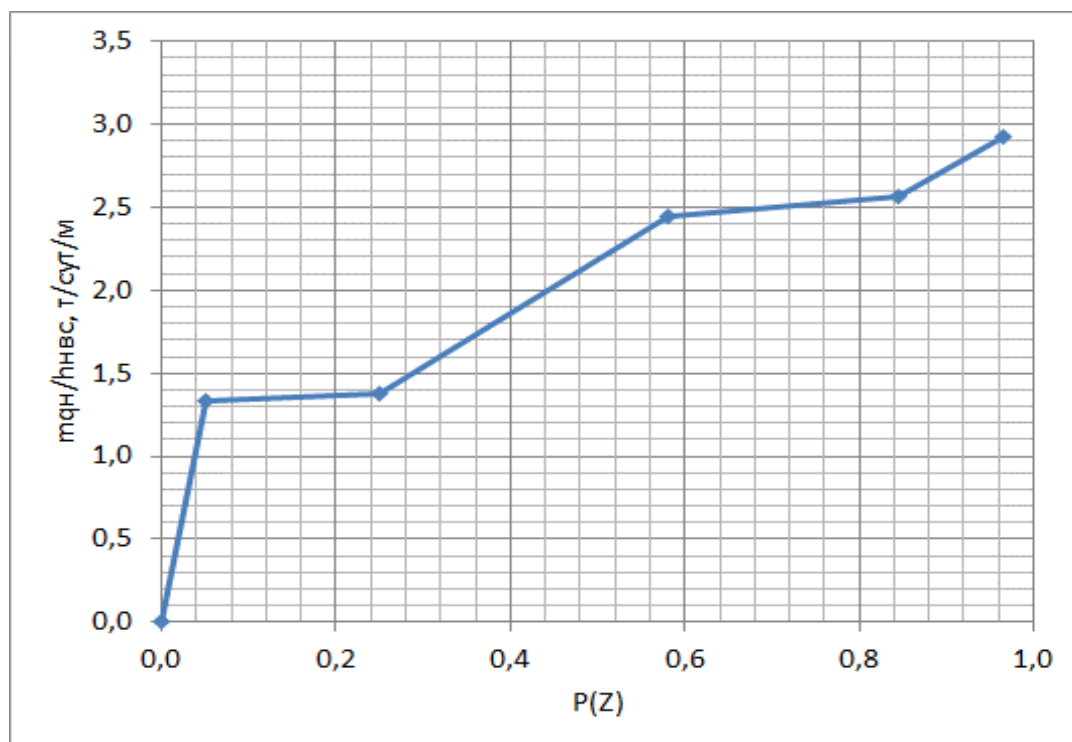


Рисунок 3.3.2 – Палетка прогноза удельного среднего прироста дебита нефти за 12 месяцев работы скважин после ГРП от вероятности  $P(Z)$

### Выводы по главе 3

1) В результате анализа опыта проведения ГРП в условиях глинисто-карбонатных пластов верейского объекта разработки Москудьинского нефтяного месторождения отмечается высокая эффективность пропантных ГРП как в части начальной продуктивности, так

и в продолжительности эффекта, за счет создания высокопроводящей трещины закрепленной пропантом. Средний начальный коэффициент продуктивности по скважинам с пропантными ГРП в 2 и более раз выше, чем коэффициент продуктивности по скважинам с кислотными ГРП.

2) Эффективность жидкости при проведении ПГРП классифицируется как крайне низкая (среднее значение 27%). Высокие дополнительные утечки жидкости разрыва в пласт могут свидетельствовать о наличии трещиноватости в пласте, высоких фильтрационно-емкостных свойств пласта, выработанности участка залежи, ухудшенном энергетическом состоянии пласта.

3) Наличие естественной трещиноватости в породе увеличивает анизотропию фильтрационно-емкостных свойств пласта-коллектора. Эффективность ГРП на верейской залежи в зонах с естественной трещиноватостью ниже, чем эффективность в поровых коллекторах. Средний коэффициент продуктивности в результате проведения ПГРП в трещинно-поровых в 1,4 раза больше, чем данный показатель в поровых коллекторах, однако коэффициенты изменения  $K_{\text{прод}}$ , составляют 0,961 и 0,995 д. ед., соответственно для условий трещинно-порового и порового коллектора.

4) Разработана многомерная статистическая модель для прогнозирования эффективности пропантных ГРП на объекте ВЗВ4 Москудьянского месторождения, учитывающая наличие естественной трещиноватости коллектора. На эффективность ГРП наибольшее влияние оказывают  $m/h_{\text{нвс}}$ ,  $P_{\text{пл0}}$ ,  $k_{\text{узп}}$  и  $S_0$ .

## ГЛАВА 4. МОДЕЛИРОВАНИЕ ТРЕЩИНЫ ГРП С УЧЕТОМ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ЛИТОТИПОВ ПОРОД

Проведение ГРП является сложной инженерной задачей, которая включает в себя большое количество этапов и мероприятий, таких как подбор рецептуры и изучение реологических характеристик жидкости разрыва, фильтрационные исследования на остаточную проводимость пропантных пачек на металлических пластинах, на пластинах керна Огайо и керна реальной породы, изучение упруго-механических свойств пласта (УМС), проведение исследований с регистрацией степени вдавливания пропанта в горную породу, планирование процесса ГРП, создание моделей трещин в специальных программных комплексах, анализ выполненных ГРП, формирование и выдача рекомендаций. Все эти аспекты входят в научно-инженерное сопровождение ГРП [36].

Моделирование процесса ГРП позволяет получить информацию о геометрических и фильтрационных параметрах трещины, а также прогнозировать его эффективность и правильно применять данную технологию в тех или иных геолого-физических условиях.

Наиболее распространенными специализированными программами, которые используются для создания дизайна и прогноза эффективности ГРП, являются Fracpro (Carbo), MFrac (Baker Hughes), FracCADE (Schlumberger), GONFER (Halliberton), Кибер ГРП (МФТИ, Газпромнефть НТЦ) и РН-ГРИД (РН-БашНИПИнефть). При моделировании используются упрощенные модели, которые предусматривают наличие только поровых коллекторов с учетом осредненных значений УМС пластов. В таких моделях не учитывается реальная анизотропия продуктивных пластов, что однозначно влияет на их достоверность и конечную эффективность планируемых геолого-технических мероприятий.

Для повышения уровня информативности и качества моделирования развития трещины ГРП необходимо построение геомеханических моделей,



учитывающих фильтрационно-емкостные и упруго-механические свойства пластов для каждой конкретной залежи [92, 93].

#### **4.1. Выделение литологических типов пород и построение геологической модели с учетом неоднородности литологии пластов**

Карбонатные пласты верейского горизонта имеют высокую степень неоднородности, по результатам интерпретации ГИС проницаемые породы-коллекторы представлены известняками с широким диапазоном фильтрационно-емкостных свойств. При подсчете запасов нефти объекта ВЗВ4 Москудьинского месторождения для определения коэффициента пористости  $K_p$  используется кривая объемного водородосодержания  $W$ , которая определяется по данным ННК-т (нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам), при этом учитываются технические условия измерений в скважине и поправка на глинистость пород

Для карбонатных пород показания ННК-т пересчитываются путем построения зависимостей керн-ГИС в характеристику открытой пористости пород ( $K_p$ ) [94]. Для включения пород в потенциально нефтеносные необходимо, чтоб открытая пористость по ГИС была больше установленного граничного значения, которое для объекта ВЗВ4 Москудьинского месторождения составляет 7%. При  $K_p$  менее 7%, даже если в них потенциально есть запасы нефти, на Государственном балансе РФ не учитываются. Несмотря на это, такие интервалы могут содержать нефтенасыщенные пропластки, которые не регистрируются методами ГИС, ввиду их недостаточной разрешающей способности (толщины пропластков менее 0,2 м). В настоящее время, породы верейской залежи выделены по упрощенной геолого-гидродинамической модели, в связи с этим в ней не учтены все литологические разности, которые участвуют в фильтрации флюидов. Данная модель не позволяет выделить породы, даже при использовании технологии учета анизотропии проницаемости пластов [95, 96].

Авторы работ [97, 98] утверждают, что на месторождениях Пермского края для сложнопостроенных карбонатных пластов существует связь между литофациальной анизотропией пласта, работой скважин и энергетическим состоянием пласта. На основе данных исследований керна выделено 4 литологических типа карбонатных пород верейской залежи (рисунок 4.1.1), которые отличаются фильтрационно-емкостными свойствами пласта, а также структурными особенностями. На рисунке 4.1.1 наличие нефтепроявлений отмечается серо-коричневым цветом, их отсутствие – фиолетовым.

Литотип 1 (обозначение 1 на рисунке 4.1.1) представляет высокопористые интенсивно насыщенные известняки (рисунок 4.1.1,а), пористость по ГИС составляет более 20%. Литотип 2 (обозначение 2 на рисунке 4.1.1) представлен чередующимися пропластками малой толщины (3-10 см) плотных карбонатных пород и высокопористых известняков (рисунок 4.1.1,б). По ГИС породы литотипа 2 интерпретируются как коллекторы и учитываются в Государственном балансе РФ. Данные породы характеризуются по ГИС как однородные малопористые известняки с пористостью всего 12%, в связи с низкой разрешающей способностью скважинных приборов.

Пористость по ГИС пород литотипов 3 и 4 ниже граничного значения в 7% и интерпретируются как плотные породы. Однако, по результату анализа данных исследований керна отмечено наличие нефтенасыщенных участков (рисунок 4.1.1,в) в низкопористых пропластках литотипа 3 (обозначение 3 на рисунке 4.1.1). Данные участки возможно приобщить к добыче нефти путем проведения ГРП [45]. Нефтепроявления в плотных породах литотипа 4 не отмечаются (обозначение 4 на рисунке 4.1.1, рисунок 4.1.1,г).

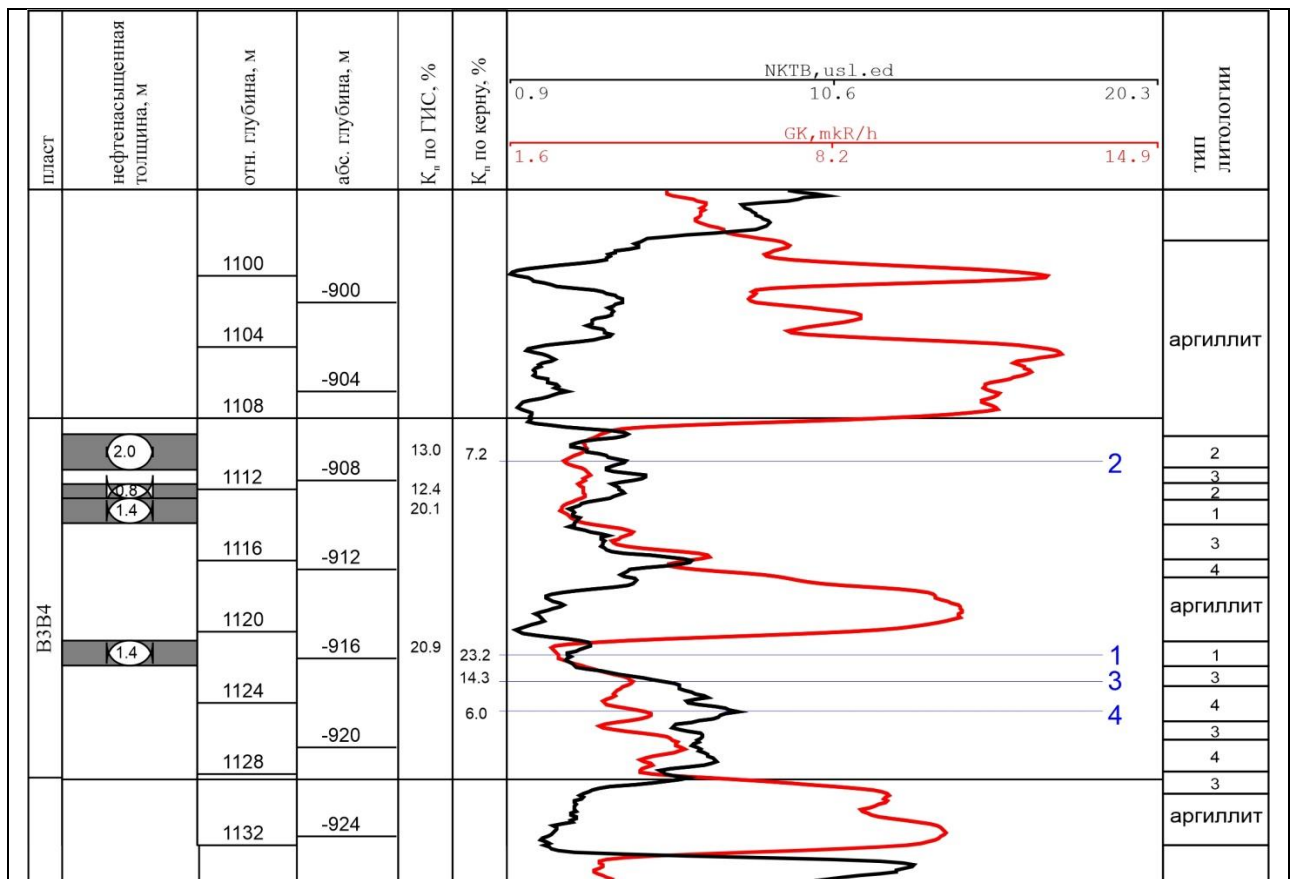


Фото полноразмерного керна в ультрафиолете

<p><b>Литотип 1 – высокопористый кавернозный известняк-коллектор</b></p>	<p><b>Литотип 2 – известняк с чередованием маломощных пропластков высокопористых коллекторов и плотных пород</b></p>	<p><b>Литотип 3 – низкопористый известняк</b></p>	<p><b>Литотип 4 – плотный известняк</b></p>
а	б	в	г

Рисунок 4.1.1 – Геолого-геофизический планшет и фото кернов в ультрафиолете различных литотипов верейских отложений скважины № 3013 Москудынского месторождения [99]

Для выделения литотипов и нефтеносных интервалов карбонатных пород, а также построения геолого-геофизической модели верейских отложений Москудьинского месторождения предлагается оценивать данные ГИС методами естественного гамма каротажа (ГК) и ННК-т с вычислением значений разностных параметров  $\Delta I_{ГК}$  и  $\Delta I_{ННК}$  согласно методике, описанной в патенте [100]. Гамма каротаж оценивает естественную радиоактивность горных пород и характеризуют заглинизированность пластов, четко разделяя карбонатные породы ( $\Delta I_{ГК} < 0,3$ ) от аргиллитов ( $\Delta I_{ГК} > 0,5$ ).

Расчет  $\Delta I_{ГК}$  и  $\Delta I_{ННК}$  производится по формулам:

$$\Delta I_{ГК} = (I_{ГКПЛ} - I_{ГКMIN}) / (I_{ГКMAX} - I_{ГКMIN}) - \text{для метода ГК}; \quad (4.1.1)$$

$$\Delta I_{ННК} = (I_{ННКПЛ} - I_{ННКMIN}) / (I_{ННКMAX} - I_{ННКMIN}) - \text{для метода ННК-т}, \quad (4.1.2)$$

где  $I_{ГКMAX}$  и  $I_{ННКMAX}$  – максимальные значения показаний методов;

$I_{ГКMAX}$  и  $I_{ННКMAX}$  – максимальные значения показаний методов;

$I_{ГКMIN}$  и  $I_{ННКMIN}$  – минимальные значения показаний методов;

$I_{ГКПЛ}$  и  $I_{ННКПЛ}$  – значение в оцениваемом пласте.

В глинисто-карбонатном разрезе  $I_{ГКMAX}$  соответствует пласту аргиллитов,  $I_{ГКMIN}$  - пласту наименее заглинизированных карбонатов;  $I_{ННКMAX}$  соответствует пласту наиболее плотных (наименее пористых) карбонатов,  $I_{ННКMIN}$  - пласту аргиллитов.

Для известняков верейского пласта показания для ГК, находятся в диапазоне  $\Delta I_{ГК}$  от 0 до 0,45, показания ННК-т находятся в диапазоне  $\Delta I_{ННК}$  от 0,15 до 0,5 (рисунок 4.1.2). Значения  $\Delta I_{ГК}$  составляющие более 0,45 относятся к аргиллитам. По данным керна для уплотненных пропластков с  $\Delta I_{ННК} > 0,45$  установлена ненулевая пористость –  $K_{п}=6\%$ , что показывает близость интервалов без признаков нефти к коллекторам. В противовес этому для нижележащего пласта башкирского возраста (ниже -924 м) установлен плотный пропласток со значением  $\Delta I_{ННК}=1$ , который показывает характеристику по ННК-т пород с  $K_{п} < 1\%$  (рисунок 4.1.2).

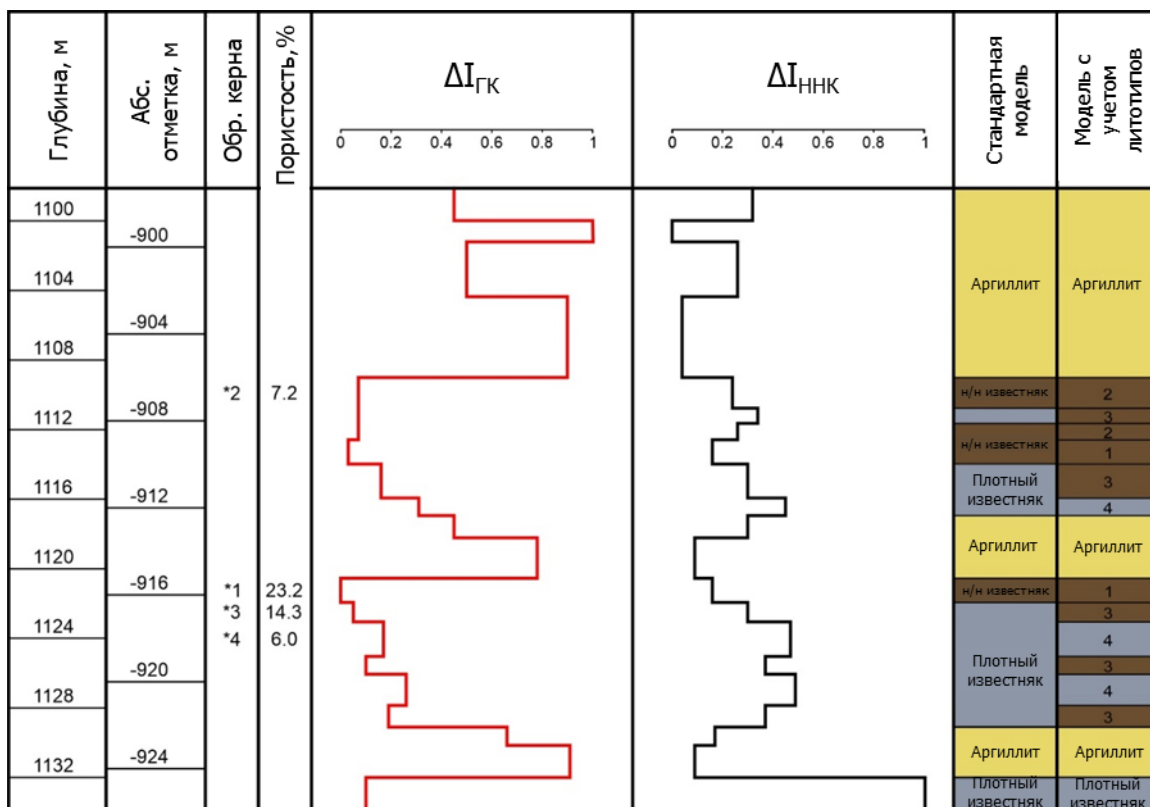


Рисунок 4.1.2 – Геолого-геофизический разрез верейских отложений скважины № 3013 Москудынского месторождения

В результате, для первого литотипа  $\Delta I_{ГК}$  составляет менее 0,05, а  $\Delta I_{ннк}$  изменяется в диапазоне от 0,09 до 0,21 (осредненные значения 0,16-0,17). Интервалы литотипа 2 по данным керна представлены чередованием по 0,03-0,10 м пористых и плотных разностей пород. Методы ГИС имеют разрешение 0,1-0,2 м, не позволяя выделять пропластки столь малых толщин. Поэтому для литотипа 2 ГИС представляет осредненную оценку. Показания  $\Delta I_{ГК}$  изменяются в диапазоне от 0,02 до 0,09,  $\Delta I_{ннк}$  в диапазоне от 0,22 до 0,28. Для литотипа 3 показания  $\Delta I_{ГК}$  изменяются в диапазоне от 0,05 до 0,30, что свидетельствует о различной глинистости пород. Значения  $\Delta I_{ннк}$  изменяются в диапазоне от 0,29 до 0,41. Для литотипа 4 повышенные показания  $\Delta I_{ГК}$  (0,17-0,44) свидетельствуют о преимущественной глинизации известняков, диапазон  $\Delta I_{ннк}$  (0,45-0,49) – об их сильном уплотнении (таблица 4.2.1).

## **4.2 Дифференциация пустотного пространства карбонатных пластов путем комплексирования исследований методами радиоактивного каротажа и рентгеновской томографии керна**

В результате проведения томографических исследований образцов керна со скважины № 3013 Москудьинского месторождения (рисунок 4.2.1) выполнена оценка емкостного пространства горных пород. Наиболее перспективным методом для оценки и визуализации пустотного пространства и структуры минерального скелета горных пород, а также ФЕС коллекторов считается метод рентгеновской томографии керна. При выполнении томографии создается серия полутоновых изображений, на которых изменение плотности образца выражается в оттенках серого. На изображении при рентгеновской съемке отображаются светлые, характеризующие пористые участки, то есть наименее плотные, и темные участки, характеризующие наибольшую рентгеновскую плотность. Благодаря методу рентгеновской томографии можно определить как пористость, так и детальную характеристику пустотного пространства образца горной породы [101-104].

Опыты проведены на промышленном томографе NikonMetrology XT H 225. Благодаря данной модели возможно определять параметры и характеристики как полноразмерных образцов керна, так и образцов с размерами в несколько миллиметров. Для визуализации минерального скелета и структуры пустотного пространства образцов горной породы в трехмерном пространстве (построение трехмерных моделей) применяется программное обеспечение Avizo Fire. [105, 106].

Одной из целей проведения рентгеновской томографии образцов керна может быть определение литологической анизотропии пород, выявление зон кавернозности и участков развития трещин. Результатом исследования полноразмерных образцов керна методом рентгеновской томографии будет расчет емкости больших каверн и трещин, а также определение типа

коллектора. Томография образцов меньших размеров (40 мм) способствует детальному изучению геометрических размеров пор, каверн и трещин, а также их структурно-морфологических признаков.

Для описания пустотного пространства каждого литотипа, изначально, проведена томография образцов керна с диаметром 100 мм (полноразмерный керн), которая позволяет выявить зоны трещиноватости, литологические неоднородности и участки локализации каверн [107]. Томографирование образцов проводилось как единично, так и попарно, при этом удалось выделить крупные литологические неоднородности размером более 0,2 мм.

В результате, для первого литотипа (высокопористый коллектор), выявлено активное развитие кавернозности, распределенной неравномерно, видимая по томограмме пористость составила 5 %. Для пород литотипа 2 характерны слоистость и неравномерное распределение пористости, в зависимости от участка, ее значение изменяется в диапазоне от 1 до 3 %, при этом доля пористой части составляет 76%, а плотной части – 24% по данным томографии полноразмерного керна. Керн литотипа 3 характеризуется более плотными породами. Для него доля потенциально проницаемых пород снижается до 14%, причем в плотной части образца по томографии установлена трещиноватость. Керн литотипа 4 по результатам томографии характеризуется как плотная порода без участков с низкой плотностью. На данном этапе удалось получить только качественные результаты, ввиду низкой разрешающей способности метода при томографировании полноразмерного керна, в связи с большими размерами образцов и необходимостью их экстракции. В данном случае, структура емкостного пространства для плотных пород практически не различима.

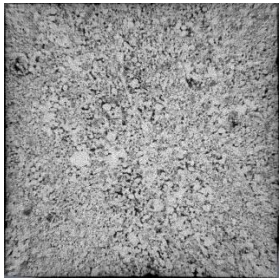
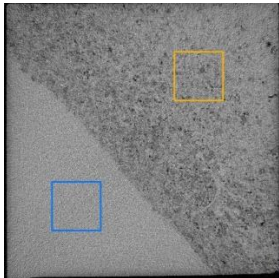
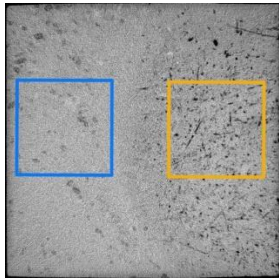
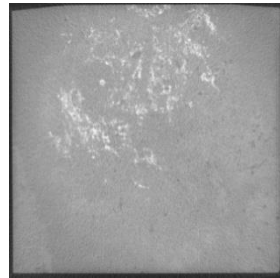
Томограммы для кубов керна			
Литотип 1	Литотип 2	Литотип 3	Литотип 4
			
а	б	в	г

Рисунок 4.2.1 – Фото кернов различных литотипов по данным рентгеновской томографии, скважина № 3013 Москудынского месторождения

Путем изготовления меньших по размерам образцов керна в форме куба (длина грани 40 мм) удалось увеличить разрешение исследований, что позволило детально изучить структуру пустотного пространства образцов и сравнить участки каждого литотипа при одинаковых условиях [100]. При этом, для литотипов 1 (наиболее проницаемая часть) и 4 (наиболее плотная часть) образцы керна имеют наиболее однородный литологический состав. Для литотипов 2 и 3, которые неоднородны по составу, образцы керна выпилены так, чтобы границы между плотной и проницаемой частями были четко выражены во всем объеме образцов. Данное решение принято ввиду того, что кубы керна не описывают реальные объемы плотной и проницаемой частей пород литотипов 2 и 3.

После этого, выполнена экстракция образцов керна и определена открытая пористость ( $K_{п-жид}$ ) жидкостным методом Преображенского. [100]. В результате для куба первого литотипа  $K_{п-жидк}$  равна 23,2 %; для второго литотипа – 7,2 %; для третьего литотипа – 14,3 %; для четвертого литотипа – 6,0 %.



После определения открытой пористости выполнены томографические исследования. Их результаты представлены на рисунке 4.2.2. Использование образцов керна меньших размеров и их экстракция позволили увеличить разрешение метода, при этом размеры визуализированных пустот, по которым преимущественно фильтруется флюид, составили более 0,065 мм.

В итоге характеризующий наиболее проницаемую часть литотип 1 представлен кавернозным известняком с пористостью по томографии ( $K_{п-том}$ ) равной 22,1%, что указывает на почти полную визуализацию пустотного пространства (рисунок 4.2.2,а). Плотные породы литотипа 4 (рисунок 4.2.2,г) характеризуется отсутствием каких-либо крупных пустот, при этом полученная пористость в 0,2% считается погрешностью измерений.

По томографии пористость проницаемой части ( $D_{прон}$ ) пород литотипа 2 составила 2,7%, а ее доля – 13,8%. Ее объем представлен пористо-кавернозным органогенно-детритовым известняком. Плотная часть сложена тонкозернистым известняком ( $1 - D_{прон} = 86,2\%$ ), в них не прослеживаются пустоты с размерами более 0,065 мм, пористость менее 0,2 %. Резкая и ровная граница между плотной и проницаемыми частями указывает на границу поверхности напластования (рисунок 4.2.2,б).

По томографии пористая часть образца третьего литотипа ( $D_{прон} = 67,3\%$ ) визуализируется разнонаправленными в породе удлиненными прямыми игло- и веретеновидными порами. Граница между проницаемыми и плотными участками является округлой, неявной указывая на то, что плотные известняки включают в себя небольшие участки пористых пород (рисунок 4.2.2,в). Томограмма показывает пустотное пространство с пористостью проницаемой части равной 3,6%. Размеры пустот плотной части также не превышают 0,065 мм, ввиду недостаточной разрешающей способности метода.

Исходя из этого, структуру пород плотной части второго и третьего литотипов решено считать похожей на литологию четвертого литотипа, при этом пористость можно оценить в 6% (рисунки 4.2.2,в и 4.2.2,г).

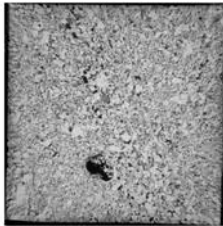
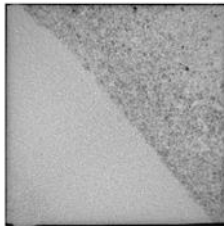
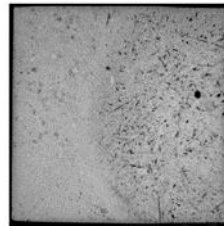
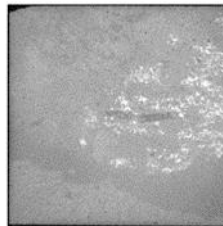
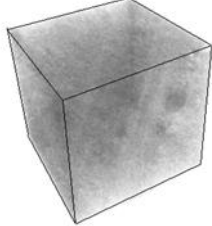

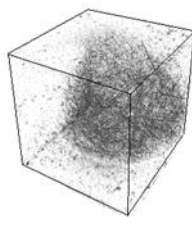
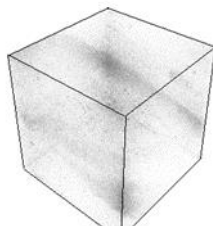
Томограммы для кубов керна после экстракции			
Литотип 1	Литотип 2	Литотип 3	Литотип 4
			
			
а	б	в	г

Рисунок 4.2.2 – Фото кернов каждого литотипа по данным рентгеновской томографии после экстракции, отобранные из скважины № 3013 Москудынского месторождения

Тогда сумма пористостей плотной и проницаемой частей неоднородного образца будут представлять его открытую пористость [100]:

$$K_{\text{пжидк-нд}} = D_{\text{прон}} \cdot K_{\text{ппрон}} + (1 - D_{\text{прон}}) \cdot K_{\text{плл}}, \quad (4.2.1)$$

где  $K_{\text{пжидк-нд}}$  –  $K_{\text{п}}$  неоднородного образца;  $K_{\text{плл}}$  –  $K_{\text{п}}$  плотной части образца (6%);  $D_{\text{прон}}$  – доля проницаемых коллекторов;  $K_{\text{ппрон}}$  –  $K_{\text{п}}$  проницаемой части образца;

Определение доли проницаемой части образцов проводится методом рентгеновской томографии.

Соответственно для второго и третьего литотипов по формуле 4.2.2 рассчитывается пористость проницаемой части [100]:

$$K_{\text{ппрон}} = (K_{\text{пжидк-нд}} - K_{\text{плл}} \cdot (1 - D_{\text{прон}})) / D_{\text{прон}} \quad (4.2.2)$$

Тогда для второго литотипа  $D_{\text{прон}} = 0,138$  д. ед.;  $K_{\text{пжидк-нд}} = 7,2$ :

$$K_{\text{ппрон}2} = \frac{7,2 - 6 \cdot (1 - 0,138)}{0,138} = 14,7\%.$$

Исходя из вышеописанного, доля проницаемой части кубического образца керна второго литотипа составила 13,8% с  $K_{пПРОН2} = 14,7\%$ , доля плотной части составила 86,2% с  $K_{пПЛ} = 6,0\%$ .

Далее представлен пример расчета пористости для проницаемой части образца керна третьего литотипа ( $D_{прон} = 0,673$  д. ед.;  $K_{пЖИДК-НД} = 14,3\%$ ):

$$K_{пПРОН2} = \frac{14,3 - 6 \cdot (1 - 0,673)}{0,673} = 18,3\%.$$

В результате, проницаемая часть кубического образца керна третьего литотипа составила 67,3% с  $K_{пПРОН2} = 18,3\%$ , а доля плотной части – 32,7% с  $K_{пПЛ} = 6,0\%$ .

В таблице 4.2.1 для всех литотипов приведены сводные результаты, обобщающие результаты ГИС, томографических исследований полноразмерного керна и изготовленных кубов.

Таблица 4.2.1 – Обобщающие результаты ГИС и результаты оценки емкостных свойств пород для различных литотипов

	$\Delta I_{ГК}$	$\Delta I_{ННК}$	D, % (полн. образец)	$K_{п-жидк}, \%$	$K_{п-том}, \%$
литотип 1	0-0,05	0,09-0,21	100	23,2	22,1
литотип 2	0,02-0,09	0,22-0,28	76	7,2	14,7
			24		6,0
литотип 3	0,05-0,30	0,29-0,41	14	14,3	18,3
			86		6,0
литотип 4	0,17-0,44	0,42-0,50	100	6,0	<0,2

Из таблицы 4.2.1 видны различия в структуре емкостного пространства неоднородных литотипов 2 и 3. Для данных литотипов пористость проницаемых частей превышает граничное значение для рассматриваемого объекта в 7%, соответственно существует возможность добычи нефти из литотипов 2 и 3. Доля проницаемого известняка второго литотипа с пористостью 14,7% составляет 76%, доля плотной части пород второго литотипа составила 24%.

Проницаемая часть третьего литотипа обладает лучшими коллекторскими свойствами и представлена более крупными порами (пористость 18,3%), однако ее доля в объеме породы незначительна - 14%. Удлиненные поры литотипа 3 могут быть сопоставлены с наличием естественной трещиноватости пород, при этом ее присутствие в верейских пластах подтверждается результатами ГДИС [45]. Как было установлено ранее (глава 2), на некоторых скважинах, эксплуатирующих верейские отложения, установлен изломом кривой восстановления давления, что интерпретируется согласно модели Уоррена-Рута [50, 108, 109] как влияние на фильтрацию флюидов трещиноватости пород. В результате обобщения информации по гидродинамическим исследованиям на объекте ВЗВ4 Москудьинского месторождения отмечается, что раскрытость трещин составляет не более 10 мкм (низкая естественная раскрытость) [99]. Показательно, что для района скважины № 3013 Москудьинского месторождения, по данным ГДИ коллектор работает как поровый без признаков влияния трещин. Вместе с тем, можно считать интервалы литотипа 3 потенциально трещиноватыми, а при выполнении ГРП раскрытость естественных трещин вероятно будет усиливаться. В целом при закреплении трещин гидроразрыва пропантом вероятным сценарием является подключение к работе скважины дополнительных объемов нефтесодержащих пород.

В результате обобщения данных томографических исследований полноразмерного керна и изготовленных кубов сделаны следующие выводы: 76% объема пород второго литотипа представлено проницаемым известняком, его пористость составляет 14,7%. Наоборот, доля плотного известняка составляет 24%. Доля проницаемого известняка литотипа 3 составляет 14% с пористостью 18,3%, соответственно 86 % приходится на плотные породы. Характеристики плотных частей пород литотипов 2 и 3 сопоставимы с характеристиками пород литотипа 4, их пористость составляет 6%.

Таким образом, комплексирование геофизических исследований скважин методами гамма каротажа и нейтрон-нейтронного каротажа на тепловых нейтронах с компьютерной томографией образцов керна позволяет повысить детализацию и достоверность определения эффективных нефтенасыщенных толщин, слагающих неоднородные карбонатные пласты, которые ранее не включались в нефтенасыщенные толщины и в Государственном балансе запасов РФ потенциальные запасы нефти данных интервалов не учитывались.

#### **4.3 Построение модели трещины ГРП путем моделирования процесса ГРП в программном комплексе Fracpro и ее калибровка по результатам выполненных ГРП**

Кроме построения достоверной геологической модели и определения ФЕС пластов, для моделирования процесса ГРП важно определение статических параметров УМС горных пород (определяются на керне в процессе нагружения и разрушения образца) в зоне проведения ГРП, как для коллектора, так и для плотных горных пород (плотные известняки, аргиллиты). На практике ввиду дороговизны и сложности выбуривания керна охват скважин керновым материалом имеет низкую долю. В связи с этим, на основе применения акустических промысловых исследований проводится построение зависимостей статических параметров от динамических [110], которые впоследствии используются для построения профиля горизонтальных напряжений [111]. Данные процедуры имеют исключительно важное значение для моделирования развития в пласте трещины ГРП.

Для определения статических параметров УМС горных пород проведены испытания на образцах керна из скважины № 3013 Москудьинского месторождения специалистами кафедры МДГиГИС в Центре геомеханики и геодинамики недр ПНИПУ. Для этого для каждого

литотипа выпилено по два цилиндрических образца с диаметром 30 мм и высотой 60 мм.

При снижении нагрузки (пластового давления) аргиллиты изменяют свои прочностные свойства, что приводит к их расслаиванию при поднятии на поверхность, поэтому провести исследования с нагрузкой на образцах данной породы не предоставляется возможным. (рисунок 4.3.1).



Рисунок 4.3.1 – Фото образца керна из интервала аргиллита верейского горизонта из скважины № 3013 Москудьинского месторождения

В связи с этим, при участии автора диссертации для двух образцов из скважин № 3013 и № 9230 из интервалов аргиллита проведено определение основных петрогенных элементов в силикатных горных породах, бокситах, карбонатах и железистых кварцитах флуоресцентным рентгеноспектральным методом, а также определение потери при прокаливании гравиметрическим методом [112]. Применяемое оборудование – волнодисперсионный рентгенофлуоресцентный спектрометр последовательного типа действия S8 Tiger. В результате установлено, что в состав исследуемых аргиллитов

входят минералы группы монтмориллонита, структурные пакеты которых связаны между собой преимущественно ионами калия и натрия (таблица 4.3.1).

Таблица 3.3.1 – Химический состав аргиллитов верейских отложений Москудьинского месторождения

	Оксиды, массовая доля, %										
	SiO <sub>2</sub>	TiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	MnO	CaO	MgO	Na <sub>2</sub> O	K <sub>2</sub> O	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	ППП
Бентонитовая глина*	59,4	0,99	18,7	7,7	0,04	2,10	1,15	0,33	0,63	0,00	9,0
Каолиновая глина*	59,5	1,73	25,5	2,4	0,01	0,31	0,31	0,29	0,49	0,02	9,5
Аргиллит скв. № 3013	56,5	0,73	16,3	5,7	0,04	3,20	3,59	1,19	6,23	0,07	6,1
Аргиллит скв. № 9230	58,2	0,73	15,9	5,2	0,03	3,28	3,08	1,18	6,33	0,08	5,5

Примечание: \* - данные взяты из литературных источников [111]

Отсюда жесткость структуры аргиллитов, их трещиностойкость, связана не только с их минеральным составом породы, но и с прочностью структурных связей между коллоидами и агрегатами [113]. Данный вывод подтверждают следующие показатели исследованных аргиллитов из скважин № 3013 и № 9230: влажность - 1,19%; плотность - 2,51 г/см<sup>3</sup>; прочность на одноосное растяжение вдоль напластования - 2,2 МПа и поперек напластования - 3,7 МПа; прочность на одноосное сжатие вдоль напластования - 50 МПа и поперек напластования ( $\sigma_{сж}$ ) - 69 МПа; модуль упругости вдоль напластования -  $0,065 \cdot 10^5$  МПа и поперек напластования  $0,075 \cdot 10^5$  МПа; коэффициент Пуассона вдоль напластования - 0,29 и поперек напластования - 0,33; сцепление вдоль напластования - 12,5 МПа и поперек напластования - 17,3 МПа; угол внутреннего трения ( $\varphi$ ) - 36°. В литературных источниках [114, 115] отмечена возможность глин изменять свою структуру и состав при нагрузке даже в 5-10 МПа.

Для описания предельного напряженного состояния горной породы в момент его разрушения наиболее широко используют теорию прочности Кулона-Мора. Согласно ей разрушение горной породы, т.е. переход от упругого состояния к пластичному, вызывается совместным действием нормальных и касательных напряжений. При этом необходимо провести расчет и связь напряжений, действующих в горной породе.

На рисунке 4.3.2 приведено графическое обоснование расчета эффективного напряжения ( $\sigma_n$ ) на площадке максимальных касательных напряжений ( $\sigma_n$ ). При достижении предельных главных напряжений ( $\sigma_1 \rightarrow \max$  при  $\sigma_3 = \text{const}$ ) эффективное напряжение  $\sigma_n$  можно рассматривать как критерий формирования магистральной трещины разрушения в зоне площадки максимальных касательных напряжений [116].

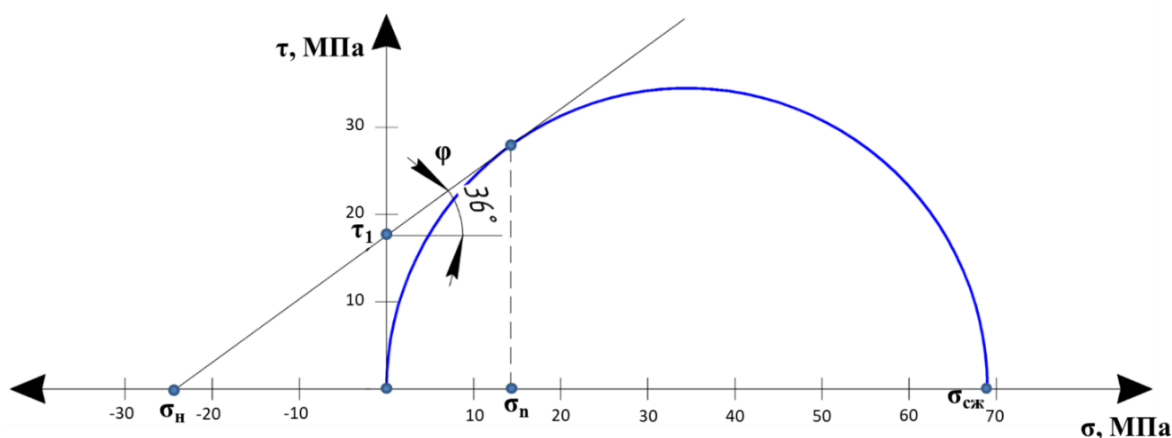


Рисунок 4.3.2 – Построение диаграммы напряжений для аргиллита верейского горизонта Москудынского нефтяного месторождения

Прочность тела на сдвиг в каждой конкретной площадке равна сумме величины сцепления  $\tau$  и нормального напряжения  $\sigma$  с учетом угла внутреннего трения  $\phi$ . Для оценки  $\sigma_n$  использованы, выше обоснованные для верейских аргиллитов, показатель прочности на одноосное сжатие поперек их напластования  $\sigma_{сж} = 69$  МПа и угол внутреннего трения  $\phi = 36^\circ$ .

Оценка эффективного напряжения производилась графическим методом путем построения паспорта прочности. При этом принималось, что



боковое напряжение  $\sigma_3=0$ ; вертикальное напряжение  $\sigma_1=\sigma_{сж}$ . Принимая прочность на одноосное сжатие поперек напластования  $\sigma_{сж}=69$  МПа, откладывалась окружность (круг Мора) радиусом  $R= \sigma_{сж}/2$ . Затем к кругу Мора проводилась касательная под углом  $\varphi = 36^\circ$ , и из точки касания прямой и окружности - прямая на ось абсцисс (ось нормальных напряжений), а также продолжение касательной до оси абсцисс. В результате для аргиллита верейского горизонта Москудьинского нефтяного месторождения сцепление  $\tau_1$ , нормальное напряжение  $\sigma_n$  и эффективного напряжения  $\sigma_n$  с учетом угла внутреннего трения  $36^\circ$  равны соответственно 17,6, 14,3 и 24,2 МПа (рисунок 4.3.2).

Этот же результат можно получить при расчете по следующей формуле (4.3.1) [117]:

$$\sigma_n = \frac{\sigma_{сж}}{2} - \cos(90^\circ - \varphi) \cdot \frac{\sigma_{сж}}{2} = 14,3 \text{ МПа.} \quad (4.3.1)$$

Таким образом, проведенные теоретические расчеты показывают, что исследованные аргиллиты могут разрушаться и быть потенциально трещиноваты при нагрузках более 24,2 МПа.

Испытания образцов керна карбонатных пород верейского горизонта выполнены научным коллективом (Ю. Кашников и др.) на установке ПИК-УИДК/ПЛ методом объемного сжатия с моделированием пластовых условий и определением статических и динамических параметров. В результате получены значения статических модуля Юнга ( $E_{ст}$ ) и коэффициента Пуассона ( $\nu_{ст}$ ) и скоростей продольной ( $V_{Рлаб}$ ) и поперечной волн ( $V_{Слаб}$ ) для каждого из образцов. Кроме того, определена открытая пористость газовым методом (таблица 4.3.2).

Таблица 4.3.2 – Результаты определения статических и динамических параметров образцов керна карбонатных пород верейского горизонта из скважины № 3013 Москудынского месторождения для пластовых условий

№ образца		$E_{ст}$ , ГПа	$v_{ст}$	Средний для литотипа $v_{ст}$	$K_{п}$ , %	$V_{Рлаб}$ , м/с	$V_{Слаб}$ , м/с
1-1	Литотип 1	18,8	0,307	0,265	22,91	3850	2190
1-2		26,4	0,222		21,93	3974	2232
2-1	Литотип 2	44,3	0,109	0,180	9,57	5036	3105
2-2		37,2	0,251		8,15	5025	2985
3-1	Литотип 3	47,1	0,223	0,263	5,61	5428	2947
3-2		45,1	0,302		6,57	5338	2881
4-1	Литотип 4	63,2	0,237	0,252	0,82	5967	3201
4-2		55,8	0,267		1,69	5888	3140

При определении упруго-механических свойств пород получены сильные зависимости (4.3.2) и (4.3.3) статического модуля Юнга от скорости продольной волны и коэффициента открытой пористости для пластовых условий при лабораторных испытаниях (рисунки 4.3.3, 4.3.4):

$$E_{ст} = 0,018 \cdot V_{Рлаб} - 48,79, R = 0,98; \quad (4.3.2)$$

$$E_{ст} = -1,65 \cdot K_{п} - 58,19, R = -0,95. \quad (4.3.3)$$

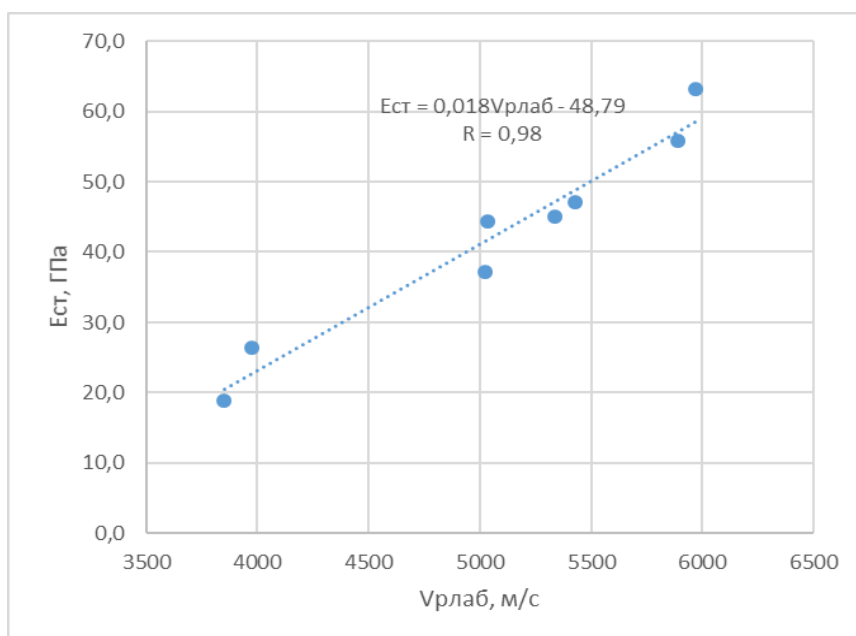


Рисунок 4.3.3 – Зависимость статического модуля Юнга от скорости продольной волны для пластовых условий по данным лабораторных измерений

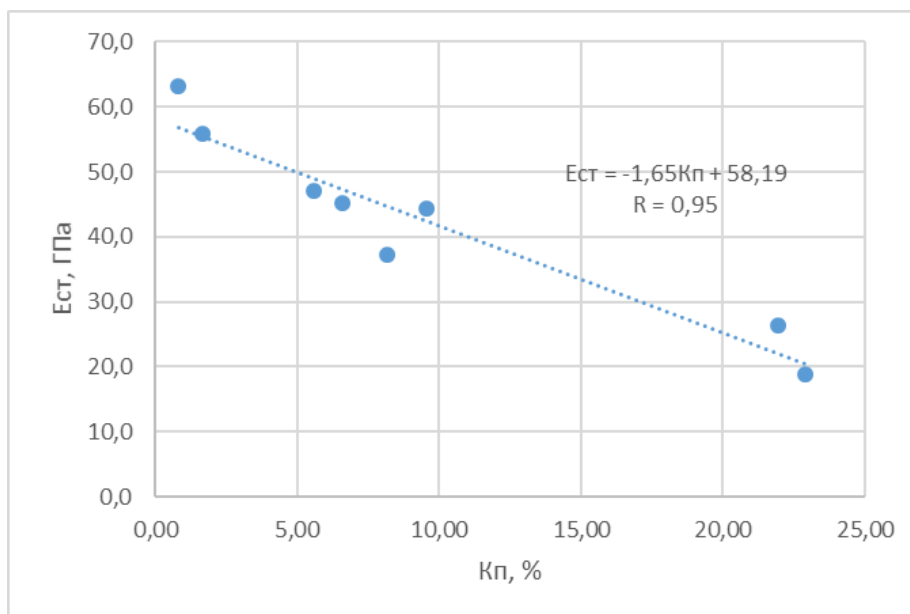


Рисунок 4.3.4 – Зависимость статического модуля Юнга от коэффициента открытой пористости для пластовых условий

Также выявлена сильная обратная зависимость (4.3.4) коэффициента открытой пористости от скорости продольной волны в пластовых условиях при лабораторных испытаниях (рисунок 4.3.5):

$$K_{п} = -0,011 \cdot V_{р\text{лаб}} + 63,3, R = -0,99. \quad (4.3.4)$$

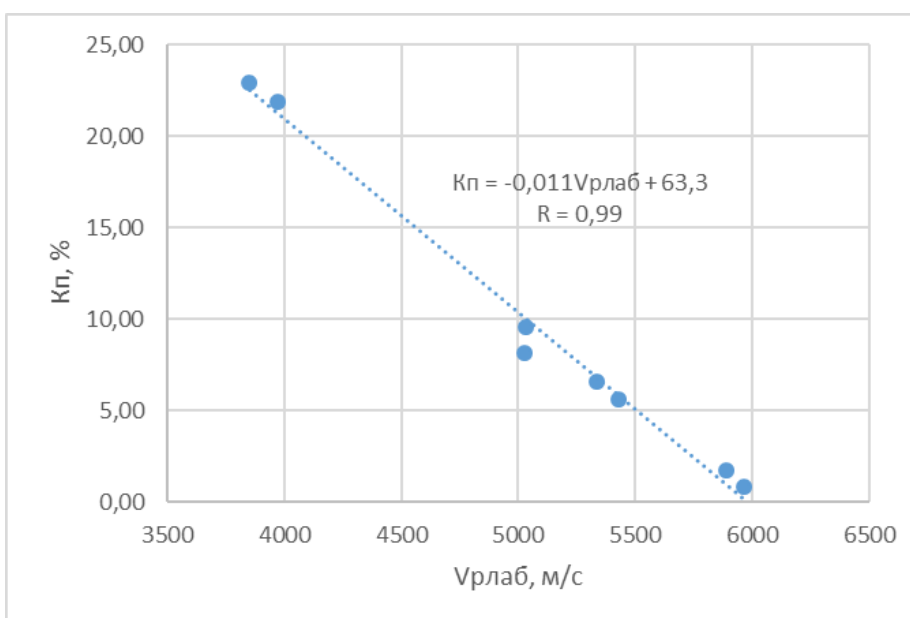


Рисунок 4.3.5 – Зависимость коэффициента открытой пористости от скорости продольной волны для пластовых условий по данным лабораторных измерений

На практике, часто при проведении акустического каротажа определяют скорость продольной волны, в связи с этим выявленные зависимости полезны при планировании ГРП в рамках производственной деятельности.

Для скважины № 3013 Москудынского месторождения в программном комплексе Fracpro выполнено моделирование ПГРП для двух вариантов геолого-геомеханической модели нефтяной залежи и сравнение результатов. Первая, **стандартная**, модель предусматривала текущее, на настоящий момент, представление без разделения карбонатных пород на литотипы. В **модели с учетом литотипов** принималось во внимание различие в геомеханических и фильтрационных свойствах различных литотипов пород. Для обеих моделей в расчетах также учитывались фильтрационные и упруго-механические характеристики близко залегающего пласта башкирского возраста (ниже глубины 1132 м).

Программный комплекс Fracpro для расчета развития трещины гидроразрыва предусматривает введение исходной технологической информации, прежде всего свойств пропанта и жидкости разрыва, а также динамических характеристик проведения обработки. Технологические характеристики гидроразрыва для стандартной модели и модели с учетом литотипов принимались одинаковыми. Все модели построены с учетом использования алюмосиликатного пропанта, характеристики которого соответствуют требованиям ГОСТ Р51761-2013. Марка пропанта – BORPROP, его фракция – 16/20. Масса пропанта составляет 30 т, максимальная концентрация пропанта составляет  $800 \text{ кг/м}^3$ , расход жидкости –  $3,8 \text{ м}^3/\text{мин}$ . Согласно лабораторным исследованиям, проводимость пропантной пачки в результате распада геля восстанавливается на 65% и более, что принято для моделирования в нашем случае. В расчетах использовалась жидкость разрыва WG-46 на водной основе, концентрация полимера (гуара) составила  $3,0 \text{ кг/м}^3$ , диапазон вязкости линейного геля при температуре  $21 \text{ }^\circ\text{C}$  составил от 18,6 до 20,8 мПа·с. В расчетах эффективное

давление в трещине при ГРП принималось равным 6,1 МПа; эффективность жидкости разрыва – 40%; давление мгновенной остановки закачки (ISIP) – 10,1 МПа

Помимо технологических характеристик в модель также вводятся физико-химические свойства флюидов, данные по конструкции скважины, пластовое давление.

Фильтрационные свойства горных пород в расчетных моделях характеризуются коэффициентом фазовой проницаемости по нефти ( $k_n$ ). Упруго-механические свойства пород учитываются введением в расчет профиля минимальных горизонтальных напряжений, статических коэффициента Пуассона и модуля Юнга, а также трещиностойкости ( $K_{1c}$ ). Данные характеристики различны для стандартной модели и модели с учетом литотипов.

Стандартная модель упрощенно представляет верейский пласт из 3 типов пород: нефтенасыщенный известняк (пласты ВЗВ4), плотный известняк, аргиллит. Все характеристики в модели для всех типов пород взяты согласно действующему на настоящий момент технологическому документу на разработку Москудьинского месторождения (таблица 4.3.3).

Модель с учетом литотипов предусматривает различные свойства литотипов карбонатных пород верейского горизонта. Причем для литотипа 2 и 3 характерно неоднородное строение с различными свойствами пород в нефтяной и плотной части. Строение интервалов литотипов 2 и 3 принималось в расчетах согласно обоснованной в разделе 3.1 геологической модели (рисунок 4.1.2), при которой свойства их плотных пропластков соответствуют литотипу 4.

Для модели с учетом литотипов для литотипов 1-4 фазовая проницаемость по нефти ( $k_n$ ) определена последовательно через абсолютную проницаемость по газу ( $k_g$ ) и пористость ( $K_p$ ) по зависимостям из технологического документа на разработку Москудьинского месторождения (4.3.5) и (4.3.6):

$$k_{\Gamma} = 0,321 \cdot e^{0,4093 \cdot K_{\Pi}}; \quad (4.3.5)$$

$$k_{\text{H}} = -0,796 \cdot k_{\Gamma}^2 + 0,811 \cdot k_{\Gamma} - 0,002. \quad (4.3.6)$$

Проницаемость для аргиллитов и плотных известняков башкирского возраста принята нулевой.

Статический коэффициент Пуассона для литотипов 1-4 принят осредненным согласно результатам лабораторных испытаний (таблица 4.3.2). Для плотных известняков башкирского возраста взят статический коэффициент Пуассона, определенный для литотипа 4. Для аргиллитов  $\nu_{\text{ст}}$  рассчитан по зависимости (4.3.7), выявленной для терригенных пород месторождений Пермского края [17]:

$$\nu_{\text{ст}} = -0,0003 \cdot \Gamma\text{К}^2 + 0,0229 \cdot \Gamma\text{К} + 0,1001 \quad [17], \quad (4.3.7)$$

где  $\Gamma\text{К}$  – показания гамма-каротажа, мкР/ч.

При наличии данных ВАК-Д используется зависимость для перевода динамического коэффициента Пуассона ( $\nu_{\text{д}}$ ) в  $\nu_{\text{ст}}$ :

$$\nu_{\text{ст}} = 0,998 \cdot \nu_{\text{д}} + 0,01, \quad [118] \quad (4.3.8)$$

При определении статического модуля Юнга для литотипов 1-4 использовалась зависимость от коэффициента пористости (4.3.3). Научным коллективом (Ю. Кашников и др.) в 2021 году получена зависимость статического модуля Юнга от коэффициента пористости для карбонатных пород месторождений Пермского края. В области с низкой пористостью ( $K_{\Pi} < 2\%$ ) наблюдается существенный разброс значений показателя, так как в данных условиях вместо величины пустотного пространства определяющими становятся упругие свойства минералов [119]. В связи с этим, для плотных известняков применена зависимость (4.3.2) статического модуля Юнга от скорости продольной волны для пластовых условий по данным лабораторных измерений. Ввиду того, что на скважине проведен АКШ для перевода скорости продольной волны по данным АКШ ( $V_{\text{рАКШ}}$ ) в  $V_{\text{рлаб}}$  получена зависимость (рисунок 4.3.6):

$$V_{\text{рлаб}} = 1,399 \cdot V_{\text{рАКШ}} - 1236,3, R = 0,88 \quad (4.3.9)$$

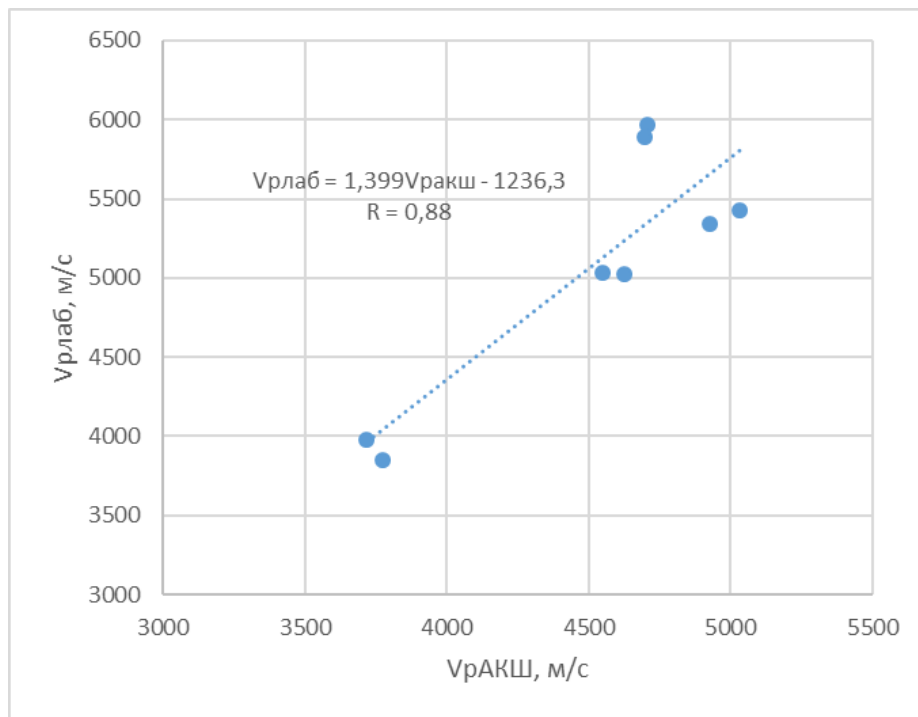


Рисунок 4.3.6 – Зависимость скорости продольной волны, определенной при лабораторных испытаниях и по результатам АКШ

Статический модуль Юнга аргиллитов определялся по зависимости:

$$E_{ст} = 2,05 \cdot 10^{-7} \cdot V_{рлаб}^{2,24} [17] \quad (4.3.10)$$

Трещиностойкость для аргиллитов и карбонатных пород определена по зависимостям (4.3.11) и (4.3.12), соответственно:

$$K_{1с} = 0,0026 \cdot V_{рлаб} - 9,26; [17] \quad (4.3.11)$$

$$K_{1с} = 6,44 \cdot 10^{-7} \cdot V_{рлаб}^{1,69} [17] \quad (4.3.12)$$

При определении УМС горных пород литотипов 1-4, аргиллитов, плотных известняков и аргиллитов скорость продольной волны по данным АКШ усреднялась для каждого типа пород.

Расчет минимальных горизонтальных напряжений выполнен по формуле Итона [15]:

$$\sigma_h = \frac{\nu_{st}}{1-\nu_{st}} (\sigma_V - \alpha P_{пл}) + \alpha P_{пл} + \Delta\sigma_h, \quad (4.3.13)$$

где  $\sigma_V$  – вертикальная составляющая горного давления, МПа,  $\alpha$  – коэффициент Био,  $P_{пл}$  – пластовое давление, МПа,  $\Delta\sigma_h$  – тектоническая составляющая горного давления, МПа.

Для расчета вертикальной составляющей горного давления используются данные плотностного гамма-гамма каротажа, то есть плотность горных пород:

$$\sigma_V = g \int_0^H \rho(H) dH, \quad (4.3.14)$$

где  $g$  – ускорение свободного падения, м/с,  $\rho$  – плотность горных пород, кг/м<sup>3</sup>,  $H$  – вертикальная глубина залегания пород, м.

Коэффициент Био ( $\alpha$ ) и тектоническая составляющая горного давления ( $\Delta\sigma_h$ ) определены по формулам:

$$\alpha = 97,27 \cdot V_{\text{РАКШ}}^{-0,57} - \text{для аргиллитов [118];} \quad (4.3.15)$$

$$\alpha = 1,57 \cdot K_{\text{п}}^{0,31} - \text{для карбонатных пород [17];} \quad (4.3.16)$$

$$\Delta\sigma_h = 0,02 \cdot H - 17,15 \text{ [118],} \quad (4.3.17)$$

Принятые в расчетах значения приведены в таблице 4.3.3.

Таблица 4.3.3 – Фильтрационные и упруго-механические свойства пород в стандартной модели и модели с учетом литотипов

	Тип породы	$k_h$ , Д	$\nu_{ст}$	$E_{ст}$ , ГПа	$K_{1с}$ , МПа·м <sup>1/2</sup>
Стандартная модель	Нефтенасыщенный известняк	0,107	0,23	36,5	1,1
	Плотный известняк	0,00001	0,30	38,5	1,1
	Аргиллит	0	0,32	19,7	1,1
Модель с учетом литотипов	Литотип 1 нефтенасыщенный	0,199	0,27	19,9	0,84
	Литотип 2 нефтенасыщенный	0,008	0,18	33,9	1,20
	Литотип 3 нефтенасыщенный	0,042	0,26	28,0	1,21
	Литотип 4, плотный известняк литотипа 2 и 3	0,0004	0,25	48,3	1,42
	Плотный известняк башкирских отложений	0	0,30	51,3	1,37
	Аргиллит	0	0,33	20,2	0,36

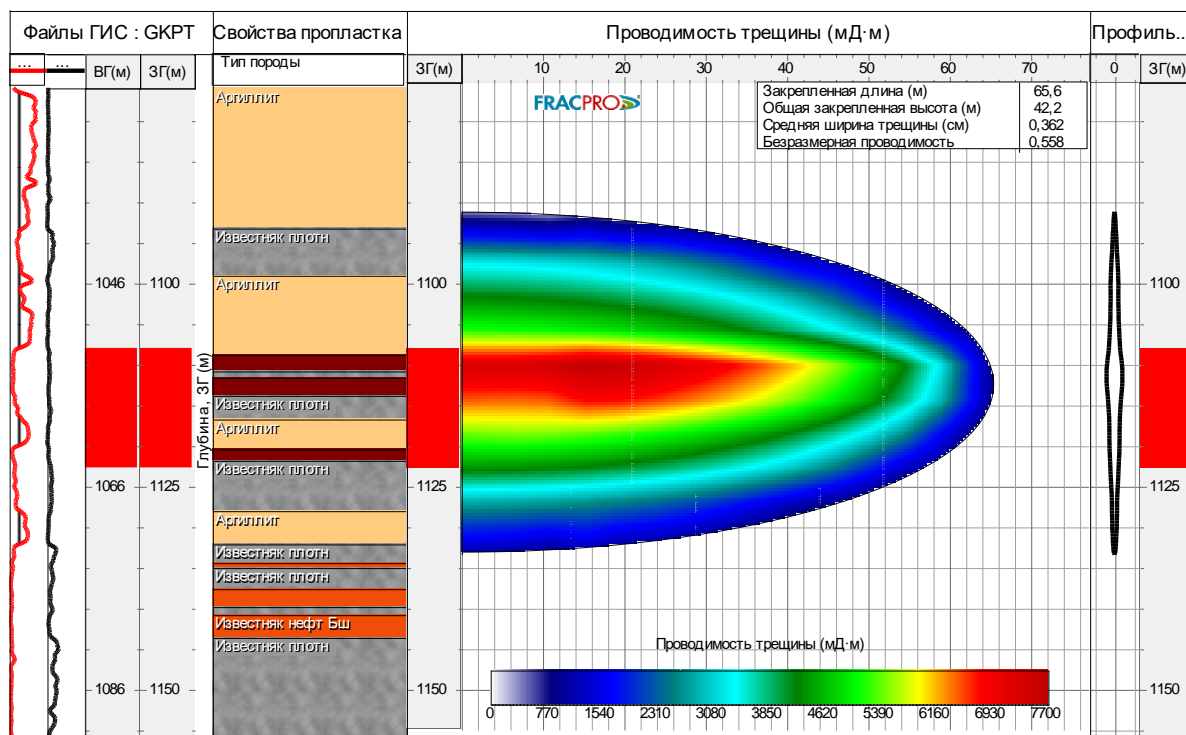


В результате, с учетом обоснованных выше геомеханических и технологических показателей в программном комплексе Fgасpro для стандартной модели и модели с учетом литотипов, проведено моделирование развития трещины гидроразрыва пласта. Результаты, показывают значительное различие формы трещин для стандартной модели и модели с учетом литотипов (рисунки 4.3.7а и 4.3.7б).

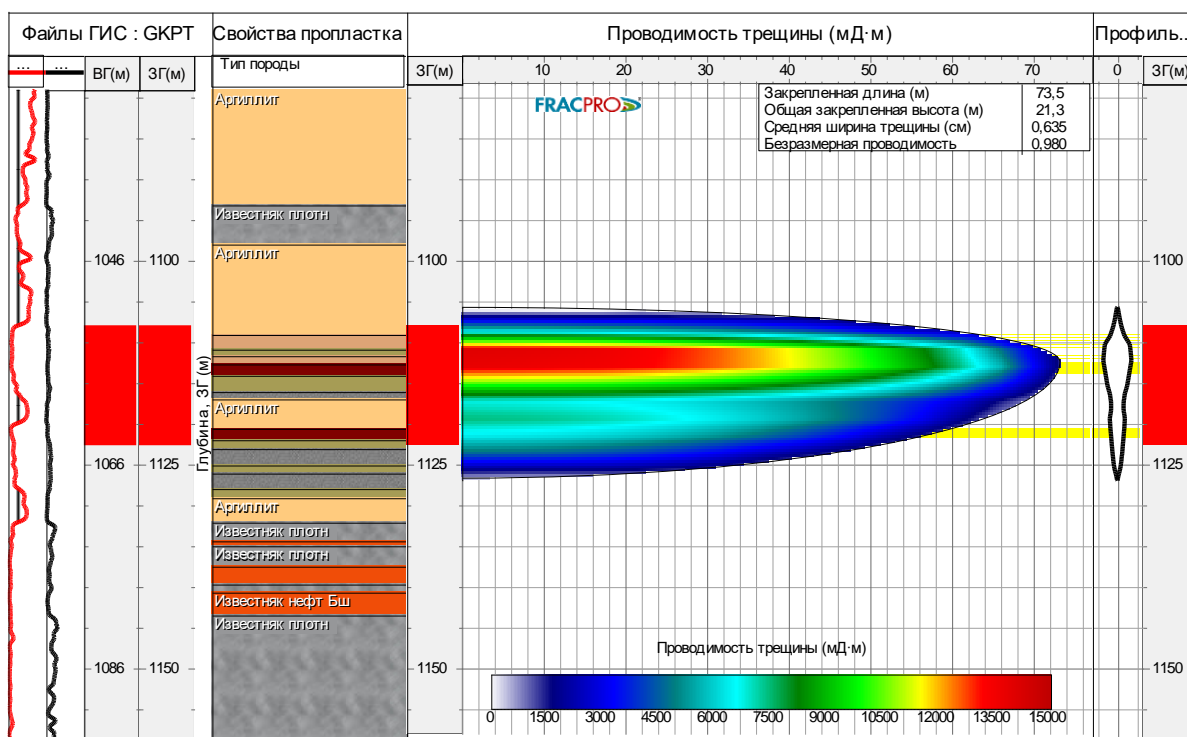
Средняя ширина трещины в модели с учетом литотипов в 1,8 раза больше и составляет 0,635 см против 0,362 см в стандартной модели. Охват развития трещины по высоте в модели с учетом литотипов (21,3 м) почти в 2 раза меньше, чем в стандартной модели (42,2 м). Расчетная полудлина трещины в модели с учетом литотипов составляет 73,5 м, что на 12% больше, чем в стандартной модели (65,6 м). Вероятно, значительное изменение вида развития трещины при моделировании в наибольшей степени связано с понижением в модели с учетом литотипов величин модуля Юнга и увеличения трещиностойкости для литотипов 1-4.

Для модели с учетом литотипов в результате расчетов установлена также безразмерная проводимость трещины равная 0,980, что в 1,8 раза больше, чем для стандартной модели (0,558). Данный факт указывает на большую фильтрацию жидкости разрыва в связи с принятой большей проницаемостью коллектора в модели с учетом литотипов.

В результате обобщения данных фактов сделан вывод, что рост трещины по высоте происходит в меньших масштабах, чем предполагалось ранее. Более того, при крайне низких значениях эффективности жидкости разрыва существует вероятность развития трещины только в верхней части разреза. Поэтому существует потенциал увеличения геометрических размеров трещины для большего охвата трещиной продуктивного разреза и, соответственно, получения большего притока флюида в скважину.



а



б

Рисунок 4.3.7 – Профили трещин гидроразрыва для стандартной модели (а) и модели с учетом литотипов (б)

Для оценки достоверности результатов выполнено сопоставление моделей трещин ГРП, построенных на основе полученных зависимостей, с

фактическими результатами проведенных ГРП. Для оценки фактических размеров трещин ГРП используются исследования методом ВАК-Д. Данный метод является наиболее действенным при исследовании анизотропии и оценки УМС пластов в обсаженных скважинах [120, 121]. Преимущество данного метода в том, что исследование можно проводить в любой период разработки месторождения при наличии хорошего сцепления цемента с колонной и породой, так как известно, что с течением времени поле напряжений в залежи меняется, особенно при изменении пластового давления [122]. Данный метод позволяет, с достаточной достоверностью, определять скорости продольной и поперечной волн, модуль Юнга и коэффициент Пуассона, а также высоту и направление трещины ГРП [123].

Для определения статических параметров УМС пластов по данным ВАК-Д помимо зависимости (4.3.9) построена зависимость (4.3.18)  $V_{\text{РАКШ}}$  от скорости продольной волны по данным ВАК-Д ( $V_{\text{рВАК-Д}}$ ) (рисунок 4.3.8).

$$V_{\text{РАКШ}} = 0,874 \cdot V_{\text{рВАК-Д}} + 591,4, R = 0,91 \quad (4.3.18)$$

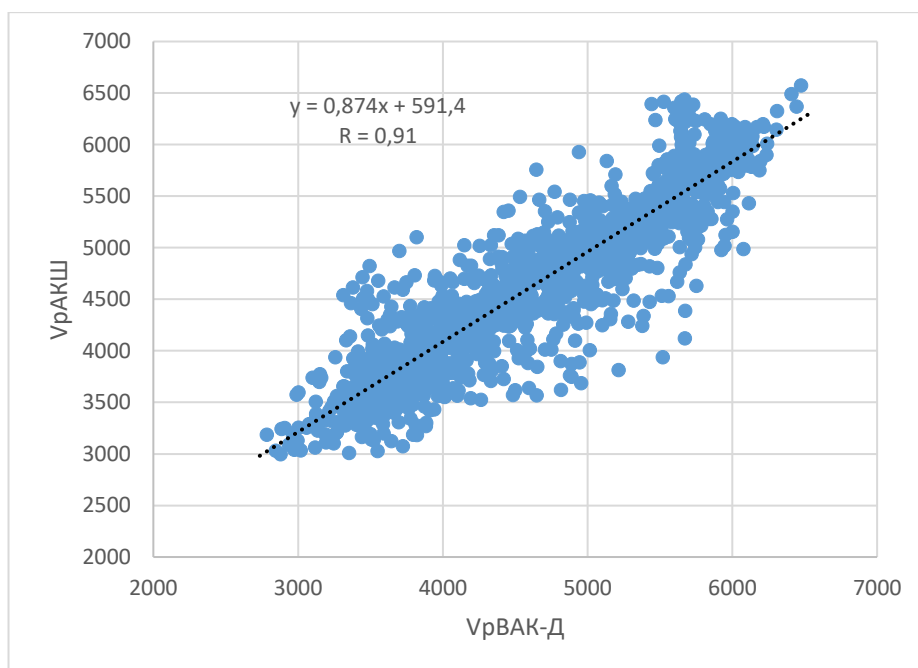


Рисунок 4.3.8 – Зависимость скорости продольной волны, определенной по результатам АКШ от скорости продольной волны, определенной по данным ВАК-Д

На объекте ВЗВ4 Москудьинского месторождения за 2013-2021 года выполнено 14 исследований методом ВАК-Д на семи скважинах. Наиболее достоверными являются результаты ВАК-Д по скважине № 606 Москудьинского месторождения.

В результате построена геологическая модель и рассчитан профиль минимальных горизонтальных напряжений верейского горизонта для скважины № 606 Москудьинского месторождения. На рисунке 4.3.9 изображен профиль минимальных горизонтальных напряжений для данной скважины, на которой проведены ПГРП 06.09.2015 г. и исследования методом ВАК-Д до и после ГРП. По данным ВАК-Д развитие трещины отмечается в интервале 1115-1137 м, азимут развития трещины составляет 160°.

Профиль минимальных горизонтальных напряжений позволяет оценить давление разрыва как породы-коллектора, так и менее проницаемых карбонатных пород, а также плотных глинистых перемычек ограничивающих рост трещин по высоте [41, 124].

Для оценки достоверности полученной модели выполнено сопоставление результатов анализа мини-ГРП и ВАК-Д с профилем напряжений и откалиброванной моделью трещины ГРП в программном симуляторе Fracpro.

Стадия мини-ГРП является информационной (тестовой) стадией, при анализе которой, получают важные параметры и информацию для оценки характеристик пласта и рисков проведения ГРП. Определение времени и давления смыкания трещины является основной задачей мини-ГРП. Известно, что эффективность жидкости разрыва характеризуется временем, за которое смыкается трещина ГРП, а давление смыкания является минимальным горизонтальным напряжением пород. За счет изменения режима течения жидкости по пласту в процессе смыкания трещины, на кривой падения давления (КПД), перестроенной в зависимости от степенных функций времени, появляется характерный излом, при котором определяется

давление смыкания [3, 36]. Кроме того, обработка таким образом КПД после остановки закачки при мини-ГРП является наиболее надежным методом определения минимального горизонтального напряжения [15, 125].

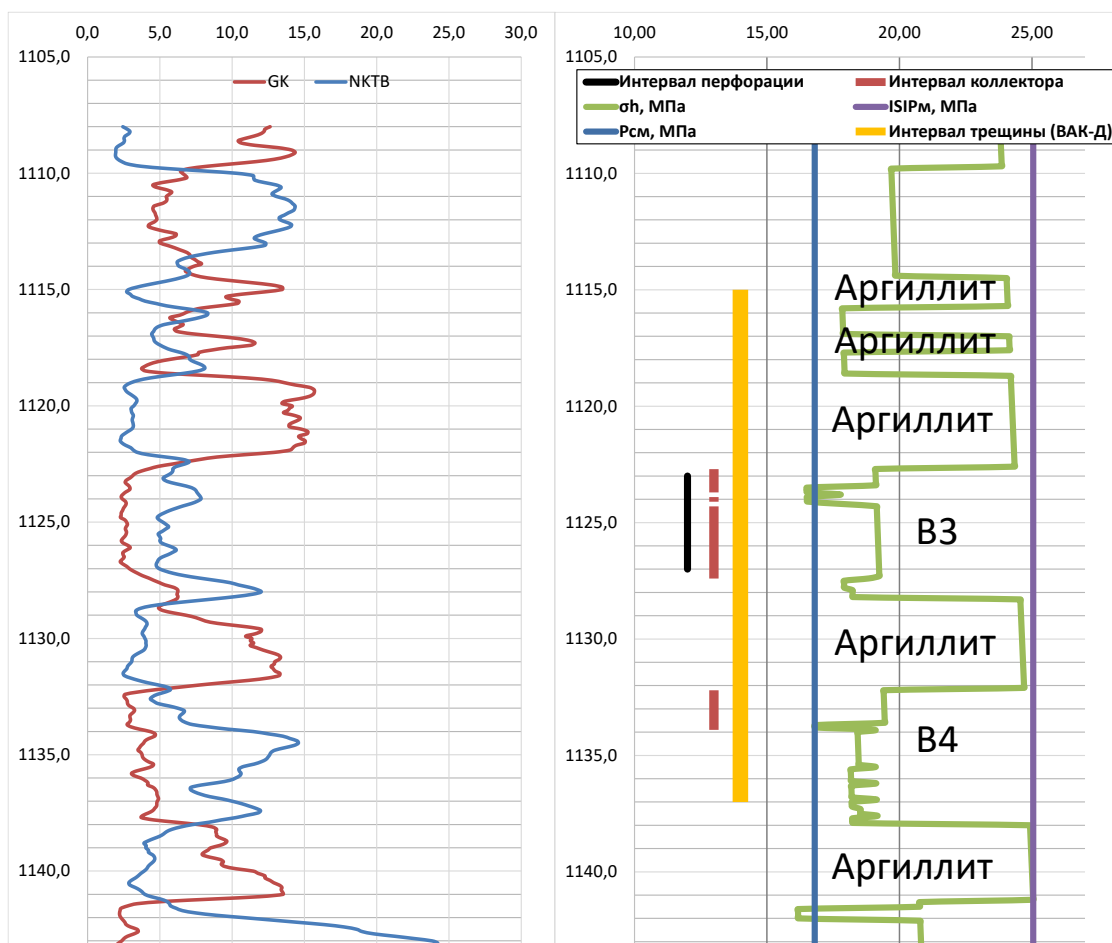


Рисунок 4.3.9 – Профиль минимальных горизонтальных напряжений, рассчитанных для скважины № 606 Москудынского месторождения

На рисунке 4.3.10 приведен пример обработки КПД после мини-ГРП с помощью G-функции [126]. В момент отклонения G-функции (зеленая кривая) вниз от касательной (красная прямая), проведенной к ней из начала координат, происходит смыкание трещины и смена режима течения жидкости. При наличии естественной или техногенной трещиноватости на графике G-функции появляется характерный «горб», указывающий на дополнительные утечки жидкости в пласте в зависимости от давления (рисунок 4.3.10) [3, 36].

По результату анализа мини-ГРП и основного ГРП по скважине № 606 Москудынского месторождения получены следующие значения параметров (рисунок 4.3.10):

- Забойное давление смыкания  $P_{см}$  – 16,8 МПа;
- Эффективность жидкости разрыва ISE – 29,8 %;
- Эффективное давление  $P_{эф}$  – 8,2 МПа;
- Мгновенное забойное давление остановки закачки на мини-ГРП  $ISIP_M$  – 25,1 МПа;

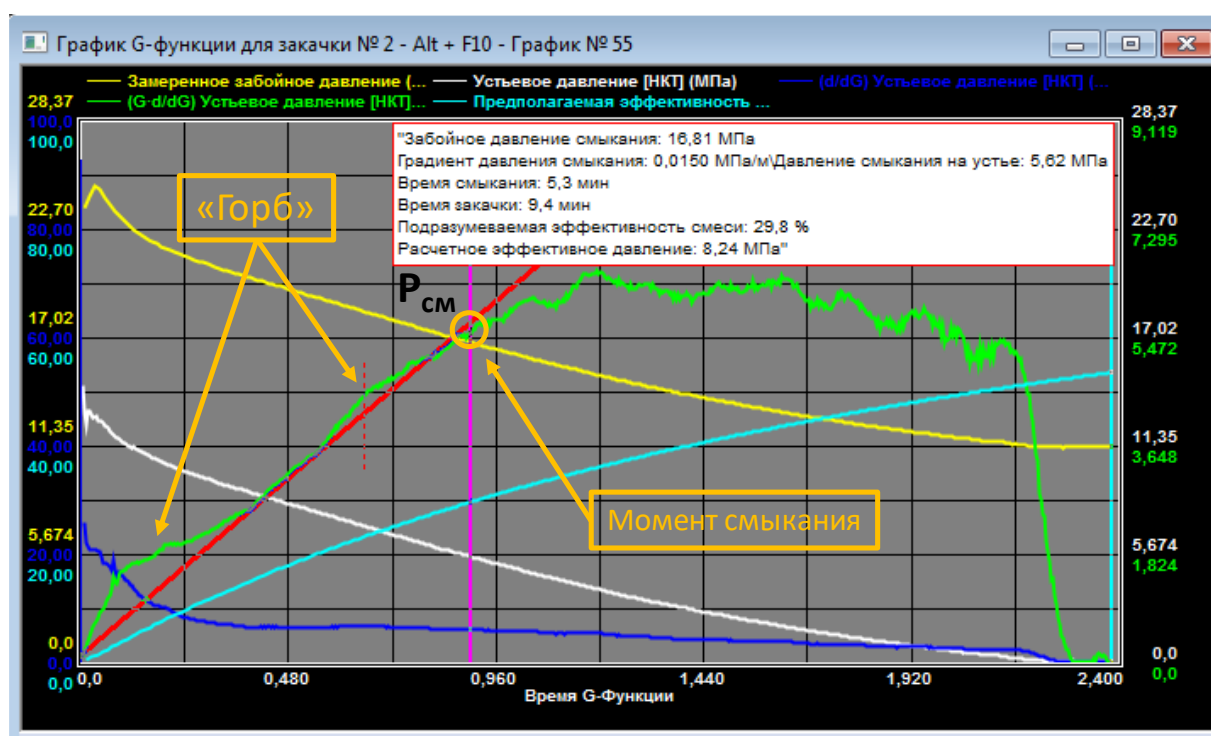


Рисунок 4.3.10 – График G-функции по скважине № 606 Москудынского месторождения

В результате сопоставления расчётных значений минимальных горизонтальных напряжений со значениями  $P_{см}$ ,  $ISIP_M$  и данными ВАК-Д получены следующие выводы (рисунок 4.3.9):

- Забойное давление смыкания трещины  $P_{см}$  характеризует минимальное горизонтальное напряжение и полное смыкание трещины в интервале коллектора (пласта В3).

- Косвенным подтверждением достоверности расчетов является то, что значения минимальных горизонтальных напряжений пород, рассчитанных по формуле Итона, с использованием эмпирических зависимостей, для пород нижней части верейской залежи, находятся между значений  $P_{см}$  и  $ISIP_m$  (забойное давление мгновенной остановки закачки), определенных по мини-ГРП.

- Отмечается сходимость расчетных значений напряжений аргиллитов по формуле Итона (24,07-25,05 МПа) и расчетного напряжения по кругу Мора (24,2 МПа).

Несмотря на то, что значения минимальных горизонтальных напряжений аргиллитов, находящихся выше пласта В3, меньше значения  $ISIP_m$  рост трещины ГРП ограничивается данными аргиллитами. В данном случае ограничение роста трещины в высоту проявляется в большей степени, чем предполагается в результате влияния контраста напряжений. Вероятно, в случае аргиллитов сдерживание роста трещины по высоте происходит за счет самих поверхностей пропластков, а не только за счет контраста напряжений [127]. Для учета данного эффекта в программном продукте Fracpro представлен так называемый параметр «Эффект сложного напластования», который использовался для калибровки модели трещины ГРП. Также использовался коэффициент прерывистости роста трещины по высоте и фактор фильтрации.

Полученные данные загружены в ретроспективный дизайн основного ГРП, произведена калибровка модели и теоретические расчеты сопоставлены с результатами моделирования ГРП в программном комплексе (рисунок 4.3.11).

Высота трещины откалибрована с учетом результатов обработки данных ВАК-Д и составила 21 м по ретроспективному анализу основного ГРП. То есть, при перфорированном пласте В3, в результате проведения ПГРП на скважине № 606, трещина развилась в пластах В3 и В4, а также в аргиллитах между ними и выше пласта В3 (рисунки 4.3.9 и 4.3.11).

Полудлина трещины составила 55,1 м, средняя ширина трещины составила 0,7 см. Фактор фильтрации составил 5,0, коэффициент прерывистости роста трещины по высоте – 4,5, эффект сложного напластования для аргиллитов – 40, для литотипа 4 – 10. Данные параметры рекомендуется использовать при моделировании трещин ГРП на объекте ВЗВ4 Москудынского месторождения.

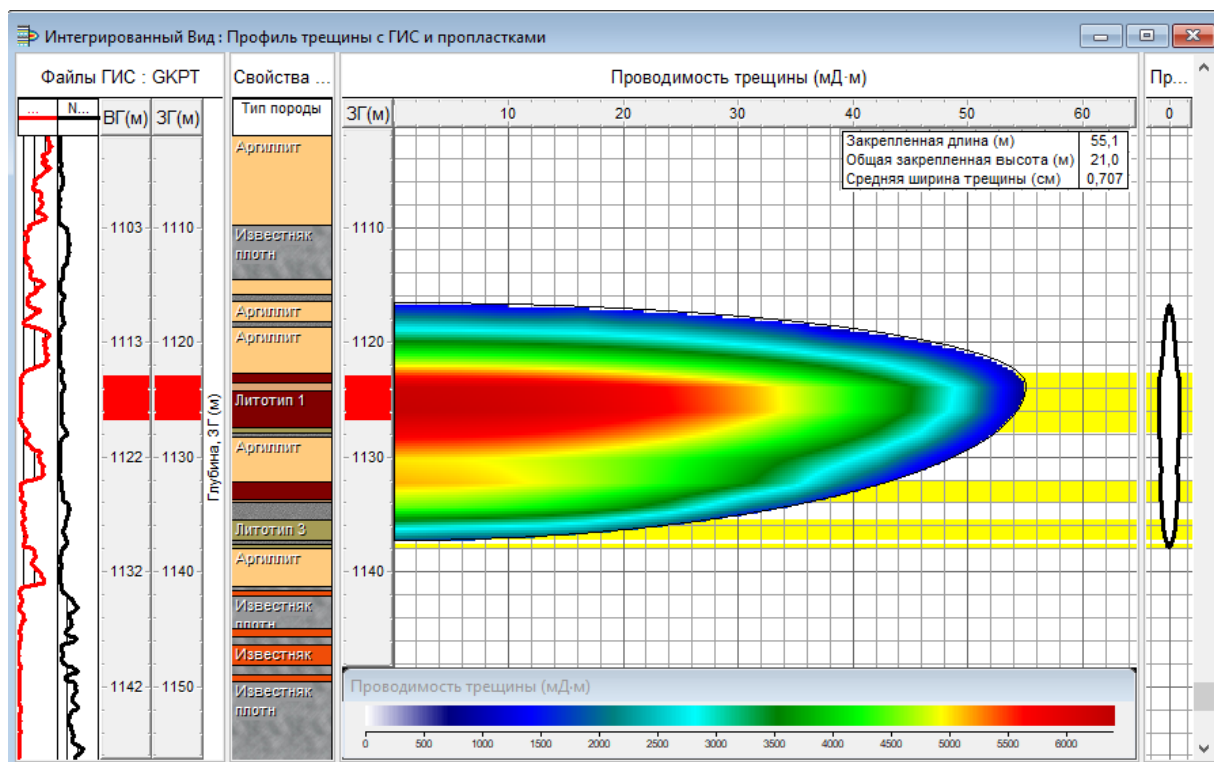


Рисунок 4.3.11 – Профиль трещины ГРП по результату ретроспективного анализа для скважины № 606 Москудынского месторождения

Среднее забойное давление закачки при проведении ГРП на объекте ВЗВ4 Москудынского месторождения изменяется в диапазоне от 19,3 до 27,5 МПа. Нижняя граница диапазона не превышает расчетные минимальные горизонтальные напряжения аргиллитов сверху и снизу пласта В3. Поэтому существует вероятность того, что трещина ГРП может развиваться в рамках данного интервала, особенно при крайне низкой эффективности ЖР и низких скоростях закачки [128].



Для исключения роста трещины в пласт В4 (при его обводнении) рекомендуется использование маловязких гелей с концентрацией полимера 2,8 кг/м<sup>3</sup> и менее, скорости закачки 2,8 м<sup>3</sup>/мин и менее, комбинированных буферных стадий (линейный+сшитый гель). Также рекомендуется проведение пропантных ГРП с использованием жидкости разрыва на основе биоксатана и других синтетических полимеров на основе полиакриламидов (ПАА), которые характеризуется повышенной песконесущей способностью при значительно меньших значениях вязкости в сравнении с гуар-боратными системами. Кроме того, эффективным инженерным решением для уменьшения роста трещины по высоте это снижение общего объема закачиваемой жидкости в пласт путем исключения стадии мини-ГРП [129, 43].

#### **Выводы по главе 4**

1) Выделено 4 литологических типа карбонатных пород верейских отложений: 1 – высокопористый кавернозный известняк; 2 – известняк с чередованием маломощных пропластков высокопористых коллекторов и плотных пород; 3 – низкопористый известняк; 4 – плотный известняк. В породах типа 3 отмечается наличие трещин и проницаемых нефтенасыщенных включений. Данные включения не числятся на Государственном балансе РФ и ранее не приобщались к разработке. Нефтенасыщенные пропластки низкопористого, по данным ГИС, известняка (литологический тип 3) могут быть приобщены к процессу разработки после проведения ГРП.

2) 76% объема пород второго литотипа представлено проницаемым известняком, его пористость составляет 14,7%, доля плотного известняка составляет 24%. Доля проницаемого известняка литотипа 3 составляет 14% с пористостью 18,3%, соответственно 86 % приходится на плотные породы. Характеристики плотных частей пород литотипов 2 и 3 сопоставимы с характеристиками пород литотипа 4, их пористость составляет 6%.

3) Комплексование геофизических исследований скважин методами ГК и ННК-т с рентгеновской томографией образцов керна позволило повысить детализацию и достоверность определения эффективных нефтенасыщенных толщин, а также построить геологическую модель верейских отложений с учетом литотипов пород.

4) Выявлены зависимости статических параметров УМС карбонатных пластов от динамических в пластовых условиях в рамках лабораторных испытаний. Аргиллиты верейских отложений могут быть потенциально трещиноваты при нагрузках выше 24,2 МПа.

5) Отмечается значительное различие формы трещин для геологической модели с учетом литотипов и стандартной модели. Средняя ширина трещины в модели с учетом литотипов в 1,8 раза больше, чем в стандартной модели. Охват развития трещины по высоте в модели с учетом литотипов почти в 2 раза меньше, чем в стандартной модели. Расчетная полудлина трещины больше на 12 %, чем в стандартной модели. Значительное изменение вида развития трещины при моделировании в наибольшей степени связано с меньшими значениями величин модуля Юнга для литотипов 1-4, чем представлялось ранее (стандартная модель).

6) Забойное давление смыкания трещины  $P_{см}$  характеризует минимальное горизонтальное напряжение и полное смыкание трещины в интервале коллектора (пласта В3). косвенным подтверждением достоверности расчетов является то, что значения минимальных горизонтальных напряжений пород, рассчитанных по формуле Итона, с использованием эмпирических зависимостей, для пород нижней части верейской залежи, находятся между значений  $P_{см}$  и  $ISIP_m$  (забойное давление мгновенной остановки закачки), определенных по мини-ГРП. Отмечается сходимостъ расчетных значений напряжений аргиллитов по формуле Итона (22,7-26,1 МПа) и расчетного напряжения по кругу Мора (24,2 МПа).

7) Произведена калибровка модели трещины ГРП в программном симуляторе Fracpro с учетом расчетных значений профиля минимальных горизонтальных напряжений и данных ВАК-Д, при этом отмечается охват пластов В3 и В4 трещиной ГРП (при перфорированном пласте В3). Несмотря на то, что значения минимальных горизонтальных напряжений аргиллитов, находящихся выше пласта В3, меньше значения  $ISIP_m$ , рост трещины ГРП ограничился данными аргиллитами. В случае аргиллитов сдерживание роста трещины по высоте происходит за счет самих поверхностей пропластков, а не только за счет контраста напряжений пластов.

8) В случае, когда необходимо ограничить рост трещины ГРП в пласт В4 (при его обводнении) рекомендуется проведение ПГРП с использованием маловязких жидкостей разрыва, низких скоростей закачки и комбинированных буферных стадий.

9) При моделировании трещин ГРП на объекте В3В4 Москудынского месторождения рекомендуется использовать следующие параметры: фактор фильтрации равный 5,0, коэффициент прерывистости роста трещины по высоте – 4,5, эффект сложного напластования для аргиллитов – 40, для литотипа 4 – 10.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения диссертационной работы получены следующие выводы и результаты:

1) Проанализирован накопленный отечественный и международный опыт применения технологий ГРП в карбонатных коллекторах нефтяных месторождений. Установлено, что для верейских эксплуатационных объектов Пермского края одной из наиболее эффективных является технология пропантного ГРП, как в части начальной продуктивности, так и продолжительности эффекта. Средний начальный коэффициент продуктивности по скважинам с пропантными ГРП в 2 и более раз выше, чем по скважинам с кислотными ГРП.

2) Для верейского эксплуатационного объекта Москудьинского месторождения разработана и применена статистическая модель прогноза естественной трещиноватости. В результате установлена зональность развития трещиноватости. Для 36 % проанализированных скважин тип коллектора признан поровым, для 53 % - трещинно-поровым, для 11 % - выводы не однозначны. Установлено, что эффективность ГРП в зонах с естественной трещиноватостью в среднем ниже, чем в поровых коллекторах.

3) Разработана многомерная статистическая модель для прогнозирования эффективности пропантных ГРП на объекте ВЗВ4 Москудьинского месторождения, учитывающая наличие естественной трещиноватости коллектора. Установлено, что на эффективность пропантного ГРП наибольшее влияние оказывают удельный расход пропанта, пластовое давление, проницаемость УЗП и скин-эффект до ГРП.

4) В результате применения геологической модели верейских отложений с учетом литотипов и расчета статических геомеханических параметров в программном симуляторе Fracpro произведена калибровка модели развития трещины ГРП. В результате моделирования установлено значительное различие формы трещин для геологической модели с учетом

литотипов и стандартной. Средняя ширина трещины в модели с учетом литотипов в 1,8 раза больше, чем в стандартной модели, при этом охват развития трещины по высоте почти в 2 раза меньше. Расчетная полудлина трещины больше на 12 %, чем в стандартной модели. Кроме того, при моделировании трещин ГРП на объекте ВЗВ4 Москудьянского месторождения рекомендуется использовать следующие параметры: фактор фильтрации равный 5; коэффициент прерывистости роста трещины по высоте – 4,5; эффект сложного напластования для аргиллитов – 40, для литотипа 4 – 10.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Экономидес, М. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. От теории к практике / М. Экономидес, Р. Олини, П. Валько; пер. с англ. под ред. А.Г. Загуренко. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. – 236 с.
2. Каневская, Р.Д. Зарубежный и отечественный опыт применения гидроразрыва пласта/ Р.Д. Каневская. – М.: ВНИИОЭНГ, 1998. – 37 с.
3. Гидравлический разрыв карбонатных пластов: монография / В.Г. Салимов, Н.Г. Ибрагимов, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов. – М.: Нефтяное хозяйство, 2013. – 472 с.
4. Желтов, Ю.П. Механика нефтегазоносного пласта/ Ю.П. Желтов. – М.: Недра, 1975. – 207 с.
5. Желтов, Ю.П. Деформация горных пород/ Ю.П. Желтов. – М.: Недра, 1966. – 198 с.
6. Economides, M.J. Reservoir Stimulation: монография Economides/ M.J. Economides, K.G. Nolte / Schlumberger Educational Services, 3rd edition. – 1998.
7. Perkins, N.K. Widths of hydraulic fractures/ N.K. Perkins, L.R. Kern // JPT. – 1961. – Vol. 13, № 9. – P. 937–949.
8. Geertsma, J. A rapid method of predicting width and extent of hydraulic induced fractures/ J. Geertsma, F. de Klerk // JPT. – 1969. – Vol. 21. – P. 1571–1581.
9. Warpinski, N.R. Interpretation of Hydraulic Fracture Mapping Experiments/ N.R. Warpinski // SPE 27985. – 1994.
10. Лысенко, В.Д. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений/ В.Д. Лысенко, В.И. Грайфер. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 562 с.
11. Каневская, Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта/ Р.Д. Каневская. – М.: Недра, 1997. – 211 с.

12. Опыт проведения гидроразрыва пласта на месторождениях Пермского края и основные направления повышения его эффективности / Д.В. Антонов, С.А. Кондратьев, А.А. Жуковский, Т.С. Кочнева // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 3. – С. 70–72.

13. Галкин, В.И. Разработка методики оценки эффективности гидроразрыва пласта по комплексу геолого-технологических показателей (на примере визейского терригенного нефтегазоносного комплекса Куединского вала нефтяных месторождений Пермского края)/ В.И. Галкин, С.А. Кондратьев, И.С. Путилов // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. – № 7. – С. 23–26.

14. Салимов, В.Г. Прикладные задачи технологии гидравлического разрыва пластов/ В.Г. Салимов, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов. – Казань: ФЭН, 2018. – 380 с.

15. Zoback, M. Reservoir Geomechanics/ M. Zoback. – US, New York: Cambridge University Press, 2007. – 504 p.

16. Добрынин, В.М. Петрофизика (физика горных пород): учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Д.А. Кожевников; под ред. Д.А. Кожевникова. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 368 с.

17. Кашников, Ю.А. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья/ Ю.А. Кашников, С.Г. Ашихмин. – М.: Горная книга, 2019. – 496 с.

18. Kozik, H.G. A case history for massive hydraulic fracturing the Cotton Valley Lime matrix, Fallon and Personville Fields/ H.G. Kozik, S.A. Holditch // J. Petrol. Technol. – 1981. – № 2. – P. 229–244.

19. Smith, M.B. High-Permeability Fracturing: The Evolution of a Technology/ M.B. Smith, R.R. Hannah // J. Petrol Technol. – 1996. – Vol. 48, № 7. – P. 628–633.

20. King, G.E. Acidizing Concepts – Matrix vs. Fracture Acidizing/ G.E. King // J. Petrol Technol. – 1986. – Vol. 38, № 5. – P. 507–508.

21. Bybee, K. Continuous Improvements in Acid Fracturing at Lake Maracaibo/ K. Bybee // J. Petrol Technol. – 2006. – Vol. 58, № 7. – P. 54–56.
22. Bybee, K. Acid Fracturing a Carbonate Reservoir/ K. Bybee // J. Petrol Technol. – 2004. – Vol. 56, № 7. – P. 49–52.
23. Внедрение новых технологий гидроразрыва пласта на карбонатных объектах месторождений ПАО АНК «Башнефть» / С.Е. Здольник, Ю.В. Некипелов, М.А. Гапонов, А.Е. Фоломеев // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 7. – С. 92–95.
24. Применение кислотно-проппантного гидроразрыва пласта на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» / А.Ю. Топал, Т.С. Усманов, А.М. Зорин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 3. – С. 34–37.
25. Черепанов, С.С. Результаты проведения кислотного гидроразрыва пласта с проппантом на турнейско-фаменской залежи Озерного месторождения/ С.С. Черепанов, Г.Н. Чумаков, И.Н. Пономарева // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 16. – С. 70–76.
26. Особенности применения проппантно-кислотного гидроразрыва пласта на нефтяных месторождениях Республики Башкортостан / В.А. Грищенко, И.Р. Баширов, М.Р. Мухаметшин, В.Ф. Бильданов // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 12. – С. 120–122.
27. Неполимерный регулятор вязкости (вязкоупругое поверхностно-активное вещество) для кислотно-проппантного гидроразрыва пласта/ А.В. Елсуков, А.И. Шипилов, Е.В. Крутихин [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 10 (610). – С. 18–23.
28. Перспективы проведения комбинированного проппантно-кислотного гидравлического разрыва пластов в АО «Самаранефтегаз» / А.Н. Парфенов, А.Е. Летичевский, А.Н. Никитин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С. 52–55.



29. Коротков, С.А. Особенности проведения многостадийного гидроразрыва пласта в трещиноватых коллекторах / С.А. Коротков, А.В. Шпильман, О.В. Спирина // Бурение и нефть. – 2019. – № 2. – С. 38–41.

30. Опыт проведения ГРП в карбонатных коллекторах месторождений Ненецкого автономного округа и Республики Коми / А.С. Казанцев, С.А. Кондратьев, Р.Р. Шарафеев [и др.] // Рассохинские чтения: матер. междунар. конф. (1–2 февраля 2018 года). В 2 ч. Ч. 1 / под ред. Н. Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2018. – С. 69–71.

31. Анализ проведения геолого-технических мероприятий по увеличению продуктивности добывающих скважин на нефтяных месторождениях Пермского края / П.Ю. Илюшин, Р.М. Рахимзянов, Д.Ю. Соловьев, И.Ю. Колычев // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – Т. 14, № 15. – С. 81–89.

32. Кривошеков, С.Н. О направлениях совершенствования технологии радиального вскрытия пласта с трудноизвлекаемыми запасами для повышения нефтеотдачи / С.Н. Кривошеков, А.А. Кочнев, К.А. Вяткин // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 1. – С. 32–35.

33. Развитие технологий гидравлического разрыва пласта на месторождениях Пермского края / В.Л. Воеводкин, А.А. Алероев, Т.Р. Балдина [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 11. – С. 108–113.

34. Опыт проведения проппантного гидроразрыва пласта в карбонатных коллекторах месторождений Пермского края / С.А. Кондратьев, А.А. Жуковский, Т.С. Кочнева, В.Л. Малышева // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2016. – № 6. – С. 23–26.

35. Опыт выполнения гидроразрыва пласта на месторождениях Пермского края, Республики Коми и Ненецкого автономного округа / А.В. Распопов, С.А. Кондратьев, Р.Р. Шарафеев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 48–51.

36. Вотинов, А.С. Опыт проведения технологии пропантного гидроразрыва пласта при разработке карбонатных залежей нефти Пермского края / А.С. Вотинов // MASTER`S JOURNAL. – 2019. – № 2. – С. 26–32.

37. Геолого-технологическое обоснование проведения кислотного гидроразрыва пласта в добывающих скважинах / А.М. Зиновьев, П.А. Птичкин, С.О. Котляров, А.С. Гаврюшин // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 4 (616). – С. 17–22.

38. Экспериментальные и промысловые испытания обратных эмульсий на основе эмульгатора ЭКС-ЭМ/ Д.Ю. Крянев, А.М. Петраков, Т.С. Рогова [и др.]// Бурение и нефть. – 2006. – № 7/8. – С. 8–11.

39. Казанцев, А.С. Лабораторные исследования самоотклоняющихся составов для комплексных кислотных обработок скважин в условиях послонной неоднородности карбонатных коллекторов / А.С. Казанцев // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 11. – С. 94–97.

40. Результаты промышленного тиражирования технологии кислотных обработок с применением отклоняющих систем на месторождениях ООО ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ/ С.С. Черепанов, Т.Р. Балдина, А.В. Распопов [и др.]// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 6. – С. 19–28.

41. Восстановление и повышение продуктивности добывающих скважин каширского и подольского объектов на одном из нефтяных месторождений Пермского края / А.С. Вотинов, С.А. Дроздов, В.Л. Малышева, В.А. Мордвинов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т. 18. – № 2. – С. 140–148. – DOI: 10.15593/22249923/2018.4.4.

42. Новокрещенных, Д.В. Направления повышения эффективности гидроразрыва пласта в карбонатных отложениях месторождений Республики Коми и Ненецкого автономного округа/ Д.В. Новокрещенных, А.В. Распопов

// Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т. 20. – № 2. – С. 275–281. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.2.7.

43. Опыт проведения пропантных гидроразрывов пласта без стадии мини-ГРП / Р.Р. Шарафеев, С.А. Кондратьев, Д.В. Новокрещенных [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 1 (625). – С. 24–29.

44. Технологическая схема разработки Москудьинского нефтяного месторождения: протокол ЦКР Роснедра № 5659 от 26.11.2015 г.

45. Анализ эффективности применения пропантного гидроразрыва пласта в потенциально трещиноватых глинисто-карбонатных объектах / А.С. Вотинов, Е.С. Макаренков, К.А. Черный, С.В. Галкин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 11 (347). – С. 68–72.

46. Pollard, P. Evaluation of acid treatment from pressure build-up analysis/ P. Pollard// Trans. AIME. – 1959. – Vol. 216. – P. 38–43.

47. Kazemi, H. Pressure transient analysis of naturally fractured reservoirs with uniform fracture distribution/ H. Kazemi// Soc. Pet. Eng. J. – 1960. – P. 451–462.

48. De Swaan, A. Analytic solutions for determining naturally fractured reservoir properties by well testing/ A. De Swaan// Soc. Pet. Eng. J. – 1976. – P. 117–122; Trans. AIME, 261.

49. Голф-Рахт, Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов/ Т.Д. Голф-Рахт; пер. с англ. Н.А. Бардиной, П.К. Голованова. – М.: Недра, 1986. – 608 с.

50. Определение параметров трещиноватости пород на основе комплексного анализа данных изучения керна, гидродинамических и геофизических исследований скважин / С.С. Черепанов, И.Н. Пономарева, А.А. Ерофеев, С.В. Галкин // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 2. – С. 94–96.

51. Warren, J.E. The behavior of naturally fractured reservoirs/ J.E. Warren, P. Root // J. Soc. Petrol. Eng. J. – 1963. – P. 245–255.

52. Тиаб, Дж. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / Дж. Тиаб, Эрл Ч. Доналдсон; пер. с англ. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. – 868 с.

53. Consistent porosity – permeability modeling, reservoir rock typing and hydraulic flow unitization in a giant carbonate reservoir / N. Ghadami, M.R. Rasaei, Sh. Hejri [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2015. – Vol. 131. – P. 58–69.

54. Integrated study of gas condensate reservoir characterization through pressure transient analysis / J. Li, G. Zhao, X. Jia, W. Yuan // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2017. – Vol. 46. – P. 160–171.

55. Dyskin, A. Fracture mechanics approach to the problem of subsidence induced by resource extraction / A. Dyskin, E. Pasternak, S. Shapiro // Engineering Fracture Mechanics. – 2020. – Vol. 236, № 107173.

56. Учет геомеханических свойств пласта при разработке многопластовых нефтяных месторождений / С.В. Галкин, С.Н. Кривошеков, Н.Д. Козырев [и др.] // Записки Горного института. – 2020. – Т. 244. – С. 408–417. DOI: 10.31897/PMI.2020.4.3.

57. О связи коэффициентов трещиностойкости и геофизических характеристик горных пород месторождений углеводородов / Ю.А. Кашников, С.Г. Ашихмин, А.Э. Кухтинский, Д.В. Шустов // Записки Горного института. – 2020. – Т. 241, № 1. – С. 83–90. DOI: 10.31897/pmi.2020.1.83.

58. Проведение повторного направленного гидроразрыва пласта на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» / Ю. А. Кашников, С. Г. Ашихмин, А. Э. Кухтинский [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 8. – С. 94–98. – DOI 10.24887/0028-2448-2017-8-94-98.

59. Özkaya, Sait I. Fracture modeling from borehole image logs and water invasion in carbonate reservoirs with layer – bound fractures and fracture corridors/ Sait I. Özkaya // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 179. – P. 199–209. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.04.052.

60. Production prediction for fracture - vug carbonate reservoir using electric imaging logging data / F. Xie, C. Zhang, R. Liu, C. Xiao // *Petroleum Exploration and Development*. – 2018. – Vol. 45. – Iss. 2. – P. 349–356. DOI: 10.11698/PED.2018.02.19.

61. An integrated approach of numerical well test for well intersecting fractures based on FMI image // G. Jin, H. Xing, R. Zhang [et al.] // *Lithosphere*. – 2022. – Iss. 1. – № 4421135.

62. Analysis of fractures in the Dalan and Kangan carbonate reservoirs using FMI logs: Sefid-Zakhur gas field in the Fars province, Iran / M. Nabiei, K. Yazdjerdi, A. Asadi, B. Soleimany // *Carbonates and Evaporites*. – 2021. – Vol. 36. – Iss.2. – 23 p. DOI: 10.1007/s13146-021-00686-w.

63. Макаренков, Е.С. Оценка естественной трещиноватости верейских карбонатных пластов методом Уоррена-рута (на примере объекта ВЗВ4 Москудьянского нефтяного месторождения): сборник тезисов X Междунар. науч.-практ. конф. / Е.С. Макаренков, А.С. Вотинов. – Ижевск, 14 апреля 2020 г. – Ижевск: Изд дом «Удмуртский университет», 2020. – С. 347–350.

64. Викторин, В.Д. Влияние особенностей карбонатных коллекторов на эффективность разработки нефтяных залежей / В.Д. Викторин. – М.: Недра, 1988. – 150 с.

65. Черепанов, С.С. Оценка фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых карбонатных коллекторов месторождений Предуралья Краевого прогиба / С.С. Черепанов, Д.А. Мартюшев, И.Н. Пономарева // *Нефтяное хозяйство*. – 2013. – № 3. – С. 62–65.

66. Оценка влияния естественной трещиноватости коллектора на динамику продуктивности добывающих скважин Озерного месторождения / В.А. Мордвинов, Д.А. Мартюшев, Т.С. Ладейщикова, Н.П. Горланов // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. – 2015. – № 14. – С. 32–38.

67. Evaluation of void space of complicated potentially oil-bearing carbonate formation using X-ray tomography and electron microscopy methods/ S.V. Galkin, D.A. Martyushev, B.M. Osovetsky [et al.] // Energy Reports. – 2022. – № 8. – P. 6245–6257. DOI: 10.1016/j.egyр.2022.04.070.

68. Белоновская, Л.Г. Роль трещиноватости в формировании емкостно-фильтрационного пространства сложных коллекторов / Л.Г. Белоновская, М.Х. Булач, Л.П. Гмид // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2007. – Т.2. – С. 1–18.

69. Detailed study of hydraulic fracturing of kashiro-verey rocks by electron microscopy/ S.V. Galkin, Y.V. Savitskiy, B.M. Osovetsky [et al.] // ANAS Transactions, Earth Sciences. – 2022. – № 1. – P. 17–27.

70. Керимов, М.З. Комплексный метод оценки эффективности процесса разработки многопластового месторождения/ М.З. Керимов, Г.А. Гамидов, М.Б. Бабаев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2003. – № 1. – С. 42–46.

71. Факторный анализ успешности геолого-технических мероприятий как инструмент повышения качества геолого-гидродинамических моделей / М.В. Наугольников, Е.В. Растегаева, Р.З. Зулъкарниева, Р.Н. Асмандияров // PRO Нефть. Профессионально о нефти. – 2019. – № 1. – С. 34–39.

72. Путилов, И.С. Применение вероятностного статистического анализа для изучения фациальной зональности турне-фаменского карбонатного комплекса Сибирского месторождения/ И.С. Путилов, В.И. Галкин // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 9. – С. 112–114.

73. Путилов, И.С. Разработка технологий комплексного изучения геологического строения и размещения месторождений нефти и газа/ И.С. Путилов. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2014. – 285 с.

74. Галкин, В.И. Исследование процесса нефтеизвлечения в коллекторах различного типа пустотности с использованием многомерного статистического анализа / В.И. Галкин, И.Н. Пономарева, В.А. Репина //

Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15, № 19. – С. 145–154.

75. Галкин, В.И. Разработка методики оценки возможностей выделения типов коллекторов по данным кривых восстановления давления (КВД) по геолого-промысловым характеристикам пласта (на примере фаменской залежи Озерного месторождения)/ В.И. Галкин, И.Н. Пономарева, С.С. Черепанов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 17. – С. 32–40.

76. Кочнев, А.А. Прогнозная оценка эффективности технологии радиального бурения для турнейских эксплуатационных объектов платформенной части Пермского края/ А.А. Кочнев, С.В. Галкин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т. 19, № 3. – С. 263–274. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.3.6.

77. Девис, Дж. Статистика и анализ геологических данных / Дж. Девис. – М.: Мир, 1977. – 353 с.

78. Вероятность и математическая статистика: энциклопедия / под ред. Ю.В. Прохорова. – М.: Большая Российская энциклопедия, 2003. – 912 с.

79. Галкин, В.И. Прогнозирование эффективности геолого-технических мероприятий/ В.И. Галкин, А.Н. Колтырин // Булатовские чтения: матер. III Междунар. науч.-практ. конф. (31 марта 2019 г.): в 5 т. / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Изд. Дом – Юг», 2019. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 42–51.

80. Стукач, О.В. Программный комплекс Statistica в решении задач управления качеством: учеб. пособие/ О.В. Стукач. – Томск: Изд-во Томского политехнич. ун-та, 2011. – 163 с.

81. Методика технико-экономической оценки эффективности геолого-технических мероприятий: приложение к указанию № РМ-139 от 31.08.2018 г./ Д.И. Полукеев, Р.Р. Габдрахманова, А.Н. Лесной [и др.]. – ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».

82. Методика оценки проницаемости нефтенасыщенных карбонатных трещиноватых коллекторов / А.А. Колеватов, Ю.Б. Чен-лен-сон, Ю.М. Штейнберг, А.Г. Дяченко // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 11.

83. Черепанов, С.С. Комплексное изучение трещиноватости карбонатных залежей методом Уоррена-Рута с использованием данных сейсмофациального анализа (на примере турне-фаменской залежи Озерного месторождения) / С.С. Черепанов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 14. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.1.

84. Возможности учета трещиноватости каширо-верейских карбонатных объектов при планировании пропантного гидроразрыва пласта / А.С. Вотинов, В.В. Середин, И.Ю. Колычев, С.В. Галкин // Записки Горного института. – 2021. – Т. 252. – С. 861–871. DOI: 10.31897/PMI.2021.6.8.

85. Гиматудинов, Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта/ Ш.К. Гиматудинов, А.И. Ширковский. – М.: Недра, 1982. – 311 с.

86. Comparative Study of Acid Fracturing and Propped Hydraulic Fracturing for a Tight Carbonate Formation/ A. Suleimenova, X. Wang, D. Zhu, A.D. Hill // Paper SPE 180114, presented at the SPE Europec featured at 78th EAGE Conference and Exhibition held in Vienna, Austria, 2016.

87. Зенченко, Е.В. Лабораторное моделирование гидроразрыва пласта и сопутствующих процессов/ Е.В. Зенченко, М.А. Тримонова, С.Б. Турунтаев // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 10. – С. 68–71.

88. Галкин, В.И. Изучение фильтрационно-емкостных свойств трещиновато-поровых коллекторов турнейско-фаменских объектов месторождений Соликамской депрессии / В.И. Галкин, И.Н. Пономарева // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 11. – С. 88–91.



89. Разработка методики определения типа карбонатного нефтенасыщенного коллектора / А.А. Колеватов, Ю.М. Штейнберг, Ю.Б. Чен-лен-сон [и др.] // Труды НИИСИ РАН. – М.: Изд-во ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН, 2018. – Т. 8, № 4. – С. 25–35.

90. Уточнение нефтенасыщенных толщин для месторождения нефти в карбонатных трещиноватых коллекторах / А.А. Колеватов, И.В. Афанаскин, Ю.М. Штейнберг, Ю.Б. Чен-лен-сон // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – № 3(351). – С. 54–59.

91. Анализ мирового опыта применения технологий выравнивания профилей приемистости на основе сшитых полимерных гелей / Ю.А. Кетова, С.В. Галкин, А.С. Вотинов [и др.] // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т. 20, № 2. – С. 150–161. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.2.5.

92. Построение трехмерной геомеханической модели месторождения на Сахалинском шельфе с целью планирования многостадийного гидроразрыва пласта / М.Р. Ганаева, С.С. Суходанова, Руслан Р. Халиулин, Рустам Р. Халиулин // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 6. – С. 108–111.

93. Специализированные лабораторные исследования керн для решения задач бурения, ГРП и разработки нефтегазовых месторождений / М.Д. Субботин, В.А. Павлов, Д.О. Королев [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 10 (346). – С. 84–92.

94. Косков, В.Н. Решение геологических задач методами ГИС: учеб. пособие / В.Н. Косков. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2014. – 109 с.

95. Мартюшев, Д.А. Совершенствование геолого-гидродинамической модели карбонатного нефтяного объекта путем учета

параметра анизотропии проницаемости/ Д.А. Мартюшев // Записки Горного института. – 2020. – Т. 243. – С. 313–318. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.313.

96. Особенности учета анизотропии проницаемости в гидродинамической модели / Р.И. Ермаков, В.П. Меркулов, О.С. Чернова, М.О. Коровин // Записки Горного института. – 2020. – Т. 243. – С. 299–304. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.299.

97. Лядова, Н.А. Оценка эффективности системы заводнения турнейско-фаменской залежи Маговского месторождения / Н.А. Лядова, В.А. Демченко // Недропользование. – 2020. – Т. 20, № 3. – С. 242–252. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.3.5.

98. Путилов, И.С. Комплексный прогноз фаций турнейских карбонатных отложений на разрабатываемых месторождениях Верхнекамской впадины на основе сейсморазведки 3D / И.С. Путилов, С.В. Ладейщиков, Е.Е. Винокурова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 4. – С. 21–25.

99. Перспективы применения пропантного гидроразрыва пласта на каширо-верейских эксплуатационных объектах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / С.В. Галкин, Я.В. Савицкий, И.Ю. Колычев, А.С. Вотинов // SOCAR Proceedings Special Issue. – 2021. – № 2. – С. 257–265.

100. Патент № 2771802 Российская Федерация, МПК E21B 47/00 (2012.01), E21B 49/00 (2006.01), G01V 5/14 (2006.01). Способ дифференциации пустотности неоднородных карбонатных пластов : № 2021133939 : заявл. 22.11.2021 : опубл. 12.05.2022 / Вотинов А.С., Мартюшев Д.А., Галкин С.В. – 11 с. : ил. – Текст : непосредственный.

101. Исследование смачиваемости коллекторов нефтяных месторождений методом рентгеновской томографии керна / А.А. Ефимов, Я.В. Савицкий, С.В. Галкин [и др.] // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2016. – № 4. – С. 55–63. DOI: 10.5510/OGP20160400298.

102. An insight into pore-network models of high-temperature heat-treated sandstones using computed tomography / B. Mahanta, V. Vishal, P.G. Ranjith, T.N. Singh // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2020. – Vol. 77, № 1032274. DOI: 10.1016/j.jngse.2020.103227.

103. Estimation of heterogeneity of Oil & Gas field carbonate reservoirs by means of computer simulation of Core X-Ray Tomography data / A.A. Efimov, S.V. Galkin, Y.V. Savitsky, V.I. Galkin // *Ecology, Environment and Conservation*. – 2015. – Vol. 21. – P. 79–85.

104. Improved X-ray computed tomography reconstruction of the largest fragment of the Antikythera Mechanism, an ancient Greek astronomical calculator/ A. Pakzad, F. Iacoviello, A. Ramsey [et al.]// *PLOS ONE*. – 2018. – Vol. 13 (11). – P. e0207430. URL: <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0207430> (дата обращения 04.10. 2021).

105. Multiphase flow in porous rock imaged under dynamic flow conditions with fast x-ray computed microtomography/ S. Berg, R. Armstrong, H. Ott [et al.] // *Petrophysics*. – 2014. – Vol. 55 (4). – P. 304–312.

106. Classification and quantification of pore shapes in sandstone reservoir rocks/ M. Schmitt, M. Halisch, C. Müller, C.P. Fernandes// *Solid Earth*. – 2016. – Vol. 7. – P. 285–300.

107. Кривощеков, С.Н. Опыт применения рентгеновской томографии для изучения свойств горных пород/ С.Н. Кривощеков, А.А. Кочнев// *Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. – 2013. – Т. 12 (6). С. 32–42.

108. Пономарева, И.Н. Оценка достоверности определения фильтрационных параметров пласта на основе анализа добычи и кривых стабилизации давления / И.Н. Пономарева, Д.А. Мартюшев // *Нефтяное хозяйство*. – 2019. – № 8. – С. 111–113. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-8-111-113.

109. Martyushev, D.A. Evaluation of opening of fractures in the Logovskoye carbonate reservoir, Perm Krai, Russia// D.A. Martyushev, A. Yurikov// Petroleum Research. – 2021. – Vol. 6 (2). – P. 137–143.

110. Chertenkov, M.V. Prerequisites to complex use of standard and acoustic logging for the forecast of a Poisson's ratio/ M.V. Chertenkov, L.M. Ruzin // Oil Industry. – 2017. – № 1. – P. 16–18.

111. Геомеханические характеристики терригенных продуктивных объектов нефтяных месторождений Западного Урала / Ю.А. Кашников, Д.В. Шустов, А.Э. Кухтинский, С.А. Кондратьев // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 4. – С. 32–35. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-4-32-35.

112. Изменение физико-химических свойств глин, подверженных давлению / В.В. Середин, О.С. Ситева, К.А. Алванян, А.В. Андрианов // Недропользование. – 2020. – Т. 20, № 4. – С. 304–316. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.4.1.

113. Репник, А.А. Влияние хрупкости и пластичности сланцевых формаций на эффективность гидроразрыва пласта / А.А. Репник, В.А. Бочкарев // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 6. – С. 26–35.

114. Changes of energy potential on clay particle surfaces at high pressures / V.V. Seredin, T.Y. Parshina, A.V. Rastegaev [et al.] // Applied Clay Science. – 2018. – Vol. 155. – P. 8–14. – DOI: 10.1016/j.clay.2017.12.042.

115. Procedure of stress state assessment in rocks / V.V. Seredin, A.S. Khrulev, A.V. Rastegaev, V.I. Galkin // Gornyi Journal. – 2020. – № 2. – P. 30–34. – DOI: 10.17580/gzh.2020.02.03.

116. Assessment of the fracture stress of clay-carbonate rocks of the Vereiskian reservoir for oil fields in the Perm region/ A.S. Votinov, A.V. Zaitsev, Yu. A. Rozhkova [et al.]// IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2022. – Vol. 1021 (1). – P. 012064-1-012064-5; <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/1021/1/012064>.

117. Авторское свидетельство SU 1037135 А1. Способ определения сопротивления сдвигу образцов горных пород / Середин В.В.; заявл. 02.03.1982, опубл. 23.08.1983.

118. Прогнозирование напряженного состояния пластов на основании специальных промысловых исследований и выполненных операций гидроразрыва пласта в условиях терригенных коллекторов месторождений Пермского края/ С.А. Кондратьев, А.А. Жуковский, Т.С. Якимова [и др.]// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 12. – С. 58–63.

119. Modeling of crack development associated with proppant hydraulic fracturing in a clay-carbonate oil deposit / S. Galkin, Ia. Savitckii, D. Shustov [et al.] // Fluid dynamics materials processing. – 2023. – Vol. 19 (2). – P. 273-284. DOI: 10.32604/fdmp.2022.021697.

120. Многостадийный гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах в комплексе с микросейсмическим мониторингом и кросс-дипольным акустическим каротажем / И.Г. Казбулатов, А.В. Рубцова, Р.Р. Юнусов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 93–95.

121. Черноглазов, В.Н. Технология обработки и интерпретации данных волнового акустического каротажа/ В.Н. Черноглазов, А.В. Городнов, Д.Н. Крылов //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2003. – № 7. – С. 31–39.

122. Charlez, F.P. Rock Mechanics. Petroleum applications/ F.P. Charlez. – Editions Technip. 27 rue Ginoux 75737. – Paris cedex-15, 1997. – Vol. 1, 2.

123. Использование данных ВАК-Д для управления процессом ориентированного гидроразрыва пласта/ Ю.В. Уточкин, В.Ф. Рыбка, П.Н. Гуляев [и др.] // Геофизика. – 2015. – № 5. – С. 72–78.

124. Учет упругомеханических свойств пласта при выполнении ГРП на примере одного объекта разработки месторождений Пермского края / С.А. Кондратьев, А.А. Жуковский, Т.С. Кочнева, В.Л. Малышева // Геология,

геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. – № 12. – С. 56–59.

125. Габнасыров, А.В. Определение минимальной составляющей поля напряжений по площади и разрезу для проведения гидроразрыва пласта/ А.В. Габнасыров, А.В. Шилов, Ю.В. Устинова // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2016. – № 11. – С. 26–31.

126. Craig, D.P. Adapting High Permeability Leakoff Analysis to Low Permeability Sands for Estimating Reservoir Engineering Parameters/ D.P. Craig, M.J. Eberhard, R.D. Barree // SPE 60291. – 2000. – 9 p.

127. An Interpretation of M-Site Hydraulic Fracture Diagnostic Results/ N.R. Warpinski, P.T. Branagan, R.E. Peterson, S.L. Wolhart// SPE 39950. – 1998. – 14 p.

128. Hydraulic fracture stimulation of highly permeable formations: the effect of critical fracture parameters on oilwell production and pressure / A.K. Mathur, X. Ning, R.B. Marcineau [et al.] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 22–25 October. – Dallas, Texas, 1995. DOI: 10.2118/30652-MS.

129. Шорохов, А.Н. Снижение технологических рисков гидравлического разрыва пласта, ограниченного глинистыми барьерами малой мощности/ А.Н. Шорохов, М.А. Азаматов // Георесурсы. – 2012. – № 1. – С. 51–52.