

На правах рукописи



НЕЩАДИМОВ РОМАН АЛЕКСАНДРОВИЧ

**НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПОДХОДА
К РАЗДЕЛЕНИЮ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ
ПРИ СОВМЕСТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕСКОЛЬКИХ
ПЛАСТОВ**

Специальность 2.8.4. Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Тюмень – 2026

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Тюменский индустриальный университет» на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Научный руководитель:

Мулявин Семён Фёдорович,

доктор технических наук, профессор, профессор кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет».

Официальные оппоненты:

Степанов Сергей Викторович,

доктор технических наук, старший эксперт ООО «РН – Геология Исследования Разработка».

Королев Максим Игоревич,

кандидат технических наук, руководитель высшей нефтяной школы ФГБОУ ВО «Югорский государственный университет».

Ведущая организация:

ООО НПО «Нефтегазтехнология», г. Уфа.

Защита состоится «22» октября 2026 года в 13 часов 30 минут на заседании диссертационного совета 24.2.419.03, созданного на базе ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 70, ауд. 312.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотечно-издательском комплексе ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» и на сайте www.tyuiu.ru.

Автореферат разослан «03» сентября 2026 г.

Учёный секретарь
диссертационного совета

Пономарева Татьяна Георгиевна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования. Значительная доля месторождений, разрабатываемых на территории Российской Федерации, является многопластовыми. Количество продуктивных пластов на подобных месторождениях может достигать нескольких десятков. При этом часть продуктивных пластов не обладает достаточным количеством запасов для выделения их в самостоятельные эксплуатационные объекты для разработки отдельной сеткой скважин. Данные обстоятельства приводят к появлению проблемы выделения и обоснования эксплуатационных объектов. Объединение нескольких пластов в единый объект разработки позволяет достичь рентабельных дебитов нефти и сократить капитальные затраты на бурение и обустройство скважин. Кроме этого, совместная эксплуатация пластов может иметь большое значение на более поздних стадиях разработки. В таком случае осуществляется совместная разработка нескольких высокообводнённых пластов, самостоятельная работа которых не может обеспечить рентабельный дебит нефти. Объединение пластов для совместной разработки при этом производится при достижении определённого процента обводнения. Положительный эффект достигается не только за счёт увеличения дебита нефти после мероприятия, но и за счёт уплотнения сетки скважин, что позволяет увеличить коэффициент охвата и повысить конечный КИН. Одновременно со значительными преимуществами объединение пластов в единый эксплуатационный объект имеет ряд существенных недостатков, в первую очередь связанных с усложнением процесса контроля и регулирования разработки. В соответствии с приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации № 356 от 14 июня 2016 г. «Об утверждении правил разработки месторождений углеводородного сырья» учёт добычи нефти, воды и закачки рабочего агента необходимо выполнять отдельно по залежам и пластам, объединённым в один эксплуатационный объект. Следующим за разделением добычи этапом становится определение остаточных запасов каждого из продуктивных пластов и планирование геолого-технических мероприятий, направленных на их выработку. Значительные неопределённости, возникающие при анализе текущего состояния разработки в условиях совместной эксплуатации пластов, становятся причиной низкой эффективности проектных геолого-технических мероприятий. Значимость совместной эксплуатации пластов постепенно

возрастает в условиях перехода месторождений на заключительные стадии разработки. Связано это с постепенным истощением высокопродуктивных пластов и необходимостью вовлечения в разработку второстепенных объектов с более низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Например, на месторождениях в районе г. Когалым 21 % фонда находится в совместной эксплуатации и обеспечивает 15 % добычи нефти. В сложившихся условиях изучение особенностей совместной эксплуатации нефтяных пластов и поиск подходов к повышению качества контроля и регулирования разработки является актуальной задачей.

Степень разработанности темы исследования. Вопросам разделения добычи при совместной эксплуатации нескольких пластов, а также особенностям контроля и регулирования разработки многопластовых объектов посвящены труды А. Е. Алтунина, Б. Т. Баишева, А. В. Барышникова, А. Д. Бекмана, Ю. Е. Батурина, Д. Р. Гильмиева, Л. Ф. Дементьева, А. С. Каналина, А. П. Коваленко, И. Б. Митякина, А. А. Морозова, А. А. Ручкина, М. В. Семухина, А. В. Сорокина, А. В. Степанова, С. В. Степанова, Н. А. Суханова, А. Н. Янина, С. С. Onwunyili, М. О. Onyekonwu, S. Plotno, J. Rafiee, C. M. C. Serrano, P. Sarma.

Использование геохимических исследований для разделения добычи нефти между пластами представлено в работах А. В. Ермоловского, А. Я. Куклинского, В. В. Муляка, К. Ю. Муринова, А. S. Ahmed, C. D. Barrie, W. A. England, R. J. Hwang, R. L. Kaufman, M. A. McCaffrey, X. Nouvelle, S. R. Larter.

Цель диссертационной работы - повышение эффективности разработки многопластовых месторождений с учётом разделения скважинной продукции в условиях совместной эксплуатации двух и более нефтяных пластов.

Основные задачи исследования

1. Выполнить критический анализ разработки, направленный на обоснование вероятности подключения пропластков в работу в условиях совместной эксплуатации и граничных значений проницаемости или гидропроводности на примере нефтяного месторождения, содержащего два и более геологических пласта.
2. Уточнить критерии принятия решения об объединении пластов для совместной эксплуатации.
3. Усовершенствовать методику разделения добычи нефти, жидкости и закачки при совместной эксплуатации двух и более пластов.

4. Провести апробацию методики разделения добычи на одном из многопластовых месторождений Западной Сибири. Составить программу мероприятий, направленную на повышение эффективности разработки в условиях совместной эксплуатации нефтяных пластов.

5. Выявить условия применения геохимических методов для разделения добычи нефти между пластами одного объекта, приуроченного к нижнемеловым отложениям, в условиях совместной эксплуатации пластов.

Объектом исследования являются эксплуатационные объекты нефтяных месторождений.

Предметом исследования являются скважины с совместной эксплуатацией двух и более пластов.

Научная новизна работы

1. Выявлена вероятность подключения пропластков в работу в зависимости от относительной гидропроводности для добывающих и относительной проницаемости для нагнетательных скважин. Определены граничные значения гидропроводности для добывающих и проницаемости для нагнетательных скважин, ниже которых пропластки не подключаются в работу в условиях совместной эксплуатации.

2. Уточнены критерии принятия решения об объединении пластов для совместной эксплуатации на основании фактических результатов разработки многопластовых объектов с учётом гидропроводности пластов, начальных пластовых давлений и расстояния между пластами.

3. Усовершенствована методика разделения добычи нефти, жидкости и закачки при совместной эксплуатации двух и более нефтяных пластов, отличающаяся тем, что позволяет выполнять разделение добычи по каждой скважине и уточнять остаточные запасы нефти, комплексно учитывая изменение пластового давления, изменение интервалов перфорации, продуктивности пластов, распространение трещин гидроразрыва пласта, а также различный характер обводнения пластов.

4. Для условий одного из месторождений Западной Сибири на основании геохимических исследований выделены геохимические коэффициенты, позволяющие выполнить разделение добычи нефти между совместно разрабатываемыми пластами БС10/1 и БС10/2 объекта БС10.

Теоретическая и практическая значимость работы

Корректное разделение добычи и закачки между пластами дает возможность локализовать остаточные запасы нефти по разрезу и повысить эффективность совместной эксплуатации нескольких пластов.

Результаты разделения добычи нефти применены при составлении «Дополнения к технологическому проекту разработки нефтяного месторождения N ХМАО-Югры Тюменской области».

В зонах локализации остаточных запасов месторождения N составлена программа геолого-технических мероприятий, направленная на повышение эффективности совместной разработки пластов, что позволит дополнительно добыть 271 тыс. т нефти.

В результате геохимических исследований проб нефти из скважин с индивидуальным вскрытием пластов определены геохимические коэффициенты характерные для пластов БС10/1 и БС10/2, которые были использованы для определения доли нефти каждого из пластов в общей продукции скважины с совместной эксплуатацией.

Введение дополнительных и уточнённых критериев объединения пластов для совместной эксплуатации позволит обеспечить более равномерную выработку запасов и в конечном итоге повысить коэффициент извлечения нефти.

На основе результатов диссертационной работы получено свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ (Номер свидетельства: RU 2022612753).

Методология и методы исследования. Методологической основой для проведения исследования послужили труды отечественных и зарубежных авторов в области разделения добычи нефти, жидкости и закачки при совместной эксплуатации пластов, а также практический опыт разработки залежей нефти. При проведении исследования использовался общенаучный подход и следующие методы научного познания: геолого-промысловый анализ, анализ промыслово-геофизических и геохимических исследований, а также геолого-гидродинамическое моделирование и методы математической статистики.

Положения, выносимые на защиту

1. Зависимость вероятности подключения в работу пропластков

от относительной гидропроводности для добывающих и относительной проницаемости для нагнетательных скважин, граничные значения гидропроводности для добывающих и проницаемости для нагнетательных скважин, ниже которых пропластки не подключаются в работу в условиях совместной эксплуатации.

2. Уточнённые критерии принятия решения об объединении пластов для совместной эксплуатации, определённые на основании фактических результатов разработки многопластовых объектов, с учётом гидропроводности пластов, начальных пластовых давлений и расстояния между пластами.

3. Усовершенствованная методика разделения добычи нефти, жидкости и закачки при совместной эксплуатации двух и более нефтяных пластов, отличающаяся тем, что позволяет выполнять разделение добычи по каждой скважине и уточнять остаточные запасы нефти по пластам, комплексно учитывая изменение пластового давления, изменение интервалов перфорации, продуктивности пластов, распространение трещин гидроразрыва пласта, а также различный характер обводнения пластов.

4. Определённые по результатам геохимических исследований геохимические коэффициенты для идентификации нефти пластов БС10/1 и БС10/2 объекта БС10 на одном из месторождений Западной Сибири.

Личный вклад автора состоит в обзоре литературных источников, выявлении геолого-физических особенностей и проблематики совместной эксплуатации нескольких пластов; в планировании и интерпретации геохимических исследований, в сборе фактических промысловых данных; усовершенствовании методики принятия решения об объединении пластов для совместной эксплуатации; усовершенствовании методики разделения добычи нефти, жидкости и закачки; в проведении расчёта разделения добычи на участке месторождения N, в подборе геолого-технических мероприятий для повышения эффективности системы разработки; в апробации основных положений и выводов; в подготовке публикаций.

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность полученных результатов исследований подтверждается согласованностью аналитических выкладок, результатов гидродинамического моделирования, геохимических и промыслово-геофизических исследований

с фактически достигнутыми технологическими показателями разработки на реальных объектах разработки.

Результаты диссертационной работы и ее основные положения докладывались и обсуждались на следующих научно-практических конференциях: национальной научно-практической конференции с международным участием «Нефть и газ: технологии и инновации» (Тюмень, 2021); XVIII международном форуме-конкурсе студентов и молодых ученых «Актуальные проблемы недропользования» (Санкт-Петербург, 2022); IX международной научно-технической конференции-конкурсе «Новые информационные технологии в нефтегазовой отрасли и образовании» (Тюмень, 2022); международной научно-практической конференции «Научная территория: технологии и инновации» (Тюмень, 2022); XVIII международном форуме-конкурсе студентов и молодых ученых «Актуальные проблемы недропользования» (Санкт-Петербург, 2023); международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии – нефтегазовому региону» (Тюмень, 2023); международном форуме «Нефть и газ 2023» (Москва, 2023); международном форуме «Нефть и газ 2024» (Москва, 2024); международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных «Новые технологии – нефтегазовому региону» (Тюмень, 2024); международной научно-практической конференции «Нефть и газ: технологии и инновации» (Тюмень, 2024); XVI международном научно-техническом конгрессе «Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс 2025» (Тюмень, 2025), XVI международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и учёных «Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса» (Нижевартонск, 2025), конкурсе на лучшую научно техническую разработку молодых учёных и специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (Тюмень, 2026).

Публикации

Результаты выполненных исследований отражены в 10 печатных работах, в том числе в 5 изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности. Область исследования соответствует паспорту специальности 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, в частности, пункту 2 – «Геолого-

физические, геомеханические, физико-химические, тепломассообменные и биохимические процессы, протекающие в естественных и искусственных пластовых резервуарах и окружающей геологической среде при извлечении из недр и подземном хранении жидких и газообразных углеводородов и водорода известными и создаваемыми вновь технологиями и техническими средствами для развития научных основ создания эффективных систем разработки, обустройства и эксплуатации месторождений и подземных хранилищ жидких и газообразных углеводородов и водорода, захоронения кислых газов, включая диоксид углерода»; пункту 4 – «Средства обеспечения комплексного интегрированного проектирования и системного (мульти-дисциплинарного) мониторинга процессов разработки, обустройства и эксплуатации месторождений и подземных хранилищ жидких и газообразных углеводородов и водорода в истощенных месторождениях, водонасыщенных пластах и соляных структурах с целью рационального недропользования».

Структура и объем работы. Диссертационная работа изложена на 147 страницах машинописного текста, содержит 9 таблиц и 43 рисунка. Состоит из введения, четырёх глав, заключения, списка сокращений, библиографии, включающей 110 наименований и восьми приложений.

Автор выражает особую благодарность научному руководителю д.т.н. Мулявину С. Ф. и коллегам из ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» за практические советы и обеспечение внедрения результатов данной работы.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность работы, сформулированы цель и задачи исследования, отражены основные положения, выносимые на защиту, научная новизна, теоретическая и практическая значимость работы.

Первая глава посвящена изучению опыта совместной эксплуатации пластов месторождения N, проведению анализа геолого-физических особенностей объектов разработки, структуры запасов и состояния разработки месторождения.

Месторождение включает в себя девять продуктивных пластов, совпадающих в плане на большей части площади месторождения. Проницаемость коллекторов варьируется от $9,5 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $230 \cdot 10^{-3}$ мкм², вязкости нефти – от 0,74 до 1,71 мПа*с, нефтенасыщенность – от 0,40 д. ед. до 0,59 д. ед.

Основной объект БС10 включает два нефтяных пласта (БС10/1 и БС10/2), разделённых заглинизированной перемычкой. Пласт БС10/1 характеризуется низкой проницаемостью ($34 \cdot 10^{-3}$ мкм²) относительно проницаемости БС10/2 ($230 \cdot 10^{-3}$ мкм²).

На данном объекте реализована трехрядная система разработки с размещением скважин по треугольной сетке с расстоянием между скважинами 500 м и расстоянием от нагнетательного ряда до первого добывающего 600 м. Сетка скважин уплотнялась за счёт переводов скважин с нижележащих объектов и бурения боковых стволов. Фактическая плотность по блокам заводнения изменяется от 12 до 18 га/скв при проектной 25 га/скв.

На основании результатов анализа 122 ПГИ было выполнено определение граничного значения относительной проницаемости (k) и относительной гидропроводности (kh/μ), ниже которых пропластки не участвуют в совместной эксплуатации. Раздельно для добывающих и нагнетательных скважин было выполнено построение зависимостей вероятности подключения пропластков от относительной гидропроводности и проницаемости. На основании наибольшего коэффициента детерминации (R^2) для добывающих скважин выбрана зависимость вероятности подключения пропластков от относительной гидропроводности, для нагнетательных – от относительной проницаемости (рисунок 1).

Полученные зависимости представлены на рисунках 1в и 1г. Для определения граничного значения были построены интегральные кривые распределения для пропластков с притоком (поглощением) и без притока (поглощения). Накопление произведено по процентам от общего количества исследованных пропластков (рисунки 1а и 1б). Граничное значение, ниже которого пропластки не вовлекаются в работу, принято равным 0,26 для добывающих и 0,22 для нагнетательных скважин (красная линия на графиках).

В соответствии с построенной зависимостью вероятности подключения пропластков в работу, 73 % площади объекта БС10 находится в зоне с вероятностью подключения менее критической, то есть совместная эксплуатация в условиях сложившейся системы разработки приводит к выработке пластов с различной интенсивностью. Отбор от НИЗ БС10/1 составляет 68 % при обводнённости 75 %, отбор от НИЗ БС10/2 – 95 % при обводнённости 97 %. Таким образом, выработка пласта БС10/1 отстаёт от БС10/2.

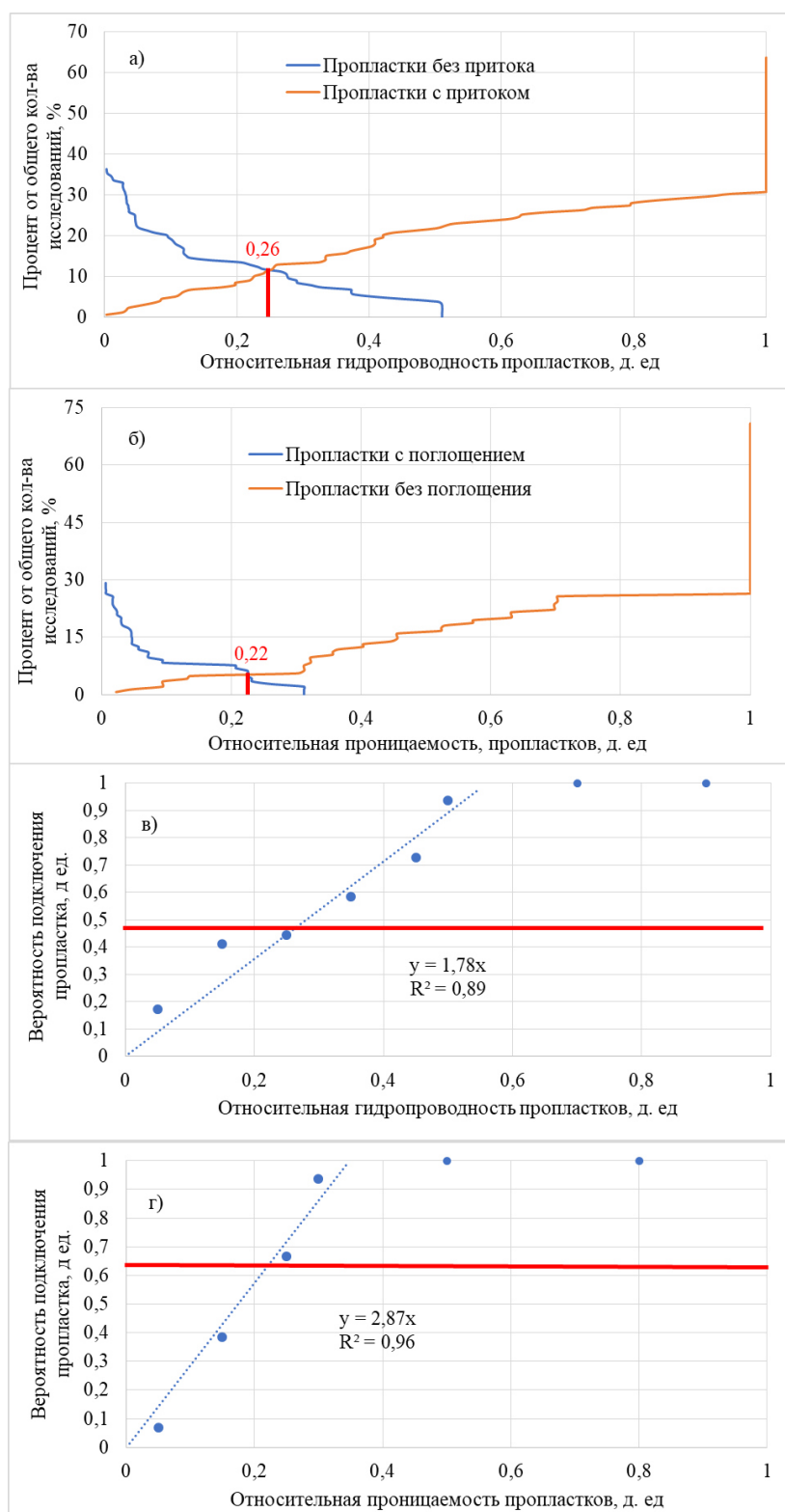


Рисунок 1 – Зависимость вероятности подключения пропластков в работу от относительной гидропроводности для добывающих скважин (а, в), относительной проницаемости для нагнетательных скважин (б, г)

Различная выработка запасов подтверждается фактическими результатами выполнения геолого-технических мероприятий, в первую очередь бурением боковых стволов и переводами.

Средний входной дебит нефти горизонтальных боковых стволов в разбуренной зоне составил 19,5 т/сут при обводнённости 39,9 %. В то же время, обводнённость продукции соседних скважин со вскрытым пластом БС10/2 превышала 90 %.

На объекте БС10 применяются мероприятия по активному вовлечению в разработку пласта БС10/1 за счёт гидроразрыва пласта, бурения боковых горизонтальных стволов для добычи и закачки, однорядных систем разработки с бурением добывающих многозабойных скважин и нагнетательных горизонтальных. Перечисленные технологии внедрялись последовательно.

Осложняющим фактором разработки является наличие сверху водонасыщенного пласта БС10/0, схожего по мощности и проницаемости с пластом БС10/1. Эта особенность геологического строения затрудняет вовлечение в разработку пласта БС10/1 с помощью применения гидроразрыва пласта, даже с малыми объёмами пропанта.

На объекте БС10 был выполнен комплекс исследований, направленных на изучение возможности разделения добычи нефти между пластами БС10/1 и БС10/2 с использованием геохимических методов.

Суть исследований заключалась в выделении в составе нефти геохимических коэффициентов, характеризующих нефть из каждого пласта. Выделенные коэффициенты в дальнейшем используются для определения доли нефти каждого из продуктивных пластов в общей добыче скважины.

Отбор селективных проб нефти был выполнен на двух скважинах пласта БС10/1 и двух скважинах БС10/2. Из каждой скважины было отобрано две пробы с промежутком по времени в три дня. Отбор совместных проб производился также в двух скважинах, из каждой скважины было отобрано по четыре пробы.

Из 60 изученных геохимических коэффициентов пять коэффициентов, для которых характерно наибольшее различие между пластами, позволяют количественно оценить вклад пластов в общую добычу нефти.

Подтверждение возможности использования средних значений геохимических коэффициентов для разделения добычи было выполнено с помощью статистических методов. Для проверки экспериментальных данных на соответствие нормальному распределению использован тест Шапиро-Уилка. Проверка гипотезы о равенстве

дисперсий между полученными результатами для пластов БС10/1 и БС10/2 выполнена с использованием критерия Фишера.

Проверка гипотезы о наличии статистически значимого различия между средними значениями коэффициентов была выполнена с помощью t-критерия Стьюдента и Уэлча. Критерий Стьюдента применён для случая равных дисперсий, критерий Уэлча – для различных дисперсий.

Существование статистически значимого различия между средними значениями при уровне значимости 0,05 подтверждено для всех пяти коэффициентов (таблица 1).

Таблица 1 – Результаты обработки экспериментальных данных методами математической статистики

Геохимический коэффициент*	1		2		3		4		5	
Пласт	БС10/1	БС10/2	БС10/1	БС10/2	БС10/1	БС10/2	БС10/1	БС10/2	БС10/1	БС10/2
Среднее значение, б. р.	1,028	1,109	0,196	0,183	6,519	3,681	0,169	0,216	3,362	2,197
Стандартное отклонение	0,007	0,026	0,001	0,002	0,240	0,571	0,005	0,011	0,199	0,183
Тест Шапиро-Уилка	0,897	0,813	0,958	0,854	0,927	0,908	0,918	0,979	0,894	0,773
Критическое значение Шапиро-Уилка (0,05)	0,818	0,748	0,818	0,748	0,818	0,748	0,818	0,748	0,818	0,748
Соответствие нормальному распределению	Да									
Тест Фишера	15,76		7,83		5,67		4,82		1,18	
Критическое значение Фишера (0,05)	4,35		4,35		4,35		4,35		8,89	
Равные дисперсии	Нет		Нет		Нет		Нет		Да	
t-критерий Стьюдента/ Уэлча	6,11		9,76		9,53		8,45		9,81	
Критическое значение t-критерия Стьюдента (0,05)	3,18		3,18		2,78		2,78		2,23	
Статистически значимое различие средних знач.	Да									

*Геохимические коэффициенты: 1 – 3-метилгексан/циклогексан, 2 – 1Т,3-диметилциклопентан/н-гептан, 3 – Н-гексан/толуол, 4 – толуол/н-гептан, 5 – изопентан/циклопентан

Результаты разделения добычи нефти на основании геохимических исследований представлены в таблице 2. Доля добычи нефти, поступающей из пласта БС10/1, значительно ниже доли БС10/2. В скважине 1 на пласт БС10/1 приходится 5 % добычи нефти, в скважине 2 – 9 %. Полученные результаты согласуются с оценкой на основании сопоставления гидропроводности пластов. Относительная гидропроводность БС10/1 в скважине 1 составляет 0,08 д. ед, в скважине 2 – 0,05 д. ед.

В результате проведённого критического анализа разработки объектов месторождения N:

- Выявлена вероятность подключения пропластков в работу в зависимости от относительной гидропроводности для добывающих и относительной проницаемости для нагнетательных скважин. Установлено, что в добывающих скважинах пропластки не вовлекаются в разработку при значении относительной гидропроводности ниже 0,26 д. ед., в нагнетательных скважинах – при значении относительной проницаемости ниже 0,22 д. ед.

- Определено, что в условиях сложившейся системы разработки выработка пластов происходит с различной интенсивностью, выработка пласта БС10/1 отстаёт от БС10/2, отбор от НИЗ БС10/1 составляет 68 % при обводнённости 75 %, отбор от НИЗ БС10/2 – 95 %, при обводнённости 97 %. Различие в выработке подтверждается результатами геолого-технических мероприятий.

- Установлено, что пять геохимических коэффициентов позволяют однозначно идентифицировать принадлежность нефти к пластам БС10/1 и БС10/2 объекта БС10 и выполнить разделение добычи между ними.

Таблица 2 – Результаты разделения добычи нефти на основании геохимических исследований

Скважина		1		2	
Пласт		БС10/1	БС10/2	БС10/1	БС10/2
Доля в добыче нефти, %	Изопентан/циклопентан	0	100	10	90
	3-метилгексан/циклогексан	0	100	10	90
	Н-гексан/толуол	0	100	0	100
	1Т,3-диметилциклопентан/ н-гептан	11	89	25	75
	Толуол/н-гептан	12	88	0	100
	Среднее значение	5	95	9	91
	Погрешность (геохимия)	19	19	16	16
	Потокометрия (ПГИ)	0	100	-	-
Относительная гидропроводность, д. ед.		0,08	1	0,05	1

Вторая глава посвящена аналитическому обзору специальной научно-технической литературы по вопросам, разделения добычи нефти, жидкости и закачки при совместной эксплуатации двух и более пластов.

Для разделения добычи используются два вида подходов. Первый вид основан на проведении исследований непосредственно в стволе скважины или анализ скважинной продукции в лаборатории. Второй вид включает в себя расчётные методики, которые в некоторых случаях могут учитывать результаты замеров и исследований на скважинах.

К исследованиям, позволяющим выполнить разделение добычи при совместной разработке пластов, относятся:

1. Промыслово-геофизические исследования (ПГИ), направленные на определения профиля притока и расхода в скважине.
2. Использование индикаторов, нанесённых на пропант, муфты гидроразрыва пласта или перфорационные отверстия в скважине.
3. Применение геохимических методов для определения в составе нефти геохимических коэффициентов, позволяющих идентифицировать нефть из разных пластов.
4. Применение компоновок одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) с возможностью замера дебита каждого из пластов.

По причине существующих ограничений инструментальных методов на практике приходится прибегать к использованию расчётных методик разделения добычи.

Согласно методическим указаниям по геолого-промысловому анализу (РД 153-39.0-110-01), при совместной эксплуатации пластов рекомендуются следующие расчётные методики разделения добычи:

1. Пропорционально гидропроводности пластов (в скважине).
2. Пропорционально произведению гидропроводности пласта в скважине на перепад давления.
3. Пропорционально удельным дебитам.
4. На основании адаптации постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождения.

Кроме представленных, в специальной научно-технической литературе существует ряд авторских методик. В изученных методиках авторы используют:

1. Уравнение плоскорадиального притока (работы А. В. Сорокина).
2. Модель Бакли-Лeverетта.
3. Решения обратной задачи модели материального баланса.
4. Реализацию CRM для нескольких пластов.
5. Гидродинамическое моделирование с учётом ПГИ.

В результате аналитического обзора специальной литературы были сформулированы четыре основных условия, которые должны быть комплексно учтены в методике разделения добычи и закачки:

- Изменение дебита скважин в ходе процесса разработки по причинам, связанным с изменением пластового давления.
- Проведение гидроразрыва пласта и изменение интервалов перфорации.
- Изменение продуктивности пластов при их объединении для совместной разработки.
- Различный характер обводнения пластов, объединённых для совместной разработки.

На основании изучения отечественного и зарубежного опыта можно сделать вывод, что разделение добычи нефти и жидкости является комплексной и сложной задачей со значительным уровнем неопределённости.

В третьей главе представлено описание усовершенствованной методики разделения добычи нефти, жидкости и закачки при совместной разработке двух и более пластов и усовершенствованной методики принятия решения об объединении пластов для совместной эксплуатации.

Предлагаемая методика разделения добычи и закачки включает в себя следующую последовательность действий:

1. Подготовка исходных для расчёта данных: добыча по месяцам, геолого-физическая характеристика пластов в скважине и средние значения для пласта, замеры пластового давления, динамика забойных давлений, данные ПГИ, динамика добычи по скважинам с индивидуальным вскрытием пластов, интервалы перфорации, результаты проведения ГРП (ширина и полудлина трещины).

2. Построение характеристик вытеснения для каждого пласта (при необходимости участка пласта) по результатам работы скважин с индивидуальным вскрытием пластов.

3. Определение граничных значений коэффициентов проницаемости (k) или гидропроводности (kh/μ), ниже которых пропластки не вовлекаются в разработку (принцип определения граничного значения представлен в первой главе).

4. Выделение «замкнутых» элементов разработки, в качестве которых могут выступать ряды добывающих скважин, ячейки площадных систем заводнения или отдельные залежи. Выбор элементов осуществляется в каждом случае индивидуально.

5. Расчёт пластового давления с шагом в один месяц в «замкнутых» элементах разработки с использованием уравнения материального баланса В. М. Добрынина (1):

$$\Sigma Q_n \cdot b_n + \Sigma Q_v = (V_n \cdot \beta_n + V_v \cdot \beta_v + V_{\text{пор}} \cdot \beta_{\text{пор}}) \cdot (P_o - P) + W_{\text{зак}} + W_{\text{законтур}}, \quad (1)$$

где ΣQ_n , ΣQ_v – накопленная добыча нефти, воды, м^3 ; V_n , V_v , $V_{\text{пор}}$ – начальный объём среды нефтенасыщенной, водонасыщенной, скелета породы, м^3 ; β_n , β_v , $\beta_{\text{пор}}$ – коэффициенты сжимаемости нефти, воды, породы, $1/\text{МПа}$; P_o , P – пластовое давление начальное, текущее, МПа ; b_n – объёмный коэффициент нефти, д. ед.; $W_{\text{зак}}$ – накопленная закачка, м^3 ; $W_{\text{законтур}}$ – приток законтурной воды, м^3 .

Разделение закачки между «замкнутыми» элементами разработки осуществляется пропорционально углу, приходящемуся на каждый из элементов, либо на основании методики, предложенной Д. А. Розбаевым в случае сложной формы выделенных элементов.

6. Расчёт разделения добычи и закачки по каждой скважине, входящей в «замкнутый» элемент разработки.

После проведения гидроразрыва пласта или изменения интервалов перфорации данные ПГИ в предлагаемой методике имеют наивысший приоритет. В случае отсутствия исследований для разделения добычи после гидроразрыва используется формула проводимости трещины (2):

$$C_{fD} = \frac{k_f \cdot w}{k \cdot x_f}, \quad (2)$$

где C_{fD} – безразмерная проводимость трещины; k_f , k – проницаемость соответственно пропанта и пласта, 10^{-3} мкм^2 ; w , x_f – соответственно ширина и полудлина трещины, м.

Для учёта изменения интервалов перфорации при отсутствии гидроразрыва используется коэффициент гидропроводности kh/μ , где k – коэффициент проницаемости, мкм²; h – перфорированная толщина, м; μ – вязкость нефти, мПа·с.

Снижение удельной продуктивности пластов при совместной эксплуатации по сравнению с отдельной учитывается путём исключения из расчёта пропластков с относительной проницаемостью или относительной гидропроводностью менее определённого граничного значения.

Определение обводнённости продукции каждого из пластов осуществляется с помощью характеристик вытеснения, построенных в пункте 2.

Из представленных выше материалов следует, что совместная эксплуатация – сложный для контроля и регулирования процесс. По этой причине актуальным является вопрос о критериях объединения пластов для совместной эксплуатации. В работах В. Г. Каналина, Л. Ф. Дементьева и А. С. Самойлова в качестве основных критериев объединения пластов для совместной эксплуатации выделены нефтенасыщенная толщина пласта, проницаемость, расчлененность, вязкость нефти, пористость. Граничные значения параметров определены на основании гидродинамического моделирования (таблица 3).

Таблица 3 – Критерии объединения пластов для совместной эксплуатации

Параметры	Граничные значения (не более)	Фактические данные			Граничные значения по усовершенствованной методика (не более)
		Среднее	Макс	Мин	
Используемые ранее критерии					
Отношение нефтенасыщенных толщин ($h_{\max}/h_{\min}$)	7,0 ед.	2,5 ед.	7,5 ед.	1,0 ед.	7,0 ед.
Отношение проницаемостей ($k_{\max}/k_{\min}$)	7,0 ед.	4,0 ед.	6,8 ед.	1,0 ед.	7,0 ед.
Отношение коэффициентов расчленённости ($K_{\max}/K_{\min}$)	2,0 ед.	2,4 ед.	5,0 ед.	1,0 ед.	5,0 ед.
Отношение вязкостей ($\mu_{\max}/\mu_{\min}$)	7,0 ед.	1,2 ед.	2,7 ед.	1,0 ед.	7,0 ед.
Критерии, предложенные в усовершенствованной методике					
Расстояние между пластами	-	8,2 м	30,0 м	1,6 м	30 м
Отношение начальных пластовых давлений ($P_{\max}/P_{\min}$)	-	1,04 ед.	1,09 ед.	1,01 ед.	1,09 ед.
Отношение гидропроводностей ($\varepsilon_{\max}/\varepsilon_{\min}$)	-	5,0 ед.			5,0 ед.

С целью уточнения критериев объединения изучены геолого-физические характеристики и показатели выработки 23 месторождений с совместной эксплуатацией, включающих 28 объектов, 95 пластов. Установлено, что отставание в выработке менее продуктивного пласта увеличивается при отношении гидропроводности пластов более 5 ед. (таблица 4). Кроме этого, критерии объединения пластов на основании изученных многопластовых объектов предлагается дополнить граничным значением начального пластового давления не более 1,09 ед. и расстоянием между пластами не более 30 м (таблица 3).

Таблица 4 – Различие в выработке пластов в зависимости от отношения гидропроводностей

Отношение гидропроводностей ($\varepsilon_{\max}/\varepsilon_{\min}$), ед.	Доля пластов с отставанием в выработке, %	Среднее расхождение по отбору от НИЗ, %	Среднее расхождение по проектному КИН, д. ед.	Среднее расхождение по текущему КИН, д. ед.	Среднее расхождение по обводнённости, %
Менее 5,0	73	8	0,04	0,05	1
Более 5,0	80	15	0,10	0,13	4

Таким образом, усовершенствована методика разделения добычи нефти, жидкости и закачки при совместной эксплуатации пластов и методика принятия решения об объединении пластов для совместной эксплуатации. Усовершенствованная методика позволяет уточнить остаточные запасы нефти, комплексно учитывая изменение пластового давления, изменение интервалов перфорации, продуктивности пластов, распространение трещин гидроразрыва пласта, а также различный характер обводнения пластов.

Уточнены критерии принятия решения об объединении пластов для совместной эксплуатации на основании фактических результатов разработки многопластовых объектов. Объединение пластов для совместной разработки рекомендуется в условиях различия гидропроводностей не более 5 ед., расстояния между пластами не более 30 м и различия начальных пластовых давлений не более 1,09 ед.

В четвертой главе выполнена практическая апробация разработанной методики на участке месторождения N. Участок работ расположен в центральной части месторождения и представляет собой один блок заводнения.

В результате выполненного расчёта с пласта БС10/1 на пласт БС10/2 перераспределено 79 тыс. т накопленной добычи нефти. Большая часть остаточных запасов на участке сосредоточена в пласте БС10/1 (625 тыс. т). Результаты выполненного разделения добычи представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты разделения добычи на участке работ

Пласт	Начальные геологические запасы, тыс. т	Отчётность		Остаточные запасы, (проект) тыс. т	Расчёт разделения добычи		Остаточные запасы, (текущий прогноз) тыс. т
		Накоп. добыча нефти, тыс. т	Текущий КИН, д. ед.		Накоп. добыча нефти, тыс. т	Текущий КИН, д. ед.	
БС10/1	4670	760	0,163	543	681	0,146	625
БС10/2	8094	3766	0,465	483	3993	0,493	258
БС11/1	2636	1018	0,386	0	595	0,226	119
БС11/2	15549	5427	0,349	342	5702	0,367	100

Концентрация остаточных запасов в пласте БС10/1 подтверждается скважинами с селективной перфорацией БС10/1 (рисунок 2), работающими с обводнённостью от 5 до 14 %, в то время как обводнённость соседних скважин с совместной эксплуатацией составляет в среднем 98 %.

Для выработки остаточных запасов на участке предлагается выполнить уплотняющее бурение на пласт БС10/1. Фонд для бурения составляет пять добывающих горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка 500 – 700 м и две нагнетательные горизонтальные скважины с длиной горизонтального участка 500 м (рисунок 2). Нагнетательные скважины вводятся с отработкой на нефть длительностью шесть месяцев. Кроме этого, в скважинах с совместной эксплуатацией будет выполнена изоляция пласта БС10/1. Реализация предложенных мероприятий позволит добыть дополнительно 271 тыс. т нефти.

Таким образом, по результатам перераспределения добычи уточнена структура остаточных запасов, выявлено наличие невыработанных запасов в пласте БС10/1, назначено бурение горизонтальных скважин для их выработки.

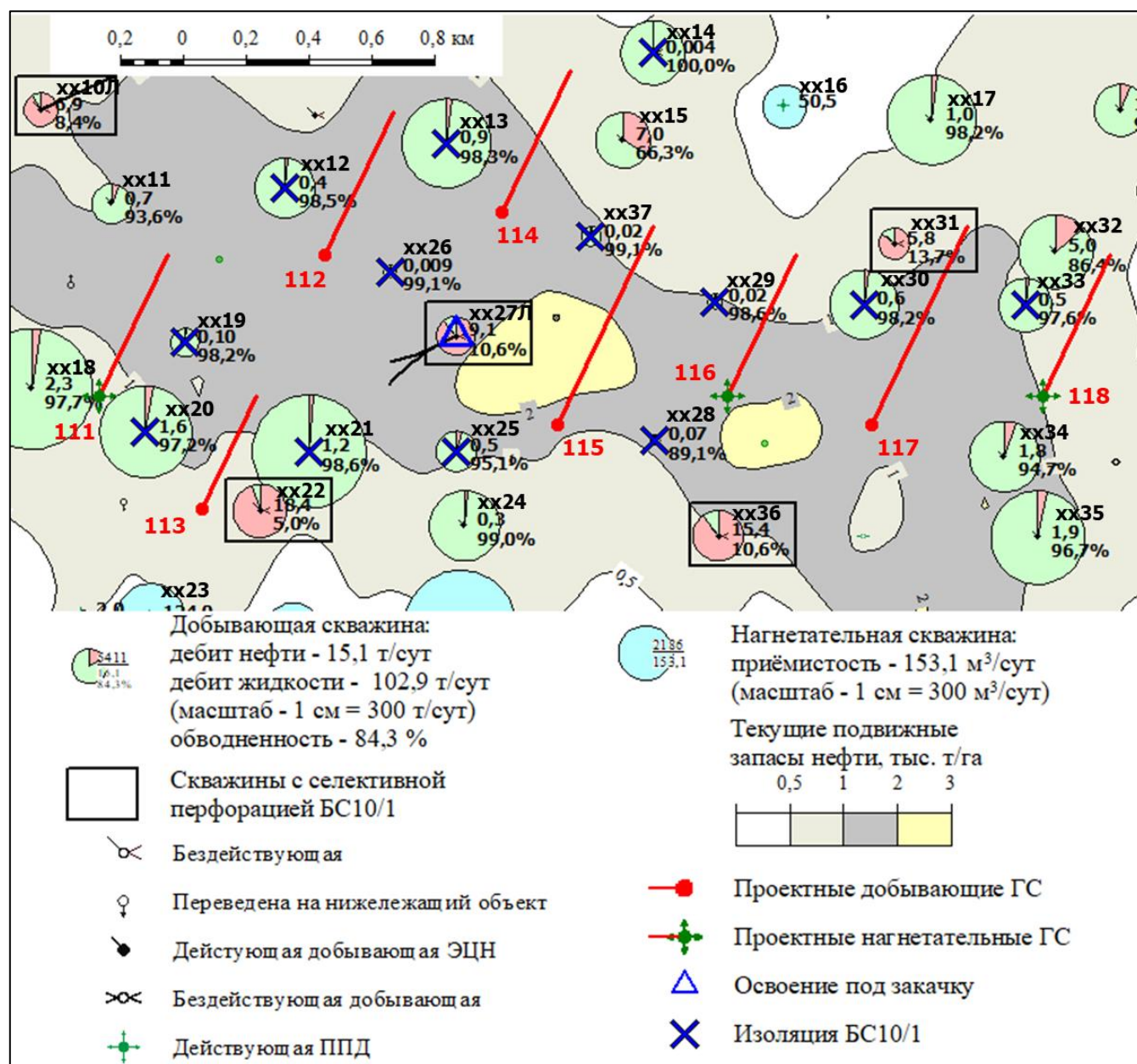


Рисунок 2 – Выкопировка из схемы уплотняющего бурения, пласт БС10/1

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Установлено, что в условиях сложившейся системы разработки объекта БС10, выработка пласта БС10/1 отстаёт от БС10/2, отбор от НИЗ БС10/1 составляет 68 % при обводнённости 75 %, отбор от НИЗ БС10/2 – 95 %, при обводнённости 97 %. На основании выявленной зависимости вероятности подключения пропластков в работу установлено, что граничное значение относительной гидропроводности, ниже которого пропластки не вовлекаются в разработку, для добывающих скважин составляет 0,26 д. ед. Для нагнетательных скважин граничное значение относительной проницаемости составляет 0,22 д. ед.

2. Уточнены критерии принятия решения об объединении пластов для совместной эксплуатации на основании фактических результатов разработки многопластовых объектов. Объединение пластов для совместной разработки рекомендуется в условиях различия гидропроводностей не более 5 ед., расстояния между пластами не более 30 м и различия начальных пластовых давлений не более 1,09 ед.

3. Усовершенствована методика разделения добычи нефти, жидкости и закачки при совместной эксплуатации двух и более нефтяных пластов, отличающаяся тем, что позволяет уточнить остаточные запасы нефти, комплексно учитывая изменение пластового давления, изменение интервалов перфорации, продуктивности пластов, распространение трещин гидроразрыва пласта, а также различный характер обводнения пластов.

4. Усовершенствованная методика разделения добычи нефти, жидкости и закачки апробирована на участке одного из месторождений в Западной Сибири. В результате выполненного разделения добычи нефти, жидкости и закачки установлено, что остаточные запасы нефти пласта БС10/1 на участке работ составляют 625 тыс. т. Для выработки остаточных запасов на участке сформирована программа геолого-технических мероприятий, включающих уплотняющее бурение горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин в разбуренной зоне на пласт БС10/1. Реализация предложенных мероприятий позволит добыть дополнительно 271 тыс. т нефти.

5. Установлено, что пять геохимических коэффициентов позволяют однозначно идентифицировать принадлежность нефти к пластам БС10/1 и БС10/2 объекта БС10 и выполнить разделение добычи между ними.

Список основных работ, опубликованных по теме диссертации

Публикации в изданиях, рекомендованных ВАК при Министерстве науки и высшего образования Российской Федерации:

1. Мулявин С. Ф. Особенности разработки объекта ЮС1 месторождения Х / С. Ф. Мулявин, Р. А. Нецадимов. – Текст: непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 6(144). – С. 49-59.

2. Мулявин С. Ф. Особенности геологического строения нефтегазоконденсатного месторождения Томской области / С. Ф. Мулявин,

А. В. Бяков, Р. А. Нещадимов. – Текст: непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2021. – № 4(148). – С. 48-60.

3. Мулявин С. Ф. Особенности разработки нефтегазоконденсатного месторождения Томской области / С. Ф. Мулявин, А. В. Бяков, Р. А. Нещадимов. – Текст: непосредственный // Наука. Инновации. Технологии. – 2023. – № 3. – С. 137-156.

4. Разработка программы для реализации методики разделения добычи нефти и жидкости при совместной эксплуатации двух и более пластов / С. Ф. Мулявин, Р. А. Нещадимов, Д. Р. Валеева [и др.]. – Текст: непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 9 (657). – С. 30-37.

5. Нещадимов Р. А. Разделение добычи и закачки на участках совместной разработки двух и более пластов / Р. А. Нещадимов. – Текст: непосредственный // Наука. Инновации. Технологии. – 2025. – № 2. – С. 175-196.

Публикации в других изданиях (РИНЦ), материалах конференций:

6. Нещадимов Р. А. Разработка программного продукта для разделения добычи при совместной эксплуатации нескольких пластов / Р. А. Нещадимов, С. Ф. Мулявин. – Текст: непосредственный // Научная территория: технологии и инновации. Материалы Международной научно-практической конференции. – Тюмень : ТИУ, 2022. – С. 138–140.

7. Нещадимов Р. А. Разработка программного продукта для разделения добычи нефти при совместной эксплуатации пластов / Р. А. Нещадимов. – Текст: непосредственный // Актуальные проблемы недропользования. Тезисы докладов XVIII Международного форума-конкурса студентов и молодых ученых. – Санкт-Петербург : Санкт-Петербургский горный университет, 2022. – С. 63-65.

8. Нещадимов Р. А. Разработка программного продукта для разделения добычи нефти при совместной эксплуатации пластов / Р. А. Нещадимов, С. Ф. Мулявин, Д. Р. Валеева. – Текст: непосредственный // Решение прикладных задач нефтегазодобычи на основе классических работ А. П. Телкова и А. Н. Лапердина. Материалы национальной научно-технической конференции. – Тюмень : ТИУ, 2022. – С. 116-118.

9. Мулявин С. Ф. Автоматизация процесса решения задачи разделения добычи нефти и жидкости / С. Ф. Мулявин, Р. А. Нещадимов, Д. Р. Валеева. – Текст: непосредственный // Нефть и газ – 2023. Тезисы докладов 77-ой Международной

молодежной научной конференции. – Москва : Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И. М. Губкина, 2023. – С. 185-186.

10. Нецадимов Р. А. Разработка методики разделения добычи при совместной эксплуатации пластов / Р. А. Нецадимов. – Текст: непосредственный // Нефть и газ – 2024 Тезисы докладов 78-ой Международной молодежной научной конференции. – Москва : Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И. М. Губкина, 2024. – С. 263-264.

Подписано в печать 06.07.2026. Формат 60х90 1/16. Усл. авт. л. 1,05.

Тираж 100 экз. Заказ № 3292.

Библиотечно-издательский комплекс
федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего образования
«Тюменский индустриальный университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.