

ВОТИНОВ АЛЕКСАНДР СЕРГЕЕВИЧ

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

2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Пермь, 2022

Работа выполнена в федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет».

Научный руководитель: **Галкин Сергей Владиславович**
доктор геолого-минералогических наук, профессор

Официальные оппоненты: **Фоминых Олег Валентинович**
доктор технических наук, доцент, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет», кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», доцент (г.Тюмень)

Варушкин Станислав Владимирович
кандидат технических наук, ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»,
управление геологии, геологический отдел, начальник
отдела (г.Пермь)

Ведущая организация: Публичное акционерное общество
«Пермнефтегеофизика»

Защита диссертации состоится «13» декабря 2022 года в 13.00 на заседании диссертационного совета Пермского национального исследовательского политехнического университета Д ПНИПУ.05.15, по адресу: 614990, г. Пермь, Комсомольский проспект, 29, ауд. 345.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет» (www.pstu.ru).

Автореферат разослан «24» октября 2022 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета Д ПНИПУ.05.15,
кандидат технических наук, доцент

А. А. Мелехин

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

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 исследование 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 Москудьинского 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.

Объектом исследования является карбонатный коллектор объекта разработки ВЗВ4 Москудьинского нефтяного месторождения.

Предметом исследования является 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 Москудьинского 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 Москудьинского 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 Москудьинского месторождения.

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

Личный 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.

Апробация и реализация 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.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность проблемы исследования. Сформулированы цель исследования и ряд задач, требующих решения, отмечаются новизна, практическая значимость и положения, выносимые на защиту.

Первая глава диссертационной работы посвящена обзору и анализу международного и отечественного опыта гидроразрыва пласта в карбонатных коллекторах нефтяных и газовых месторождений. ГРП, 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. В практике применимы различные модификации технологии ГРП: кислотные (КГРП), пропантные (ПГРП), на основе смеси органических кислот, высокорасходный КГРП, кислотно-пропантный ГРП, многостадийный КГРП и ПГРП, массивированный и супермассивированный ГРП с закачкой до 1300 т песка, азотно-пенный ГРП и другие.

В результате анализа литературных источников установлено, что на эффективность проведения ГРП в карбонатных коллекторах значительное влияние

оказывают такие параметры, как масса, концентрация и типоразмер пропанта, объем, соотношение и концентрация кислот, пластовое давление, толщина и расчлененность пласта, пористость, проницаемость и состав пород, состав и свойства пластовых флюидов, направление распространения и геометрические размеры трещины ГРП.

Для территории Пермского края ГРП в наибольшей степени применялся для Северной, Чернушинской и Осинской групп месторождений. Одной из эффективных технологий ГРП в залежах с карбонатным коллектором является технология пропантного ГРП. За период с 2014 года среднее значение дополнительной добычи нефти на одну скважину составило 3,2 тыс. т, средний прирост дебита по нефти – более 3,8 т/сут. Кроме того, рассмотрено текущее состояние разработки объекта ВЗВ4 Москудьинского месторождения. Данный объект находится на 2 стадии разработки. Большая часть площади характеризуется ухудшенным энергетическим состоянием, текущее пластовое давление меньше давления насыщения $P_{нас}$ (8,3 МПа), при начальном пластовом давлении $P_{пл-нач}$ равном 11,4 МПа. В диссертации приведена геолого-физическая характеристика объекта исследования. В целом выделяемые в верейских отложениях по 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 мкм². 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 [8, 9].

Во второй главе представлена оценка естественной трещиноватости по результатам обработки кривых восстановления давления (КВД) в соответствии с моделью Уоррена-Рута. В коллекторах с открытой естественной трещиноватостью на КВД выделяются две параллельные прямые и кривая между ними (рис. 1а). Для порового коллектора КВД в данных координатах имеет монотонно затухающий вид (рис. 1б) [10].

Около 40 % исследуемых скважин были запущены после 2010 года, а на 70% скважин пластовое давление при проведении ГДИ не поднималось выше давления насыщения, поэтому высока вероятность ошибки при определении типа коллектора. Также необходимо отметить, что раскрытость естественных трещин верейских эксплуатационных объектов по данным ГДИ составляет порядка 10 мкм, что характеризует низкую естественную раскрытость [1].

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 по методу линейного дискриминантного анализа (ЛДА).

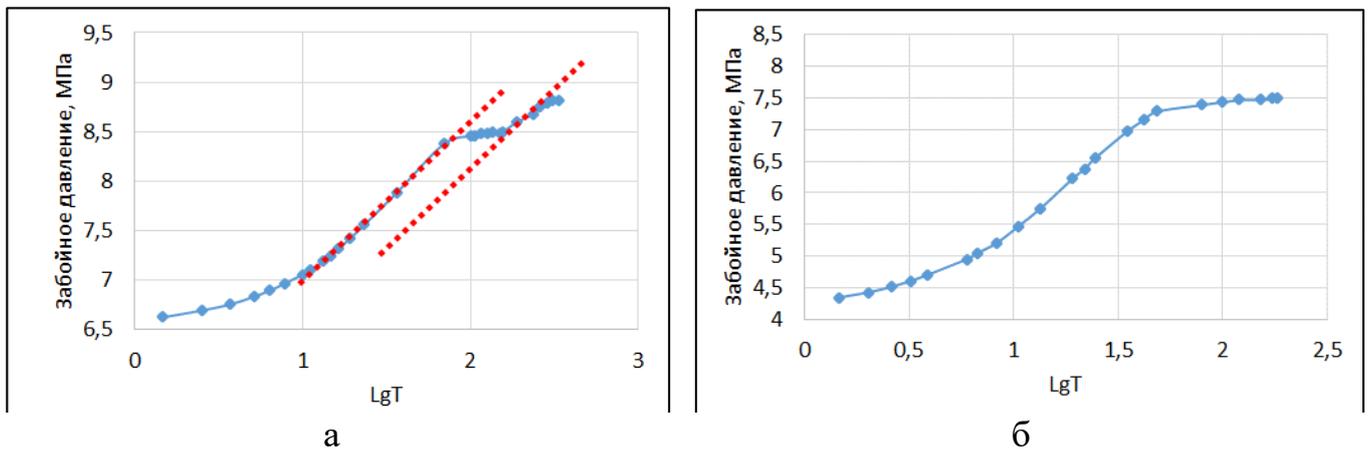


Рисунок 1 – Результаты исследований КВД: а – по скважине № 972, трещинно-порковый коллектор; б – по скважине № 631, поровый коллектор [5]

Полученная линейно-дискриминантная функция (ЛДФ), разделяющая скважины по типу коллектора на поровый и трещинно-поровый, имеет вид (1):

$$Z = 116,4 + 0,142 \cdot H_{кр} + 0,463 \cdot H_{пл} + 0,198 \cdot h_n + 0,0025 \cdot K_{п} - 0,1225 \cdot$$

$$Q_{н0} - 0,198 \cdot W_0 + 9,208 \cdot k_{Q_{н6}} - 2,017 \cdot k_{W_6}, \text{ при } R = 0,73[2], \quad (1)$$

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

Значения в коэффициентах для всех показателей, в полученной ЛДФ, не противоречат их физическому смыслу. Скважины с естественно трещиноватым коллектором, согласно ЛДФ, характеризуются меньшими значениями общей и нефтенасыщенной толщин пласта и более низкой пористостью выделенных по ГИС коллекторов. Также в результате анализа установлено, что кровля для трещинно-поровых коллекторов находится ниже, чем для поровых.

Анализ начальных технологических показателей разработки показывает, что для скважин с трещинно-поровым типом коллектора отмечаются больший начальный дебит нефти при большей обводненности скважин. В процессе разработки для них в сравнение со скважинами с поровым типом коллектора характерен больший темп падения дебита нефти, то есть меньший коэффициент изменения дебита.

Наибольшее влияние на разделение скважин по типу коллектора в ЛДА имеют абсолютная отметка кровли пласта, начальный дебит нефти, начальная обводненность продукции скважин, 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 уверенно относился к поровым (22 скважины), при $P(Z)$ менее 30% - к трещинно-поровым (41 скважина). При $P(Z)$ равным от 30 до 70% отнесение

скважин к определенному классу признавалось неоднозначным (12 скважин) (рис. 2).

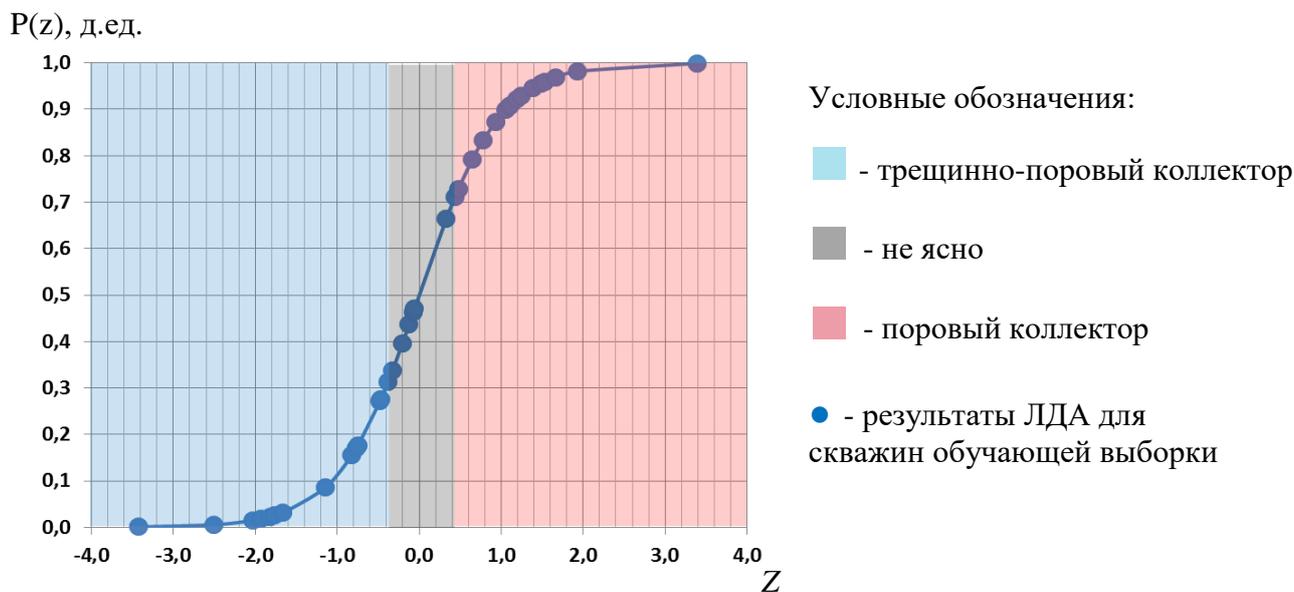


Рисунок 2 – Вероятностный график отнесения скважин по классам порового и трещинно-порового коллектора [2]

Данные обработки КВД в скважинах (модель Уоррена-Рута) были дополнены результатами классификации по ЛДА, на основании комплексирования данных методов построена схема естественной трещиноватости объекта ВЗВ4 Москудынского месторождения (рис. 3).



Рисунок 3 – Фрагмент схемы естественной трещиноватости объекта ВЗВ4 Москудынского месторождения

Из представленной схемы видно, что распределение участков поровых и трещинно-поровых коллекторов по площади залежи носит зональный характер. При этом для более чем половины скважин (53 %), согласно прогнозной модели, отмечается наличие естественной трещиноватости, для 36 % скважин – сделан вывод о поровом типе коллектора, в 11 % - характер геологического строения залежи неоднозначен.

В третьей главе рассмотрен опыт проведения кислотного и пропантного ГРП на изучаемом объекте. Установлено, что за счет создания высокопроводящей трещины, закрепленной пропантом, отмечается более высокая эффективность как в части начальной продуктивности, так и в продолжительности эффекта. Средний начальный коэффициент продуктивности по скважинам с пропантными ГРП в 2 и более раз выше, чем коэффициент продуктивности по скважинам с кислотными ГРП. Эффективность жидкости при проведении пропантных ГРП классифицируется как крайне низкая (в среднем 27%). Высокие дополнительные утечки жидкости разрыва в пласт могут свидетельствовать о наличии трещиноватости в пласте, высоких ФЕС пласта, выработанности участка залежи, ухудшенном энергетическом состоянии пласта.

Для оценки влияния естественной трещиноватости пород на эффективность ГРП проведено сопоставление коэффициентов продуктивности жидкости и приростов дебита нефти после КГРП и ПГРП в трещинно-поровых и поровых коллекторах (рис. 4, 5). Также проведено сравнение геолого-технологических параметров скважин, находящихся в схожих условиях, на которых проведены ГРП. Выявлено, что успешное выполнение геолого-технических мероприятий ГРП зависит от анизотропии пластов. Эффективность ГРП для верейской залежи в зонах с естественной трещиноватостью в целом ниже, чем в поровых коллекторах. Средний коэффициент продуктивности в результате проведения ПГРП в трещинно-поровых коллекторах в 1,4 раза больше, чем в поровых коллекторах. Коэффициенты изменения $K_{\text{прод}}$ составляют 0,961 и 0,995 д. ед. соответственно для условий трещинно-порового и порового коллектора.

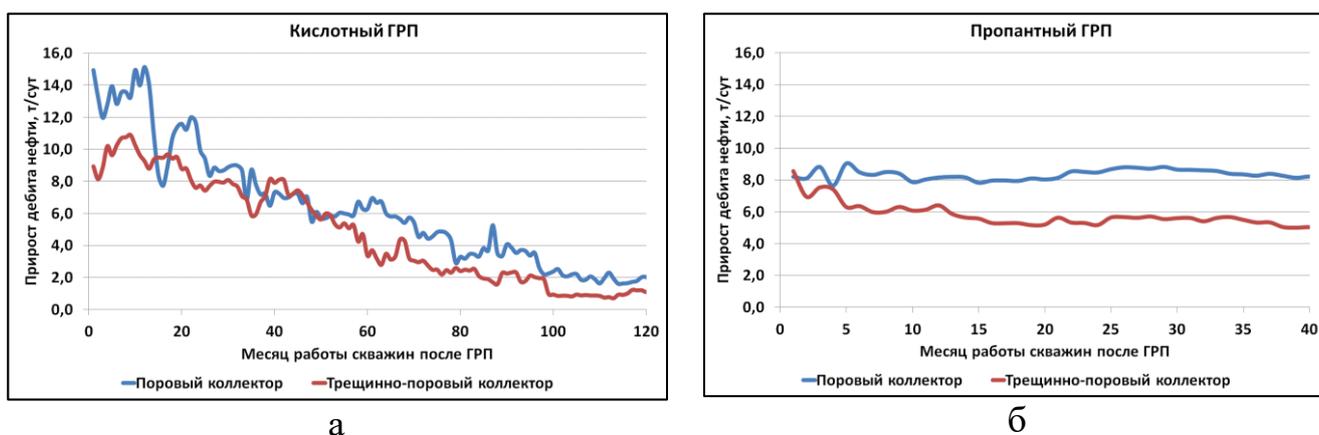


Рисунок 4 – Изменение среднего прироста дебита нефти скважин в поровых и трещинно-поровых коллекторах: а – после КГРП, б – после ПГРП

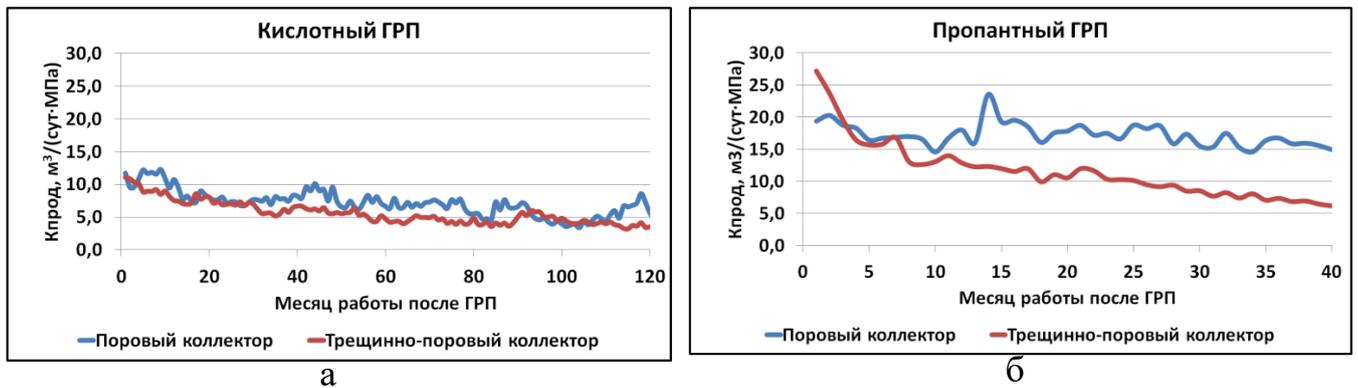


Рисунок 5 – Изменение среднего коэффициента продуктивности скважин по жидкости в поровых и трещинно-поровых коллекторах: а – КГРП, б – ПГРП

В результате для объекта ВЗВ4 Москудьянского месторождения разработана многомерная статистическая модель прогнозирования эффективности пропантных ГРП, учитывающая наличие естественной трещиноватости коллектора. Модель делит скважины на 2 класса примерно в равных пропорциях по параметру удельного прироста дебита нефти ($m_{q_n}/h_{нвс}$) за 12 месяцев работы скважин после ГРП. Первый класс (успешные ГТМ) включает скважины, на которых $m_{q_n}/h_{нвс}$ составил более 1,9 т/сут на 1 м вскрытой нефтенасыщенной толщины. Ко второму классу (неуспешные ГТМ) относятся скважины с $m_{q_n}/h_{нвс}$ менее 1,9 т/сут/м.

Установлено, что наиболее информативными параметрами являются тип коллектора (T_k), пластовое давление до ГРП ($P_{пл0}$), скин-эффект до ГРП (S_0), коэффициент проницаемости УЗП по ГДИ до ГРП ($k_{узп}$), расход жидкости при ГРП (q_w), удельный расход пропанта на метр вскрытой нефтенасыщенной толщины ($m/h_{нвс}$), объем жидкости разрыва, закачанной в пласт ($V_{жр}$). ЛДФ, разделяющая скважины по эффективности пропантного ГРП на классы, имеет вид:

$$Z = -2,261 + 0,627 \cdot T_k - 0,534 \cdot P_{пл0} - 0,203 \cdot S_0 - 5,505 \cdot k_{узп} + 2,614 \cdot q_w - 0,621 \cdot m/h_{нвс} + 0,00036 \cdot V_{жр}, \text{ при } R = 0,74 [2] \quad (2)$$

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) (рис. 6).

В целом анализ ЛДФ показывает, что в коллекторах без установленной естественной трещиноватости эффективность пропантных ГРП 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 выше. Степень кольматации пласта также влияет на эффективность пропантных ГРП, 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. При увеличении расхода жидкости разрыва увеличивается

вероятность развития трещины преимущественно по высоте охватывая не только нефтенасыщенный коллектор, но и аргиллиты верейских отложений.

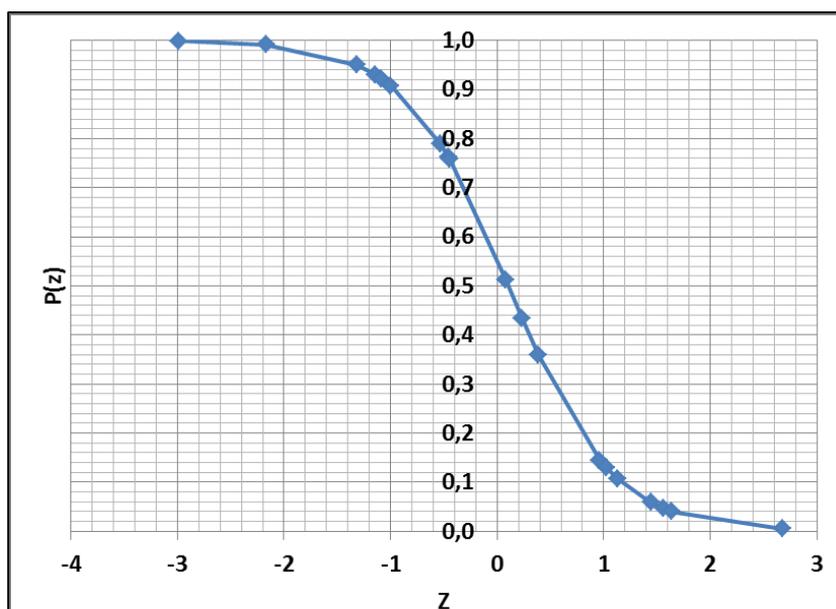


Рисунок 6 – Вероятностный график отнесения скважин к классам успешных и неуспешных скважин при пропантном ГРП

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 , $k_{узн}$, оперативно, перед проведением ГРП не предоставляется возможным [2].

В четвертой главе на основе данных исследований керна выделены литологические типы карбонатных пород верейской залежи. Литотип 1 (обозначение 1 на рисунке 7) представляет высокопористые интенсивно нефтенасыщенные известняки (рисунок 8,а), пористость которых по ГИС составляет более 20%. Литотип 2 (обозначение 2 на рисунке 7) представлен чередующимися пропластками малой толщины (3-10 см) плотных карбонатных пород и высокопористых известняков (рисунок 8,б). По ГИС породы литотипа 2 интерпретируются как коллекторы и учитываются в Государственном балансе РФ. Интервалы данных пород характеризуются по ГИС как однородные малопористые известняки с пористостью 12%.

Пористость интервалов, представленных литотипами 3 и 4, оценена по ГИС ниже граничного значения в 7%, ввиду чего они интерпретируются как плотные породы без признаков промышленной нефтеносности. Однако, по результатам анализа данных исследований керна отмечено наличие нефтенасыщенных участков (рисунок 8,в) в низкопористых пропластках литотипа 3 (обозначение 3 на рисунке 7). Соответственно данные участки возможно приобщить к добыче нефти путем проведения ГРП [5]. Присутствие нефтепроявлений в кернах литотипа 4 не установлено (обозначение 4 на рисунке 7, рисунок 8,г).

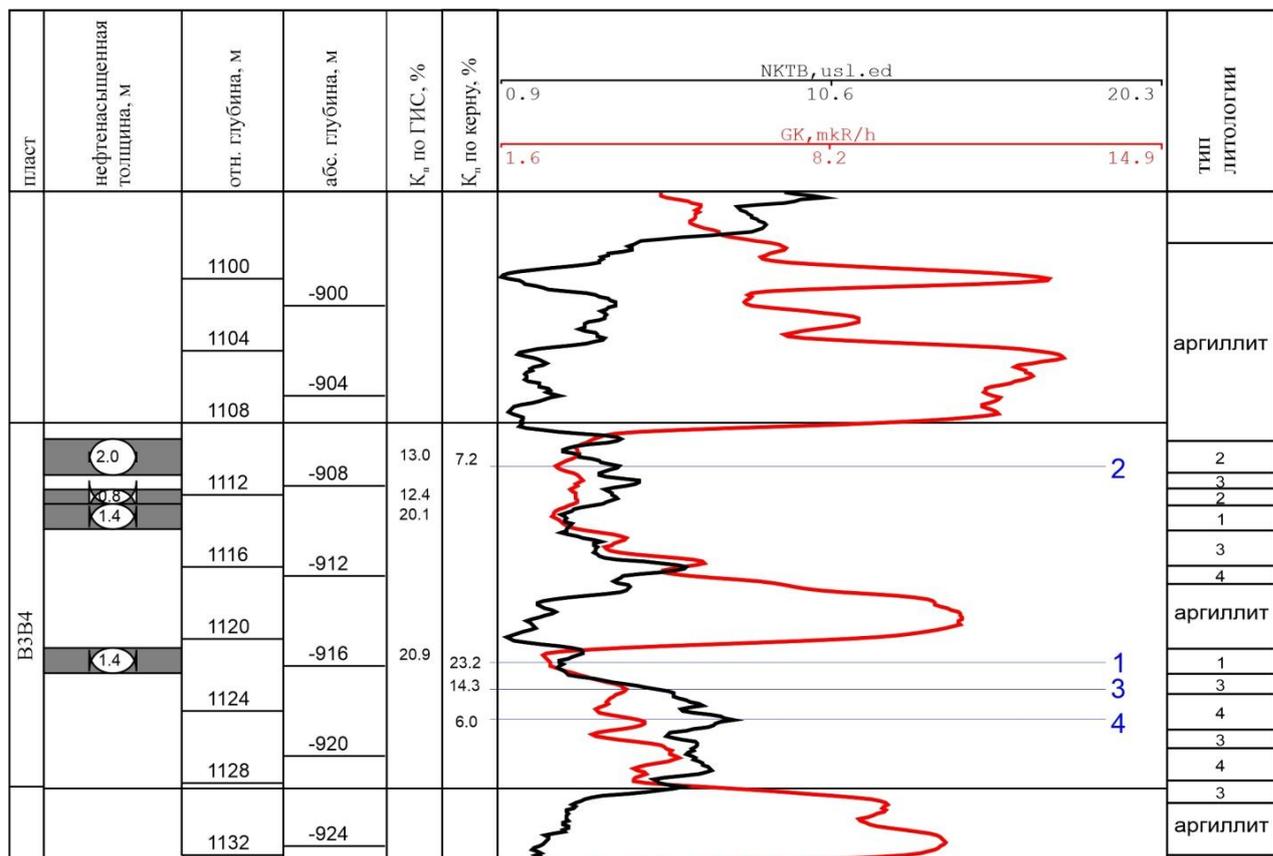


Рисунок 7 – Геолого-геофизический планшет верейских отложений скважины № 3013 Москудынского месторождения [1]

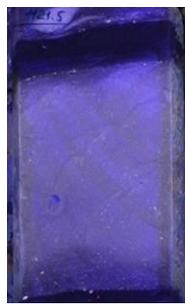
Фото полноразмерного керна в ультрафиолете			
Литотип 1 – высокопористый кавернозный известняк-коллектор	Литотип 2 – известняк с чередованием маломощных пропластков высокопористых коллекторов и плотных пород	Литотип 3 – низкопористый известняк	Литотип 4 – плотный известняк
			
а	б	в	г

Рисунок 8 – Фото кернов в ультрафиолете различных литотипов верейских отложений скважины № 3013 Москудынского месторождения [1]

Путем комплексирования исследований методами радиоактивного каротажа и рентгеновской томографии керна выполнена дифференциация пустотного пространства выделенных литотипов. Выделение литотипов и нефтеносных интервалов карбонатных пород, а также построение геолого-геофизической модели верейских отложений Москудьинского месторождения предлагается выполнять методами естественного гамма каротажа (ГК) и нейтрон-нейтронного каротажа на тепловых нейтронах (ННК-т) с вычислением значений разностных параметров $\Delta I_{ГК}$ и $\Delta I_{ННК}$ [11]. Диапазоны значений разностных параметров для каждого литотипа представлены в таблице 1.

Для описания пустотного пространства каждого литотипа, изначально, проведена томография керна с диаметром 100 мм (полноразмерный керн).

В результате, для литотипа 1 (высокопористый коллектор), отмечается неравномерное и активное распределение кавернозности по объему образца. Для литотипа 2 отмечается слоистое распределение плотных и пористых пород, при этом доля пористой части составляет 76%, а плотной части – 24%. (таблица 1). 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 (таблица 1). 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.

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 [11]. При этом, для литотипов 1 (наиболее проницаемая часть) и 4 (наиболее плотная часть) образцы керна имеют 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 и проведены томографические исследования. В таблице 1 представлены результаты расчета пористости для каждого литотипа, в том числе плотной и проницаемой частей для литотипов 2 и 3. На рисунке 9 представлены результаты выполненных томографических исследований на кубических образцах керна после экстракции. Использование образцов керна меньших размеров и их экстракция позволили увеличить разрешение метода, при этом размеры визуализированных по томографии пустот оценены в 0,065 мм и выше.

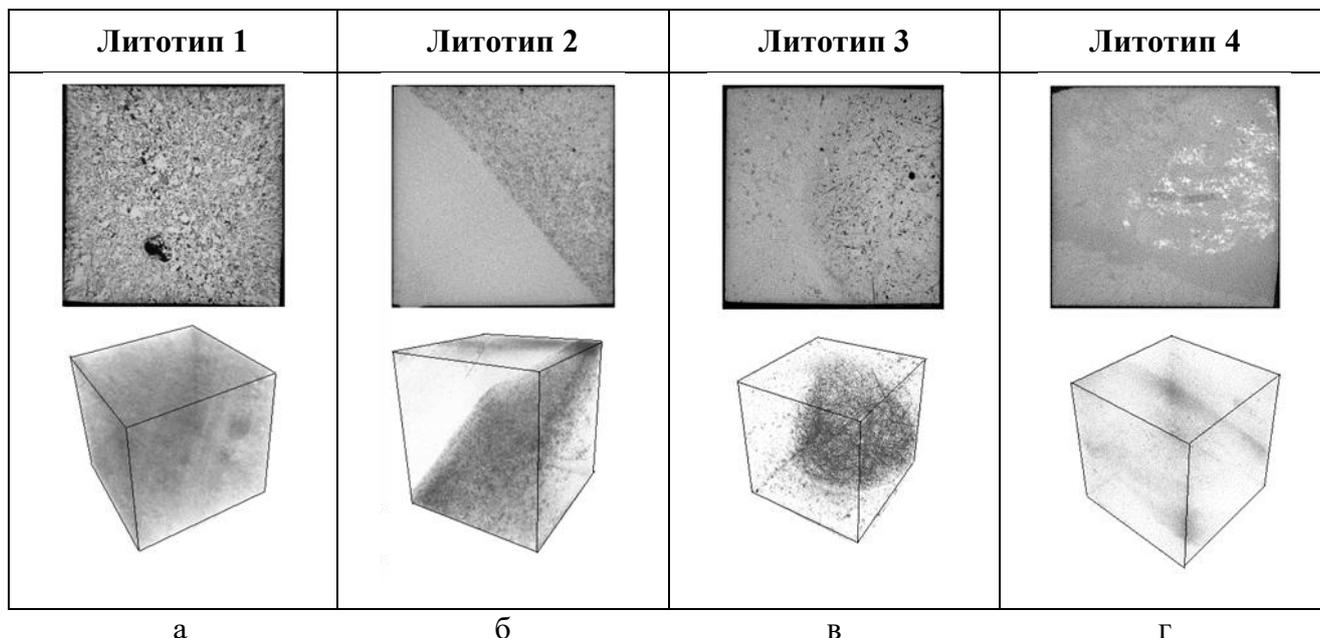


Рисунок 9 – Фото кернов литотипов по данным рентгеновской томографии после экстракции, отобранные из скважины № 3013 Москудьинского месторождения

Согласно выполненным исследованиям характеризующий наиболее проницаемую часть литотип 1 представлен кавернозным известняком с пористостью по томографии ($K_{п-том}$) равной 22,1% (таблица 1), что указывает на почти полную визуализацию пустотного пространства (рисунок 9,а). Плотные породы литотипа 4 (рисунок 9,г) характеризуется отсутствием каких-либо крупных пустот, при этом полученная пористость в 0,2% считается погрешностью измерений (таблица 1).

По томографии пористость проницаемой части пород литотипа 2 составила 2,7% (таблица 1). Ее объем представлен пористо-кавернозным органогенно-детритовым известняком. Плотная часть сложена тонкозернистым известняком, 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 9,б).

По томографии пористая часть образца третьего литотипа 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 9,в). Томограмма показывает пустотное пространство с пористостью проницаемой части равной 3,6%. Размеры визуализированных пустот плотной части также не превышают 0,065 мм, ввиду недостаточной разрешающей способности метода. В целом исходя из выполненных исследований структуру пород плотной части второго и третьего литотипов решено считать единообразной с литологией четвертого литотипа, при этом пористость плотной части оценена по аналогии в 6%.

В таблице 1 для всех литотипов приведены сводные результаты, обобщающие результаты ГИС, томографических исследований полноразмерного керна и изготовленных кубов.

Таблица 1 – Обобщающие результаты ГИС и результаты оценки емкостных свойств пород для различных литотипов

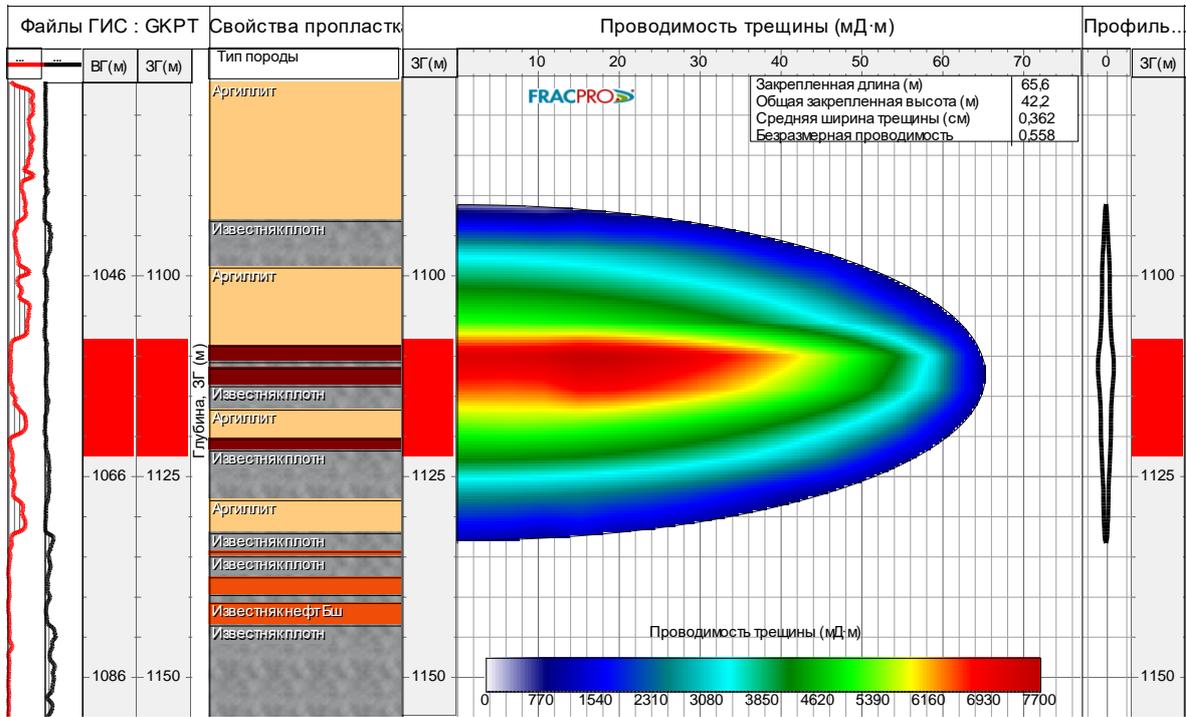
	$\Delta I_{ГК}$	$\Delta I_{ннк}$	D, % (полн. образец)	$K_{п-жидк}$, %	$K_{п-том}$, %
литотип 1	0-0,05	0,09-0,21	100	23,2	22,1
литотип 2	0,02-0,09	0,22-0,28	76	7,2	14,7
			24		6,0
литотип 3	0,05-0,30	0,29-0,41	14	14,3	18,3
			86		6,0
литотип 4	0,17-0,44	0,42-0,50	100	6,0	<0,2

Из данных таблицы 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%,

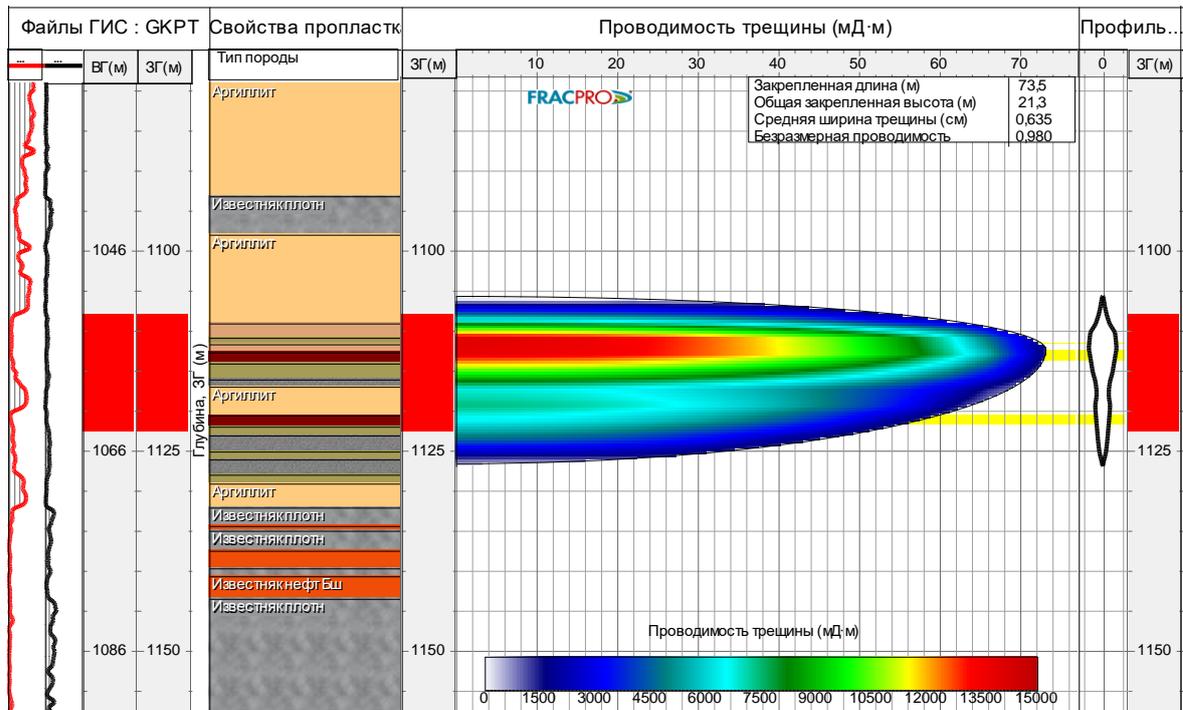
Проницаемая часть третьего литотипа обладает лучшими коллекторскими свойствами и представлена более крупными порами (пористость 18,3%), однако ее доля в объеме породы незначительна – 14%. Удлиненные поры литотипа 3 могут быть сопоставлены с наличием естественной трещиноватости пород, присутствие которой в верейских пластах подтверждается результатами ГДИ [5]. 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, причем 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.

С учетом полученных выше выводов, а также зависимостей статических упруго-механических свойств (УМС) пластов от акустических параметров выполнено построение профиля минимальных горизонтальных напряжений пород нижней части верейского горизонта по формуле Итона. Затем проведено моделирование развития трещины ГРП с учетом выделенных литотипов и для стандартной геологической модели. Результаты показывают значительное различие формы трещин для стандартной модели и модели с учетом литотипов (рис. 10).

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).



а



б

Рисунок 10 – Профили трещин гидроразрыва по скважине № 3013 для стандартной модели (а) и модели с учетом литотипов (б) [3]

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 [6]. Для скважины № 606 выполнено сопоставление модели трещины ГРП, построенной на основе полученных зависимостей и с учетом литотипов, с

фактическими результатами мини-ГРП, основного ГРП и данными ВАК-Д (рис. 11).

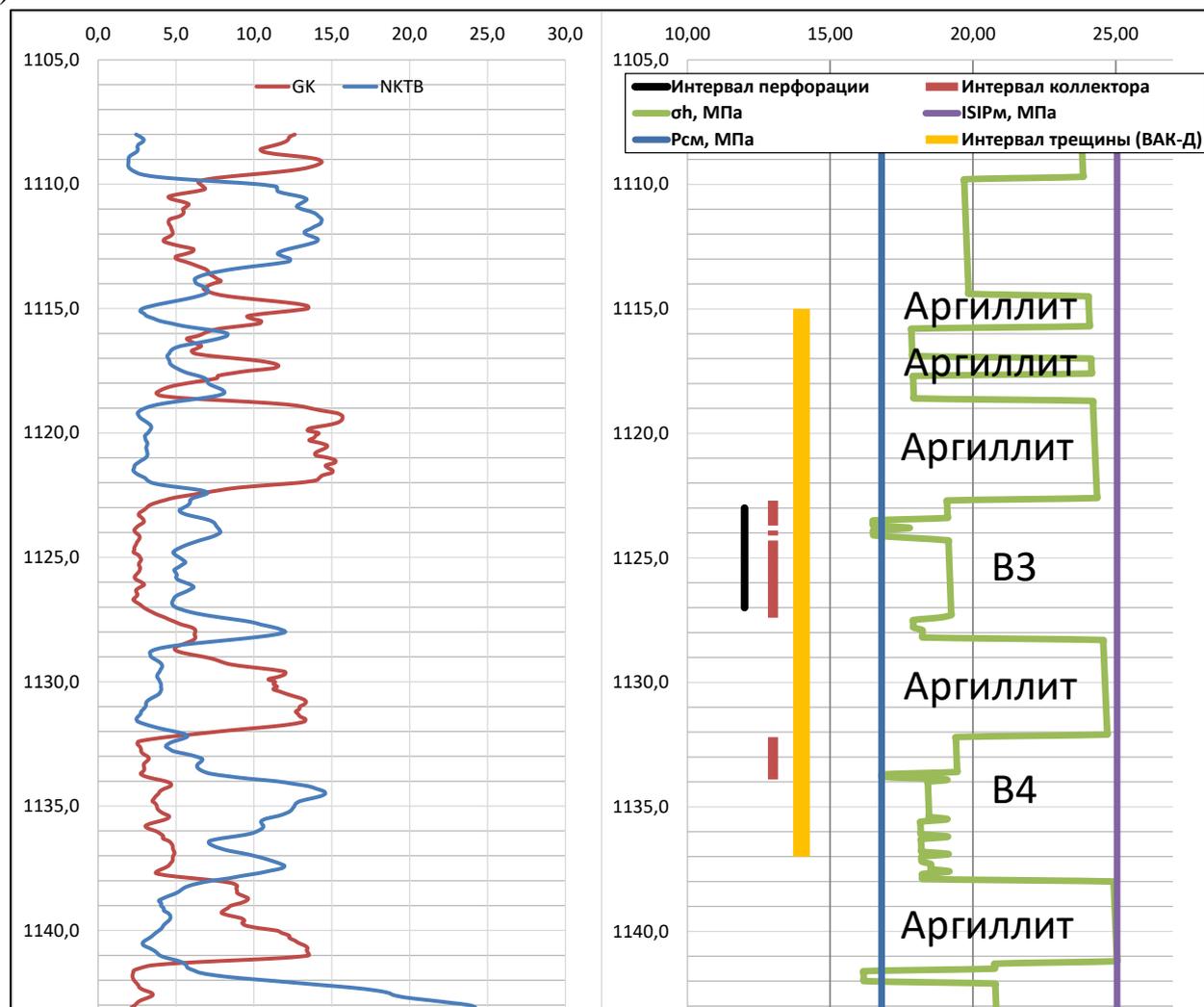


Рисунок 11 – Профиль минимальных горизонтальных напряжений, рассчитанных для скважины № 606 Москудынского месторождения

В результате сопоставления расчётных значений минимальных горизонтальных напряжений σ_h со значениями $P_{см}$, $ISIP_m$ и данными ВАК-Д получены следующие выводы:

- 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, находятся между значениями $P_{см}$ 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) [4].

Несмотря на то, что значения минимальных горизонтальных напряжений аргиллитов, находящихся выше пласта В3, меньше значения $ISIP_m$ рост трещины ГРП ограничивается данными аргиллитами. Это связано с тем, что 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 поверхностей пропластков, а не только за счет контраста напряжений. Для учета данного эффекта в программном продукте Fracpro заложен специальный модуль «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 (рис. 12).

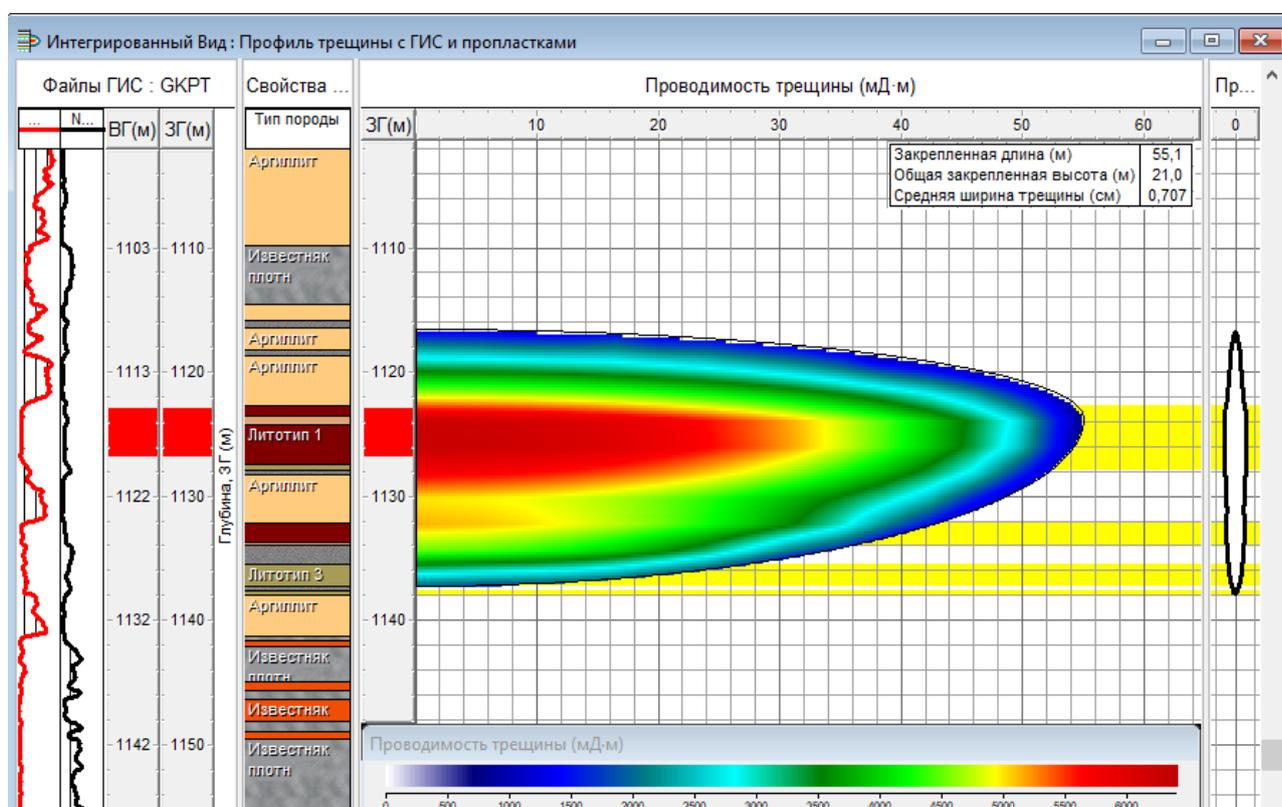


Рисунок 12 – Профиль трещины ГРП по результату ретроспективного анализа для скважины № 606 Москудынского месторождения

Высота трещины откалибрована с учетом результатов обработки данных ВАК-Д и составила 21 м. 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 (рис. 11 и 12). 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 Москудьянского месторождения.

Основные выводы и результаты:

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 Москудьянского 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 Москудьянского 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 опубликованных работ по теме диссертации

Публикации в изданиях, индексируемых в международных базах цитирования Scopus и Web of Science:

1. 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.

2. 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.

3. 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.

4. 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>.

Публикации в ведущих рецензируемых научных изданиях

5. 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.

6. 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.

7. 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.

Публикации в прочих изданиях:

8. 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.

9. 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.

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

Патенты:

11. 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 / Вотинков А.С., Мартюшев Д.А., Галкин С.В. – 11 с. : ил. – Текст : непосредственный.