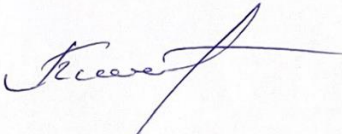


Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина
ТАТАРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ
ИНСТИТУТ НЕФТИ (ИНСТИТУТ «ТАТНИПИНЕФТЬ»)

На правах рукописи



КАМЫШНИКОВ АНТОН ГЕННАДЬЕВИЧ

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ТРАССЕРНЫХ
ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ВЫСОКОВЫРАБОТАННЫХ
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТАТАРСТАНА**

Специальность 2.8.4. – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

Диссертация
на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук
Зарипов Азат Тимерьянович

Альметьевск – 2025

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР МЕТОДА ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	12
ГЛАВА 2. ВВОД КЛАССИФИКАЦИИ, СТРУКТУРИРОВАНИЯ И ТЕРМИНОЛОГИИ МЕТОДОВ МАРКЕРНОЙ ДИАГНОСТИКИ КАК ИНСТРУМЕНТА КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	24
2.1 Описание, классификация, структурирование и терминология метода маркеров.....	24
2.2 Выводы по результатам анализа метода и ввода классификатора.....	39
ГЛАВА 3. ТРАССЕРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ МЕЖСКВАЖИННОГО ПРОСТРАНСТВА ДЛЯ ОЦЕНКИ РИСКА ПОЛУЧЕНИЯ ВЫСОКООБВОДНЕННОЙ ПРОДУКЦИИ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО БУРЕНИЯ.....	40
3.1 Проблематика промысловой реализации и использования результатов трассерных исследований, их не физичности и сложности использования данных.....	40
3.2 Принцип технологии трассирования для изучения зон, запланированных под дополнительное бурение.....	46
3.3 Разработка подхода к проектированию дизайна и выполнению трассерных тестов при изучении зон дополнительного бурения.....	51
3.4 Промысловая реализация метода трассеров при изучении зон дополнительного бурения.....	57
3.5 Выводы к главе 3.....	66
ГЛАВА 4. ТРАССЕРНЫЙ МЕТОД ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ.....	67

4.1 Краткая геологическая характеристика карбонатных месторождений Республики Татарстан.....	67
4.2 Сводные выходные результаты трассерных исследований в карбонатных коллекторах на объектах ПАО «Татнефть».....	68
4.3 Типовые результаты трассерных исследований в карбонатных коллекторах.....	74
4.4 Проблематика метода и использования результатов трассерных тестов при изучении карбонатных коллекторов.....	86
4.5 Повышение информативности результатов трассерных исследований за счет комплексного подхода и использовании нижеуровневых данных.....	91
ГЛАВА 5. ПРЕДЛОЖЕНИЕ И РАЗРАБОТКА ТРАССЕРНОГО ВЕЩЕСТВА ДЛЯ РАСШИРЕНИЯ ЛИНЕЙКИ МАРКЕРОВ.....	111
5.1 Моделирование рабочего спектрального диапазона для размещения трассерного вещества.....	111
5.2 Разработка методики одновременной регистрации трассеров для возможности одновременных многоиндикаторных исследований в карбонатных коллекторах	116
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	124
СПИСОК СОКРАЩЕНИЕ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	126
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	127

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Последняя стадия разработки нефтяных месторождений обусловлена максимальной выработкой запасов, что усложняет поддержание требуемого уровня добычи нефти. На позднем этапе доизвлечение нефти реализуется за счет методов повышения нефтеотдачи и уплотняющего бурения, которое позволяет вовлечь в разработку ранее незадействованные зоны фильтрации. Ромашкинское месторождение, как и большинство других месторождений ПАО «Татнефть», находится на последней стадии разработки, что делает задачу по вовлечению ранее не задействованных запасов наиболее приоритетной и актуальной. В связи с этим возникает необходимость в наличии (развитии) методов научного и методологического сопровождения, которые позволят повысить эффективность проводимых мероприятий и снизить процент неуспешных операций.

Одним из прямых методов изучения параметров межскважинного пространства и оценки гидродинамической картины участка разработки является трассерный метод исследования. Технология применима как для терригенных, так и карбонатных коллекторов и используется со второй половины XX века. Несмотря на большое количество исследований, проблематику использования трассерного метода как инструмента диагностики зон дополнительного бурения и системы заводнения карбонатных коллекторов нельзя считать решенной. Отсутствуют достаточное количество сценариев использования метода трассеров, а большинство последних работ в области метода маркеров направлены на актуализацию гидродинамической модели, оценку нефтенасыщенности и контроль профиля притока, что безусловно является важной задачей, однако оставляет в стороне т.н. стандартные трассерные исследования межскважинного пространства. Во-первых, отсутствует описание проблемы длительности трассерных исследований, которые не позволяют зафиксировать основную часть закачиваемой жидкости. Это относит сформированные по результатам краткосрочных тестов выводы о гидродинамической картине очага заводнения в область прогнозных значений, а не фактических, т.к. в большинстве исследований происходит

идентификация только зон низкого фильтрационного сопротивления (зоны, по которым движение жидкости происходит со скоростью, превышающей максимальную скорость для пласта, рассчитанной на основе закона Дарси). Во-вторых, отсутствуют различия в подходе при планировании, интерпретации и анализе результатов исследований, выполненных в карбонатных и терригенных коллекторах. Учитывая существенные отличия между терригенными и карбонатными коллекторами, а также меньшую эффективность системы заводнения в карбонатных коллекторах, разработка системного подхода при планировании, реализации и применении результатов трассерных межскважинных исследований для различных геологических объектов на поздней стадии разработки месторождений является актуальной задачей.

Степень разработанности темы. Трассерные исследования с целью отслеживания фильтрационных потоков от нагнетательных скважин и изучения межскважинного пространства реализуются со второй половины XX века. Кроме того, метод маркеров получил широкое развитие в смежных областях, таких как: экологический мониторинг, контроль профиля притока, мониторинг эффективности многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП), оценка нефтенасыщенности, отслеживание и маркирование нефтепродуктов и т.д. Наличие нескольких направлений и фактор расширения области применения (особенно с 90-х годов XX века) свидетельствует о развитии метода, как инструмента мониторинга и диагностики, а также глубоком изучении принципа метода и возможностях его интеграции в производственный процесс нефтедобычи.

Указанные направления метода маркеров и настоящее диссертационное исследование опирается на работы Г.П. Антонова, А.И. Бакирова, А.В. Болотова, Р.Н. Дияшева, В.И. Зайцева, А.С. Макарова, М.Н. Мингазова, Р.Х. Муслимова, Р.Х. Низаева, Э.В. Соколовского, Тренчикова, А.С. Трофимова, Р.С. Хисамова, М.С. Хозяинова, Д.А. Чернокожева, Al-Abbad, H.A. Deans, J.W. Kirchner, S. Mario, A. Salman, M. Sanni, G.I. Taylor.

Цель работы - повышение эффективности разработки нефтяного месторождения на основании повышения информативности результатов

трассерных исследований и их интеграции в производственный и методологический процесс нефтедобычи.

Основные задачи исследований

1. Изучить области использования метода трассеров в направлении нефтегазодобычи, обозначить особенности различных технологий, а также выполнить классификацию метода маркеров.

2. Обозначить области фактических данных, получаемых по результатам исследований. Выполнить оценку достаточности полученных данных для решения задачи изучения зон дополнительного бурения. Определить количественный критерий, который является идентификатором риска обводнения.

3. Выполнить оценку результатов трассерных исследований карбонатных коллекторов и оценить возможность их использования для планирования корректирующих мероприятий. Разработать подход и предложить методы анализа выходных результатов исследований для ранжирования очагов заводнения по эффективности воздействия.

4. Сформировать подход и обозначить особенности выполнения технологий трассерных исследований при решении задач исследования зон дополнительного бурения и повышения эффективности системы заводнения карбонатных коллекторов.

Научная новизна диссертационной работы

1. Установлено, что для кыновско-пашийского объекта разработки доля выхода трассера в значении $\geq 0,5 \%$ ($\pm 10 \%$) по каналам низкого фильтрационного сопротивления со значением проницаемости более $1,0 \text{ мкм}^2$ является признаком активности зон низкого фильтрационного сопротивления, обеспечивающих повышенную обводненность пробуренных скважин закачиваемой водой. Обводненность добывающих скважин, размещенных в этих зонах, превышает обводненность добывающих скважин вне зоны активности в 2,03-2,09 раз.

2. Для кизеловского горизонта выявлена экспоненциальная зависимость между значением прямой гидродинамической связи (доля выхода индикатора) и давлением закачки в нагнетательной скважине. Ухудшение гидродинамической

связи является следствием превышения значения раскрытия трещин (режим авто-ГРП). Максимальное влияние достигается на режиме, исключаящим авто-ГРП. Создание режима авто-ГРП провоцирует работу единичных трещин без вовлечения в разработку объемных зон фильтрации, что ухудшает значение гидродинамической связи приблизительно в 8 раз.

3. Разработан новый трассер для межскважинных трассерных исследований на основе производных куркумина. Производные куркумина были получены впервые путём конденсации борфторированного ацетилацетона и 4-[Бис[2-(ацетилокси)этил]амино] бензальдегида с последующим гидролизом в основной среде с общим выходом продуктов порядка 83 и 72 %. Полученное соединение обладает высокой устойчивостью к компонентам пластового флюида, а также выраженной люминесценцией в красной области спектра (575–660 нм) с большим Стоксовым сдвигом (100–160 нм).

Теоретическая и практическая значимость работы

1. Предложена структура и разработана классификация метода маркеров. Сформированный классификатор отображает области использования метода, решаемые задачи и особенности проведения работ (в т.ч. используемый тип маркера), а также повышает понимание применимости технологии и отдельных её инструментов для решения задач нефтегазодобывающей отрасли.

2. Использование метода трассерных тестов в качестве инструмента изучения зон дополнительного бурения позволило выявить риск преждевременного обводнения закачиваемой водой для 37 % изучаемых точек проектного бурения. Получение информации об опережающем обводнении и снижение неопределённости по продвижению фронта заводнения позволило снизить риски обводнения новых скважин в т.ч. путем оптимизации ковра бурения (смещение проектных точек в сторону от зафиксированного пути флюидопроводимости).

3. Реализация предложенной методологии проведения системных трассерных исследований кизеловского горизонта позволила выявить участки (нагнетательные скважины) с непроизводительной закачкой и сформировать корректирующие мероприятия. По результатам выполненных исследований 10 участков

нагнетательных скважин и сформированных корректирующих мероприятий объемы месячной закачки были сокращены на 27,2 %, что за три месяца дало экономию воды в объеме 11113 м³.

4. Разработана методика одновременного детектирования 8 флуоресцентных и 8 спиртовых трассеров при их одновременном присутствии в пластовых водах для одновременного изучения и сравнения крупных очагов заводнения карбонатных коллекторах. Кроме того, характеристики разработанного трассера на основе производных куркумина обеспечивают его селективную детекцию на фоне традиционных флуоресцентных трассеров (флуоресцеинового и родаминового рядов) и естественной люминесценции пластовых флюидов. Предложенные способы выполнены на уровне изобретений и защищены патентами РФ.

Методология и методы исследований. Для решения поставленных задач были использованы (рассмотрены) хроматографические и спектрофлуориметрические методы (методы количественной идентификации трассерных веществ), закон Дарси (определение зон низкого фильтрационного сопротивления), формула Итона (расчёт давления авто-ГРП), аналитический и статистический анализ (обработка результатов концентраций трассера). Эксперименты и исследования проводилось с использованием оборудования: «Флюорат-02-Панорама» (РФ, Санкт-Петербург), Hitachi F-7000 (Япония), Gas Chromatograph GCMS 2010 Plus (Shimadzu, Япония). Аналитической (анализируемой) базой послужили 47 выполненных трассерных исследований на объектах карбонатных и терригенных коллекторов Республики Татарстан поздней стадии разработки.

Основные защищаемые положения

1. Метод маркеров охватывает широкую область задач нефтегазовой отрасли. Каждая технология трассеров имеет свои особенности и направлена на решение конкретных задач. Отсутствует универсальный подход или (трассерное) вещество, которые можно использовать для решения всего перечня возможных исследований. Выбор метода или вещества зависит от поставленной задачи. Ввод

классификатора с обозначением возможностей каждого направления повышает понимание особенностей реализации метода маркеров.

2. Метод трассерных межскважинных исследований позволяет идентифицировать зоны опережающего обводнения в точках дополнительного бурения и минимизировать риск получения обводненной продукции при бурении новых добывающих скважин. Значение выноса трассера $\geq 0,5$ % от закачанного объема (+/- 10 % в зависимости от погрешности метода обнаружения) является фактором отмены или смещения точки бурения.

3. Изучение карбонатных коллекторов трассерным методом на единичной скважине является низкоинформативным. Полноценные диагностические данные являются следствием комплексирования геолого-промысловых параметров с результатом изучения работы нескольких нагнетательных скважин, позволяющих выполнить сравнение конкретного участка заводнения относительно других. Использование указанного подхода позволяет выполнить диагностику работы системы поддержания пластового давления (ППД) и сформировать/выполнить корректирующие мероприятия при её недостаточной эффективности (как для карбонатных, так и терригенных объектов). Необходимость выполнения многоиндикаторного метода диктует условие использования широкой линейки трассеров, представленной 10-15 различными наименованиями (в зависимости от размера площади и количества изучаемых объектов).

4. Метод межскважинных трассерных тестов в карбонатных коллекторах (на примере кизеловского горизонта) путем сравнения полученных данных различных участков нагнетательных скважин и комплексированием полученной информации смежными геолого-промысловыми данными является инструментом идентификации наличия непроизводительной закачки. Определение её наличия и обозначение диапазона её снижения позволяет оптимизировать суточные объемы закачки и сократить объемы закачиваемой воды.

Достоверность и обоснованность диссертационной работы.

Основные положения и отдельные части диссертационной работы были опубликованы в ведущих российских журналах, а также были представлены на

региональных и международных конференциях. Достоверность полученных результатов подтверждается согласованностью полученных данных с имеющимися теоретическими и практическими подходами при разработке карбонатных коллекторов, а также с результатами, полученными другими авторами. Результаты, используемые для анализа и формирования выводов получены с использованием современного высокоточного оборудования.

Апробация работы. Представленные в работе результаты были использованы при выполнении проекта (НИОКР) «Разработка широкой линейки трассеров для выполнения трассерных исследований в карбонатных коллекторах».

Основные положения и результаты были представлены на научно-практических конференциях:

- Молодежная научно-практическая конференция института «ТатНИПИнефть», Бугульма, 2014 г.

- Международная научно-практическая конференция к 60-летию высшего нефтегазового образования в Республике Татарстан, Альметьевск, 2016 г.

- Инновации в разработке нефтяных и газовых месторождений, международная научно-практическая конференция к 100-летию со дня рождения В.Д. Шашина, Казань, 2016 г.

- Научно-практическая конференция, посвященная 60-летию «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», Набережные Челны, 2016 г.

- IV международная научно-практическая конференция «Химические методы увеличения нефтеотдачи», Казань, 2025 г.

Публикации. В рамках диссертационного исследования опубликовано 19 научных работ, среди которых 9 статей в журналах, рекомендованных ВАК, 3 патента.

Личный вклад автора. Все результаты и выводы, представленные в диссертационной работе, выполнены и получены автором лично и при непосредственном его участии: разработка плана, программы лабораторных мероприятий и исследований, выполнение полевой части работ и интерпретации, обработка и анализ полученных данных, соотнесение полученных результатов

относительно имеющихся теоретических подходов и разработка рекомендации по внедрению результатов исследований, выполнение моделирования по рабочим спектрам и прогнозирование свойств трассерного вещества.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, 5 разделов, заключения, списка используемой литературы. Общий объем диссертации изложен на 147 страницах, содержит 44 рисунка, 24 таблицы. Список использованной литературы включает 160 наименований.

Автор выражает благодарность за помощь в организации, выполнении и оформлении результатов работ кандидату технических наук Береговому А.Н., за профессиональные рекомендации доктору технических наук, профессору Насыбуллину А.В., за поддержку и помощь, оказанные при работе над диссертацией научному руководителю, доктору технических наук Зарипову А.Т. Автор благодарит за методологическую поддержку и помощь в проверке и верификации полученных результатов старшего научного сотрудника отдела увеличения нефтеотдачи пластов, кандидата технических наук Насыбуллину С.В., заведующего сектором отдела исследования скважин, коллекторов и углеводородов Смотрикова Н.А. Отдельно автор выражает благодарность доценту кафедры разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов института геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) федерального университета, кандидату химических наук Болотову А.В., доценту кафедры физической химии Химического института им. А.М. Бутлерова, главному научному сотруднику научно-исследовательской лаборатории «Малотоннажная химия», кандидату химических наук Заирову Р.Р. за помощь и методологическое сопровождение в области органической химии, хроматографического и люминесцентного анализа.

ГЛАВА 1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР МЕТОДА ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Трассерный метод исследования основан на отслеживании меток для обозначения гидродинамической связи между двумя или более объектами наблюдения. Первые лабораторные трассерные исследования проводились в начале XX века с использованием простых веществ, таких как соли и красители. Allen and Taylor [1] применили соль в качестве трассера, изучая движение жидкости в трубке. Griffiths [2], Taylor [3,4] исследовали течение воды при ламинарном и турбулентном потоках в стеклянной трубке, используя перманганатный краситель для визуального наблюдения. Данные работы заложили основы гидродинамики и массопереноса. После 1950-х годов трассерные методы стали активно применяться в нефтегазовой промышленности, где ключевую роль сыграли радиоактивные изотопы. Радиоактивные трассеры использовались для разделения партий нефтепродуктов в трубопроводах и системах сбора [5-8]. Также применяли гелий и радиоактивные газы для отслеживания движения флюидов в нефтяных пластах и резервуарах [9, 10, 11, 12], а также для отслеживания фильтрационных потоков от нагнетательных скважин при разработке нефтяных месторождений [13-27].

Основным, наиболее часто используемым и наиболее известным направлением, с момента внедрения метода в производственную и методологическую программу при разработке нефтяных месторождений, является определение гидродинамической связи между нагнетательной и добывающими скважинами, отслеживание фильтрационных потоков и определение параметров межскважинного пространства, а также геологических особенностей залежи [28-65], Рисунок 1.

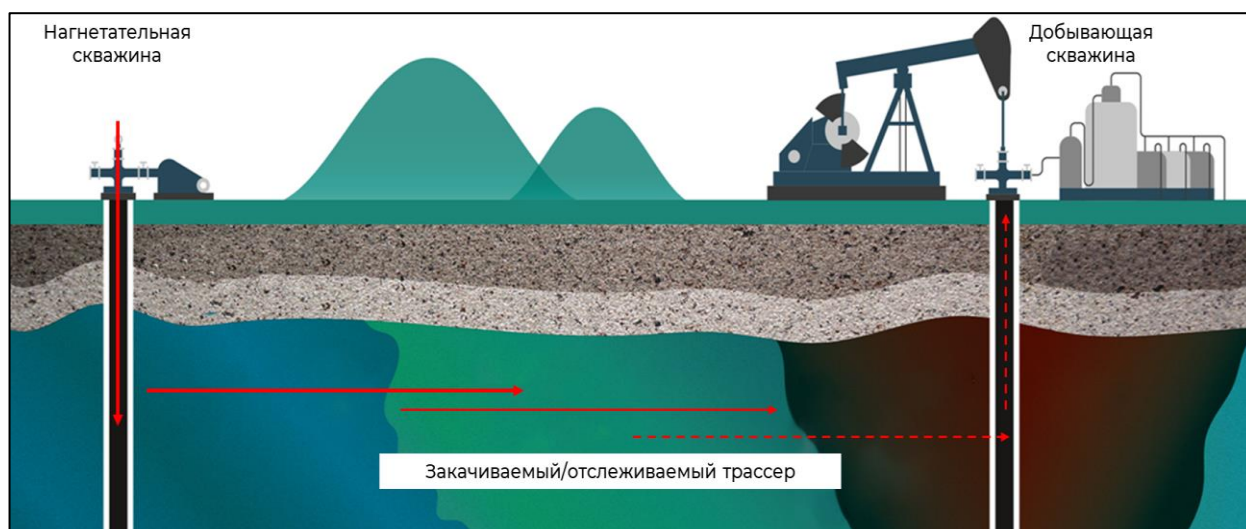


Рисунок 1 – Иллюстрация принципа трассерных межскважинных исследований

Выполнение исследований позволяет получить (основную) информацию по:

- наличию или отсутствию гидродинамической связи между скважинами;
- зонам низкого фильтрационного сопротивления и опережающего обводнения;
- распределении фильтрационных потоков, обозначении основных путей флюидопроводимости;
- фильтрационно-емкостным свойствам зон фильтрации;
- вкладу нагнетательной скважины в обводненность добываемой продукции;
- максимальным и средним скоростям фильтрации.

Решение задачи отслеживания фильтрационных потоков методом трассеров нашло широкое применение при оценке эффективности методов воздействия на пласт/скважину (гидроразрыв пласта, технологии увеличения нефтеотдачи). Последовательная закачка различных индикаторов до и после воздействия позволяет на основании изменения распределения, доли и динамики выхода трассера оценить влияние технологии на гидродинамическую картину участка и сформировать заключение об эффективности воздействия [66-74], Рисунок 2.

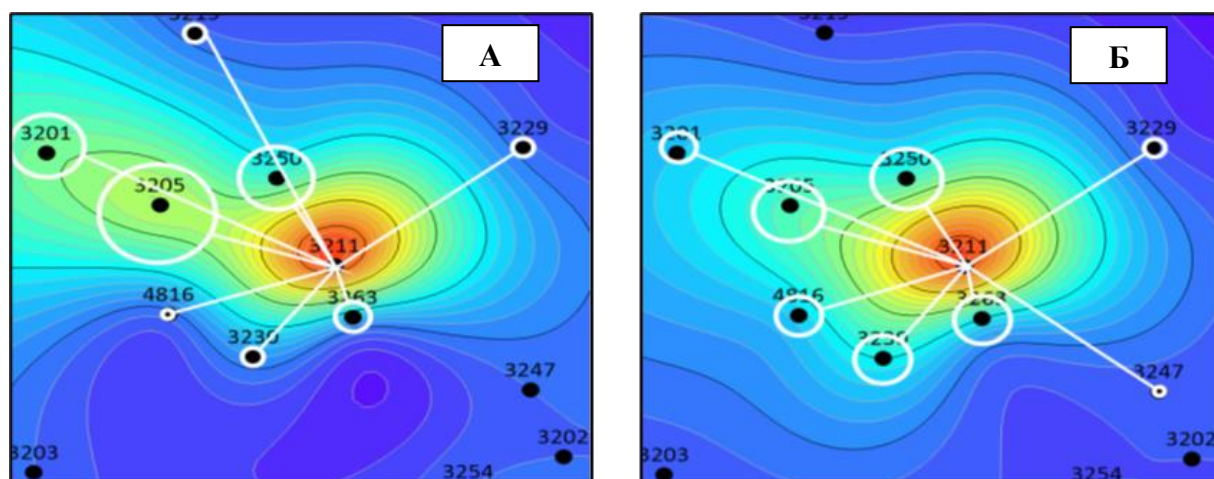


Рисунок 2 – Иллюстрация принципа оценки воздействия на пласт трассерным методом до (А) и после (Б) воздействия

В рамках оценки эффективности методов увеличения нефтеотдачи трассерным методом, следует обозначить технологию оценки нефтенасыщенности в межскважинном и околоскважинном пространстве (в ориг. – partitioning interwell tracer test и single well chemical tracer test). Принцип этих методов основан на использовании трассерной композиции, один из компонентов которой вступает в реакцию с нефтяной фазой, а другой является только водорастворимым и остаётся инертным по отношению к нефтяной фазе (хроматографическая задержка). Отмечается, что для реализации данного направления технологии маркеров используются совсем другие вещества (трассеры), чем для решения задачи по отслеживанию фильтрационных потоков, т.к. они должны быть растворимы как в водной, так и в нефтяной фазах, а не только в водной, как при стандартных межскважинных тестах.

Для оценки значения нефтенасыщенности в околоскважинной зоне (5-7 м) используется вещество, продукт гидролиза которого растворим в нефтяной фазе. Другой компонент трассерной композиции растворим только в воде (к примеру, этилацетат и продукт его гидролиза – этанол). Из-за разницы в скорости фильтрации нефтяной и водной фаз в призабойной зоне скважин, время выхода отдельных компонентов трассерной композиции будет отличаться [75], Рисунок 3.

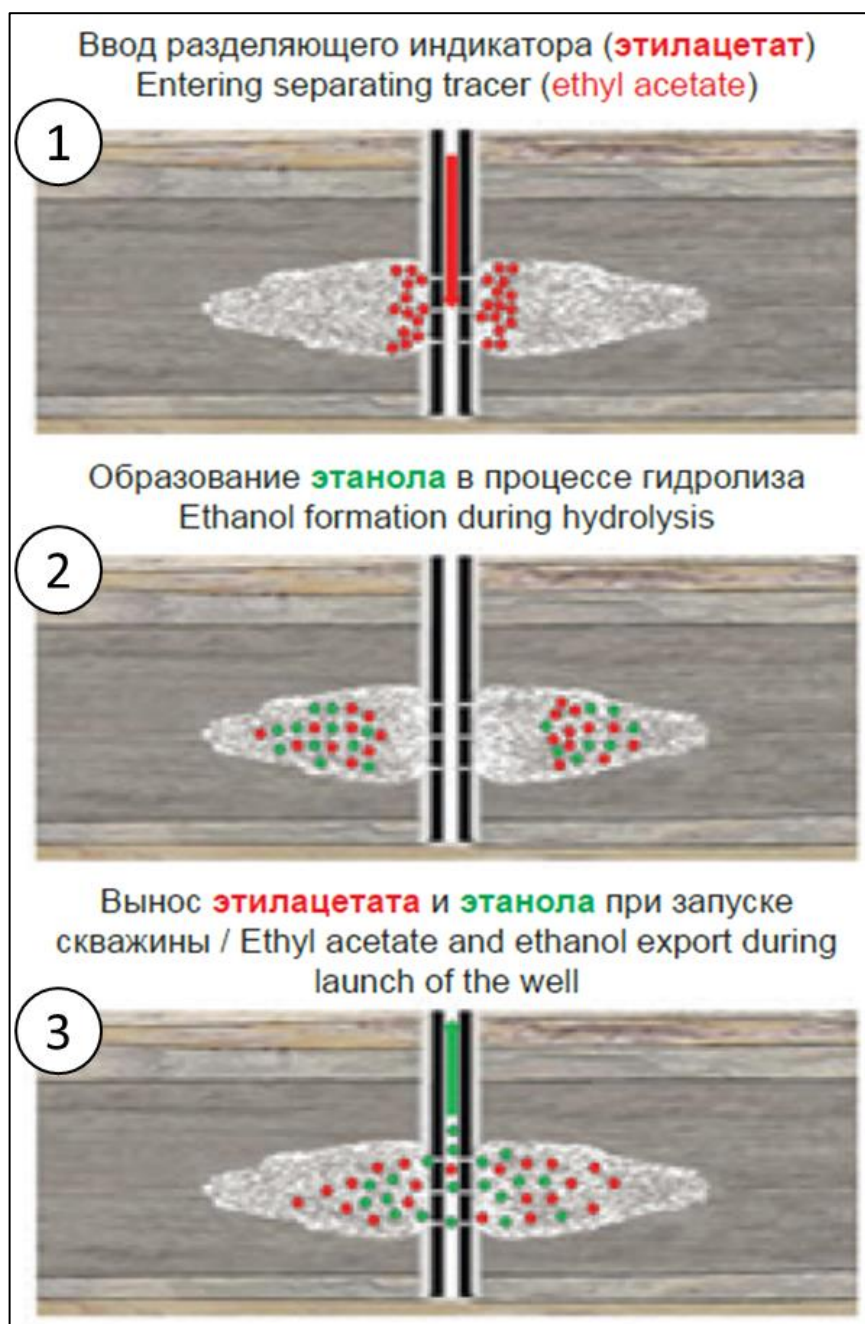


Рисунок 3 – Принцип технологии оценки нефтенасыщенности в околоскважинной зоне методом разделяющихся трассеров

Временная задержка между временем выхода трассеров нефтяной и водной фазы будет коррелировать со значением остаточной нефтенасыщенности. Реализация метода и используемые в качестве трассера вещества зависят от физико-химических особенностей пласта и пластовых флюидов. Технология нашла широкое применение для оценки эффективности химических методов УНП и принятия решения о дальнейшем её тиражировании [76-79], а также при воздействии на призабойную зону [80-83] и при проведении гидроразрыва пласта

[84-87]. Также встречаются работы по оценке состава притока в горизонтальных скважинах [88-90].

Для определения нефтенасыщенности в межскважинном пространстве (обычно до 500 м.) также используется принцип фазовых маркеров, однако водорастворимый трассер не является продуктом гидролиза, а растворение как в водной, так и в нефтяной фазах является его естественной особенностью и зависит от коэффициента распределения [91]. Принцип этого направления технологии маркеров схож с принципом оценки нефтенасыщенности в околоскважинной зоне. Водорастворимый трассер движется только с водой и не вступает в реакцию с нефтью. Водно-нефтерастворимый маркер движется с водной фазой до контакта с нефтью, после чего, ввиду химической реакции, происходит его частичное растворение в нефти. Из-за этого фактора скорость его движения будет ниже, чем у водорастворимого трассера и чем больше объем нефти на пути его фильтрации, тем больше будут его итоговая задержка относительно водорастворимого маркера, на скорость которого не оказывает влияние наличие нефтяных целиков (Рисунок 4). Основное использование технологии направлено на оценку эффективности масштабных методов увеличения нефтеотдачи и их влияния на изменение нефтенасыщенности в зонах воздействия. Также отмечается, что указанный метод был адаптирован для изучения загрязнений почв неводными фазами (NAPL, DNAPL) [92-95], что также относит технологию к возможным методам экологических изысканий. Метод направлен для выявления зон загрязнения (линзы, остатки NAPL), а также оценки насыщенности пород нефтепродуктами и разработки методов очистки.

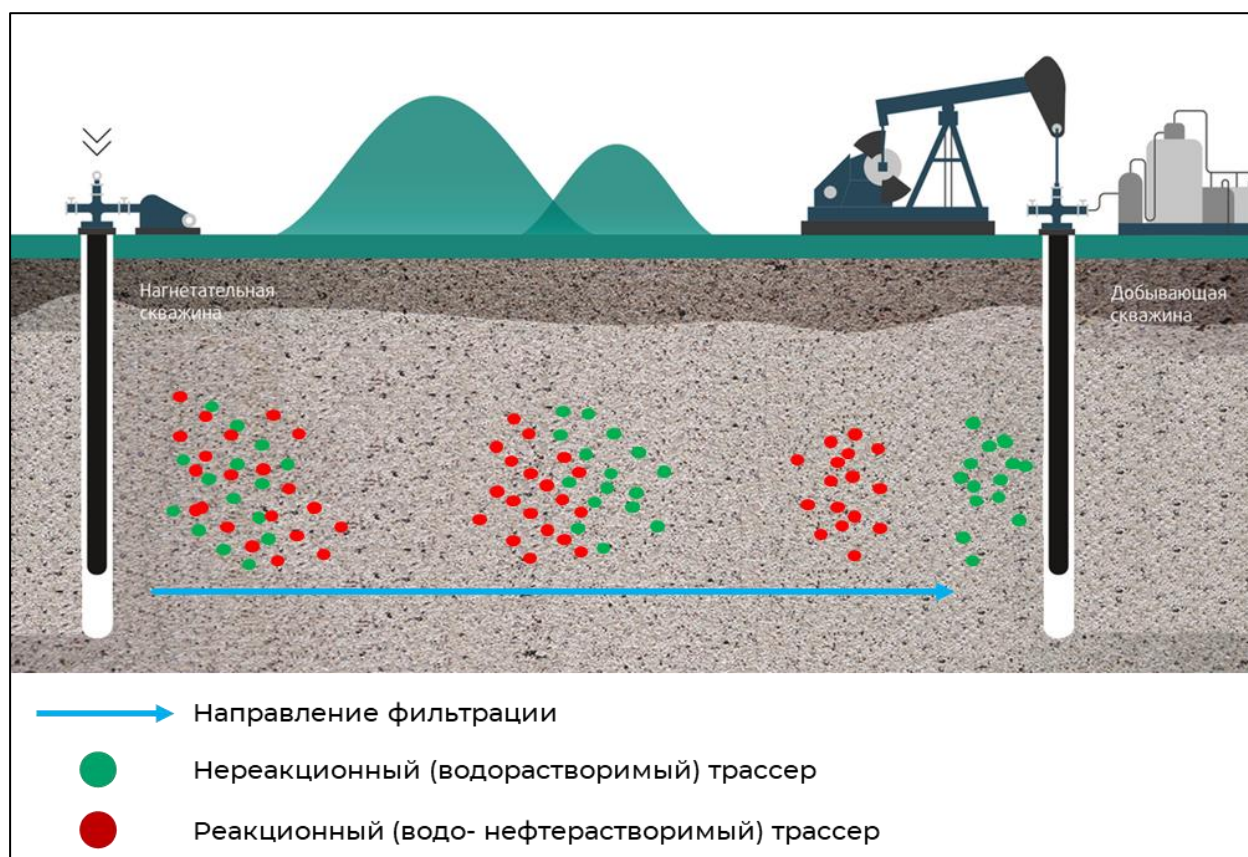


Рисунок 4 – принцип оценки нефтенасыщенности методом разделяющихся трассеров в межскважинном пространстве

По времени задержки между трассерами рассчитывают значение нефтенасыщенности межскважинных зон. Технология также применяется для оценки эффективности масштабных химических МУН для принятия решения, а используемые маркеры зависят от физико-химических и термических условий изучаемого объекта [96-98].

Продолжая направление отслеживания и исследования фильтрационных потоков следует обозначить использование метода маркеров для определения фильтрационно-емкостных свойств и особенностей зон фильтрации (трещиноватость) [99-105]. Выполненные исследования, на основании доли и динамики выхода трассера, позволяют обозначить разницу в геологии фильтруемой части пласта и выполнить оценку вовлеченного в работу объема фильтрации. При этом отмечается, что несмотря на выполнение указанных в настоящей главе работ (публикаций) как в карбонатных, так и терригенных коллекторах и наличие отдельно направленных исследований специализированно в карбонатных [106-109]

и терригенных [110] объектах разработки, отсутствует разница в подходах между проведением исследований в зависимости от геологического строения. Представленные работы учитывают наличие уникального геологического строения карбонатных объектов разработки (преимущественно отложений среднего карбона), а именно их природную трещиноватость, её влияние на фронт заводнения, а также необходимость её учета при разработке опытного участка (в т.ч. при построении и/или адаптации гидродинамической модели). Но принцип выполнения исследования и интерпретация их результатов в целом не зависит от типа геологического объекта. Кроме того, не отражены особенности выбора участка для проведения трассерных исследований, которые вероятней всего обусловлены только соответствием технологическим критериям метода трассирования. При этом отсутствует упоминание о том, что в качестве критериев выбора участков (скважин) для исследования руководствовались подходом о различных геолого-промысловых параметрах изучаемых скважин (наличие литологического экрана, нефтенасыщенная толщина, различное давление или объемы закачки воды и т.д.) либо о наличии гипотез, которые формируют различные подходы к разработке в зависимости от их подтверждения/опровержения.

Помимо указанных направлений и задач метода, принцип технологии трассирования, особенно в последние годы, нашел широкое применения для оценки профиля и состава притока в протяжённых горизонтальных и наклонно-направленных скважинах. Принцип этого метода основан на размещении отслеживаемых меток в элементах конструкции скважин, чаще всего внутри специальных полимерных пластин (маркерные системы). При контакте с целевым флюидом (вода, нефть, газ) происходит высвобождение меток, которые фиксируются в отобранной на устье пробе флюида. Метод является альтернативой геофизическому методу, не требует спуска прибора и остановки скважины, на его работоспособность не влияет кривизна ствола, а оценку профиля и состава притока можно осуществлять несколько раз на протяжении нескольких лет за счет длительного высвобождения меток из трассерной системы [111-117], Рисунок 5.

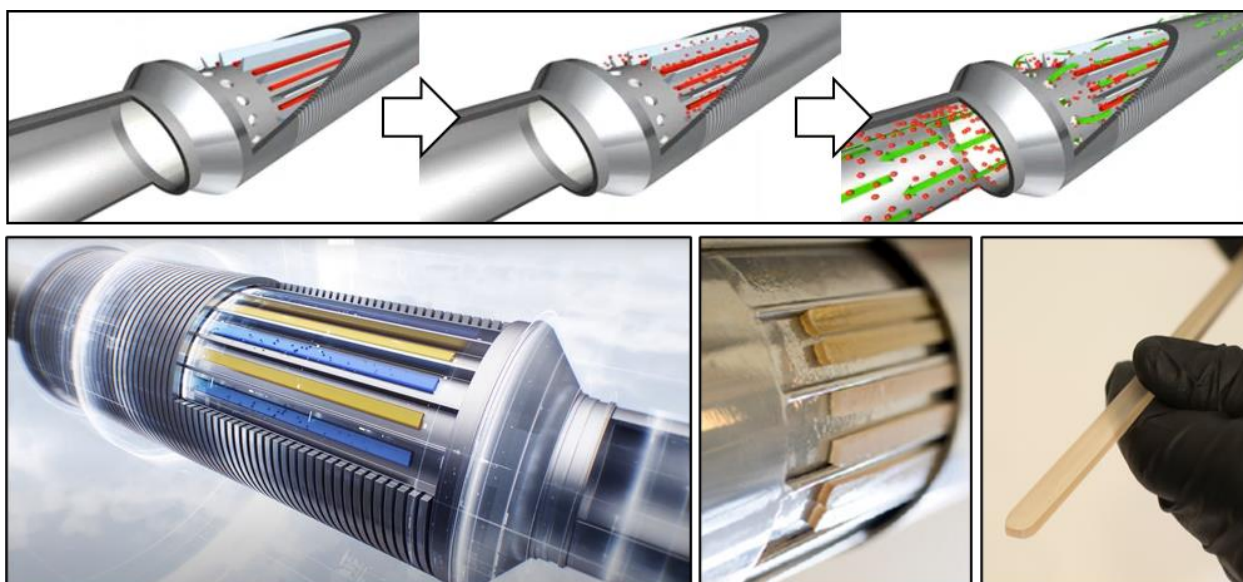


Рисунок 5 – Принцип работы и размещения маркерных скважинных систем для оценки профиля и состава притока в горизонтальных скважинах

Отмечается, что изначально обоснованием к созданию и внедрения метода являлось значительная кривизна горизонтальных скважин (при разработке шельфовых месторождений), которая не позволяла обеспечить проходимость геофизического прибора. Кроме того, логистические сложности при доставке оборудования на шельфовые станции (при проведении периодических исследований скважин) и необходимость остановки скважин для проведения работ (что приводило к потерям по добыче нефти) послужили дополнительной причиной широкого внедрения и распространения технологии.

Смежным указанному выше методу является технология оценки эффективности, профиля и состава притока при многостадийном гидроразрыве пласта. Отличительной особенностью этой технологии, в отличие от указанного ранее, является размещение маркеров в полимерной оболочке расклинивающего материала (например, пропант) и возможно только при проведении операции гидроразрыва. При контакте с целевым флюидом происходит высвобождение трассера. Чем больше площадь контакта с целевым флюидом (вода, нефть, газ), тем больше трассерного материала будет вынесено на поверхность, Рисунок 6.

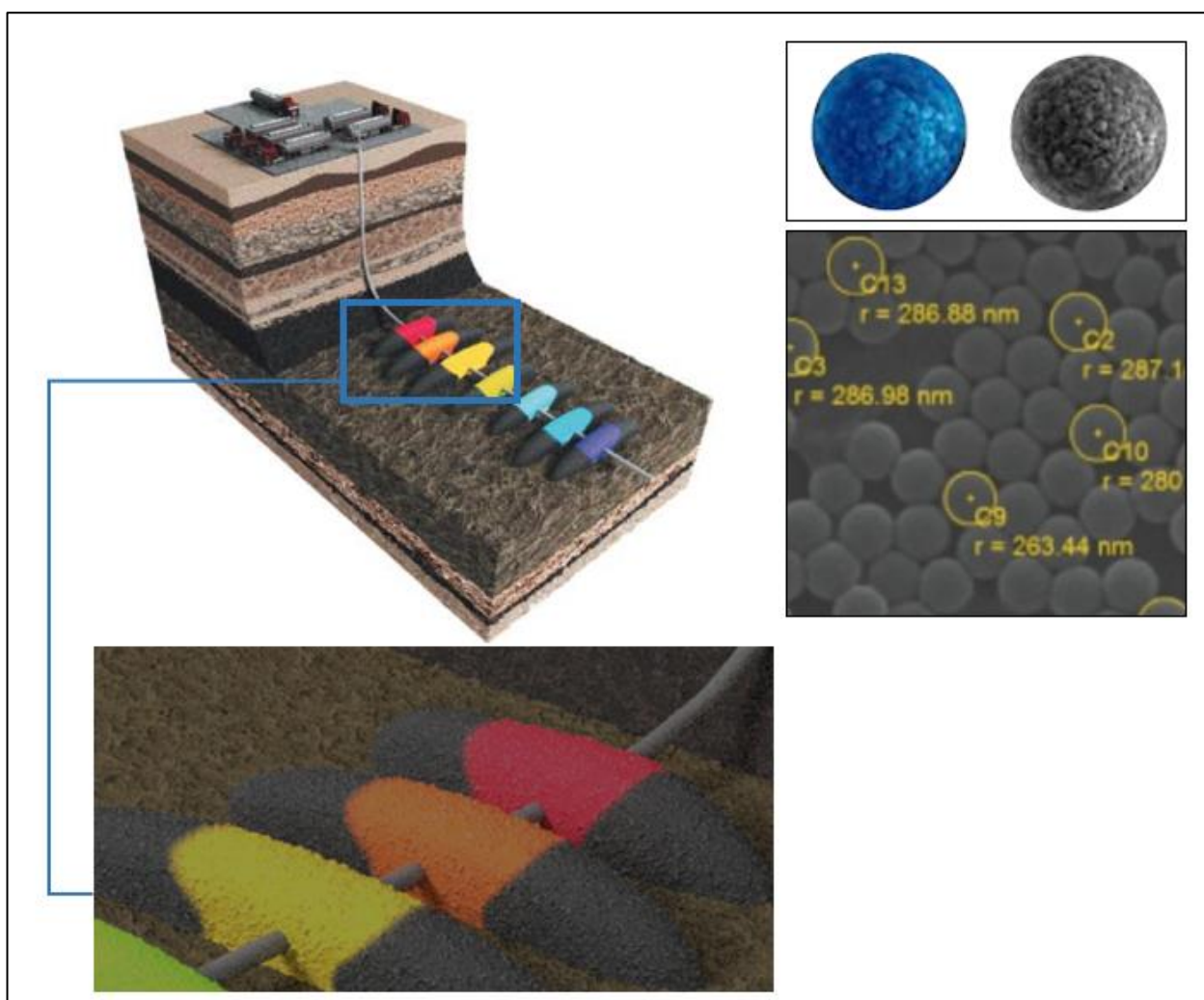


Рисунок 6 – Принцип исследований операций при МГРП с использованием маркированного пропантa

Технология оценки профиля и состава притока также зарекомендовала себя в качестве диагностического инструмента оценки работоспособности интервалов горизонтальных и наклонно – направленных скважин [118-122].

Также следует отметить, что к направлению «индикаторные/трассерные методы» относят способы оценки технического состояния скважины [123-125] и изучению призабойной зоны скважины (используются радиоактивные трассеры) [126-128]. На этом этапе уже можно сформировать заключение о значительной распространенности метода маркеров в нефтедобывающей области и об обобщенности различных направлений технологии трассеров под единым названием, что затрудняет понимание применимости и направленности конкретного направления.

В экологических задачах и гидрогеологических изысканиях индикаторные исследования проводятся для оценки воздействия человека на экосистемы, оценки эффективности восстановительных работ и выявления изменений в окружающей среде. С помощью маркеров решаются задачи идентификации пространственных траекторий потока, определения времени восстановления воды, а также количественная оценка и локализация биохимической трансформации [129, 130]. Для определения областей подъема грунтовых вод и оценки изменений окружающей среды используется анализ изотопов воды [131, 132]. Стабильные и радиоактивные изотопы водорода и кислорода использовались для определения источника воды по различиям изотопической структуры [133]. Растворимые трассеры, такие как природные ионы, флуоресцентные красители и растворенный углерод, используются для определения источника воды и пути ее течения. Концентрация трассеров позволяет получить информацию по миграции поверхностных и подповерхностных вод, а также выполнить оценку их регионального происхождения (за счет изотопного соотношения стронция) [134-136]. Также выполняют исследование опасных производственных объектов (ОПО) на предмет их герметичности и влияния на пресные водопункты, Рисунок 7. Автором отмечается, что при выполнении исследований, выход трассера в которых возможен в зонах общественного водопользования (родники, реки, озера и т.д.), следует использовать специальный вид индикатора, который помимо безопасности не должен обладать ярким окрасом, т.к. в этом случае его выход в местах общественного водопользования сделает её непригодной для бытового использования. Поэтому подобные работы обусловлены более жесткими требованиями к подбору индикаторного вещества.

отрасли, так и за ее пределами. К особенностям и/или проблематике, выявленным в ходе литературного обзора, можно выделить:

- широкое распространение метода для решения различных задач как для нефтедобывающей отрасли, так и за её пределами;
- обобщенность понятий «индикаторные/трассерные исследования», что затрудняет понимание применимости метода для решения отдельных задач;
- отсутствует классификация технологии маркеров, которая позволила бы внести четкие разграничения между областью их применения;
- решения представленных задач выполняется с помощью различных методологий проведения работ и различных веществ, используемых в качестве трассеров;
- длительность проведения межскважинных исследований для фиксации основной части закачанного объема индикатора;
- отсутствие различного подхода при планировании и выполнении трассерных межскважинных исследования для карбонатных и терригенных объектов разработки;
- ограниченное количество готовых сценариев (от планирования до получения эффекта) применимости метода межскважинных трассерных тестов, основными из которых являются оценка изменений гидродинамической картины участка после воздействия (МУН, ГРП), актуализация существующей гидродинамической модели объекта, определение зон низкого фильтрационного сопротивления и, соответственно, непроизводительной фильтрации.

ГЛАВА 2. ВВОД КЛАССИФИКАЦИИ, СТРУКТУРИРОВАНИЯ И ТЕРМИНОЛОГИИ МЕТОДОВ МАРКЕРНОЙ ДИАГНОСТИКИ КАК ИНСТРУМЕНТА КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

2.1 Описание, классификация, структурирование и терминология метода маркеров

С развитием технологий и общего уровня нефтедобычи принцип трассерных исследований был внедрен в различные области разработки месторождений став полноценным инструментом диагностики и альтернативной ряду классических методов исследований (гидродинамические и промысловые геофизические исследования). Несмотря на общий принцип обозначенных исследований, который заключается в отслеживании меток (трассирование), различия в решаемых задачах, особенностях проведения работ, используемых веществах, методах количественной идентификации, направлениях нефтедобычи, методологии интерпретации и использовании результатов не позволяют полноценно объединить различные методы маркеров в один кластер и решать все задачи с использованием только одного типа трассеров, либо только одного метода регистрации, либо одного метода интерпретации данных и т.д. Также, на настоящий момент отсутствует единая классификация методов и терминология, позволяющая при планировании работ четко обозначить используемый метод маркерных исследований и принять обоснованное решение по использованию того или иного сценария реализации работ. Таким образом, классификация методов маркерной диагностики, их описание, обозначение ключевых отличительных параметров, структурирование, а также ввод соответствующей терминологии является актуальной задачей для правильного выбора исследований и упрощения понимания недропользователя о выборе пути решения существующих геолого-промысловых задач.

Принцип метода маркеров (маркерная диагностика) основан на отслеживании меток в исследуемой зоне. При этом в зоне наблюдения, в естественном фоновом состоянии, отслеживаемые метки должны отсутствовать.

Данный принцип на начальном этапе использовался для определения гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами. В процессе изучения принципов исследования межскважинных интервалов, используемых составов, а также с развитием технической и приборно-аппаратурной части, метод был апробирован для решения задач по определению нефтенасыщенности, мониторингу притока интервалов в горизонтальных скважинах, оценке воздействия геолого-технических мероприятий (ГТМ) на опытный участок, поиску источника загрязнения и других эколого-гидрогеологических исследованиях, отслеживанию транспортируемой продукции (маркировка нефтепродуктов). Каждое из обозначенных направлений подразделяется на различные варианты их реализации, в которых используются собственные виды химических составов, методики интерпретации и применимости результатов, а также методологии проведения работ. Ввиду этого фактора, наличие инструментов для реализации одного направления метода маркеров, не позволяет аналогично реализовать другие возможные направления.

Несмотря на существенную разницу, терминология «трассерные/индикаторные исследования» используется для обозначения всех направлений, в основе которых заложен принцип маркерной диагностики, что затрудняет понимание применимости технологии и отдельных её инструментов для решения широкого профиля задач недропользователя. Также существуют естественные маркеры, которые тоже используются для решения задач при разработке нефтяных и газовых месторождений и вводят дополнительное расслоение в терминологию методов маркерной диагностики. Примеры искусственных и естественных приведены в Таблице 1.

Таблица 1 – Примеры естественных и искусственных маркеров

Естественные (природные)	Искусственные
Расширенный компонентный анализ закачиваемого и добываемого флюида (геохимический мониторинг)	Радиоактивные (третий, йод, рубидий)
Бактериальный (ДНК-трассеры)	Люминесцентные (флуоресцеин, эозин, родамины, квантовые точки)

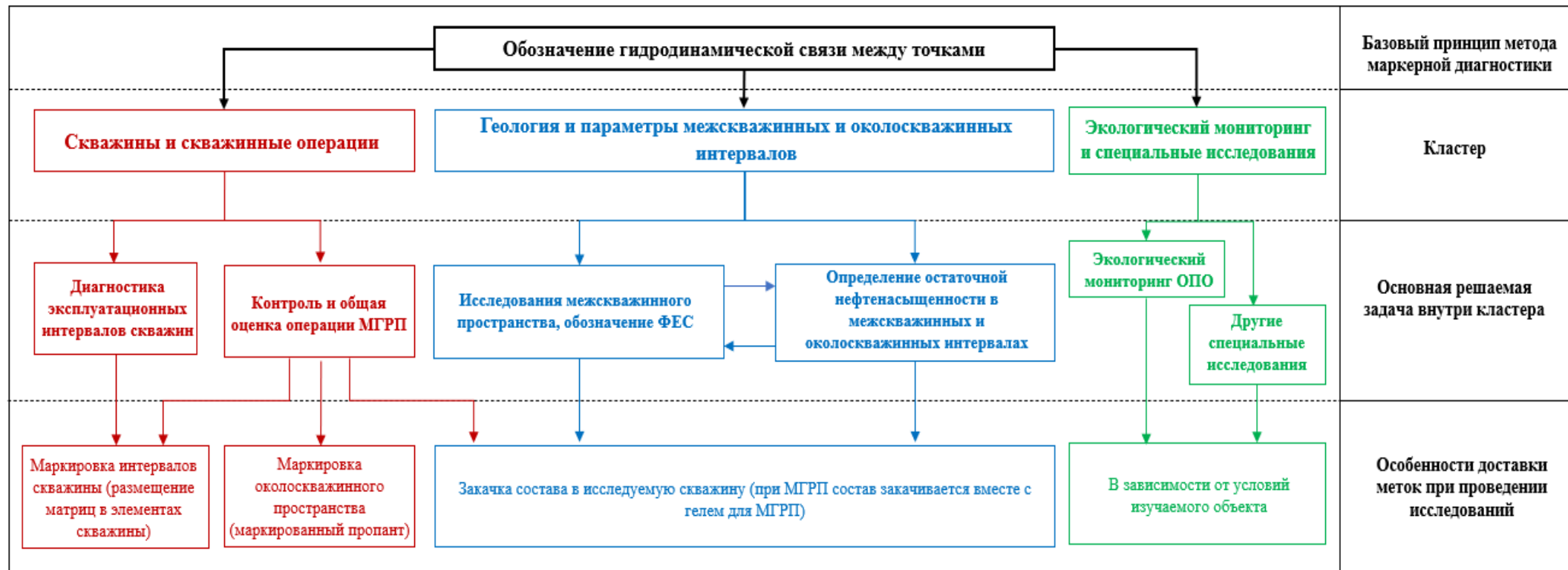
продолжение таблицы 1

Естественные (природные)	Искусственные
Оптическая плотность флюида	Ионные (тиокарбамид, роданид аммония, динатрийфосфат)
Минерализация вод	Фторированные и нафталинсульфоновые кислоты

Для возможности классификации метода маркеров, первично были выделены следующие основные направления, в которых используются именно искусственные метки, т.е. источником которых является внешнее воздействие и которые полностью отсутствуют в естественных условиях пласта при любой географии:

- межскважинные исследования для оценки связи между нагнетательной и добывающей скважинами, гидродинамической картины участка, ФЕС межскважинных интервалов;
- оценка текущей (остаточной) нефтенасыщенности в межскважинных и околоскважинных интервалах;
- контроль и длительный мониторинг профиля притока в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах, а также скважинах одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ);
- эколого-гидрогеологические исследования с целью контроля герметичности резервуаров для хранения отработанных продуктов, мониторинга опасных производственных объектов (ОПО), поиска источника загрязнения;
- прочие направления для обозначения наличия или отсутствия связи между исследуемыми точками.

Разделение обозначенных направлений по общим решаемым задачам и используемым химическим составам представлено на Рисунке 8.



Методы регистрации меток, используемых для реализации направления исследований:

Не применяется	Не применяется		Не применяется	Не применяется	Колориметрия
	Не применяется				Высокоэффективная жидкостная хроматография
					Методы люминесцентного анализа (спектрофлуориметрия, проточная цитометрия и т.п.)

Рисунок 8 - Схема технологий метода искусственных маркеров и методов обнаружения

Частично, между собой кластеры объединяют химические составы, используемые для решения поставленных задач и методы их регистрации. Кластеризация на основе используемых составов или методах их идентификации являлось бы слишком общей и объединяла бы почти все направления, а также была бы некорректной т.к. в том или ином случае отдельные типы трассеров можно использовать для решения широкого перечня задач метода маркеров.

На основании особенностей методов, их различий и областей применения, предлагается следующая терминология, направленная на стандартизацию метода маркерной диагностики:

- ***природный маркер/биомаркер*** – значение/характеристика/параметр, присутствующий в естественных условиях без фактора преднамеренного искусственного размещения, имеющий свойство достоверного определения и значение которого зависит от конкретного изучаемого объекта и отображает привязку к нему.

- ***маркер/трассер/индикатор*** – искусственная метка, отсутствующая в естественных условиях, имеющая свойство достоверной идентификации в анализируемой пробе и используемая для отслеживания её миграции от места размещения.

- ***методы маркерной диагностики/ трассерные исследования*** – совокупность исследований различной направленности, в основе которой заложен принцип использования и отслеживания искусственных меток для обозначения наличия либо отсутствия связи между точкой их размещения и точкой наблюдения;

- ***межскважинные трассерные/индикаторные исследования (тесты)*** – оценка гидродинамической картины участка разработки и фильтрационно-емкостных свойств межскважинного пространства путем закачки искусственных меток в нагнетательную скважину и их отслеживанием в добывающих скважинах;

- **трассерные системы** – стационарный источник меток, размещенный в конструкции скважины, либо в околоскважинном пространстве, обеспечивающий высвобождение меток в течение требуемого периода времени и в количестве, достаточном для проведения исследований
- **определение профиля притока с использованием трассерных систем** – определение доли и состава флюида, поступившего из отдельного эксплуатационного интервала горизонтальной, наклонно-направленной скважины (ГС и ННС) или скважины ОРЭ путем установки стационарного источника меток в конструкции (элементах заканчивания) скважины или околоскважинной зоне;
- **оценка остаточной нефтенасыщенности с использованием трассерных составов** – определение текущего значения нефтенасыщенности в околоскважинной или межскважинной зоне путем закачки трассерных композиций в нагнетательную либо добывающую скважину;
- **трассерные исследования ОПО** – оценка герметичности резервуара на предмет возможности миграции потенциально опасных веществ в водоносные горизонты путем соответствующей маркировки объекта или его территории.

2.1.1 Кластер «скважина и скважинные операции»

Использование метода маркерной диагностики в качестве инструмента контроля работы скважины (в первую очередь горизонтальных скважин) является относительно новым инструментом и широкую известность на территории РФ получил в 2017 г.

Принцип метода основан на размещении трассерных систем в элементах заканчивания скважин или околоскважинном пространстве. Данный метод используется для решения следующих основных задач:

- определение профиля притока по интервалам скважины с количественным обозначением фазового притока;

- оценка влияния режима разработки на распределение притока;
- определение интервала обводнения;
- мониторинг эффективности МГРП и ОПЗ;
- мониторинг герметичности изоляции интервалов;
- оценка (контроль) разобщенности интервалов в скважинах ОРЭ, ОРДиЗ;
- количественная оценка поинтервальной продуктивности;
- определение параметров трещины и зоны максимального притока (при МГРП).

Стационарным источником меток (трассерными системами) на настоящий момент выступают две основные системы: полимерная матрица с содержащимся внутри маркером (размещение в элементах заканчивания скважин) и маркированный пропант, в оболочке которого размещены сигнатуры (размещение в призабойной зоне скважины). Несмотря на общую решаемую задачу – определение профиля притока, обозначенные системы имеют ряд существенных ограничений, не позволяющие их равнозначное использование. Основным различием, из которого следуют все остальные, является то, что пропантное решение возможно только в скважинах с (М)ГРП, полимерную матрицу (компоновочное решение) можно установить при спуске элементов заканчивания скважины (щелевые фильтры, устройство контроля притока) без МГРП (в случае проведения МГРП на скважине с установленными матрицами также возможно проводить количественную оценку операции). Ключевые различия используемых систем представлены на Рисунке 9.

Дополнительно следует учитывать, что в качестве оценки эффективности проведенного МГРП ранее использовался метод закачки трассера вместе с гелем ГРП. Существенным недостатком данного метода являются кратковременный период наблюдения (трассер выносятся за 2-3 недели) и, как следствие, отсутствие данных по работе скважины при выходе на режим, а также неравномерность размещения и выноса трассера при его

способе доставки указанным способом, что накладывает дополнительную погрешность в результаты исследований. Обозначенные методы пропантного и компоновочного решения не обладают такими недостатками и являются более надежным и точным инструментом диагностики профиля притока.

	Полимерные матрицы	Маркированный пропант
Метод установки	В элементах заканчивания	В основной пропантной пачке при проведении МГРП
Используемые трассеры	Фторированные и нафтолинсульфоновые кислоты	Квантовые точки в полимерном покрытии пропанта
Метод определения трассеров	Высокоэффективная жидкостная хроматография	Проточная цитометрия
Метод интерпретации	Интерпретация результатов на основе математической обработки сигналов выхода трассера (модели Flush Out, Arrival Time)	Интерпретация результатов на основе массы вынесенного трассера из каждого маркированного интервала

Рисунок 9 – Основные отличия пропантного и компоновочного решения для отслеживания профиля притока

Также, к описанию данного кластера следует добавить возможность мониторинга изоляции интервалов в скважинах ОРЭ, скважинах одновременно-раздельной добычи и закачки (ОРДиЗ), а также непрерывного контроля герметичности отсекающих устройств. Принцип такой методологии основан на размещении меток в изолируемый интервал (закачка или размещение стационарного источника меток). Если в добываемом флюиде из эксплуатационного интервала данной скважины будут зафиксированы метки – это будет сигнализировать о негерметичности изолированного интервала и послужит обоснованием проведения соответствующих мероприятий.

Указанные параметры, определяемые с помощью обозначенного кластера, позволяют практически в условиях реального времени осуществлять мониторинг работы участка в разрезе добываемого флюида, выявлять нарушения в работе скважин, прорывы воды, оценить влияние различных режимов разработки на добычу нефти без проведения геофизических

исследований и внесения серьезных корректировок в режим работы фонда скважин.

2.1.2 Кластер «геология и межскважинные интервалы»

Данное направление является наиболее известным, именно первые межскважинные тесты послужили началом методов маркерной диагностики.

Исследования с помощью маркеров для оценки межскважинных (частично околоскважинных) интервалов проводят для получения информации, представленной на Рисунке 10. Каждый вид получаемой информации является блоком отдельной решаемой геологической задачи.



Рисунок 10 – Получаемая информация внутри кластера «геология и межскважинные интервалы»

Принципом метода внутри обозначенного кластера является закачка меток в скважину с последующим отслеживанием его продвижения в зоне исследования. Дополнительно данный принцип разделяется на межскважинные и околоскважинные тесты:

- к межскважинным тестам относится закачка меток в нагнетательную скважину с последующим отбором проб в добывающих скважинах. Таким

образом обозначаются параметры межскважинных интервалов и решается большая часть задач из предложенного на Рисунке 12 списка;

- к околоскважинным тестам относится оценка нефтенасыщенности в околоскважинном пространстве и операции при отдельных геолого-технических мероприятиях;

При рассмотрении кластера следует учитывать, что для решения задачи «насыщение интервалов» (оценка текущей нефтенасыщенности) используются другие химические составы и, соответственно, методы количественной идентификации, а также иные алгоритмы интерпретации чем при решении задач «гидродинамическая картина участка» и «параметры межскважинного пространства». При этом, оценка текущей нефтенасыщенности позволяет решить задачи двух других подгрупп, но другие подгруппы не смогут решить задачу «насыщение интервалов». Данный парадокс объясняется использованием других составов, которые в случае определения нефтенасыщенности должны представлять из себя вещества, которые являются растворимыми как водной, так и в нефтяной фазах, а не только в водной, как при стандартных межскважинных тестах, что обеспечивает наличие хроматографической задержки и возможность идентификации нефтяных целиков в межскважинной зоне. Детализация обозначенного фактора в разрезе межскважинных тестов с обозначением возможности применения представлена на Рисунке 11.



Рисунок 11 – Детализация решаемых задач при использовании различных трассеров в рамках исследований по оценке остаточной нефтенасыщенности в межскважинных интервалах

Таким образом, решение задачи по определению текущей нефтенасыщенности позволяет получить информацию по всем параметрам, решаемым в рамках кластера «геология и межскважинные интервалы» за счет одновременного использования «пассивного» (только водорастворимого) и «активного» (имеющим сродство к водной и нефтяной фазе) трассеров. Осложняющим фактором здесь является метод количественной идентификации «активного» и «пассивного» состава.

К основным недостаткам межскважинных трассерных исследований можно отнести время, затрачиваемое на вынос достаточного количества маркера. Описание различных временных периодов, требующихся на решение той или иной задачи нефтедобычи, является темой отдельной главы, однако считается важным обозначить данный фактор, т.к. на него очень влияет тип геологии изучаемого объекта (терригенные/карбонатные коллектора), что

обязательно следует учитывать при планировании исследований и ожидании уровня получаемой по итогам исследований информации.

В целом, несмотря на обозначенный недостаток длительности проведения исследований, метод маркеров активно используется нефтедобывающими компаниями РФ и зарубежья. Получаемая информация служит для геологов и разработчиков инструментом для изучения геологии межскважинных параметров, уточнения гидродинамической картины участка, актуализации или верификации существующей гидродинамической модели, позволяет выбрать наиболее перспективный участок для методов повышения нефтеотдачи пластов (ПНП), оценить динамику изменений участка разработки и оперативно выявить этап формирования промытых зон. При одновременной реализации методов данного кластера с кластером «скважина и скважинные операции», трассерные исследования позволяют получить сводную уникальную информацию по объекту исследования участка разработки.

2.1.3 Кластер «экологический мониторинг и специальные исследования»

Наиболее распространенной задачей, решаемой методом маркеров и не входящей в область нефтедобычи, является экологический мониторинг ОПО. Трассерами маркируется резервуар, определяются точки наблюдения и проводят измерение проб на наличие в нем размещенных меток. Присутствие меток в анализируемой пробе будет говорить о наличии гидродинамической связи между объектом наблюдения и контрольными точками. Как и для обозначенных ранее направлений исследований, условие решение этой задачи также обладает своими требованиями к используемым трассерным материалам [142] и к методологии проведения работ. Следует отметить, что выход трассера не всегда будет говорить о загрязнении вод от исследуемого ОПО, т.к. существует понятие санитарно-защитной зоны, классификации размещаемых производственных отходов, типа возможного загрязнения (химический, радиационный) и т.д.

Другим примером является использование принципа отслеживания при эколого-гидрогеологических изысканиях. Метод определения гидродинамической связи с использованием трассеров применяют для поиска области питания родников и миграции водных масс. Дополнительно можно обозначить определение мест утечек в тепловых сетях и сетях водоснабжения. Нельзя не отметить маркировку (в т.ч. и нефтепродуктов) для возможности идентификации собственной и борьбы с контрафактной продукцией.

Обозначенная область использования метода маркеров, как по отдельности, так и в совокупности, являются достаточно важными единицами и обладают собственными методологиями, используемыми составами и т.п., что позволяет решать поставленную перед ними узконаправленную задачу. В целом, данный кластер показывает масштабность и вариативность применения метода маркеров для решения задач различных областей современной промышленной инфраструктуры и показывает возможность проекции метода на новые, ранее не охваченные области.

2.1.4 Классификатор метода маркеров

На основании описанных принципов и особенностей, сформирован и предлагается к использованию классификатор решаемых трассерным методом задач нефтяной направленности. Кластер «экологический мониторинг и специальные исследования» не включен в классификатор ввиду акцента настоящей работы на задачах непосредственно нефтедобывающей тематики (Рисунок 12).

Кластер	Скважина и скважинные операции		Геология и параметры межскважинных интервалов			
Блок технологии	Мониторинг профиля притока и изоляции интервалов		Межскважинные трассерные исследования		Оценка текущей нефтенасыщенности	
Вид реализации технологии	Маркировка околоскважинного пространства	Маркировка эксплуатационных интервалов	Импульсная закачка маркера в нагнетательную (-ые) скважины	Постоянная закачка трассера в нагнетательную скважину	Проведение околоскважинных тестов	Проведение межскважинных тестов
Решаемая задача						
Контроль пофазового притока эксплуатационного интервала (+определение интервала обводнения)	○	○				
Контроль изоляции интервалов	○	○	○			
Контроль разобщенности интервалов в скважинах ОРДиЗ		○	○			
Контроль эффективности МГРП	○	○				
Определение притока по всей длине трещины при МГРП	○					
Определение длины трещины при МГРП	○					
Оценка влияния режима разработки на продуктивность интервала эксплуатации (выбор режима)	○	○	○			○
Оценка гидродинамической связи между скважинами			○	○		○
Определение промытых зон			○			○
Определение ФЕС межскважинного пространства (объем, производительность, проницаемость)			○			○
Обозначение интерференции нагнетательных скважин			○	○		○
Распределение закачиваемой воды по добывающим скважинам			○	○		○
Определение скорости и направлений фильтрации			○			○
Обозначения связи между пластами/горизонтами			○	○		○
Оценка неоднородности пласта			○			○
Определение доли закачанной воды в дебите добывающих скважин			○	○		○
Уточнение (адаптация) ГДМ. Подготовка прогнозов	○	○	○	○	○	○
Определение коэффициента охвата				○		
Определение текущей нефтенасыщенности в околоскважинном пространстве					○	
Определение текущей нефтенасыщенности в межскважинных интервалах						○

Рисунок 12 - Классификатор решаемых трассерным методом задач нефтяной направленности

2.2 Выводы по результатам анализа метода и ввода классификатора

По результатам выполненного анализа и систематизации метода маркеров были сформированы следующие основные выводы [143]:

1. предложены основные кластеры метода маркерной диагностики для выбора направления исследований в зависимости от решаемой задачи. Даны пояснения и детализация для упрощения понимания и систематизации методов маркерной диагностики;

2. построены границы возможностей используемых методов, дана детализация решаемых задач в пределах предложенных границ, а также предложен вариант терминологии для обозначения направления исследований и решаемых методом маркеров задач;

3. в результате анализа терминологии, относящейся к трассерным и индикаторным исследованиям, установлено, что чрезмерная обобщенность понятий затрудняет понимание применимости технологии и ее отдельных инструментов для решения задач недропользователя. Предложен вариант терминологии для обозначения направления исследований и задач, решаемых методом маркеров.

4. на основе детализации и систематизации методов маркерной диагностики, определения границ возможностей применяемых методов и решаемых задач в пределах предложенных границ, разработана классификация задач, решаемых с помощью технологий маркерной диагностики при эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Сформированы положения, направленные на стандартизацию и структурирование различных направлений трассерных исследований.

5. для полноценной стандартизации метода маркерной диагностики и с целью выработки соответствующих «сценариев использования» для их реализации рекомендовано проведение дополнительного анализа каждого направления.

ГЛАВА 3. ТРАССЕРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ МЕЖСКВАЖИННОГО ПРОСТРАНСТВА ДЛЯ ОЦЕНКИ РИСКА ПОЛУЧЕНИЯ ВЫСОКООБВОДНЕННОЙ ПРОДУКЦИИ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО БУРЕНИЯ

3.1 Проблематика промысловой реализации и использования результатов трассерных исследований, их не физичности и сложности использования данных

Первоочередной задачей системы ППД является поддержание энергетического состояния залежи. Влияние нагнетательных скважин может прослеживаться как изменением дебита (в т.ч. обводненности), так и изменением пластового и забойного давления. Поэтому отсутствие фиксации трассера, особенно в период первых 6-и месяцев наблюдения, не может достоверно говорить об отсутствии влияния системы ППД, как и фиксация трассера не может однозначно свидетельствовать о наличии положительного влияния, т.к. на участке могут располагаться только активные естественные зоны низкого фильтрационного сопротивления, по которым трассер поступает в добывающую скважину, но основной массоперенос может не осуществляться (например, в карбонатных коллекторах) либо осуществляется в другом направлении. Таким образом, первым фактором, требующим учета, является обозначения типа влияния, полученного по результатам трассерных исследований. К такому типу можно отнести прямое гидродинамическое влияние или влияние на обводнение добываемой продукции. На основании опыта выполненных автором работ, можно сделать вывод, что прямая гидродинамическая связь (по наиболее проницаемым зонам) определяется по результатам трассерных исследований в период 3-5 месяцев после закачки индикатора в пласт. Однако этого времени недостаточно для фиксации большого объема трассера и, соответственно, основного объема воды от нагнетательной скважины.

Количество информации, полученной по результатам трассерных исследований, фактически напрямую зависит от времени мониторинга. Продолжительный период наблюдения позволяет зафиксировать большую часть закачанного индикатора, а большой объем извлеченного трассера позволяет получить более полную информацию о фильтрационных потоках, влиянии нагнетательных скважин и параметрах межскважинного пространства. Здесь следует обозначить основное ограничение (проблему) трассерных тестов – это продолжительность исследований.

В работе за авторством Моду Санни, Мохаммада Аббада и др. [144], представлены результаты газовых и водорастворимых трассерных исследований, проведенных при реализации масштабных газовых МУН. Статья не раскрывает название месторождения и геолого-промысловые данные объекта, однако показывает время фильтрации основной части закачиваемой жидкости по пласту на примере выхода трассера (Рисунок 13).

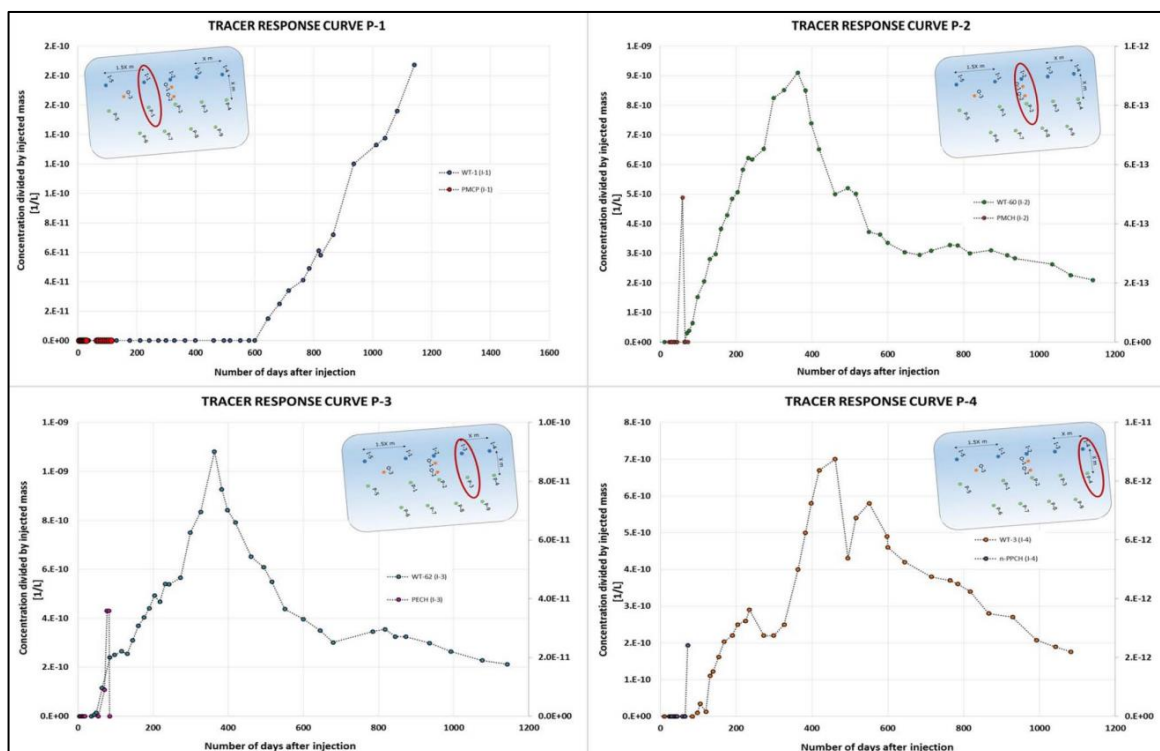


Рисунок 13 - Профиль выхода индикатора относительно времени.

Фактические данные промысловых исследований

Отмечается достаточно продолжительный период наблюдения, который позволил зафиксировать практически весь профиль выноса трассера и который

составил порядка 1000 суток. Среднее время прибытия трассера составило для скважины Р-1 приблизительно 887 суток (отмечается, что фиксация трассера началась после 600 суток наблюдения), для скважины Р-2 ≈ 330 суток, для скважины Р-3 приблизительно 390 суток, для скважины Р-4 ≈ 210 суток для наиболее проницаемого пропластка № 1 и ≈ 550 суток для пропластка № 2.

Аналогичные временные периоды были зафиксированы при проведении исследований бобриковского горизонта Ромашкинского месторождения. В период первых четырех месяцев было зафиксировано менее 1 % от объема индикатора, который был зарегистрирован за все время наблюдения, которое составило более 600 суток. Этот фактор делает информацию по результатам трассерных тестов ограниченной к использованию, выводы о фактических гидродинамических параметрах участка разработки можно только предполагать на основании небольшой зафиксированной части индикатора, что относит такие результаты к прогнозным и, частично, к нефизичным данным (Рисунок 14).

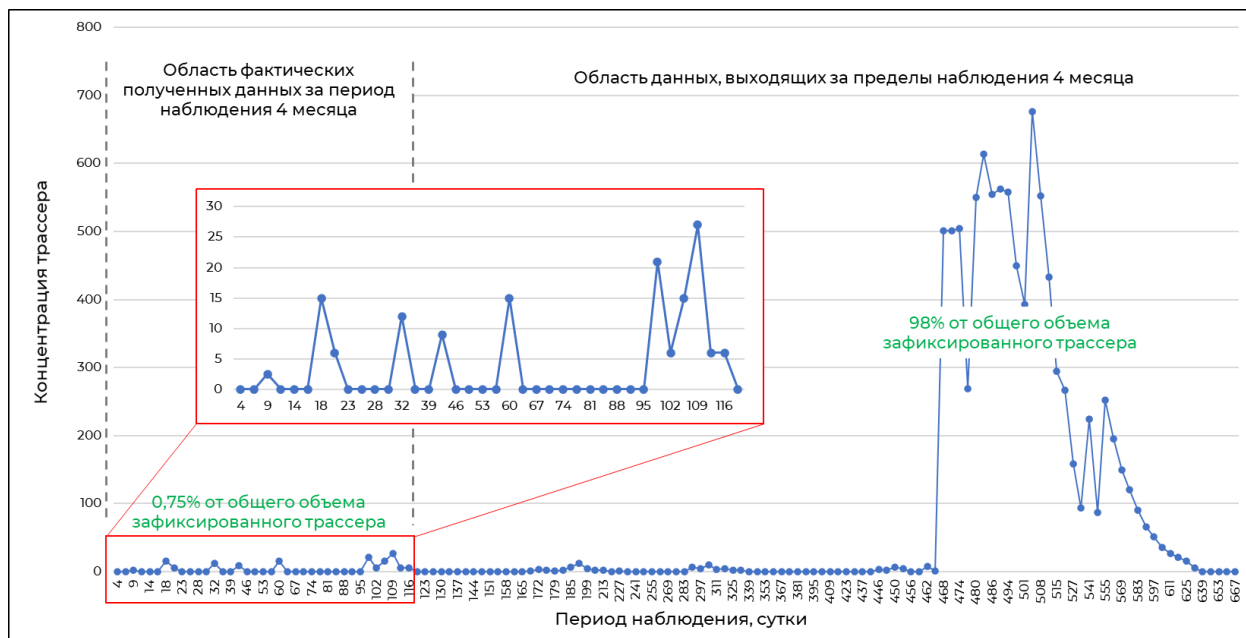


Рисунок 14 – Динамика выхода индикатора с фиксацией основного фронта движения фронта жидкости. Иллюстрация области фактических данных за 4 месяца наблюдения и 22 месяца на примере трассерных исследований бобриковского горизонта Ромашкинского месторождения

Таким образом, основная проблематика трассерных исследований – это продолжительное время, требуемое для выхода основной части индикатора и, соответственно, получения достаточного количества данных для интерпретации. В целом, большинство исследований ограничивается периодом 3-8 месяцев, которые позволяют зафиксировать работу только наиболее проводимых (иногда частично среднепроницаемых) зон фильтрации. Объем выхода индикатора в течение первых нескольких месяцев после закачки может варьироваться от сотых долей до 5-7 % от закачанного объема, исключение составляют участки с наличием прорывного характера движения жидкости по промытым зонам или зонам с естественным высоким значением проницаемости. На основании подобных полученных данных решение задачи изучения основной фильтруемой части пласта является нереализуемой.

Проведение исследований позволяет на качественном уровне решить только одну важную задачу – определить наличие гидродинамической связи между скважинами/объектами разработки. При наличии интенсивного выноса трассера в скважине, даже без фиксации основного его объема, формируется заключение о наличии гидродинамической связи. Не зафиксированная часть трассера в этом случае относится к части жидкости, фильтруемой по матрице породы и не зафиксированной в установленный период наблюдения. Эта информация позволит разработчикам принять решение о целесообразности продолжения работы скважины и возможностях проведения корректирующих мероприятий. В случае отсутствия гидродинамической связи весь объем закачки будет считаться непроизводительным, и скважина будет рекомендована к остановке (особенно характерно для карбонатных коллекторов). Здесь отмечается следующая, исходящая из малого объема извлеченного трассера, неопределённость – отсутствие возможности на количественном уровне сформировать выводы о фактической гидродинамической картине участка, распределении фильтрационных потоков и параметрах зон фильтрации. Этот фактор делает информацию по результатам выполненных исследований ограниченной к использованию, а выводы о

фактических гидродинамических параметрах участка разработки можно только предполагать на основании небольшой зафиксированной части индикатора (фактические/прогнозные данные).

Отмечается наличие отдельных работ [110, 112] в которых проводится моделирование фронта заводнения и уточнения геологической картины участка с учетом выноса трассера, однако это не убирает проблематику самого факта прогноза на основе малой части данных.

Фактически, указанная проблематика корректирует возможность получения всего перечня информации, возможной к получению по результатам исследований. Детализация возможности получения фактической информации представлена в Таблице 2.

Таблица 2 - Перечень получаемой по результатам трассерных исследований информации с учетом фактического периода наблюдения

Наименование данных	Возможность получения информации
Наличие/отсутствие г/д связи между скважинами	Да, на качественном уровне
Обозначение связи между пластами и горизонтами	Да, на качественном уровне
Количественное распределение закачиваемой воды/ фильтрационных потоков между скважинами	В границах зафиксированной доли трассера
Количество зон фильтрации на линии нагнетательная – добывающая скважина	В границах зафиксированной доли трассера
Обозначение каналов, осуществляющих непроизводительную фильтрацию	Да
Объемные и производительные характеристики фильтрационных систем	Только высокопроницаемых, частично среднепроницаемых систем
Проницаемости фильтрационных систем	Только высокопроницаемые, частично среднепроницаемые системы
Скорость фильтрации жидкости	Только максимальные скорости
Вклад поступившей воды от нагнетательной скважины в дебите добывающей скважины	В границах зафиксированной доли трассера
Оценка интерференции нагнетательных скважин одного участка	В границах зафиксированной доли трассера

Наличие обозначенной неопределённости приводит к вопросу возможности использования полученных данных, т.к. полноценной является

только информация о промытых зонах/каналах НФС и наличие гидродинамической связи между скважинами/геологическими объектами.

На основании указанного можно выделить следующую проблематику или ограничения в результатах трассерных исследований:

1. Промышленный период проведения исследований не соответствует критериям получения всего перечня возможных данных. Фиксация основной части жидкости происходит в период нескольких сотен суток после закачки, что не удовлетворяет условиям недропользователя по сроку получения данных. За ограниченный период в несколько месяцев можно детализировать только наиболее активные высокопроницаемые зоны фильтрации. Детализации всей гидродинамической картины в обозначенный период времени не происходит.

2. Формируемый на основании незначительной доли выноса трассера вывод о гидродинамической картине участка носит прогнозный характер. Область прогнозных данных зачастую значительно превышает область фактических данных. Полученные таким образом выводы являются не физическими. Наличие или отсутствие фиксации трассера в зачастую реализуемом периоде наблюдения несколько месяцев не позволяет достоверно выдать количественное заключение о влиянии системы ППД и количественном распределении фильтрационных потоков.

3. Достоверно получаемой информацией являются только данные о наличии гидродинамической связи между скважинами, объектами разработки (на качественном уровне) и доле воды, пришедшей по каналам НФС. Полученные данные о параметрах межскважинного пространства имеют высокую долю неопределенности, т.к. отражают только малую её часть, что затрудняет их использование при принятии решений.

3.2 Принцип технологии трассирования для изучения зон, запланированных под дополнительное бурение

Уплотняющее бурение является одним из масштабно реализуемых в ПАО «Татнефть» способом поддержания требуемого уровня добычи. Уплотнение сетки скважин позволяет вовлечь ранее не охваченные или слабоохваченные заводнением зоны, в которых остаются невыработанные запасы нефти. Основополагающим фактором эффективности дополнительного бурения является нахождения показателей добычи (дебит нефти, обводненность) в пределах прогнозных значений. Несоответствие фактических показателей добычи прогнозному уровню снижает эффективность пробуренных скважин, а предельная обводнённость может привести к отказу от её эксплуатации, что делает затраченные на бурение и ввод в работу ресурсы невозвратными.

В настоящее время в ПАО «Татнефть» существует классификатор причин неуспешности эксплуатационного бурения. Учитывая особенность направления трассерных исследований по получению информации о прямой гидродинамической связи и влиянии нагнетательного фонда на обводнение добываемой продукции в настоящей работе представлена декомпозиция причины «высокая обводненность продукции» (Таблица 3).

Таблица 3 - Верхнеуровневый классификатор причин неуспешности эксплуатационного бурения

Причина неуспешности	Уровень 1	Уровень 2	Возможность диагностики ТИ
Высокая обводненность продукции	Мгновенный прорыв воды	Прорыв по высокопроницаемым пропласткам	Да
		Вскрытие системы трещин в карбонатном разрезе	Не рассматривается
		Неопределенность по источнику обводнения	Да
	Обводнение по техническим причинам	Заколонная циркуляция, переток	Нет
		Негерметичность эксплуатационной колонны	Нет

продолжение таблицы 3

Причина неуспешности	Уровень 1	Уровень 2	Возможность диагностики ТИ
Высокая обводненность продукции	Обводнение по техническим причинам	Негерметичность забоя скважины	Нет
Высокая обводненность продукции	Обводнение по техническим причинам	Прорыв воды после интенсификации притока	Да (не относится к проблематике бурения)
	Вскрыты обводненные/водонасыщенные пласты	Не подтверждение фронта вытеснения	Да (не адаптированность модели)
		Неверное моделирование уровня ВНК	Нет
		Структура ниже проектной	Нет
		Нарушение профиля скважины	Нет

На основании опыта работы по направлению трассерных тестов и предыдущих разделов настоящей диссертационной работы, результаты трассерных исследований позволяют получить информацию по 3 из 11 факторам риска второго уровня классификатора:

- прорыв воды по высокопроницаемым каналам (основная задача ТИ);
- неопределенность по источнику обводнения (влияние нагнетательного фонда на добывающий);
- не подтверждение фронта вытеснения (обозначение гидродинамической картины участка на основании фильтрационных потоков и соответствие ГГДМ).

Основой формирования результатов исследований является поиск и обозначение промытых зон (высокопроницаемых пропластков), по которым может произойти резкое обводнение добываемой продукции от нагнетательной скважины. Согласно принятой методологии интерпретации результатов трассерных исследований [145], для определения промытых зон (пропластков, трещин) используется формула расчета максимально возможной скорости движения жидкости по основному пласту-коллектору, которая

учитывает индивидуальные геолого-промысловые условия конкретного участка (скважины), основанная на законе Дарси:

$$v_{\max} = \frac{\Delta P K \max f_w}{m \mu_w L} \quad (1)$$

где ΔP – разница между забойными давлениями нагнетательной и добывающими скважинами, атм;

K_{\max} – максимальная абсолютная проницаемость поровой части коллектора, Д;

f_w – средняя относительная фазовая проницаемость по воде, доли ед;

m – пористость, доли ед;

μ_w – вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с;

L – расстояние между скважинами, м.

Часть жидкости, которая пришла со скоростью выше максимальной возможной, относится к пришедшей по каналам низкого фильтрационного сопротивления, которые могут представлять из себя промытые зоны, трещины, каверны и т.д. Часть пришедшей жидкости, скорость которой ниже максимальной, относится к пришедшей по основной поровой части пласта, по которой происходит основной массоперенос жидкости.

В случае фиксации значительного объёма трассера и, соответственно, высокой активности промытых зон, формируется заключение о необходимости проведения корректирующих мероприятий, снижающих их проводимость. Однако такая рекомендация справедлива только для участка, на котором не планируется уплотнение сетки скважин. В случае ввода новой скважины и создания дополнительной зоны депрессии, блокирование промытых зон методами УНП не исключит риск прорыва воды, создав лишь временное выравнивание фронта, поэтому в разрезе изучения зон дополнительного бурения фиксация активных промытых зон является существенным фактором риска и бурение новой скважины в выявленной активной зоне не рекомендуется. При решении указанной задачи отмечается возможность

относительно непродолжительных исследований. В отличие от полноценных тестов, когда задачей является фиксация средне- и низкопроницаемых частей пласта, участвующих в процессе массопереноса, срок исследований для определения промытых зон, в зависимости от участка, составляет 2-3 месяца, что позволяет успешно интегрировать данный тип гидродинамических исследований в постоянно меняющийся график бурения (Таблица 4).

Таблица 4 – Рассчитанные периоды активности зон НФС на участках терригенных коллекторов (время проведение исследований для фиксации опережающего обводнения)

Месторождение/ площадь	№ нагнетательной скважины (участок)	Диапазон максимальных скоростей для поровой части пласта, м/сут	Период, охватывающий активность промытых зон (требуемое время периода наблюдения), сут
Акташская	**81	21,6-46,6	22
Альметьевская	***24	8,2-28,6	80
Альметьевская	***25Д	14,0-47,9	69
Березовская	**15Д	18,4-41,8	26
Березовская	**52	13,8-52,1	52
Бондюжское	**30Д	10,2-11,2	69
Ново-Елховское	**97	22,7-92,8	49
Залежь №5	**82	50,4-116,2	14
Залежь №5	**80	11,7-25,7	48
Залежь №5	**623	11,9-45,2	24
Залежь №5	**520	11,0-43,1	81
Залежь №15	**908	20,6-46,6	46
Минибаевская	**53	20,5-77,2	51
Сабанчинское	**10	14,7-21,4	75
Сабанчинское	**53	17,0-32,6	54
Сиреневское	**19	18,8-36,6	23
Сиреневское	**53	9,8-14,6	79
Тат-Кандызское	**8К	23,5	17
Тат-Кандызское	*К/1	10,6-126,0	38
Тат-Кандызское	*К/2	3,8	115
Южно-Ромашкинская	**39А	21,4-65,2	41
Ташлиярская	**315	24,9-42,0	42

Следующими, в т.ч. по значению, выводом по результатам трассерных исследований являются данные по определению источника обводнения и подтверждение фронта вытеснения (соответствие данных ГДМ). Совокупно,

несоответствие фактически установленной гидродинамической картины опытного участка данным ГДМ говорит об ошибке и высокой неопределенности и, соответственно, о низкой точности прогноза по выбору места точки бурения и её прогнозным показателям добычи. В условиях высоких затрат на бурение и ввода в эксплуатацию скважины, наличие подобной неопределенности является существенным фактором риска. Для решения задачи определения источника обводнения и наличия основной зоны массопереноса (наличие фронта вытеснения) требуются более продолжительные исследования, которые позволят идентифицировать среднепроницаемые зоны пласта, по которым происходит основная фильтрация жидкости. Здесь проблематика заключается в необходимости достаточно продолжительных исследований, которые могут занять 12-18 месяцев. Подобные сроки на практике не позволяют удовлетворить требованию годовой инвестиционной программы по бурению. Несмотря на данный осложняющий фактор, период исследований в 3-4 месяца позволяет отчасти сформировать соответствующее заключение о расположении основных фильтрационных потоков, в зонах массопереноса которых формируют наиболее проницаемые зоны фильтрации, фиксация которых происходит в период 3-4 месяцев наблюдения. Полученные на основании указанного подхода результаты позволяют представить информацию для учета при принятии решения о дополнительной бурении.

Отмечается, что представленный принцип и предложенный автором способ использования результатов ТИ рекомендуется использовать только для терригенных объектов и объектов нижнего карбона (тульско-бобриковские отложения). Учитывая сильную зональную неоднородность, трещиноватость (в т.ч. вертикальную), низкие коллекторские свойства и, как следствие, слабую эффективность системы ППД в отложениях среднего карбона, трассерные исследования не дают исчерпывающих данных как по гидродинамической картине участка разработки, так и по источнику обводнения и наличию фронта вытеснения. В связи с этим направление ТИ в разрезе изучения зон

дополнительного бурения в отложениях среднего карбона требует дополнительного отдельного исследования и в рамках настоящей работы не рассматривалось.

3.3 Разработка подхода к проектированию дизайна и выполнению трассерных тестов при изучении зон дополнительного бурения

Исследования проводятся до начала бурения в срок, позволяющий выполнить мониторинг продвижения трассера и анализ выходных результатов метода.

Особенностями проведения трассерных исследований при изучении зон дополнительного бурения являются:

- проведение на терригенных объектах разработки;
- единый эксплуатируемый геологический объект между точкой закачки и точкой наблюдения;
- нахождение проектной точки бурения на условной линии «нагнетательная скважина – добывающая скважина» или на удалении не более 50 м от неё либо нахождение проектной точки внутри изучаемого сектора, ограниченного треугольником, создаваемым линиями между одной нагнетательной и двумя или более наблюдательными скважинами;
- расстояние между нагнетательной и наблюдательными скважинами не превышает 500 м, оптимальное расстояние составляет 300–400 м;
- высокая периодичность отбора проб для возможности фиксации максимального количества гидродинамических каналов/зон;
- предварительные лабораторные исследования трассеров-кандидатов (оценка влияния естественного состава пластовых вод на возможность количественного детектирования трассеров).

Принципиальная схема размещения проектной точки бурения (изучаемых зон) относительно положения нагнетательного и добывающего фонда для возможности проведения исследований представлена на Рисунке 15.

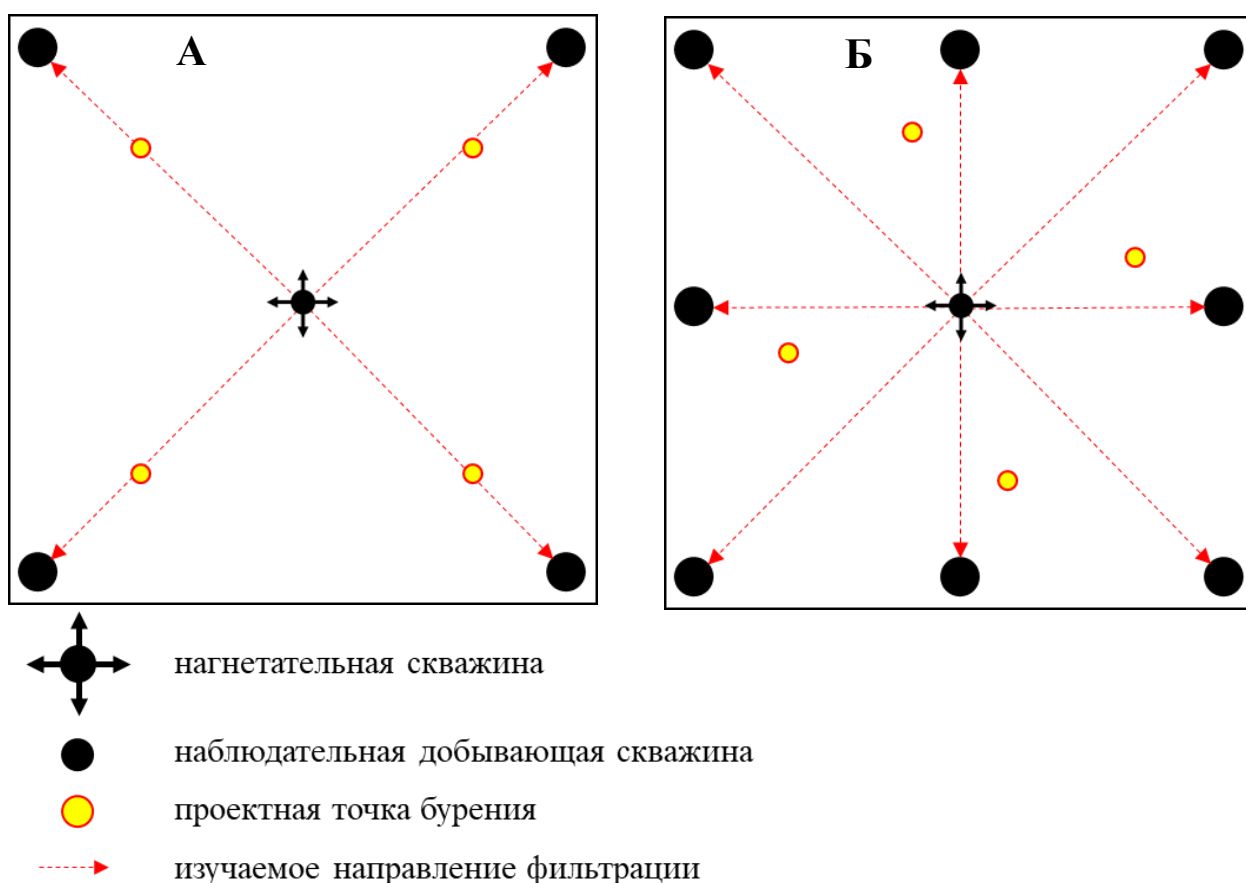
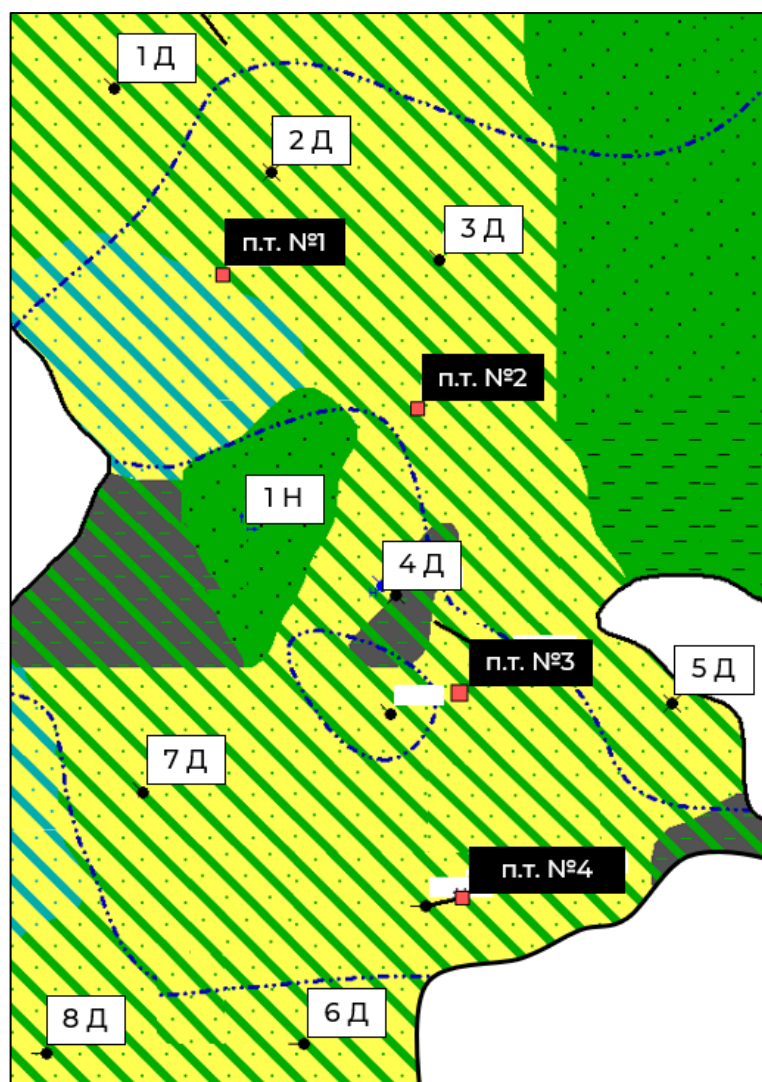


Рисунок 15 - Схема оптимального расположения проектной точки бурения на изучаемой линии фильтрации (А), внутри треугольника, ограниченного изучаемыми линиями фильтрации (Б)

Кроме того, при проектировании дизайна исследований в индивидуальном порядке учитываются промысловые параметры опытного участка, такие как объемы суточной закачки, вскрытые пласты, дебит и обводненность добывающих скважин и т.д. В качестве примера последовательности промысловой реализации технологии для решения кейса снижения неопределенности по риску обводнения при дополнительном бурении представлен условный опытный участок нагнетательной скважины 1Н Ромашкинского месторождения (Рисунок 16).



1Н – исследуемая нагнетательная скважина
 1Д – наблюдательная добывающая скважина
 п.т. №1 – изучаемая зона (точка) бурения

Рисунок 16 - Опытный участок трассерных исследований

Первым этапом выполняется оценка максимально возможной скорости фильтрации жидкости по пласту-коллектору для заданных геолого-промысловых условий. Эта информация используется для отнесения зафиксированных зон фильтрации к зонам низкого фильтрационного сопротивления. Если фактическая скорость прихода трассера превышает рассчитанное максимальное значение скорости, то зону фильтрации, по которой происходило движение этой части индикатора, относят к зоне

НФС/опережающего обводнения. Расчёт максимальной скорости движения жидкости производится по Формуле (1).

Рассчитанные значения максимальных скоростей для пласта-коллектора для условий каждой наблюдательной скважины представлены в Таблице 5.

Таблица 5 - Значение максимальной скорости фильтрации для направления наблюдательных скважин

Номер наблюдательной скважины	ΔP , атм	Расстояние, м	Максимальная скорость фильтрации для коллектора, м/сут
4Д	76	240	22,4
8Д	87	920	17,5
5Д	76	760	5,9
6Д	98	850	12,5
2Д	52	550	3,4
1Д	80	760	2,8
3Д	69	510	2,2
7Д	72	475	14,4

Пример определения зон низкого фильтрационного сопротивления на основании динамики выхода трассера представлен на Рисунке 17.



Рисунок 17 - Принципиальная схема обозначения наличия и активности зон низкого фильтрационного сопротивления по времени и динамике выхода трассера

На основе представленного принципа выполняется оценка наличия зон опережающего обводнения, а также доля каждой зоны в общем массопереносе жидкости. Отдельным этапом является промысловый этап, в период которого выполняется отбор проб с наблюдательных (добывающих) скважин. С целью фиксации максимального количества каналов НФС и минимизации пропуска выхода отдельных каналов рекомендуется формировать программу отбора проб с максимальной периодичностью. Пример графика отбора проб с терригенного объекта исследования представлен в Таблице 6.

Таблица 6 - Пример графика (периодичности) отбора проб при проведении трассерных исследования для изучения зон дополнительного бурения

Сутки (период)	Периодичность отбора	Количество проб	Итого проб за период (нарастающий итог)
1-14	1 раз в день	14	14
15-42	3 раза в неделю	14	28
43-99	2 раза в неделю	19	47
100-150 (при необходимости)	1 раз в неделю	7	54

Далее выполняется расчет массы извлеченного индикатора и его доли от закачанного объема. Пример результатов оценки наличия и значения доли зафиксированного трассера в активности зон НФС для изучаемых направлений представлены в Таблице 7.

Таблица 7 - Значение доли НФС в зафиксированном массопереносе жидкости

Номер добывающей скважины	Изучаемое направление	Доля зон НФС в зафиксированном массопереносе, %	Доля направления от общего объема зон НФС	Доля опережающего обводнения от объемов закачки
4Д	Ю-В	100	1,3	0,04
8Д	Ю-З	100	5,3	0,12
5Д	Ю-В	100	5,5	0,12
6Д	Ю	100	2,4	0,04
2Д	С	100	24,7	0,48
1Д	С-З	100	1,6	0,04
3Д	С-В	100	35,0	0,68
7Д	Ю-З	100	24,2	0,48

С целью визуализации полученных данных рекомендуется построение карты зон фильтрации с отображением наиболее/наименее активных направлений массопереноса, где интенсивность закраса выявленного направления НФС зависит от доли извлечённого трассера (Рисунок 18).

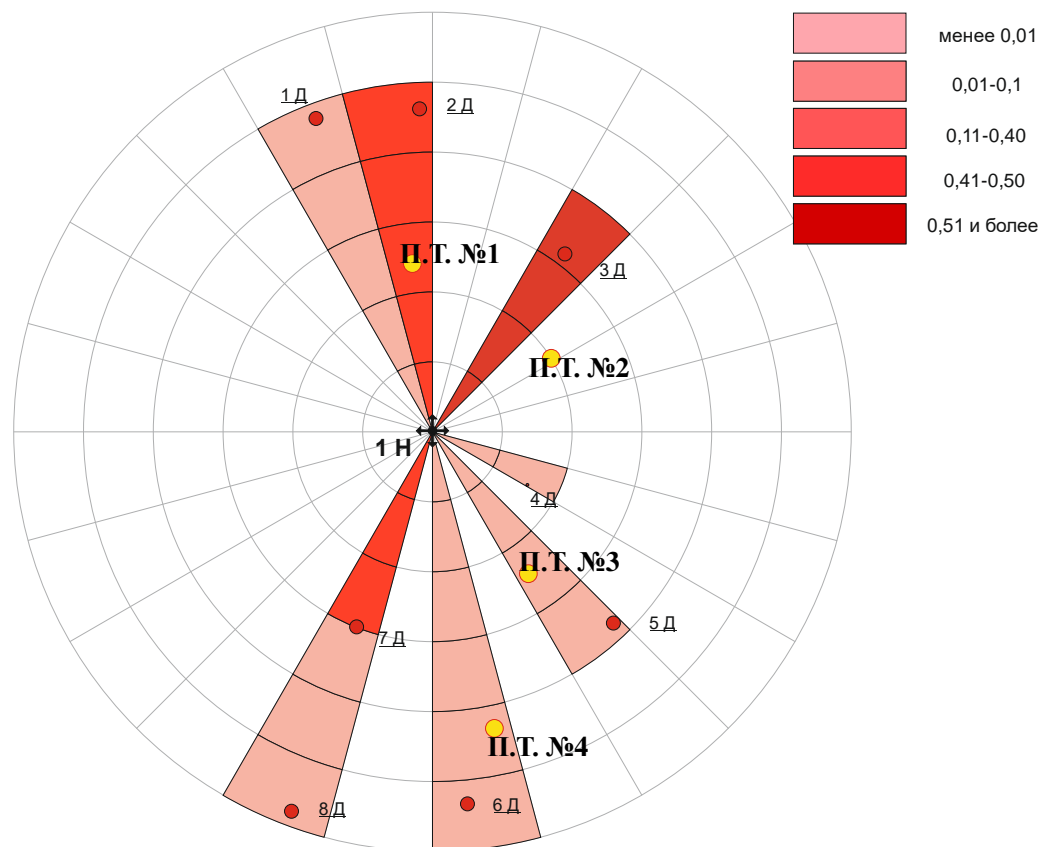


Рисунок 18 - Распределение активности (доли) зон НФС в изучаемых направлениях фильтрации (векторная схема)

Пример анализа на основании построенной схемы зон фильтрации:

- проектные точки 1, 2 находятся в зоне высокой активности зон НФС, доля зафиксированного трассера, осуществляющая фильтрацию по зонам НФС в местах проектных точек – 0,48 % и 0,68 % соответственно;

- точки 3, 4 – в зонах слабой активности и меньшего охвата заводнением.

На основании полученных данных формируются выводы:

- проектные точки бурения № 1, 2 находятся в зонах высокой активности зон НФС, присутствует высокий риск обводнения закачиваемой водой.

Рекомендуется отмена или смещение точек;

- проектные точки № 3, 4 находятся в зонах низкой активности зон НФС. Риск обводнения закачиваемой водой отсутствует/минимален.

С учетом относительно опытного характера работы в настоящий момент отсутствует статистически достоверная база исследований для формирования точной количественной метрики, позволяющей связать долю выхода трассера по каналам НФС с риском обводнения запланированной к бурению скважины, однако эмпирическим способом для песчаников сформировано критическое значение доли переноса трассера по зонам НФС, которое составляет $\geq 0,5$ % от закачанного объема индикатора (+/- 10 % по причине погрешности люминесцентного метода количественного обнаружения трассера в пробе).

Также отмечается, что на значение обозначенного параметра оказывают влияние объемы закачки, расстояние, дебиты скважины, геолого-фильтрационные характеристики участка и т.д., поэтому анализ результатов трассерных исследований для решения представленной задачи требуется выполнять сугубо индивидуально, исходя из индивидуальных особенностей очага заводнения. Кроме того, следует отметить, что наличие относительно высокой обводненности (в разрезе средних по участку) не может служить единственным показателем неэффективности пробуренной скважины, т.к. экономическая рентабельность складывается из нескольких факторов, основным из которых является дебит нефти.

3.4 Промысловая реализация метода трассеров при изучении зон дополнительного бурения

3.4.1 Полевая апробация сформированного подхода на участках, запланированных под дополнительное бурение

На первоначальном этапе, на основании результатов трассерных тестов не принимались решения по отмене или смещению точки бурения. Метод

проходил апробацию в качестве рабочего инструмента при изучении зон дополнительного бурения.

Опытными участками выступили нагнетательные скважины № 1Н Альметьевской площади и № 2Н Северо-Альметьевской площади Ромашкинского месторождения. В обоих исследованиях изучаемым объектом послужили пласты Д0, Д0+Д1.

Участок скважины № 1Н Альметьевской площади. Опытный участок представлен тремя наблюдательными (добывающими) скважинами № 1Д, 2Д, 3Д, проектные скважины № п.т. 1, п.т. 2. Период наблюдения составил 90 суток. Проектные точки бурения располагаются внутри изучаемых зон фильтрации.

Результаты выполненных исследований показали наличие уверенной гидродинамической связи между нагнетательной и добывающими скважинами № 1Д, 2Д. В скважине № 3Д индикатор зарегистрирован не был, что говорит об отсутствии установленной гидродинамической связи. Всего на поверхность было извлечено приблизительно 0,9% от закачанного объема трассера. Из них 0,62 % осуществляло движение по каналам НФС, по значениям которых можно сформировать вывод о наличии или отсутствия риска преждевременного обводнения закачиваемой водой.

Схема распределения выхода трассера по участку наблюдения и схема линий фильтрации промытых зон представлены на Рисунке 19.

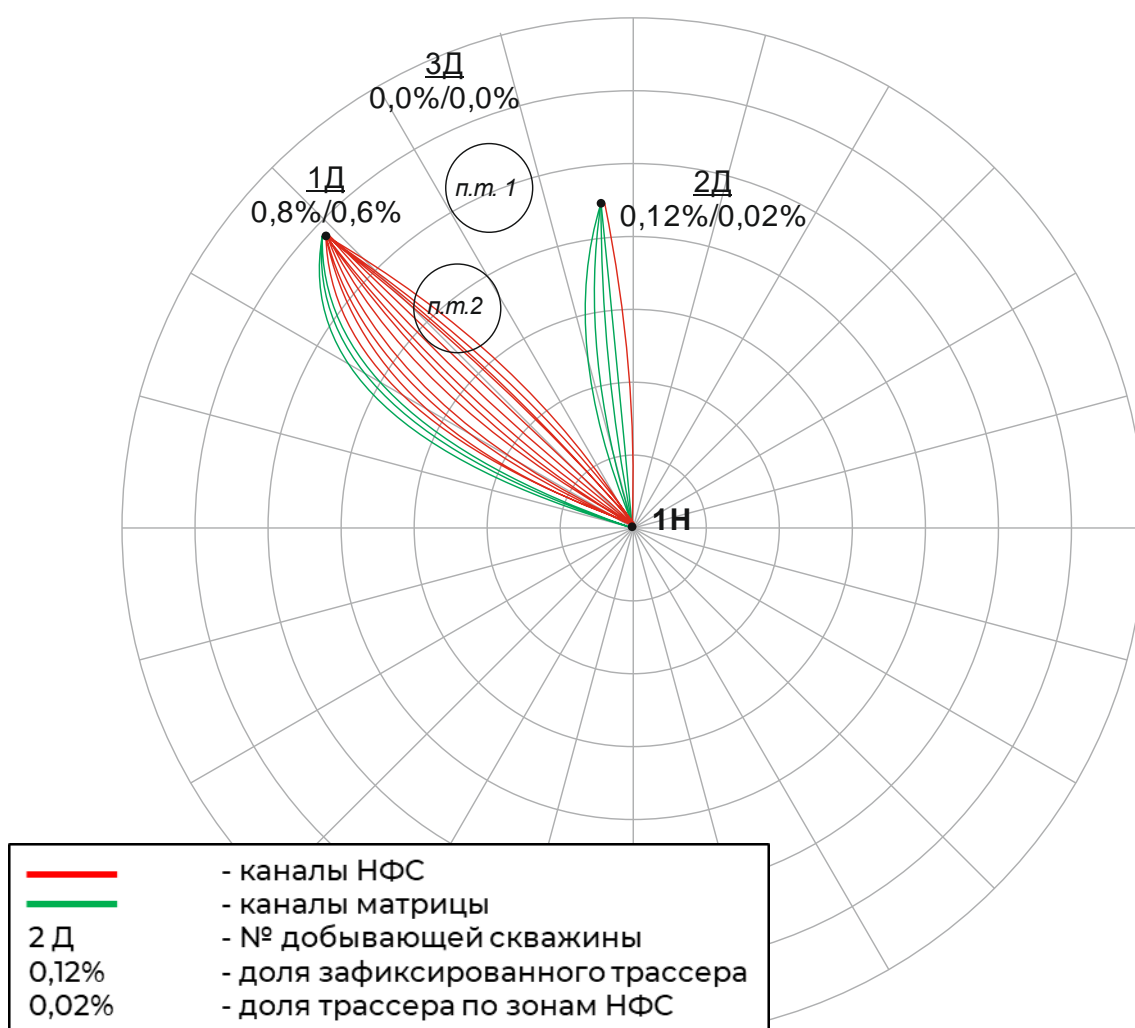


Рисунок 19 – Выявленные зоны НФС на опытном участке дополнительного бурения нагнетательной скважины № 1Н

На опытном участке зафиксирована активность зон низкого фильтрационного сопротивления, особенно в северо-западном направлении скважины № 1Д, пересекающая сектор проектной скважины № п.т. 2. Доля зафиксированного индикатора составила 0,8 %, из них по каналам НФС в указанном направлении - 0,6 % от закачанного объема. В северном направлении было зафиксировано 0,12 % от общего закачанного объема индикатора, при этом по зонам НФС только 0,02 %. В добывающей скважине № 3Д индикатор не был зарегистрирован. Таким образом, проектная скважина № п.т. 1 расположена в зоне отсутствия опережающего обводнения и слабого охвата заводнением. При этом она расположена на достаточном удалении от зафиксированного основного северо-западного направления фильтрации.

Наличие этих факторов говорит об отсутствии риска обводнения проектной скважины № п.т. 1 закачиваемой водой. На основании совокупности указанных факторов сформирован вывод о риске повышенной обводненности для указанной проектной скважины. После бурения скважин и ввода в эксплуатацию выполнен мониторинг показателей обводненности. Результаты данных мониторинга представлены на Рисунке 20 и в Таблице 8.

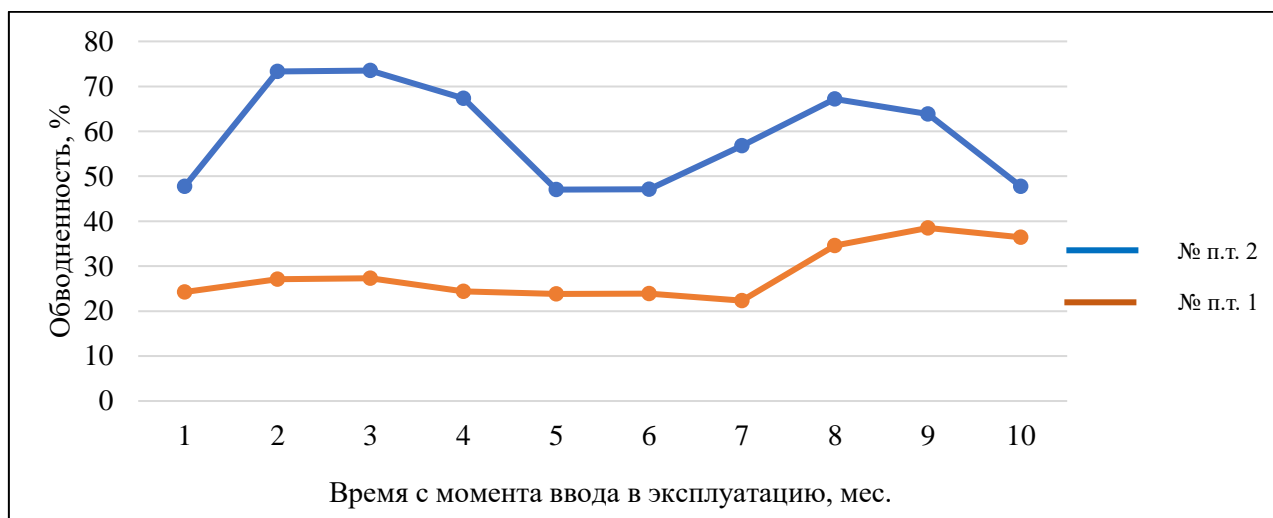


Рисунок 20 - динамика обводненности добывающих скважин (проектных точек), пробуренных на участке исследования

Таблица 8 - сводные данные результатов трассерных исследований и показателей обводненности опытного участка

Номер проектной скважины	Наличие зон опережающего обводнения по результатам трассерных тестов	Среднее значение обводненности (за все время наблюдения), %
п.т. 2	Да. Наличие риска обводнения	59,1
п.т. 1	Нет. Отсутствие риска обводнения	28,2

Совокупные результаты исследований опытного участка показали повышенное фактическое значение обводненности в пробуренной скважине. № п.т. 2, которая находилась в зоне наиболее активной фильтрации на участке. Для пробуренной скважины № п.т. 1, находящейся в зоне как отсутствия опережающего обводнения, так и отсутствия общего фронта заводнения, обводненность добываемой продукции ниже в 2,1 раза.

Участок скважины № 2Н Северо-Альметьевской площади. Опытный участок представлен пятью наблюдательными (добывающими) скважинами № 1Д, 2Д, 3Д, 4Д, 5Д, проектные скважины № п.т. 1, п.т. 2, п.т. 3. Период наблюдения составил 90 суток. Проектные точки бурения располагаются внутри изучаемых зон фильтрации. Схема распределения выхода трассера по участку наблюдения и построенная схема линий фильтрации промытых зон представлены на Рисунке 21.

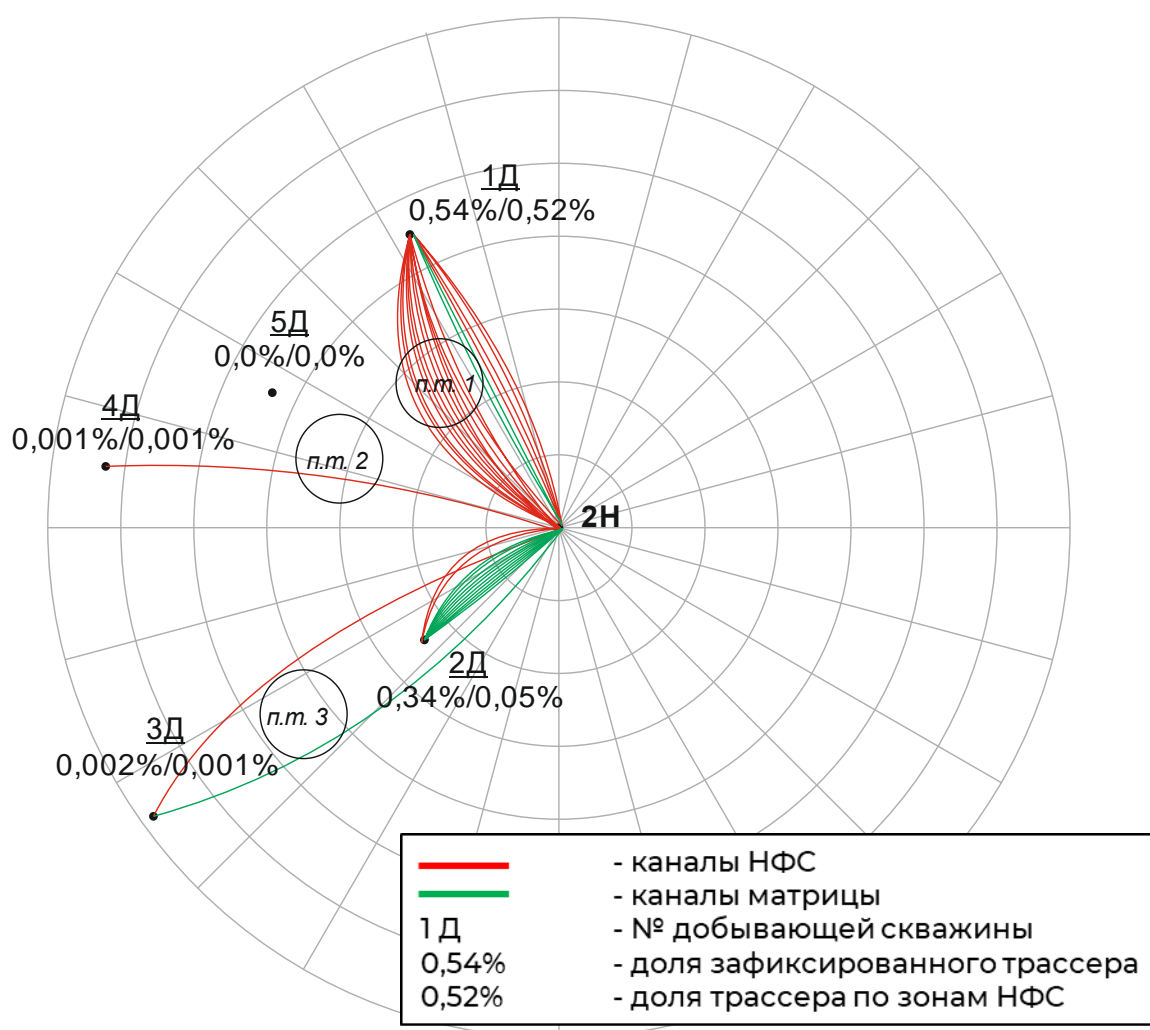


Рисунок 21 - Выявленные зоны НФС на опытном участке дополнительного бурения нагнетательной скважины № 21240

Результаты трассерного теста показали, что активными являются только северо-западное и юго-западное направления. При этом значительное наличие активности зон низкого фильтрационного сопротивления отмечается только в северо-западном направлении добывающей скважины № 1Д. Отмечается

отсутствие зафиксированных зон фильтрации дальше первого ряда добывающих скважин № 1Д, 2Д. Направления добывающих скважин № 5Д, 4Д, 3Л практически не активны, что позволило сделать вывод о низком риске обводнения закачиваемой водой для проектных точек бурения № п.т. 3, п.т. 2. В то же время проектная точка бурения № п.т. 1 находится в выявленной зоне опережающего обводнения, что создает риск повышенной обводненности при выходе скважины на режим.

После бурения скважин и ввода в эксплуатацию выполнен мониторинг их технологических показателей. Параметром отслеживания в разрезе трассерных исследований является обводненность добываемой продукции как фактор, на определение которого направлены трассерные тесты. Результаты показателей обводненности новых скважин показали значительное отличие между скважиной с предположительным риском обводнения и скважинами с минимальным риском. Результаты данных мониторинга представлены на Рисунке 22 и в Таблице 9.

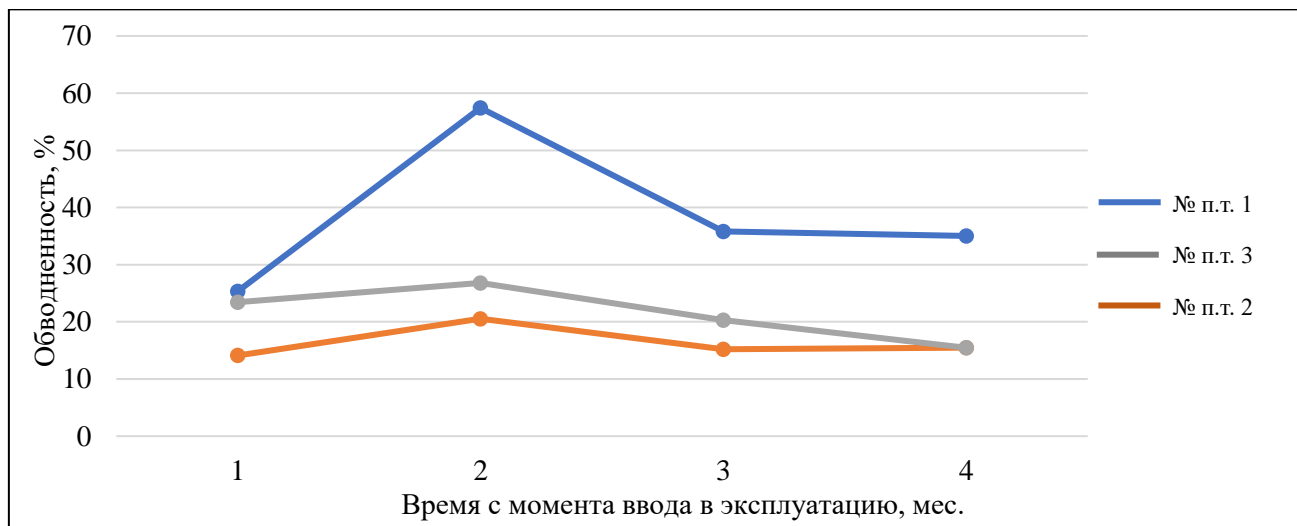


Рисунок 22 - динамика обводненности добывающих скважин (проектных точек), пробуренных на участке исследования

Таблица 9 - Сводные данные результатов трассерных исследований и показателей обводненности опытного участка

Номер проектной скважины	Наличие зон опережающего обводнения по результатам трассерных тестов	Среднее значение обводненности (за все время наблюдения), %
п.т. 3	Нет. Отсутствие риска обводнения	21,5
п.т. 2	Нет. Отсутствие риска обводнения	16,3
п.т. 1	Да. Наличие риска обводнения	38,4

Совокупные результаты исследований опытного участка показали повышенное фактическое значение обводненности в скважине, которая находилась в зоне активности опережающего обводнения, при этом в скважинах, находящихся в зонах отсутствия опережающего обводнения или низкого охвата заводнением, обводненность добываемой продукции ниже в 1,8–2,4 раза.

Совокупные результаты исследований подтвердили возможность оценки риска опережающего обводнения проектных точек бурения по результатам трассерных тестов. Прогнозные результаты подтверждаются технологическими показателями пробуренных скважин. Выполненные работы на опытных участках позволили подтвердить гипотезу использования технологии и апробировать «кейс» по использованию трассерного метода при уплотняющем бурении [146].

3.4.2 Результаты тиражирования метода трассерных тестов при изучении зон дополнительного бурения

Совокупно, на момент оформления результатов, было выполнено исследование девяти участков нагнетательных скважин, изучено более 35 направлений фильтрации и 19 точек размещения проектных скважин. Для 9 проектных скважин (47 %) сформированы рекомендации об отмене точки бурения в связи с риском обводнения закачиваемой водой. Для 3 проектных скважин (1 участок) результаты исследований показали наличие

неопределённости, что не позволило сформировать однозначную рекомендацию. Учитывая наличие аналогичной неопределённости по фронту заводнения по результатам ГГДМ, было принято решение о смене очередности бурения для дополнительного изучения участка. Общим результатом выполненных работ стала отмена семи проектных скважин (37 %), как рискованных, смена очередности бурения для 3 проектных скважин, как участка с высоким значением неопределённости (16 %). Сводные результаты представлены в Таблице 10.

Таблица 10 – Сводные полученные результаты и принятые решения на основании изучения зон дополнительного бурения

Месторождение/ площадь	№ участка нагнетательной скважины	Проектные скважины			Рекомендация	Факт	Комментарий	
		пласт	№ проект. скв.	вывод				
Залежь № 12	**53	СБР-3	***10	активность НФС	отмена бурения	отменена		
			***06	активность НФС	отмена бурения	отменена		
			***05	низкая активность	отсутствие ограничений	пробурена		
			***12	низкая активность	отсутствие ограничений	пробурена		
Альметьевская	***71	Д0+Д1Б1	***77А	низкая активность	отсутствие ограничений	пробурена		
			***02А	низкая активность	отсутствие ограничений	пробурена		
Альметьевская	***76/1	Д0+Д1Б1	**79А	активность НФС	отмена бурения	пробурена	Опытный участок*	
			***79А	низкая активность	отсутствие ограничений	пробурена		
Восточно-Сулеевская	***02	Д1Б1, Д1Б2, Д1Б3	***01В	активность НФС	отмена бурения	отменена		
			***01В	активность НФС	отмена бурения	отменена		
Восточно-Сулеевская	***53	Д1Б2, Д1В	***50А	активность НФС	отмена бурения	отменена		
Восточно-Сулеевская	***43	Д1А, Д1Б1	***45С	активность НФС	отмена бурения	отменена		
			**36Д	активность НФС	отмена бурения	отменена		
Северо-Альметьевская	***40	Д0+Д1Б1	***97	активность НФС	отмена бурения	пробурена	Опытный участок*	
			***99	низкая активность	отсутствие ограничений	пробурена		
			***96	низкая активность	отсутствие ограничений	пробурена		
Елабужское	**21	Д0+Д1Б1	**1Д	Неопределенность по фронту заводнения, отсутствие информативных данных для принятия решения	перенос			
			**0Д		перенос			
			**2Д		перенос			

*Участок исследован на первом этапе для апробации принципа, на основании результатов не принимались решения об отмене/смещении точки бурения.

3.5 Выводы к Главе 3

1. Предложен и апробирован метод трассерных тестов при изучении зон дополнительного бурения в качестве инструмента снижения неопределённости и оценки риска обводнения добываемой продукции закачиваемой водой.

2. Эмпирически установлено, что значение выхода трассера по каналам низкого фильтрационного сопротивления в размере $\geq 0,5 \%$ (+/- 10 %) является показателем риска обводнения добывающих скважин от закачиваемой воды.

3. Предположительно, расположение основного направления флюидопроводимости в зоне проектной скважины даже при отсутствии активных зон НФС является фактором риска обводнения. Это может быть связано с созданием новой точки депрессии в более близком расположении к точке нагнетания, что провоцирует формирование/развитие зон высокой проницаемости, по которым создается опережающее обводнение.

4. Показатели обводненности введенных в эксплуатацию добывающих скважин с отсутствием риска обводнения закачиваемой водой в среднем в два раза ниже, чем для скважин с выявленным значением риска обводнения (по результатам трассерных тестов для индивидуальных участков), что подтверждает работоспособность предложенного подхода.

5. Сформированы критерии и последовательность реализации трассерных исследований, а также методы анализа для изучения зон дополнительного бурения.

6. Отмечается, что вследствие различных геолого-фильтрационных параметров девонских объектов разработки и нижнего карбона, значение выхода индикатора по зонам НФС, который служит обозначением наличия риска обводнения, может отличаться, что требует продолжение работы по данному направлению для формирования статистической базы, применимой к различным геологическим объектам разработки.

ГЛАВА 4. ТРАССЕРНЫЙ МЕТОД ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

4.1 Краткая геологическая характеристика карбонатных месторождений Республики Татарстан

На месторождениях Республики Татарстан присутствуют 166 залежей карбонатных отложений в 19 горизонтах. Из них 149 залежей в карбоне, 17 залежей в девоне [147]. Регионально нефтеносными карбонатными коллекторами являются турнейские, верейские, башкирские залежи в отложениях карбона, залегающие на глубине 632–1450 м.

Залежи верхне-турнейского подъяруса нижнего карбона, серпуховские и верей-башкирские отложения среднего карбона имеют основное промышленное значение, как объекты, с наибольшим объемом запасов.

Карбонатные коллекторы отличаются от терригенного: минералогическим составом, петрофизическими и литологическими характеристиками, а также условиями образования залежей и залегания [147, 149-152]. К основным отличиям можно отнести наличие густой сети трещин [151-153], наличие которых в т.ч. подтверждено результатами трассерных исследований, а также гидродинамическими, геолого-промысловыми, аэрогеологическими и аэрокосмологическими методами [154-157].

Объектом исследования диссертационной работы выступили турнейские отложения, которые характеризуются пористостью в диапазоне 10,8-15 %, проницаемостью $6 \cdot 10^{-3}$ до $90 \cdot 10^{-3}$ мкм² (в среднем $42 \cdot 10^{-3}$ мкм²).

В целом, карбонатные коллектора характеризуются изменчивыми значениями пористости, проницаемости, нефтенасыщенности, а также степенью подвижности [158]. Значительная часть геологических запасов нефти (до 20 %) содержится в закрытых порах, кавернах и является неизвлекаемой с использованием традиционных методов разработки [158].

4.2 Сводные выходные результаты трассерных исследований в карбонатных коллекторах на объектах ПАО «Татнефть»

В период 2021-2025 гг. совокупно были выполнены исследования на 24 участках нагнетательных скважин среднего карбона Ашальчинского, Ерсубайкинского, Ямашинского, Бурейкинского, Елабужского, Шегурчинского, Бавлинского и Ново-Елховского месторождений (башкирский, кизеловский, верейский, упинский объекты разработки). Отличительной особенностью выполненных тестов является крайне низкая доля извлеченного трассера, которая находится в диапазоне от 0,002% до 0,09% при периоде наблюдения максимум 270 суток. Такое низкое значение выхода трассера не является обоснованным аргументом для реализации корректирующих мероприятий, что делает полученные результаты неиспользуемыми для решения оптимизации режима заводнения. В этом случае информация может быть применима только с точки зрения наличия/отсутствия связи между скважинами. Возможной причиной подобного низкого значения выхода трассера может быть значительная деструкция/сорбция индикатора в межскважинном пространстве, однако отсутствуют материалы, полноценно подтверждающие эту гипотезу. Кроме того, ряд выполненных автором фильтрационных экспериментов на керновых моделях карбонатных коллекторов не показал значимого наличия сорбции, объем вышедшего маркера после фильтрации соответствовал закачанному объему в пределах погрешности методики измерений. Вероятной причиной низкой доли выхода маркера, помимо действительной крайне низкой гидродинамической связи, может являться разбавление объема трассера в стороннем объеме пластовой воды (в объёмном гидродинамическом резервуаре), что делает зафиксированную связь не прямой.

Общие данные по верхнеуровневому результату трассерных тестов (доля выхода индикатора) по изученным объектам представлены в Таблице 11.

Таблица 11 – Сводные данные по зафиксированной доли выхода трассера при исследовании карбонатных коллекторов

Месторождение	Ярус/ Горизонт	Нагнетательная скважина	Добывающая скважина	Доля выхода трассера	Период наблюдения, сут	Общая доля выхода трассера с участка
Ашальчинское	Кизеловский	**26	**30	0,003	217	0,043
			**02	0,002		
			**31А	0,03		
			**27А	0,008		
Ашальчинское	Кизеловский	**40	**39	0,011	217	0,025
			**45	0,012		
			**43	0,002		
Ашальчинское	Кизеловский	**45А		0	217	0
Ерсубайкинское	Кизеловский	**74	**71	0,0014	200	0,002
			**75	0,0006		
Ерсубайкинское	Кизеловский	**80	**71	0,05	200	0,05
			***81Г	0		
Ерсубайкинское	Кизеловский	***82	**77	0,004	200	0,009
			***23Г	0,005		
Ерсубайкинское	Кизеловский	**66	-	0	200	0
Ерсубайкинское	Кизеловский	**27	**98	0,005	271	0,124
			**91	0,012		
			**54	0,008		
			**99/2	0,021		
			**88/2	0,009		
			**86/2	0,001		
			**93/2	0,012		
			**97/2	0,023		
			**49	0,019		
			**89/2	0,014		

продолжение таблицы 12

Месторождение	Ярус/ Горизонт	Нагнетательная скважина	Добывающая скважина	Доля выхода трассера	Период наблюдения, сут.	Общая доля выхода трассера с участка
Ямашинское	Башкирский	**01	**95	0	150	0,0023
			**96	0,002		
			**61	0		
			**98	0,0003		
			**50	0		
			**91	0		
			**86	0		
Ямашинское	Башкирский	**89	**95	0	150	0,03
			**96	0,016		
			**61	0,001		
			**98	0,001		
			**50	0		
			**91	0,012		
			**86	0		
Ямашинское	Башкирский	**51/1	***39	0,004	150	0,004
			**89	0		
Бурейкинское	Башкирский	**39	**14	0,0001	173	0,0004
			**17	0,0002		
			**43	0,0001		
Бурейкинское	Башкирский	**40	**13	0,001	173	0,008
			**42	0,007		
Бурейкинское	Башкирский	**44	**12	0,006	173	0,008
			**13	0,002		

продолжение таблицы 12

Месторождение	Ярус/ Горизонт	Нагнетательная скважина	Добывающая скважина	Доля выхода трассера	Период наблюдения, сут.	Общая доля выхода трассера с участка
Елабужское	Башкирский/ верейский	**07	**21/1	0,003	170	0,008
			**74	0		
			**05	0,004		
			**04	0		
			**1Е	0,001		
Шегурчинское	Упинский	***29	***30	0,005	271	0,035
			***26	0,015		
			***12/2	0,003		
			***25	0,009		
			***23	0,003		
Бавлинское	Кизеловский	**39	**60Г	0	271	0,007
			**43	0,001		
			**42	0,001		
			**72	0		
			**71	0,004		
			**50/2	0,001		
			**98/1	0		
Бавлинское	Кизеловский	**0Д	**72	0,001	271	0,016
			**71	0,001		
			**50/2	0,001		
			**61	0,001		
			**51	0,002		
			**45	0,006		
			**38/2	0,001		
			**44/2	0,003		

продолжение таблицы 12

Месторождение	Ярус/ Горизонт	Нагнетательная скважина	Добывающая скважина	Доля выхода трассера	Период наблюдения, сут.	Общая доля выхода трассера с участка
Бавлинское	Кизеловский	**69	**27	0,001	271	0,03
			**24	0,004		
			**23	0,006		
			**53	0,005		
			**70	0,005		
			**65	0,001		
			**66	0,005		
Бавлинское	Кизеловский	**75	**40	0,0008	271	0,006
			**87Г	0,001		
			**74	0		
			**62Г	0,002		
			**17Г	0,0008		
			**85Г	0,001		
Ново-Елховское	Кизеловский	**61	**62/2	0,014	271	0,094
			**60/2	0,021		
			**59/2	0,024		
			**74	0,026		
			**66/2	0,009		
Ново-Елховское	Кизеловский	**64	**16	0,011	271	0,053
			**63	0,0008		
			**10Г	0,04		
			**70/1	0,001		

продолжение таблицы 12

Месторождение	Ярус/ Горизонт	Нагнетательная скважина	Добывающая скважина	Доля выхода трассера	Период наблюдения, сут.	Общая доля выхода трассера с участка
Ново-Елховское	Кизеловский	**93	**94/1	0,001	271	0,0084
			**89/1	0,002		
			**19/2	0,001		
			**58	0,001		
			**75	0,002		
			**85	0,0008		
			**85Г	0,001		
Ново-Елховское	Кизеловский	**07/2	**04	0,002	271	0,023
			**45/1	0,003		
			**44/2	0,014		
			**97	0,0008		
			**86/2	0,002		
			**37/2	0,001		
			**36/2	0		
			**11	0,0008		

4.3 Типовые результаты трассерных исследований в карбонатных коллекторах

Выполненные автором трассерные исследования в период 2021-2025 гг. показали схожесть результатов в разрезе выходных данных и формирования дальнейших мероприятий. Абсолютное большинство исследуемых участков обладает: неравномерным фронтом заводнения, неохваченными зонами фильтрации, высокой неоднородностью по проницаемости, развитой системой трещиноватости, а также крайне низким значением выхода трассера (низкая эффективность нагнетательных скважин). Кроме того, полученные результаты подтверждают наличие гидродинамической связи между скважинами, что не позволяет сказать о неэффективности нагнетательных скважин. Однако в то же время по результатам работ индивидуальных участков нельзя сформировать мероприятия по повышению эффективности разработки.

Для примера представлен типовой результат трассерных исследований среднего карбона участка нагнетательной скважины № **27, эксплуатирующей кизеловский горизонт с периодом мониторинга 270 суток (9 месяцев).

Результаты выполненных исследований показали наличие фиксации трассера в пробах с добывающих скважин, что говорит о наличии гидродинамической связи на объекте. Всего за период наблюдения было зафиксировано 0,125 % от закачанного объема индикатора, что является крайне малым значением и в первую очередь говорит о наличии геологической связи, но не о значительной их активности. Значение зафиксированного трассера и его распределение по фонду наблюдения представлено в Таблице 12.

Таблица 12 - Распределение трассера по участку скважины № **27

№ добывающей скважины	Масса извлеченного трассера, г	Распределение от извлеченного объема, %	Распределение от закачанного объема, %
**98	0,50	4,0	0,005
**91	1,18	9,5	0,012
**54	0,85	6,8	0,008
**99/2	2,14	17,2	0,021
**88/2	0,93	7,5	0,009
**86/2	0,10	0,8	0,001

продолжение Таблицы 12

№ добывающей скважины	Масса извлеченного трассера, г	Распределение от извлеченного объема, %	Распределение от закачанного объема, %
**93/2	1,23	9,9	0,012
**97/2	2,28	18,3	0,023
**49	1,86	15,0	0,019
**89/2	1,37	11,0	0,014
ИТОГО	12,45	100	0,125

Во всех скважинах индикатор был зарегистрирован, что говорит о наличии установленной гидродинамической связи в выбранном периоде наблюдения. Наибольшее количество трассера было извлечено из скважины № **97/2, в которой было зафиксировано 18,3 % от общего извлеченного количества маркера. Этот фактор говорит о наличии основного (юго-западного) направления флюидопроводимости и, как следствие, неравномерного фронта заводнения. Схема распределения трассера по опытному участку представлена на Рисунке 23.

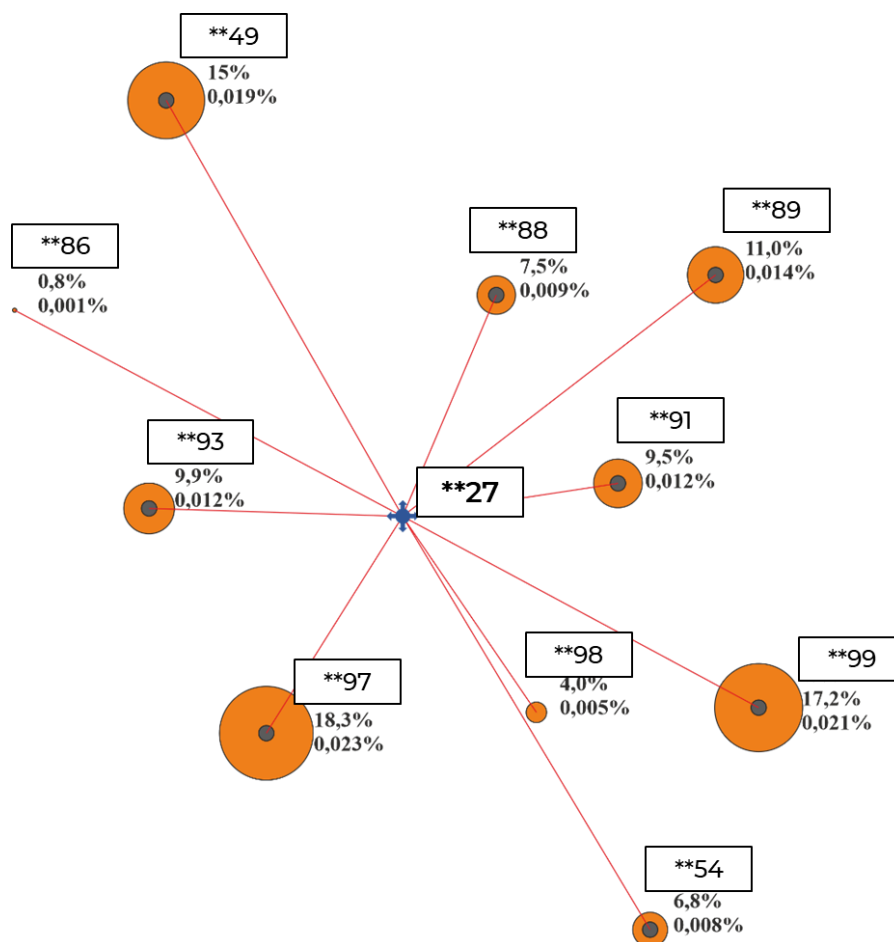


Рисунок 23 - Схема распределения трассера по опытному участку скважины № **27

Зависимость выхода индикатора от дебита скважин по воде представлена на Рисунке 24.

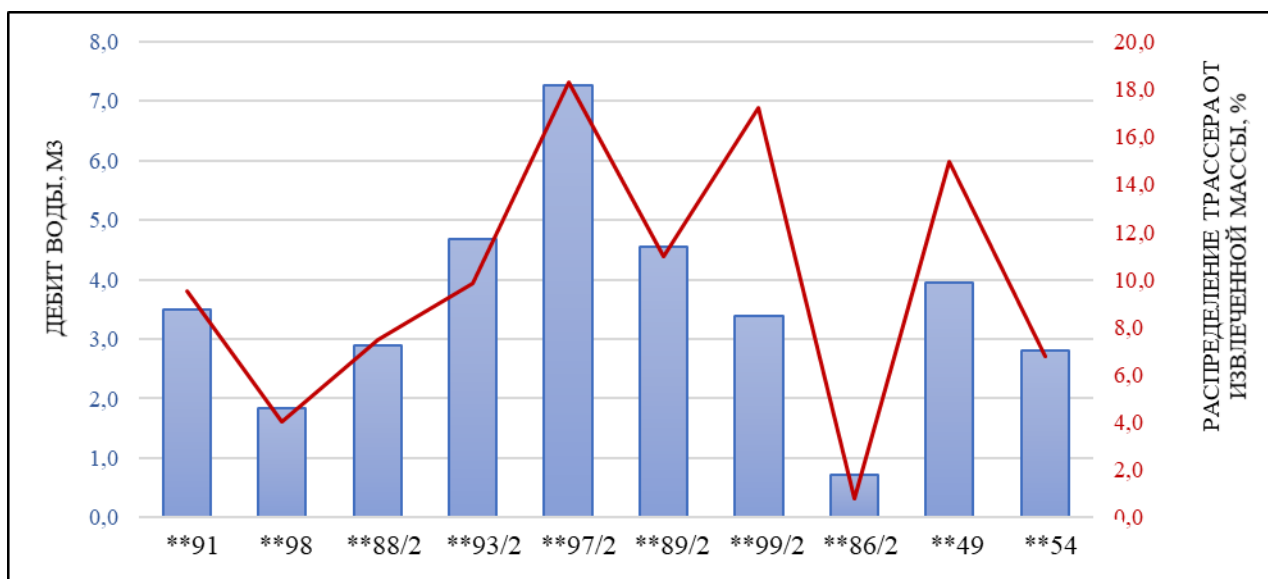


Рисунок 24 - Зависимость доли выхода индикатора от дебита скважин по воде

Отмечается наличие корреляции между параметрами выхода трассера и дебитом большинства добывающих скважин. В скважинах № **99/2, **49 средний дебит воды за время исследования составил 3,4 м³/сут и 4,0 м³/сут, но при этом по массе вышедшего трассера скважины является наиболее показательными. Этот фактор говорит возможности влияния работы добывающего фонда на перераспределение фильтрационных потоков от нагнетательной скважины.

Зафиксированные скорости фильтрации превышают возможные скорости для пласта-коллектора (4 м/сут, рассчитанные по Формуле (1)), что говорит о наличии на участке зон низкого фильтрационного сопротивления. Диаграмма зарегистрированных скоростей представлена на Рисунке 25.

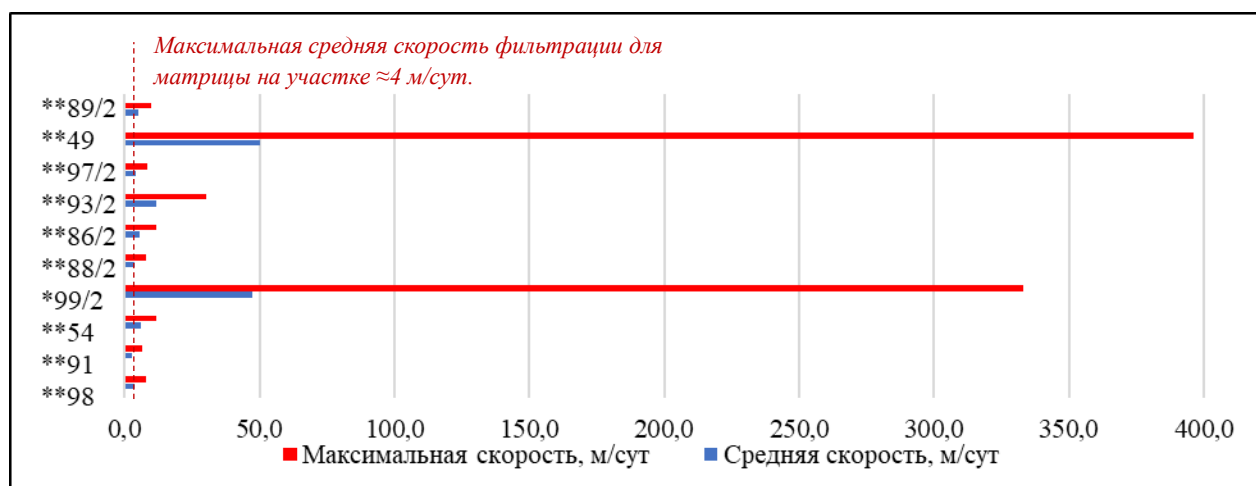


Рисунок 25 - Зарегистрированные максимальные и средние скорости фильтрации

Основное время выхода трассера для большинства добывающих скважин участка пришлось на 50-90 сутки наблюдения. В целом (в среднем) к первичному реагированию наблюдательных скважин опытного участка можно отнести период в 30-90 сутки после начала закачки, что следует учитывать при вводимых мероприятиях (Рисунок 26).

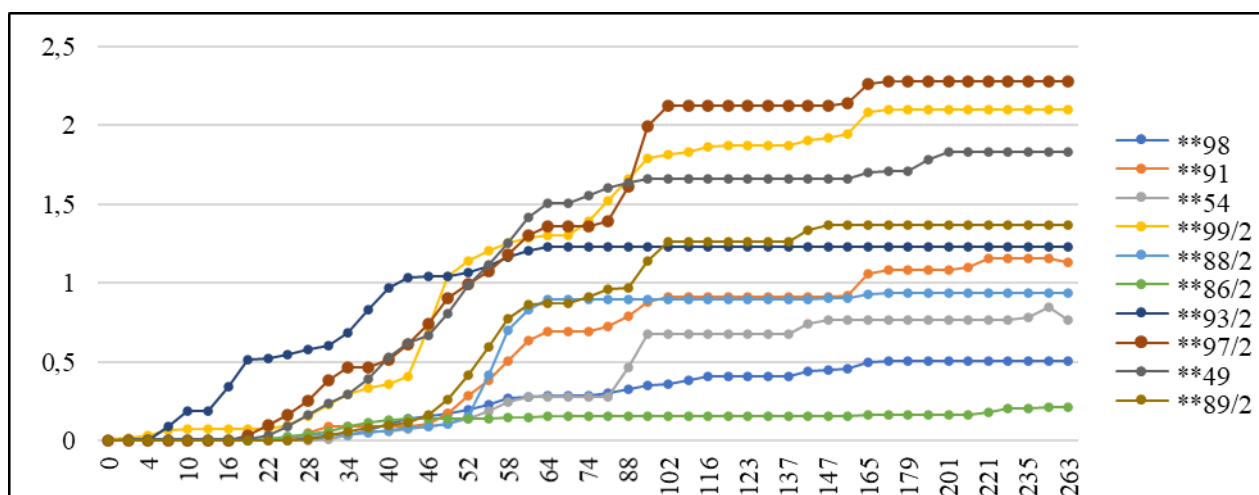


Рисунок 26 - Выявленные периоды накопления трассера по скважинам

Отмечается наличие достаточно равномерного фронта заводнения. Зоны добывающих скважин № **98/2, **86/2 являются зонами с наименьшим охватом заводнения относительно других скважин участка. Общая схема

распространения фронта с обозначением наиболее/наименее вовлеченных в разработку зон представлена на Рисунке 27.

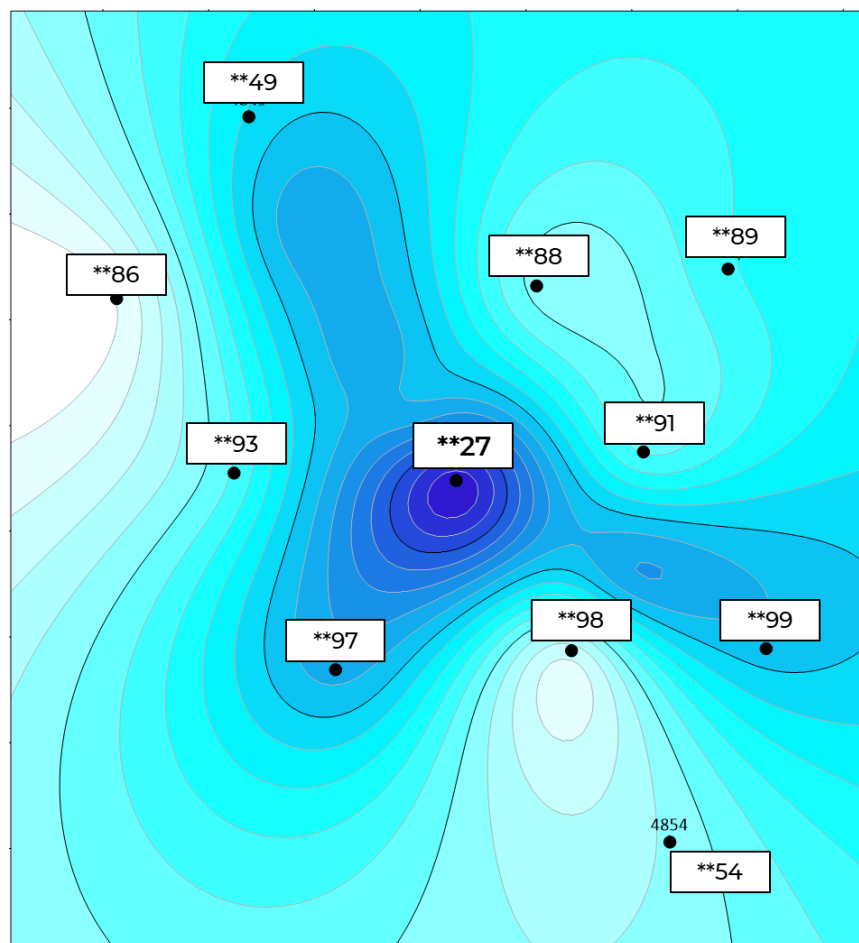


Рисунок 27 - Схема распространения фронта трассера за период исследований

Распределение выявленных фильтрационных систем по обозначенным параметрам представлено на Рисунках 28, 29.

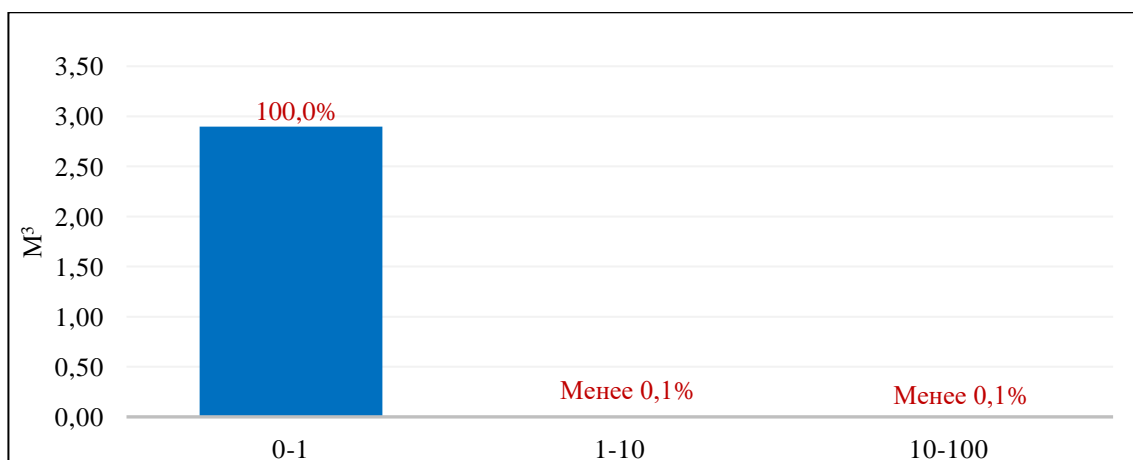


Рисунок 28 - Распределение выявленных объемов фильтрационных систем по проницаемости

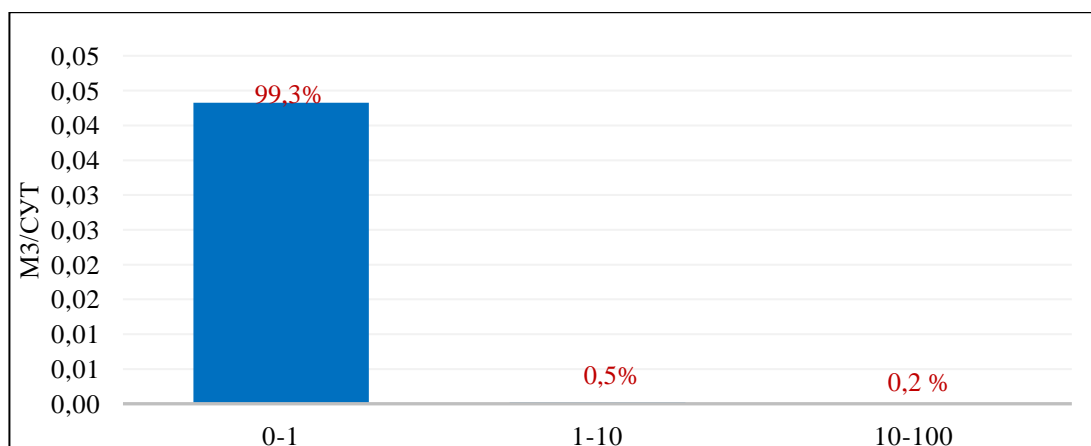


Рисунок 29 - Распределение выявленной производительности фильтрационных систем по проницаемости

Отмечается наличие пропорциональной зависимости между объемами выявленных каналов и производительностью. Каналы в диапазоне проницаемости 0-1 мкм² занимают почти 100 % в общем выявленном объеме систем и осуществляют массоперенос 99,3 % жидкости, что не является признаком развития зон низкого фильтрационного сопротивления.

Выявленные значения непроизводительной фильтрации представлены в Таблице 13.

Таблица 13 - Выявленные значения непроизводительной фильтрации опытного участка

Наименование параметра	Ед. изм.	Значение
Объем каналов НФС	м ³	2,41
Производительность каналов НФС	м ³ /сут	0,04
Объем фильтруемой жидкости по промытым зонам за 1 год	м ³	14,72
Тенденция на развитие каналов НФС	-	слабая

Выявленные значения непроизводительной фильтрации не требует реализации корректирующих мероприятий по снижению их проводимости ввиду малого значения.

Наибольший объем зон фильтрации отмечается для направления скважины № **91, при этом направления скважин № **89/2, **49, **93/2, **86/2, **99/2 отмечается работой только зон низкого фильтрационного сопротивления. Диаграмма зафиксированных объемов фильтрации в разрезе зон опережающего обводнения и матрицы пласта представлена на Рисунке 30.

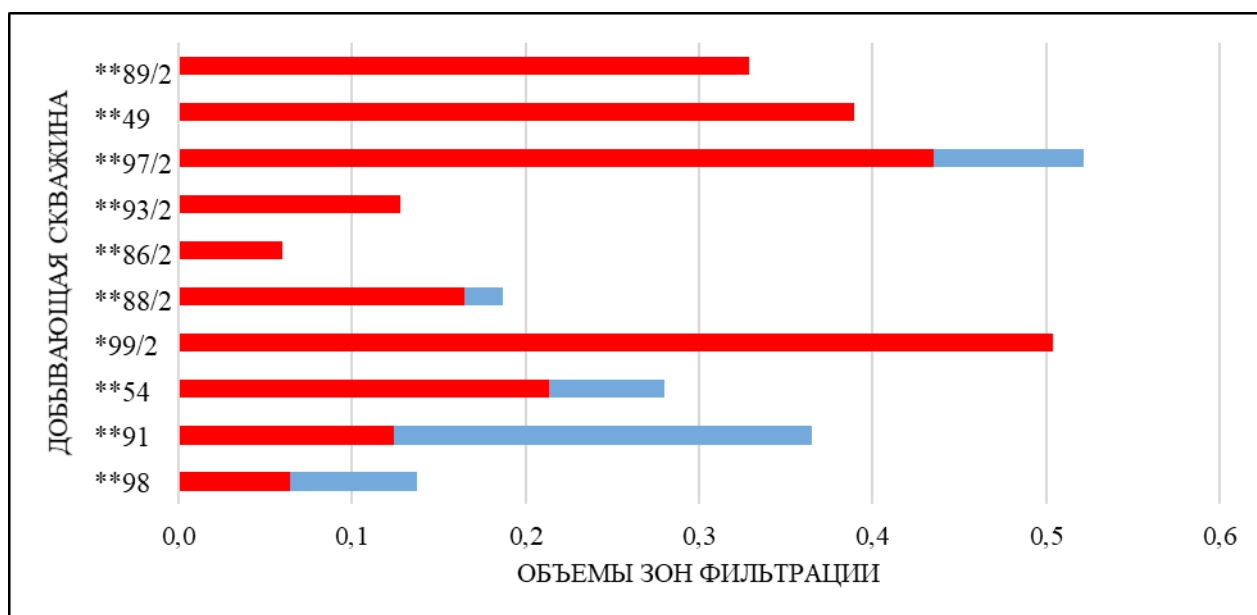


Рисунок 30 - Диаграмма выявленных зон низкого фильтрационного сопротивления и основной матрицы пласта по направлению наблюдательных скважин

Используя геолого-промысловые данные опытного участка и информацию по выходу индикатора, были рассчитаны фильтрационно-емкостные свойства зон фильтрации по направлению к каждой наблюдаемой скважине. Результаты интерпретации представлены в Таблице 14.

Таблица 14 - Выявленные фильтрационно-емкостные параметры опытного участка

№ скважины (направление)	Количество каналов	Производительность, м³/сут	Объем, м³	Проницаемость, мкм²			Скорость, м/сут	
				мин.	макс.	Ср взвеш.	мин.	макс.
**98	6	0,002	0,14	0,02	0,2	0,06	1,26	7,8
**91	7	0,004	0,37	0,01	0,1	0,04	0,68	6,4
**54	6	0,003	0,28	0,04	0,5	0,17	1,69	11,7
**99/2	9	0,007	0,50	0,07	11,8	0,17	2,11	333,0
**88/2	5	0,003	0,19	0,01	0,2	0,08	1,21	8,0
**86/2	4	0,001	0,06	0,06	0,5	0,18	1,60	11,7
**93/2	5	0,004	0,13	0,09	0,7	0,16	3,82	30,0
**97/2	5	0,008	0,52	0,02	0,2	0,07	1,34	8,5
**49	9	0,006	0,39	0,09	18,2	0,30	2,05	396,0
**89/2	5	0,005	0,33	0,11	0,5	0,24	2,26	10,0
ИТОГО	-	0,044	2,90	-	-	-	-	-

Наибольшим максимальным значением проницаемости обладает северо-западное направление скважины № **49 (18,2 мкм²), наименьшим – северо-восточное направление скважин № **88/2, **91 (0,01 мкм²).

Динамика выхода индикатора для каждой добывающей скважины представлена на Рисунке 31.

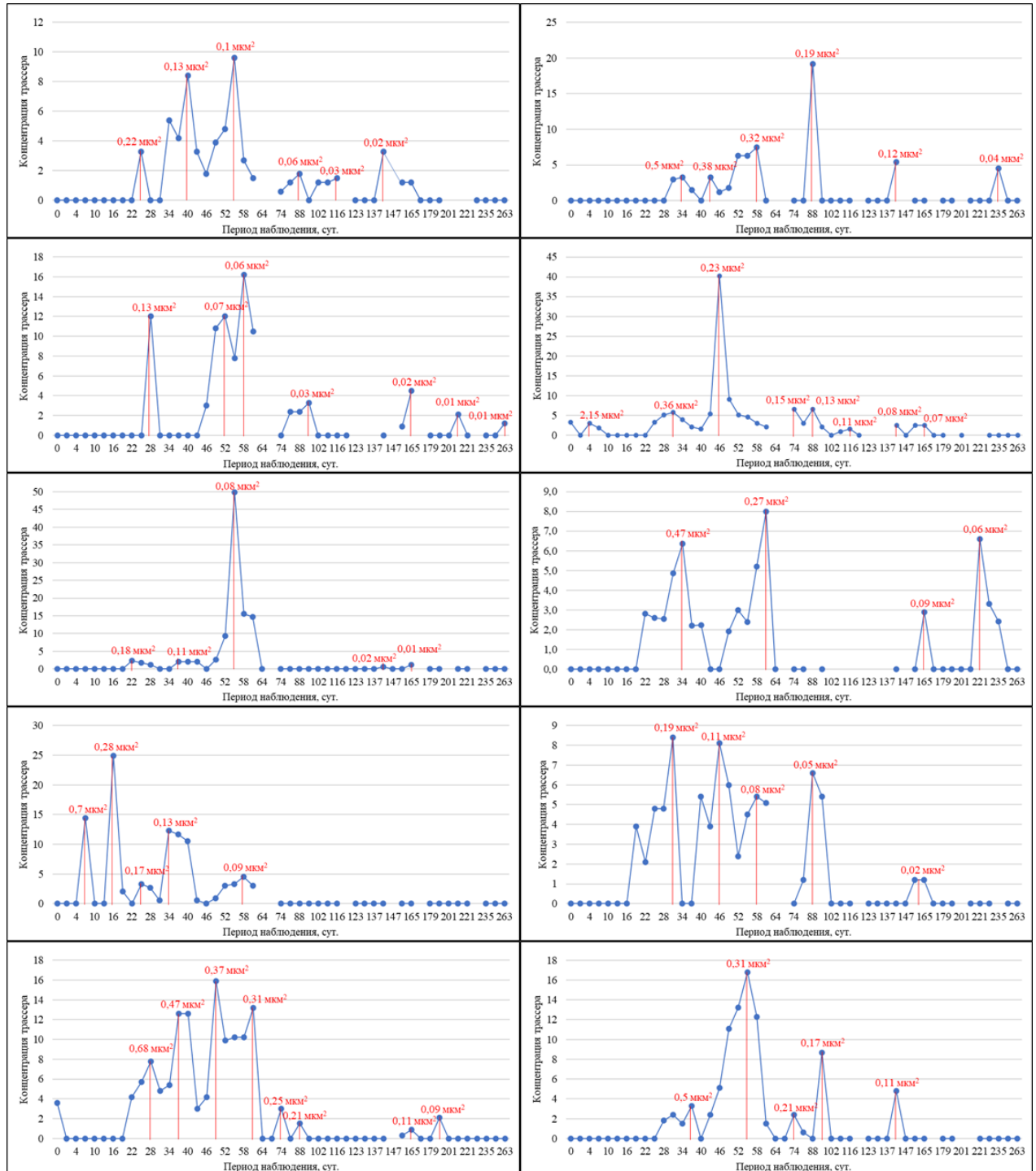


Рисунок 31 - Динамика выхода трассера из добывающих скважин опытного участка нагнетательной скважины № **27

Рассчитанные значения объема, проницаемости и производительности каждого выявленного канала фильтрации, а также отнесение его к зонам низкого фильтрационного сопротивления представлены в Таблице 15.

Таблица 15 - Сводные данные выявленных фильтрационных каналов

№ добывающей скважины	№ канала	Производительность канала, м ³ /сут	Объём канала фильтрации, м ³	Коэффициент проницаемости, мкм ²	Тип канала
**98	1	Менее 0,001	0,002	0,22	НФС
	2	Менее 0,001	0,019	0,13	НФС
	3	Менее 0,001	0,025	0,10	НФС
	4	Менее 0,001	0,019	0,06	НФС
	5	Менее 0,001	0,025	0,03	Поровый
	6	Менее 0,001	0,048	0,02	Поровый
**91	1	Менее 0,001	0,009	0,13	НФС
	2	0,001	0,052	0,07	НФС
	3	0,001	0,063	0,06	НФС
	4	0,001	0,070	0,03	Поровый
	5	0,001	0,090	0,02	Поровый
	6	Менее 0,001	0,053	0,01	Поровый
	7	Менее 0,001	0,028	0,01	Поровый
**54	1	Менее 0,001	0,007	0,50	НФС
	2	Менее 0,001	0,005	0,38	НФС
	3	0,001	0,034	0,32	НФС
	4	0,001	0,124	0,19	НФС
	5	Менее 0,001	0,043	0,12	НФС
	6	Менее 0,001	0,066	0,04	Поровый
**99/2	1	Менее 0,001	Менее 0,001	11,85	НФС
	2	Менее 0,001	0,001	2,15	НФС
	3	0,001	0,032	0,36	НФС
**99/2	4	0,003	0,172	0,23	НФС
	5	0,001	0,060	0,15	НФС
	6	0,001	0,094	0,13	НФС
	7	Менее 0,001	0,021	0,11	НФС
	8	Менее 0,001	0,027	0,08	НФС
	9	0,001	0,099	0,07	НФС
**88/2	1	Менее 0,001	0,004	0,18	НФС
	2	Менее 0,001	0,007	0,11	НФС
	3	0,003	0,154	0,08	НФС
	4	Менее 0,001	0,004	0,02	Поровый
	5	Менее 0,001	0,018	0,01	Поровый
**86/2	1	Менее 0,001	0,015	0,47	НФС
	2	Менее 0,001	0,003	0,27	НФС
	3	Менее 0,001	0,006	0,09	НФС
	4	Менее 0,001	0,036	0,06	НФС

Продолжение Таблицы 16

№ добывающей скважины	№ канала	Производительность канала, м³/сут	Объем канала фильтрации, м³	Коэффициент проницаемости, мкм²	Тип канала
**93/2	1	0,001	0,005	0,70	НФС
	2	0,001	0,020	0,28	НФС
	3	Менее 0,001	0,008	0,17	НФС
	4	0,002	0,059	0,13	НФС
	5	0,001	0,036	0,09	НФС
**97/2	1	0,002	0,040	0,19	НФС
	2	0,002	0,085	0,11	НФС
	3	0,001	0,073	0,08	НФС
	4	0,003	0,236	0,05	НФС
	5	0,001	0,087	0,02	Поровый
**49	1	Менее 0,001	Менее 0,001	18,15	НФС
	2	0,001	0,021	0,68	НФС
	3	0,001	0,052	0,47	НФС
	4	0,001	0,062	0,37	НФС
	5	0,002	0,106	0,31	НФС
	6	Менее 0,001	0,026	0,25	НФС
	7	Менее 0,001	0,017	0,21	НФС
	8	Менее 0,001	0,027	0,11	НФС
	9	Менее 0,001	0,079	0,09	НФС
**89/2	1	Менее 0,001	0,012	0,50	НФС
	2	0,003	0,140	0,31	НФС
	3	Менее 0,001	0,027	0,21	НФС
	4	0,001	0,098	0,17	НФС
	5	Менее 0,001	0,052	0,11	НФС

Общие результаты трассерных исследований опытного участка нагнетательной скважины № **27:

- на опытном участке зафиксирована устойчивая гидродинамическая связь между нагнетательной и добывающими скважинами;

- значение зафиксированного объема трассера составило чуть более 0,1 % от закачанного количества, что является малым показателем. Однако доля зарегистрированного трассера не является показательной в рамках исследований и не может служить критерием оценки системы заводнения;

- динамика выхода трассера во всех наблюдательных скважинах отображает устойчивую прямую гидродинамическую связь на объекте. Жидкость осуществляет фильтрацию по каналам различного объема, которые на объекте представлены трещинами. Преимущественно трещины образуют систему

(галерею), по которой осуществляется основной массоперенос жидкости, что можно сравнить с единым фронтом фильтрации;

- предположительно на участке существует сторонний источник обводнения добываемой продукции. Предположение сформировано на основании продолжительного выноса трассера (несколько десятков суток) при незначительной массе. Подобная динамика отмечается в случае разбавления небольшой части фронта индикатора в большом стороннем резервуаре;

- выявленная по результатам трассерных исследований проницаемость соответствует значению кизеловских объектов разработки, что подтверждает фильтрацию трассера по целевому объекту;

- отмечается схожая динамика выхода трассера для большинства наблюдаемых скважин, что говорит о схожей геолого-фильтрационной картине на участке исследования – трещины, образующую систему;

- системы трещин имеют естественную природу и не сформированы ввиду работы нагнетательной фонда. Значительной тенденции развития трещин вследствие работы нагнетательной скважины не выявлено за исключением направления скважины № **97, в котором отмечается нехарактерные объемы зон низкого фильтрационного сопротивления;

- отмечается корреляция между распределением трассера и дебитом добывающих скважин по воде, что говорит о влиянии работы добывающего фонда на перераспределение фильтрационных потоков от нагнетательных скважин. Управление системой заводнения возможно за счет изменения режимов добывающих скважин. Несоответствие присутствует для скважин № **99, **49, что может объясняться направлением трещиноватости на участке;

- для большинства скважин отсутствует равномерное поступление жидкости, что характерно для трещиноватых объектов и говорит о наличии зональной неоднородности. Это также может быть причиной неравномерного фронта заводнения;

- отмечается низкий охват заводнением юго-восточного направления, при этом в наиболее удаленной скважине № **54 было извлечено большее

количество трассера, что может говорить о фильтрации жидкости в обход зоны д.с. № **98. Также зоной слабого охвата является северо-восточное направление скважины № **88;

- также менее охваченной заводнением зоной является западное направление скважины № **93. для повышения охвата рекомендуется рассмотреть циклическую работу добывающих скважин № **97, **49;

- основные направления фильтрации – северо-западное, юго-западное, восточное;

- с целью доизвлечения нефти из системы трещин рекомендуется рассмотреть возможность циклической работы нагнетательной скважины с периодом работы больше, чем период простоя.

Полученную качественную и количественную информацию по факту исследований участков (как представленного, так и остальных выполненных работ) можно свести к следующим основным выводам, которые будут актуальны для каждого выполненного исследования на объектах карбонатных коллекторов:

- результаты трассерных исследований показывают наличие геологической и гидродинамической связи между нагнетательной и добывающими скважинами;

- закачиваемая вода не создает поршневого или близкого к нему вытеснения, при этом отсутствуют и значительные языкообразные прорывы, которые могли бы повлиять на обводненность скважин;

- доля выхода индикатора является слишком низкой для формирования прямых выводов об эффективности системы ППД. Анализ трассерных исследований в карбонатных коллекторах должен выполняться по другому подходу, отличному от аналогичных исследований терригенных объектов;

- на карбонатных объектах, ввиду низкой эффективности системы ППД, нецелесообразно ориентироваться на абсолютные значения выхода трассера ввиду низкой информативности этого параметра;

- выполнение трассерных исследований единичных участков нагнетательных скважин карбонатных коллекторов не позволяют сформировать предположения о проблематике ввиду отсутствия единого «среднего» критерия

эффективности разработки. Низкая эффективность системы ППД в карбонатных коллекторах обусловлена геологическими и физико-химическими характеристиками нефти и пород, которые только подтверждаются трассерными тестами;

- отдельная нагнетательная скважина оказывает влияние на добывающие, однако эффективность системы ППД формируется за счет воздействия несколькими нагнетательными скважинами. Остановка отдельной нагнетательной скважины может не повлиять или незначительно повлиять на энергетику пласта, однако всеерная остановка скважин из-за низкого эффекта отдельных элементов разрушит систему, что не позволяет сформировать однозначную рекомендацию об остановке нагнетательной скважины ввиду низкой доли зафиксированного трассера.

Отмечается, что полученные результаты фактически не имеют возможности дальнейшего использования, а обозначенные выводы будут справедливы для абсолютного большинства участков нагнетательных скважины, эксплуатирующих карбонатные объекты и без проведения трассерных исследований.

4.4 Проблематика метода и использования результатов трассерных тестов при изучении карбонатных коллекторов

Выполненные трассерные исследования участков карбонатных коллекторов показывают крайне низкое значение гидродинамической связи, доля выхода индикатора не превышает приблизительно 0,1 % от закачанного объема трассера. Подобное значение индикатора не позволяет с высокой степенью достоверности формировать предположения об эффективности (или неэффективности) системы заводнения. Зафиксированная часть жидкости является слишком малой чтобы она могла является аргументированным фактором для отражения поведения основного фронта закачки (жидкости).

Полученные результаты отображают крайне низкую гидродинамическую связь на участках исследований. Зафиксированные значения объема и

производительности зон фильтрации не вносят значимого вклада в массоперенос жидкости и обводнения продукции добывающих скважин. Основным выводом исследований, в границах абсолютных значений выхода трассера, является фактическая неэффективность нагнетательной скважины и практическое отсутствие прямой гидродинамической связи. Выполненная количественная интерпретация является неиспользуемой, т.к. она не позволяет сформировать рекомендации/гипотезы для повышения эффективности разработки участка.

Далее рассмотрены выходные результаты исследований и причины их невостребованности в качестве информации для оценки эффективности системы заводнения и разработки корректирующих мероприятий.

Выход и распределение трассера по наблюдательному (добывающему) фонду. Выходной параметр позволяет определить реагирующие добывающие скважины, а также сформировать коэффициент влияния (обеспечения). Кроме того, для большинства исследованных участков отмечается наличие неравномерного фронта заводнения в т.ч. с присутствием неохваченных зон. Наличие обозначенного фактора формирует рекомендацию по реализации блокирующих методов УНП, которые позволяют за счет снижения вязкости агента закачки обеспечить его равномерное движение, что приводит в т.ч. к увеличению охвата и включения в разработку ранее не задействованных зон. Указанный вывод для участков карбонатных коллекторов, в большинстве случаев, не позволяет выполнить корректирующие мероприятия в связи с наличием ограничивающих факторов технологий УНП. Большинство нагнетательных скважин ПАО «Татнефть», эксплуатирующих объекты среднего карбона, имеют значение приемистости менее $50 \text{ м}^3/\text{сут}$, что не соответствует критерию использования технологий УНП.

Опережающее обводнение (непроизводительная фильтрация). Аналогично предыдущему пункту, фиксация опережающего обводнения требует реализации технологий блокирования, которые в большинстве случаев не могут быть использованы в карбонатных коллекторах в связи с установленными технологическими ограничениями. Кроме того, результаты выполненных

исследований показывают крайне низкое значение опережающего обводнения (менее 0,01 %), которое не может являться критическим и устранение которого не повлияет на гидродинамическую картину (в т.ч. не окажет фиксируемого эффекта).

Развитие зон низкого фильтрационного сопротивления. Фактор развития зон опережающего обводнения/НФС является отрицательным при разработке нефтяных месторождений, т.к. снижает эффективность системы ППД и отображает негативное влияние системы ППД на зоны массопереноса. При фиксации значительного объема трассера наличие подобного фактора будет однозначно требовать ввода изменений в режиме работы скважин с целью снижения скорости развития зон НФС, однако в условиях крайне низкого выхода индикатора и, соответственно, крайне низкого значения гидродинамической связи, фактор наличия или отсутствия тренда на развитие зон фильтрации не предполагает значимого влияния их вклада в массоперенос жидкости, что не требует корректирующих мероприятий.

Максимальные и средние скорости фильтрации. Обозначенный параметр целесообразно рассматривать только в совокупности с долей трассера, пришедшей с зафиксированной скоростью. При значительной доле извлеченного индикатора, зафиксированные скорости можно отнести к времени реагирования добывающего фонда на закачку жидкости, однако в рамках выполненных исследований карбонатных объектах этот параметр показывает только наличие отдельных, высокопроницаемых, но малопродуктивных каналов (трещин), подтверждающих неоднородность геологического объекта по проницаемости и скорости фильтрации. Рассчитываемый параметр является следствием выполняемой интерпретации и не является основным инструментом, на основании которого можно сформировать рекомендации по оптимизации режима заводнения при низких значениях выноса трассера.

ФЕС межскважинного пространства. Рассчитываемые значения объема, производительности и проницаемости межскважинного пространства являются важным выходным параметром трассерных исследований, которые позволяют

количественно обозначить задействованные зоны массопереноса. На терригенных объектах эта информация используется в т.ч. для построения дизайна реализации технологий УНП [159]. Однако в карбонатных коллекторах, учитывая слабую гидродинамическую связь и низкую эффективность системы ППД, выявленное значение объема и производительности является крайне малым, что не позволяет использовать эти данные для формирования дизайна корректирующих мероприятий. Фактически полученные данные по искомым параметрам подтверждают наличие анизотропии по проницаемости карбонатных коллекторов, что является достаточно известным фактором [102, 103, 109-112, 152] и в большинстве случаев не требуется проведения специальных исследований.

Распределение трассера относительно накопленного отбора жидкости.

Соответствие доли от общего накопленного объема жидкости для каждой добывающей скважины зафиксированной доле распределения трассера свидетельствует о влиянии добывающего фонда на формирование и перераспределения фильтрационного потока от нагнетательной скважины. Т.е. изменение режима работы добывающего фонда будет оказывать влияние на основные и второстепенные направления фильтрационных потоков. Это позволит регулированием работы добывающих скважин снизить активность основного направления фильтрации или повысить охват наименее охваченного заводнением сектора. При отсутствии обозначенной корреляции можно сформировать вывод об отсутствии значительного влияния добывающего фонда на перераспределение фильтрационного потока. В этом случае воздействие на очаг будет более эффективным через нагнетательную скважину. На настоящий момент сформированная рекомендация, ввиду низкой доли выхода трассера, не является достаточно обоснованной для внедрения корректирующих мероприятий, однако обозначенный концепт может быть использован в качестве косвенного подтверждения необходимости изменения режима работы добывающего фонда скважин с целью выравнивания фронта заводнения.

Периоды накопления трассера. Временные интервалы поступления основной части закачиваемой жидкости являются достаточно информативным параметром, который позволяет оценить время реакции добывающих скважин на закачку жидкости или, к примеру, сформировать время циклической работы скважин на основании прихода значимой части закачиваемой воды. Однако низкая доля вышедшего трассера не позволяет сказать, что была идентифицирована значительная часть закачиваемой воды, что не является достаточным обоснованием для принятия технологических решений.

Динамика (графики) выхода индикатора. Характер/динамика выхода трассера относительно времени характеризует путь фильтрации, по которому осуществляется движение индикатора. Маркер остается чувствительным к любому изменению на пути его движения, что будет отображаться на динамике его выхода, что позволяет обозначить неоднородность зон фильтрации, наличие нескольких пропластков, зоны различной проницаемости и т.д. Указанный вид информации является нижеуровневым и может быть использован для детализации отнесения зон фильтрации к матрице или трещинам, что может быть использовано для оценки эффективности очага заводнения.

Совокупно, результаты выполненных исследований на единичных участках (скважинах) фактически не имеют продолжение в разрезе корректной оценки эффективности системы ППД и разработке корректирующих мероприятий, что кратно снижает ценность работ. На настоящий момент однозначной целесообразностью обладают исследования единичных участков, на которых отсутствуют признаки влияния. В этом случае отсутствие фиксации трассера будет служить верификацией гипотезы об отсутствии влияния нагнетательной скважины, весь закачиваемый объем воды будет отнесен к непроизводительной закачке после чего формируется рекомендация к остановке скважины, как неэффективной.

4.5 Повышение информативности результатов трассерных исследований за счет комплексного подхода и использовании нижеуровневых данных

4.5.1 Совокупный анализ выходных результатов многоиндикаторных исследований кизеловского горизонта

Результаты выполненных трассерных тестов участков нагнетательных скважин показали различные доли выхода трассера на разных участках с отличающимися особенностями зафиксированных зон фильтрации. Сводные данные по доли выхода трассера и преимущественной работе системы трещин/матрицы представлены в Таблице 16.

Таблица 16 - Сводные данные результатов трассерных тестов

Участок (номер)	Месторождение	Доля трассера (% от закачанного)	Зоны дренирования	
			трещины	матрица
1Н	А	0,007	+	
2Н	А	0,1		+
3Н	А	0,06		+
4Н	А	0,022	+	
6Н	Б	0,006	+	
6Н	Б	0,015	+	
7Н	Б	0,026	+	
8Н	Б	0,004	+	
9Н	В	0,13		+

На основании доли выхода индикатора были сформированы 2 группы скважин. Первая группа (участки № 3Н, 2Н, 9Н) с относительно высокой долей выноса индикатора, вторая группа (участки № 7Н, 6Н, 5Н, 8Н, 4Н) – с низким значением выхода трассера. Кроме того, для сформированных двух групп характерна отличные друг от друга динамика выхода трассера, при этом внутри группы динамика схожая. Примеры выхода индикатора относительно времени для каждой из двух сформированных групп представлена на Рисунках 32, 33.

Figure 1 displays 12 line graphs arranged in a 4x3 grid, showing the concentration of transverse (Концентрация трансверса) over time (Период наблюдения, сут.). Each graph displays two data series: a blue line with circular markers and a red line. The y-axis scale varies by graph, and the x-axis scale also varies. Peaks are labeled with values in mg/L.

The graphs show varying patterns of concentration over time, with some showing significant peaks and others showing lower, more stable concentrations. The x-axis represents the observation period in days, and the y-axis represents the concentration of transverse in mg/L.

Рисунок 33 - Динамика выхода трассера относительно времени для участков второй группы

Отмечается, что для участков первой группы характерны относительно большие зоны фильтрации и высокая интенсивность выхода трассера, что может говорить о вовлечении в разработку блоков матрицы. Для участков второй группы отмечаются единичные выходы индикатора, что говорит о работе отдельных гидродинамических трещин без создания системы и, соответственно, низком (или отсутствующем) вовлечении блоков матрицы в разработку.

Следующим этапом была построена зависимость доли выхода трассера от давления закачки нагнетательной скважины. Полученные результаты представлены на Рисунке 34.

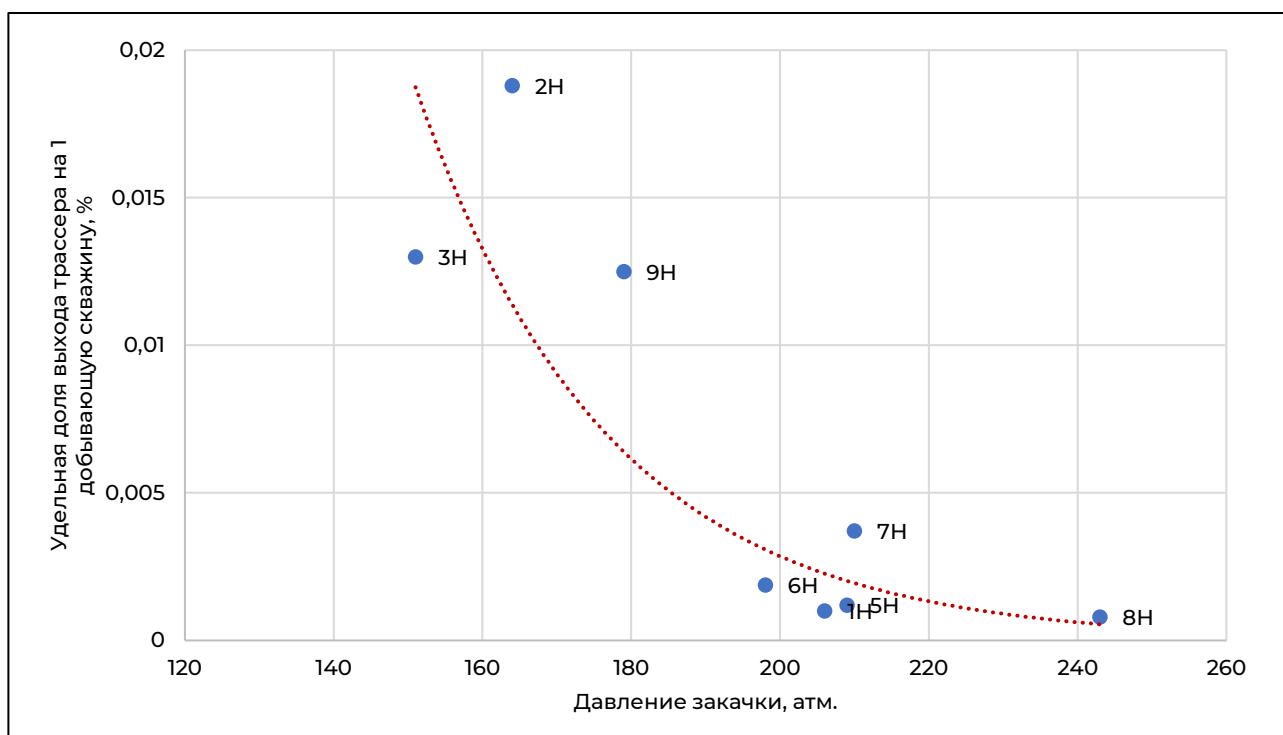


Рисунок 34 - Зависимость доли выхода трассера от давления закачки

Нагнетательная скважина № 4Н ведет закачку одновременно в два пласта, в связи с чем отсутствует корректная информация по значению забойного давления для кизеловского объекта разработки. В связи с этим участок указанной скважине не был принят для дальнейшего анализа. Для участков скважин № 2Н, 3Н, 9Н характерна относительно высокая доля выхода трассера и более низкое значение давления закачки. Для скважин № 6Н, 7Н, 5Н, 8Н, 1Н характерна низкая доля выноса индикатора при более высоких значениях давления закачки. Эта

зависимость подтверждает отдельные подходы к разработке карбонатных коллекторов о том, что давление закачки, исключаящее авто-ГРП пласта, обеспечивает наибольшее влияние нагнетательной скважины, а также, что оптимальное давление закачки обеспечивает ввод в разработку блоков матрицы. На основании полученных данных и имеющихся подходов к разработке сформирован следующий вывод: превышение оптимального давления закачки на нагнетательных скважинах провоцирует работу единичных трещин с уходом закачиваемой жидкости под залежь, при этом оптимальное давление закачки обеспечивает лучшую гидродинамическую связь и вовлечение блоков матрицы в разработку.

4.5.2 Оценка возможных причин низкой эффективности нагнетательных скважин

В случае, когда давление на забое нагнетательной скважины превышает давление раскрытия трещин, происходит авто-ГРП и раскрываются естественные трещины породы, по которым происходят кинжальные прорывы воды, либо вода уходит в подошвенную часть пласта (в зависимости от геологического строения и пространственного расположения трещин).

Сформированная гипотеза о неоптимальном/оптимальном давлении закачки на участках нагнетательных скважинах предполагает поиск оптимального давления. Кроме того, работа единичных трещин без вовлечения матрицы в разработку может свидетельствовать о повышенном давлении, провоцирующим раскрытие вертикальных трещин. Для подтверждения сформированных выводов были выполнен расчёт давления раскрытия трещин для выбранных участков. Расчет выполнялся по формуле Итона (2)

$$P_{\text{раскр}} = \frac{\nu}{1-\nu} (P_{\text{гор}} - \alpha P_{\text{пл}}) + \alpha P_{\text{пл}} \quad (2)$$

где ν – коэффициент Пуассона, доли ед.,

α – коэффициент пороупругости, доли. ед.,

$R_{пл}$ – пластовое давление, МПа,

$R_{гор}$ – горное давление, МПа.

Полученные результаты расчета давления раскрытия трещин с расчётными показателями текущего забойного давления представлены в Таблице 17.

Таблица 17 - Текущие забойные давления и давления смыкания трещин

Параметр	Ед. изм.	2Н	3Н	9Н	7Н	6Н	5Н	8Н	1Н
Давление смыкания*	МПа	20,56	18,76	17,32	20,38	22,04	19,34	21,47	17,75
Давление на забое (расчет)	МПа	18,14	16,76	17,47	22,55	23,33	21,28	23,87	18,94

Результаты расчета показали, что нагнетательные скважины № 2Н, 3Н (месторождение А) работают на режиме, исключающим давление раскрытия трещин и, как следствие, создание авто-ГРП пласта. Нагнетательная скважина № 9Н месторождения В работает на граничном режиме давления незначительно превышающим значение авто-ГРП. Нагнетательные скважины № 1Н (месторождение А), 7Н, 6Н, 5Н, 8Н (месторождение Б) работают на не оптимальном (превышающем) давлении, провоцирующим раскрытие трещин.

Таким образом, результаты выполненной оценки давления раскрытия трещин полностью коррелируют с результатами трассерных исследований. Полученные выводы позволяют сформировать рекомендации по оптимальному давлению закачки, исключающим авто-ГРП пласта.

4.5.3 Комплексирование результатов трассерных исследований и оценки эффективности системы ППД

Результаты выполненных трассерных тестов в совокупности с общей проблематикой разработки карбонатных коллекторов, позволили сформулировать следующие выводы:

- выполнение трассерных исследований единичных участков нагнетательных скважин карбонатных коллекторов не позволяют сформировать предположения о проблематике ввиду отсутствия единого «среднего» критерия

эффективности разработки. Низкая эффективность системы ППД в карбонатных коллекторах обусловлена геологическими и физико-химическими характеристиками нефти и пород, которые только подтверждаются трассерными тестами:

- система поддержания пластового давления оказывает положительное влияние, однако оно формируется за счет множественного воздействия сеткой нагнетательных скважин. Остановка отдельной нагнетательной скважины может не повлиять или незначительно повлиять на энергетику пласта, однако всеерная остановка скважин из-за низкого эффекта отдельных элементов разрушит систему,

- формирование оптимального режима разработки участков карбонатных коллекторов должно осуществляться комплексно, относительно всей залежи или укрупненных секторов, воздействие на одну нагнетательную скважину может быть неэффективным.

Таким образом, для формирования обоснованных корректирующих мероприятий требуется обозначение эффективных и неэффективных участков. В рамках настоящей работы оценка была выполнена на основании основополагающего фактора системы поддержания пластового давления – поддержание пластового давления от начального уровня и значение компенсации закачки. С этой целью были рассчитаны значения текущего пластового давления опытных участков и принят коэффициент, равный значению отношения текущего пластового давления в начальному. Также в расчет принято значение компенсации на опытных участках. Отмечается, что добывающие (наблюдательные) скважины участка № 3Н месторождения А, эксплуатируют более одного пласта, что делает имеющиеся по ним значения пластового давления не корректными. В связи с этим фактором указанный участок не был принят к анализу и исключен из свода. Сводные результаты представлены в Таблице 18 и на Рисунке 35.

Таблица 18 - Показатели пластового давления и компенсации на участках

Площадь/ месторождение	Участок нагнетательной скважины	Рпл тек. / Рпл нач.	Компенсация
Б	5Н	0,41	8,57
Б	6Н	0,37	5,54
Б	7Н	0,51	1,58
Б	8Н	0,32	4,38
А	1Н	0,70	0,90
А	2Н	1,03	0,97
А	9Н	0,67	0,71

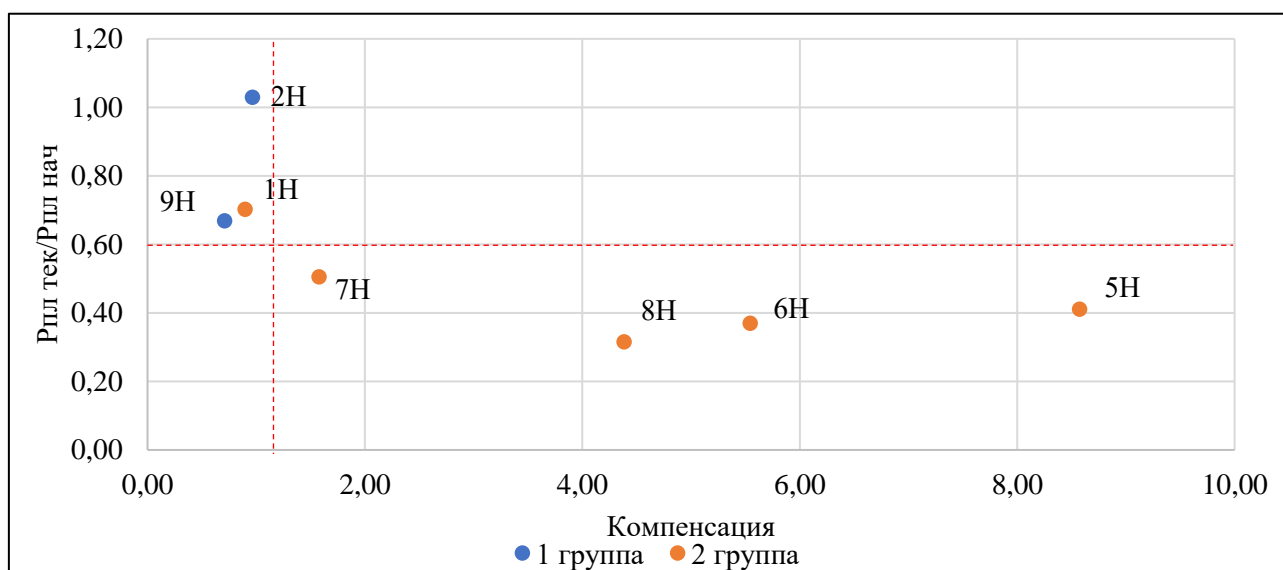


Рисунок 35 - Значения компенсации и давления опытных участков

По результатам построенного распределения можно выделить:

- условно «хорошие» участки, на которых отношение текущего пластового давления к начальному составляет более 60% и на которых компенсация близка к 1;

- условно «плохие», на которых аналогичное отношение составляет менее 50 %, а значение компенсации превышает 1 (диапазон 1,6-8,57).

Отмечается, что «лидерами» полученного распределения являются участки нагнетательных скважин № 2Н, 1Н (месторождение А), 9Н (месторождение В). Участок скважины № 7Н (месторождение Б) находится на условной границе «эффективного воздействия» со значением компенсации 1,58 и отношением текущего к начальному давлению 0,51. Участки скважин № 8Н, 6Н, 5Н

месторождения Б относятся к неэффективным со средним значением отношения текущего давления к начальному 0,37 и компенсацией 6,2.

Группу «лидеров» составляют участки, на которых выход трассера был максимальным, исключение составляет только участок скважины № 1Н, на котором фиксация индикатора была одной из минимальных из всех исследований. Этот фактор не соответствует сформированному выводу о неоптимальном давлении закачки, которое провоцирует уход закачиваемой жидкости, невовлечение матрицы в разработку, а также низкую эффективность системы поддержания пластового давления.

Система поддержания пластового давления, особенно на карбонатных коллекторах, формируется за счет множественного воздействия сеткой нагнетательных скважин. Поэтому опытные участки были рассмотрены в разрезе количества нагнетательных скважин, присутствующих в непосредственной близости от исследуемых нагнетательных скважин. Данные по количеству нагнетательных скважин на опытных участках представлены в Таблице 19.

Таблица 19 - Количество нагнетательных скважин в границах опытного участка

Площадь/ месторождение	Участок нагнетательной скважины	Место в рейтинге «эффективности»	Количество нагнетательных скважин на участке
А	2Н	1	4 (6)*
В	9Н	2	5
А	1Н	3	6 (7)*
Б	7Н	4	3 (4)*
А	3Н	5	4 (7)*
Б	8Н	6	1 (2)*
Б	6Н	7	1 (2)*
Б	5Н	8	2
*Ограниченное присутствие нагнетательной скважины на участке.			

Таким образом, отмечается наличие зависимости между плотностью нагнетательных скважин на участке и эффективностью системы поддержания пластового давления. На участках с высоким значением компенсации и низким давлением присутствует ограниченное количество скважин, которые не могут

обеспечить поддержание энергетического состояния. Вероятно, ввиду низкого значения пластового давления, в эти скважины увеличивают объемы ежесуточной закачки, однако это не обеспечивает значительного воздействия и только провоцирует непроизводительную закачку. Кроме того, на участках единичных нагнетательных скважин выход трассера также не подтверждает эффективность воздействия на пласт, что является верификацией сформированных ранее выводов.

Таким образом, случай участка нагнетательной скважины, в которой выход трассера был минимален, но при этом участок является одним из лидеров по условной эффективности, объясняется наличием других нагнетательных скважин на участке, закачка трассера в которые могла бы показать более высокое значение гидродинамической связи и вовлечение блоков матрицы в разработку.

Участок нагнетательной скважины № 7Н месторождения Б является «условно пограничным». На нем присутствуют другие нагнетательные скважины, однако пластовое давление находится на среднем уровне, а трассерные исследования показали низкую гидродинамическую связь без вовлечения матрицы в разработку. Учитывая тот факт, что указанная скважина работает на режиме, провоцирующим авто-ГРП, целесообразно выполнить оценку смежных нагнетательных скважин на предмет оптимального давления закачки. В случае превышения давления закачки над допустимым целесообразным будет снижение забойного давления по всем нагнетательным скважинам опытного участка.

Отдельно отмечается участок нагнетательной скважины № 3Н месторождения А, который попал в 1 группу «эффективных» скважин по результатам трассерных исследований. Также на этом участке отмечается относительно высокая плотность нагнетательных скважин, однако в «рейтинге эффективности» он занимает только 5 место, что не соответствует сформированной ранее гипотезе. Для детализации этого случая были рассмотрены геолого-промысловые данные участков, а именно вскрытую толщину пласта и объемы закачки. Результаты представлены в Таблице 20.

Таблица 20 – данные по объемам закачки и вскрытой толщине пласта

Месторождение	№ скважины (участка)	Суммарный объем закачки на участке (м ³ /сут)	Средняя вскрытая толщина, м	Объем закачки 1 м ³ на 1 сред. вскрытый м	№ в рейтинге
А	2Н	411	9,8	41,9	1
В	9Н	-	-	-	2
А	1Н	575	7,9	72,8	3
Б	7Н	321	4,8	66,7	4
А	3Н	346	18,0	19,2	5
Б	8Н	180	4,0	45,0	6
Б	6Н	199	5	19,9	7
Б	5Н	199	5	19,9	8

- входит в лидеры по результатам трассерных исследований

Полученные результаты показывают, что на участке скважины № 3Н выполняется закачка 19,2 м³/сут на 1 вскрытый метр толщины пласта, в то время как остальные очаги заводнения выполняют в среднем закачку 56 м³/сут. Таким образом, помимо плотности нагнетательных скважин, формируется вывод о необходимости повышения объемов закачки воды, для доведения этого параметра до уровня более «эффективных» участков.

4.5.4 Формирование рекомендации по опытным участкам

Результаты трассерных тестов и анализ текущих энергетических показателей опытных участков показали наличие различий между ними, которые позволяет ранжировать объекты от «лучшего» к «худшему», а также позволяют предположить причину низкой эффективности.

На основании анализируемых параметров был сформирован сводный лист оценки эффективности опытных участков, представленный в Таблице 21.

Таблица 21 - Сводные данные опытных участков по выявленным характеристикам эффективности

Месторождение	№ скважины (участка)	Хорошая г/д связь	Вовлечение матрицы породы	Забойное давление без авто-ГРП	Высокий уровень поддержания пластового давления	Правильное значение компенсации	Подходящая плотность нагнетательных скважин
А	1Н	-	-	-	+	+	+
А	2Н	+	+	+	+	+	+
А	3Н	+	+	+	-	-	+
А	4Н	-	-	н/д	н/д	н/д	н/д
Б	5Н	-	-	-	-	-	-
Б	6Н	-	-	-	-	-	-
Б	7Н	-	-	-	+/-	+/-	+
Б	8Н	-	-	-	-	-	-
В	9Н	+	+	+	+	+	+

Примечание:

+	Показатель, относящий участок к «эффективным»
-	Показатель, относящий участок к «неэффективным»
+/-	Пограничное значение между «эффективным» и «неэффективным»
н/д	Отсутствуют данные для анализа

На основании полученных результатов анализа были сформированы следующие выводы:

- наибольшее значение гидродинамической связи и вовлечение матрицы породы в разработку обеспечивается на режиме, исключающим создание авто-ГРП;
- опытные участки, работающие на давлении, превышающим давление раскрытия трещин, характеризуются более слабой г/д связью и работой отдельных высокопроницаемых трещин (в т.ч. обеспечивающих уход закачиваемой воды под залежь);
- превышение давления раскрытия трещин провоцирует развитие трещин с уходом закачиваемой воды под залежь;
- относительно высокий уровень поддержания пластового давления обеспечивается на участках с высокой плотностью нагнетательных скважин;
- увеличение объемов закачки на участках с низкой плотностью нагнетательных скважин не позволяет обеспечить рост пластового давления и провоцирует авто-ГРП с развитием непроизводительной закачки/фильтрации;
- совокупные результаты анализа выявляли преимущественную зависимость «высокая ПСС – высокий уровень поддержания пластового давления – близкая к 100 % компенсация – высокая гидродинамическая связь – вовлечение в разработку крупных блоков матрицы»;
- отдельные нагнетательные скважина одного очага заводнения могут одновременно осуществлять как производительную, так и непроизводительную закачку со слабым влиянием. Совокупный эффект очага заводнения формируется за счет соблюдения указанных критериев на всех нагнетательных скважинах.

С учетом полученных результатов и выводов был сформирован перечень корректирующих мероприятий.

Рекомендации по режиму работы нагнетательных скважин: на участках нагнетательных скважин № 2Н (месторождение А) рекомендовать циклический режим работы нагнетательных скважин с целью выравнивания градиента

давления в микротрещинах, развития системы естественных микротрещин и увеличения доли вовлеченности матрицы в разработку.

Рекомендации по корректирующим мероприятиям на нагнетательных скважинах:

- на участке нагнетательной скважины № 3Н месторождения А рассмотреть соседние нагнетательные скважины очага заводнения на предмет превышения оптимального давления закачки и наличия непроизводительной фильтрации;

- выполнить оценку давления раскрытия трещин на соседних нагнетательных скважинах участка № 7Н. При выявлении превышения забойного давления над допустимым рассмотреть снижение давлений закачки;

- на участке нагнетательной скважины № 9Н (месторождение В) рекомендуется снижение давления закачки до значения 16,5 МПа с последующим циклическим режимом работы,

- на участках нагнетательных скважин № 7Н, 5Н, 8Н, 6Н (месторождение Б), 1Н (месторождение А) рекомендуется снизить давление закачки до уровней ~ 19,5, 18,5, 20,5, 21,5, 17,0 МПа соответственно.

Предложение для внесения в инвест. программу: при проектировании системы заводнения (ГГДМ и перевод скважин в нагнетательный фонд с целью уплотнения РСС) рассмотреть ввод дополнительных нагнетательных скважина на участках скважин № 8Н, 6Н, 5Н месторождения Б.

4.5.5 Общие выводы и формирование подхода к использованию трассерного метода в качестве инструмента оценки очага заводнения

Полученные в предыдущей главе результаты показали, что эффективность нагнетательной скважины, в разрезе влияния на энергетическое состояние пласта и значение компенсации, определяется наличием соседних нагнетательных скважин. Низкое количество скважин не позволит достичь требуемого влияния на систему ППД. Этот фактор требует отнесения к очагу заводнения не только

единичной скважины, а нескольких, расположенных на ближайшем удалении друг от друга. Кроме того, единичная нагнетательная скважина может не оказывать значительного влияния при наличии положительного влияния у очага заводнения. Также результаты выполненных исследований показали, что их использование позволяет выполнить ранжирование скважин (участков) от лучшего к худшему на основе доли и динамики выноса трассера относительно оцениваемого параметра. Указанные положения позволяют сформировать концепт подхода при проведении трассерных исследований карбонатных коллекторов. С учетом полученной информации:

- исследования единичной нагнетательной скважины, эксплуатирующей карбонатные коллектора, не позволяют получить достаточное количество информации для диагностики проблем и формирования дальнейших рекомендаций по оптимизации режима (в т.ч. ввиду отсутствия критериев «эффективного участка заводнения»);

- при наличии нескольких нагнетательных скважин внутри одного сектора отдельные скважины могут работать на неэффективном режиме, создавая непроизводительную закачку или не оказывая гидродинамического влияния;

- эффективность системы заводнения зависит от ряда геолого-промысловых данных, обозначение которых возможно путем сравнения результатов трассерных исследований;

- для объективной оценки результатов трассерных тестов должны быть соблюдены одинаковые условия (геология, залежь, расстояние между скважинами, период наблюдения и т.д.).

Используя сформированные положения, предлагается следующая последовательность реализации трассерных исследований нагнетательных скважин карбонатных объектов:

1. выбор участка (блока) одного месторождения единого эксплуатируемого геологического объекта.

2. обозначение секторов с различными геолого-промысловыми условиями, способными повлиять на эффективность системы заводнения. К различными

геолого-промысловым условиям можно отнести плотность сетки скважин, объемы закачки на очаге заводнения, режим работы скважин, наличие геологического экрана, различные градиенты давления, различная толщина эксплуатируемого объекта, различное расположение относительно абсолютной отметки, наличие режима авто-ГРП, расположение скважин относительно предполагаемой ориентации системы трещин и т.д.

3. выбор нагнетательных скважин внутри выбранных секторов с различными геолого-промысловыми условиями.

4. выполнение исследований с закачкой трассера в выбранные нагнетательные скважины выбранных очагов/секторов заводнения.

5. интерпретация и анализ полученных данных. Построение зависимостей доля/динамика выхода трассера – оцениваемый параметр. Сравнение выходных результатов трассерных тестов относительно различных нагнетательных скважин. Обозначение и ранжирование участков по минимальному, среднему и высокому значению эффективности влияния на систему заводнения. Обозначение параметров, оказывающих влияния на эффективность системы заводнения.

Данный подход предлагает использование трассерного метода в качестве инструмента оценки влияния того или иного геолого-промыслового параметра на эффективность системы заводнения, а также ранжирования участков нагнетательных скважин по критерию эффективности для исследуемого объекта.

В качестве примера предлагаемый подход был предложен при реализации трассерных исследований на участке кизеловского горизонта Бавлинского месторождения.

Первым этапом, в качестве объекта изучения, были выбраны блоки № 2 и 6 месторождения, на котором ведется разработка кизеловского горизонта, Рисунок 36.

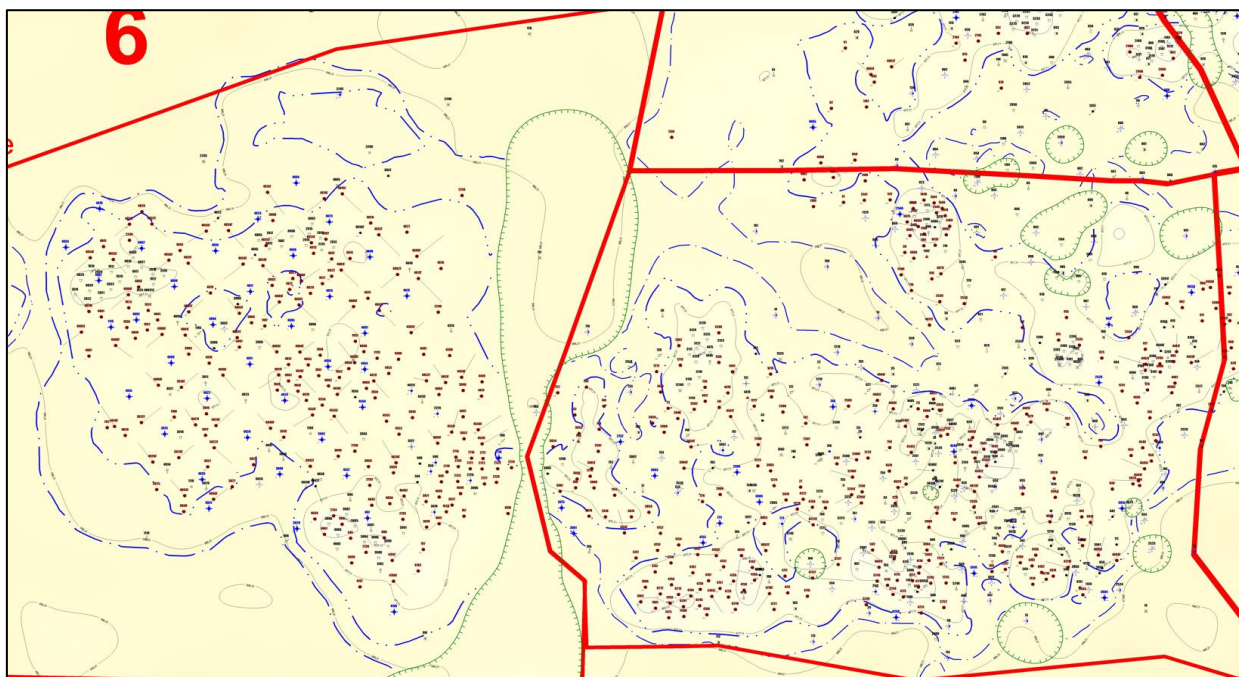


Рисунок 36 - Схема блоков опытного месторождения

Указанные блоки обладают сформированной системой заводнения, и единым эксплуатационным пластом, что делает полученные результаты, достаточно верифицируемые для выполнения сравнительной оценки.

Вторым этапом были сформированы геолого-промысловые критерии, которые потенциально могут обладать критическим влиянием на эффективность системы ППД. К ним были отнесены:

- наличие литологического экрана в кровле черепетского горизонта;
- нагнетательные скважины, создающие режим авто-ГРП пласта;
- скважины, работающие на различных режимах (циклический, стационарный);
- расположение интервалов перфорации в различных точках абсолютной отметки;
- сектора (скважины) с предполагаемым уходом закачиваемой воды в бобриковский и нижележащий горизонт;
- участки (скважины) с различными значениями нефтенасыщенной толщины пласта.

Указанные показатели формируют отдельные гипотезы, подтверждение или опровержение которых приводит к реализации различного подхода в разработке месторождения.

По обозначенным критериям был выполнен анализ нагнетательного фонда выбранных блоков и предложены нагнетательные скважины/участки, позволяющие выполнить оценку системы ППД и определению влияния геолого-промысловых параметров путем выполнения трассерных исследований.

Основной задачей проведения работ является изучение гидродинамической картины участков, геолого-фильтрационных особенностей, поиск зависимостей между участками эффективной и неэффективной закачки, а также поиск факторов, оказывающих ключевое влияние на эффективность заводнения.

Цели исследований:

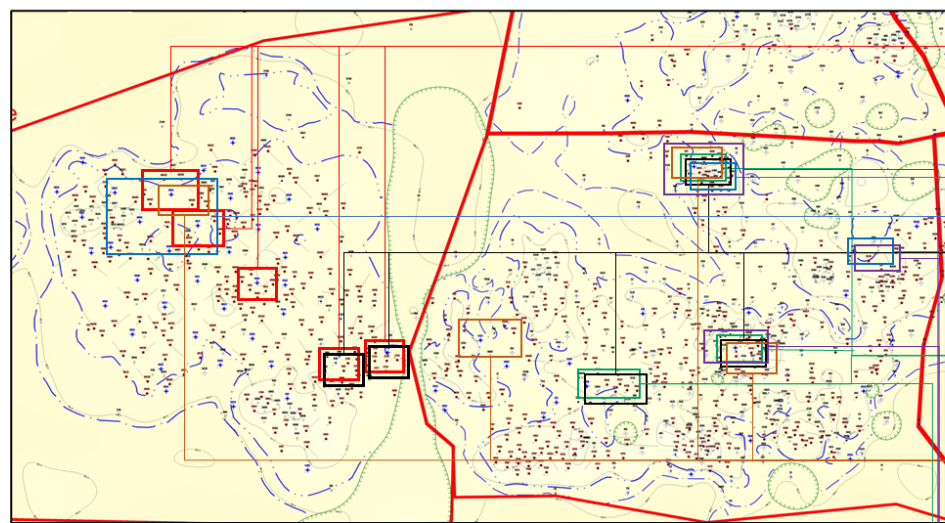
- определение наличия прямой гидродинамической связи между скважинами;
- определения прямой гидродинамической связи между разными геологическими объектами;
- определение коэффициента влияния (обеспечения) нагнетательной скважины в выбранном периоде наблюдения;
- определение основных путей флюидопроводимости;
- определение зон, не охваченных дренированием;
- определение ФЕС фильтруемых зон пласта;
- оценка общей гидродинамической картины исследуемого участка;
- оценка распределения фронта заводнения

Задачи работ:

1. группирование опытных участков по параметрам, выявленных в результате ТИ. Определение (наличия) зависимостей для обозначения факторов, влияющих на эффективность системы заводнения;

2. обозначение геолого-промысловых параметров группы «эффективных» участков для их обозначения в качестве ориентира, до уровня которого следует довести другие опытные участки изучаемого объекта;
3. ранжирование участков нагнетательных скважин по значению выявленной гидродинамической связи;
4. обозначение геолого-фильтрационных особенностей выбранных очагов от «худшего» к «лучшему»;
5. определение зависимостей между выходом трассера и геолого-промысловыми данными скважин/участка;
6. проверка гипотез по повышению эффективности разработки карбонатных коллекторов.

Пример и принципиальная схема выбранных участков нагнетательных скважин для изучения предложенных гипотез представлена на Рисунке 37.



- Гипотеза 1.** Степень влияния нагнетательных скважин на добывающие определяется наличием литологического экрана в кровле черепетского горизонта.
Принцип выбора участков: нагнетательные скважины внутри/вне экрана
Подходящие нагнетательные скважины: №4871, 4844 (вне экр.), 2726, 859, 849 (внутри экр.)
- Гипотеза 2.** Максимальное влияние нагнетательных скважин обеспечивается при их эксплуатации на режиме, исключающем авто-ГРП пласта.
Принцип выбора участков: нагнетательные скважины с/без режима авто-ГРП
Подходящие нагнетательные скважины: №2726, 849, 2546, 4544 (режим авто-ГРП), 859, 3069, 4844, 4871, 968 (без режима авто-ГРП)
- Гипотеза 3.** Влияние ориентации, плотности и распределения систем трещин на преимущественное влияние скважин.
Принцип выбора участков: нагнетательные скважины разных зон месторождения
Подходящие нагнетательные скважины: № 2546, 4544, 3069, 2726, 849, 859
- Гипотеза (задача) 4.** Оценка скорости и равномерности продвижения фронта нагнетания при различных режимах.
Принцип выбора участков: нагнетательные скважины различных режимов эксплуатации
Подходящие нагнетательные скважины: №2546, 4544, 3069
- Гипотеза 5.** Влияние нагнетательных скважин на добывающие возможно на участках, в которых ИП очага закачки и ИП добывающей скважины (≈) в одной абсолютной отметке.
Принцип выбора участков: нагнетательные скважины различных значений АО
Подходящие нагнетательные скважины: №4844 (мин.), 4871 (сред.), 2546 (макс)
- Гипотеза 6.** Влияние равномерности профиля приемистости (ПП) нагнетательной скважины на эффективность вытеснения.
Принцип выбора участков: нагнетательные скважины разного значения ПП
Подходящие нагнетательные скважины: № по перечню принятых к исследованию скважин
- Гипотеза 7.** Агрессивное циркулирование закачки позволят создавать сеть искусственных трещин и подключать в работу ранее не дренируемую матрицу.
Принцип выбора участков: нагнетательные скважины с режимом циркулирования/без режима
Подходящие нагнетательные скважины: №2726, 589, 2546, 4544, 3069
- Гипотеза 8.** Размещение нагнетательной скважины должно быть на участках с лучшими ФЕС.
Принцип выбора участков: нагнетательные скважины различных ФЕС
Подходящие нагнетательные скважины: № по перечню принятых к исследованию скважин
- Гипотеза 9.** Оценка влияния ЗКЦ/закачки в бобриковский горизонт, в нижезалегающие объекты на эффективность системы ППД.
Принцип выбора участков: нагнетательные скважины в радиусе 400 м. от н.с. кизеловского г-а.
Подходящие нагнетательные скважины: №4844, 4871, 2546, 968
- Гипотеза (задача) 10.** Минимальное кондиционное значение нефтенасыщенной толщины пласта, при которой обеспечивается влияние нагнетательных скважин на добывающие.
Принцип выбора участков: участки различной нефтенасыщенной толщины
Подходящие нагнетательные скважины: №968, 2546, 4544

Рисунок 37 – пример выбора нагнетательных скважин для комплексного изучения очагов заводнения и проверки гипотез для повышения эффективности разработки (карбонатных коллекторов)

Базовый принцип обоснования и реализации трассерных исследований при предложенном подходе представлен нижеуказанными положениями (пример).

Гипотеза: максимальное влияние нагнетательных скважин обеспечивается при их эксплуатации на режиме, исключающим авто-ГРП пласта.

Принцип работ: проведение трассерных исследований на участках (скважинах) с и без режима авто-ГРП. Сравнение значения г/д связи и вовлечения матрицы в разработку на участках с различными режимами.

Возможные выходные данные: создание режима авто-ГРП раскрывает вертикальные трещины, провоцирует уход закачиваемой воды под залежь и снижает влияние нагнетательной скважины (снижение эффективности заводнения), Рисунок 38.

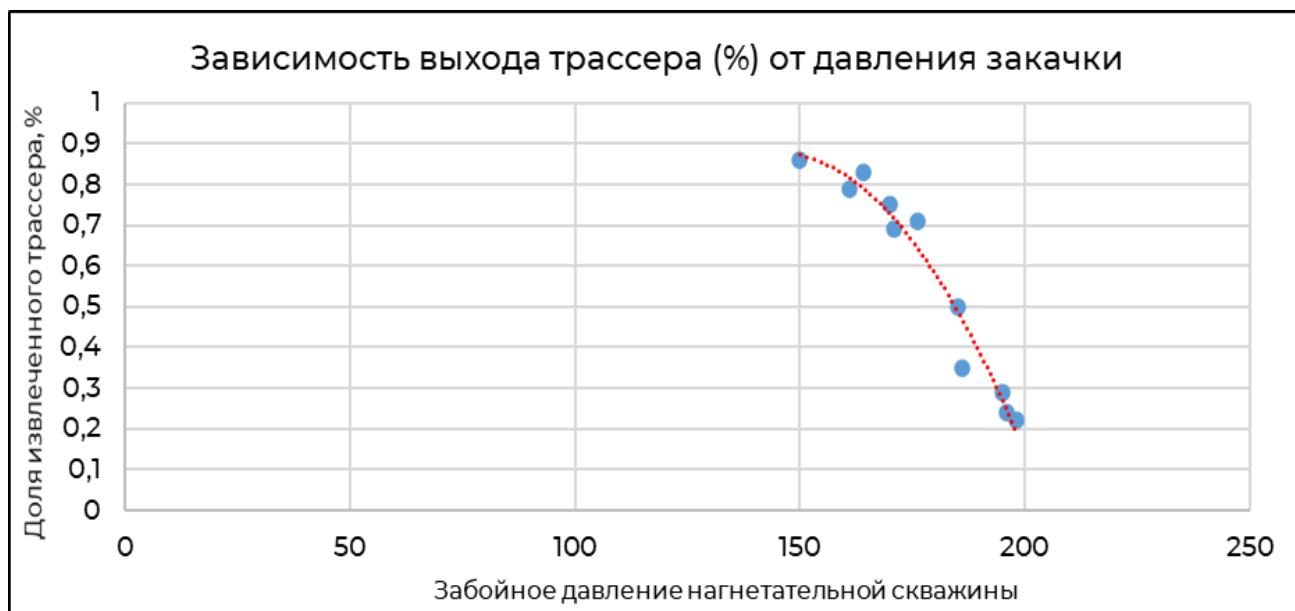


Рисунок 38 - Пример определения зависимости значения гидродинамической связи от давления закачки

Корректирующие мероприятия: оценка давления авто-ГРП для каждого очага заводнения. Не превышение установленного значения давления.

Получаемый эффект: увеличение Кохв, вовлечение матрицы породы в разработку, снижение непроизводительной закачки.

ГЛАВА 5. ПРЕДЛОЖЕНИЕ И РАЗРАБОТКА ТРАССЕРНОГО ВЕЩЕСТВА ДЛЯ РАСШИРЕНИЯ ЛИНЕЙКИ МАРКЕРОВ

5.1 Моделирование рабочего спектрального диапазона для размещения трассерного вещества

С целью расширения линейки веществ для возможности одновременных исследований большого количества нагнетательных скважин, были выполнены работы по разработке нового трассерного вещества, способного к количественному определению в смеси с другими индикаторами. Для решения поставленной задачи была выполнена оценка имеющихся веществ, возможных к использованию в качестве индикаторов, по рабочим (спектральным) диапазонам с целью исключения веществ, обладающих близкой областью люминесценции, что не позволяет их достоверно идентифицировать при совместном присутствии. Рассматриваемые вещества приведены в Таблице 22. Размещение рабочих (спектральных) областей рассмотренных веществ по спектру люминесценции представлено на Рисунке 39.

Таблица 22 – Перечень рассматриваемых веществ-кандидатов (люминесцентных)

Наименование вещества
Метиловый красный
Эозин Б
Эванс голубой
Пиранин (8-гидрокси-1,3,6-пирентрисульфоновая кислота)
Родамин WT
Сафранин Т
2-антраценсульфонат натрия
Сульфородамин В
Эозин К
5,9-Диаминобензо[а]феноксазин-7-ия ацетат (Cresyl Violet)
8-Анилинафталин-1-сульфокислота
Лейкокристаллический Фиолетовый
Метиленовый синий
Этидиум бромид
6-амино-2-(4-метилфенил)-1,3-диоксобензо[де]изохинолин-5-сульфонат натрия (Lissamine FF)
Тинопал CBS-X
[7-(диэтиламино)-3,4-диоксо-10Н-феноксазин-1-карбонил]азания (Celestine Blue)
Родамин 6G
Родамин 110
Акридиновый оранжевый
1,3,6,8-пирентетрасульфокислота

н-(3-сульфопропил)акридиний (SPA)
Флуоресцеин
Метиловый зеленый
N,N'-диметил-9,9'-биакридиния динитрат (Люцигенин)
Родамин С(В)
Оксазин 1
6,8-дифтор-7- гидроксикумарин-3-карбоновая кислота (Pacific blue)
Истинный синий
4-Хлор-7-нитробензофуразан (NDB-хлорид)
Тионин
4-метилумбеллиферон
2-(4-аминофенил)-6-метилбензотиазол
2,7-дихлорфлуоресцеин
Аурамин О
Ядерный желтый
Резазурин
Биман (1,5-диазабицикло[3.3.0]окта-3,6-диен-2,8-дион)
Дансилхлорид
Акридиновый желтый
Люминол
Судан II
Судан черный В
Эритрозин В
Судан IV
Судан I
6-пропионил-2-(диметиламинонафталин) (PRODAN)
Профлавин
Судан III

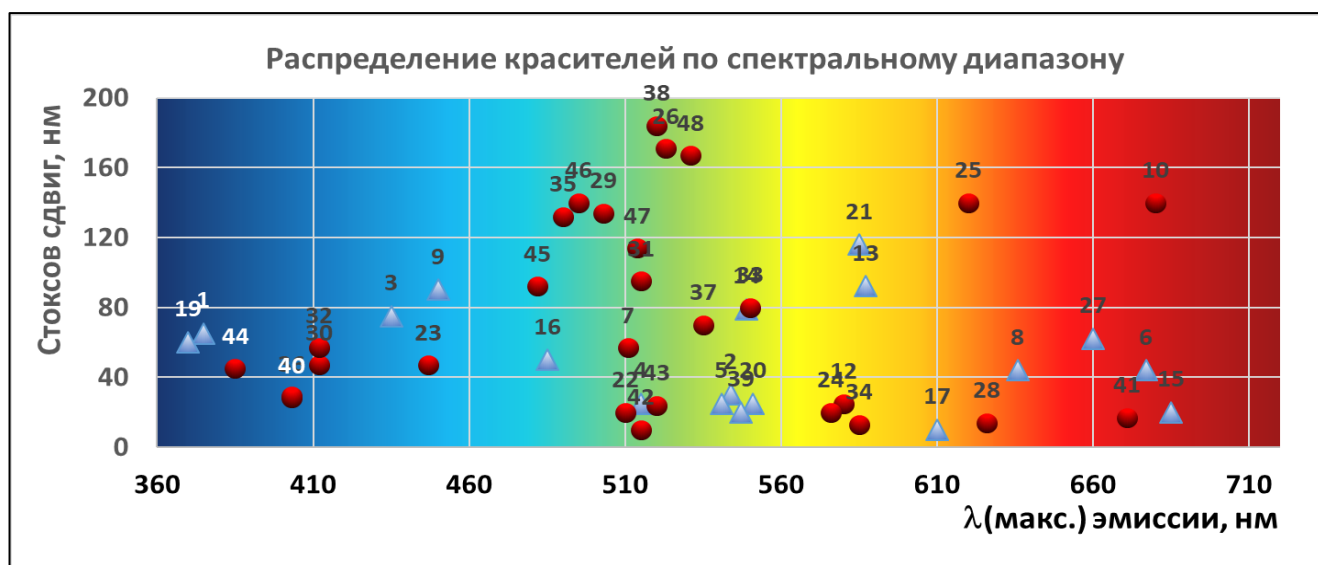


Рисунок 39 - Распределение флуоресцентных красителей по длинам волн эмиссии и стоксовому сдвигу

Далее рассматриваемые вещества были отсортированы по критерию растворимости, токсичности, стоимости, а также расположению на спектральной линии, чтобы между ними было не менее 40 нм, что позволяет минимизировать наложение спектров и повысить достоверность количественной регистрации вещества в смеси с другими веществами. Результаты итоговой линейки трассеров, подходящей по обозначенным критериям и обладающих различными рабочими (спектральными) диапазонами представлены на Рисунке 40.



Рисунок 40 – расположение выбранных веществ-кандидатов по спектральной рабочей области (по порядковому номеру)

Таким образом, по результатам выполненных мероприятий было установлено, что области 460-500 нм и 600-660 нм являются «свободными» в которых можно выполнить размещение нового вещества без риска пересечения с другими маркерами. При этом диапазон 400-600 нм является областью, в которой происходит естественная люминесценция органических веществ, присутствующих в компонентном составе пластовых вод, что осложняет регистрацию ввиду фоновых «шумов». Естественная люминесценция органических веществ значительно ослабляется в красной области спектра, поэтому диапазоном для эффективного размещения трассера был выбран диапазон 600-660 нм.

В качестве основы для вещества-кандидата был выбран куркумин, рабочую область которого можно регулировать путем изменения количества заместителей. Методика получения сложноэфирного производного борфторированного

комплекса куркумина (соединения I R = C₂H₅), включает в себя конденсацию борфторированного ацетилацетона и 4-[Бис[2-(ацетилокси)этил]амино] бензальдегида в смеси растворителей из толуола, трибутилбората и бутиламида и способ гидролиза соединения I (R = C₂H₅) в среде ТГФ и метанола гидроксидом лития с получением тетра карбоксильного производного борфторированного комплекса куркумина (соединения I R = H) (Рисунки 41, 42). При этом главной отличительной особенностью данного синтеза производного куркумина является возможность контролируемого гидролиза соединения I с получением производных с различным количеством карбоксильных групп, которые определяют полярность соединения.

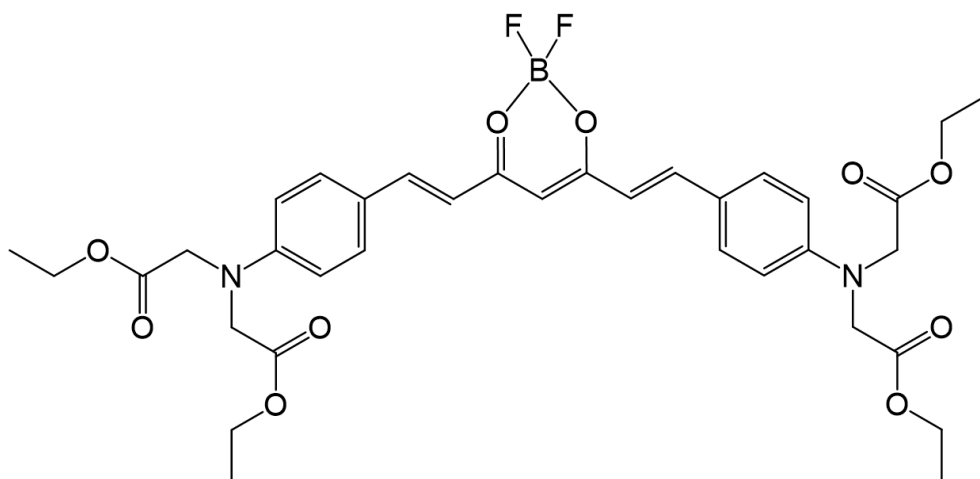


Рисунок 41 – структурная формула соединения I R = C₂H₅.

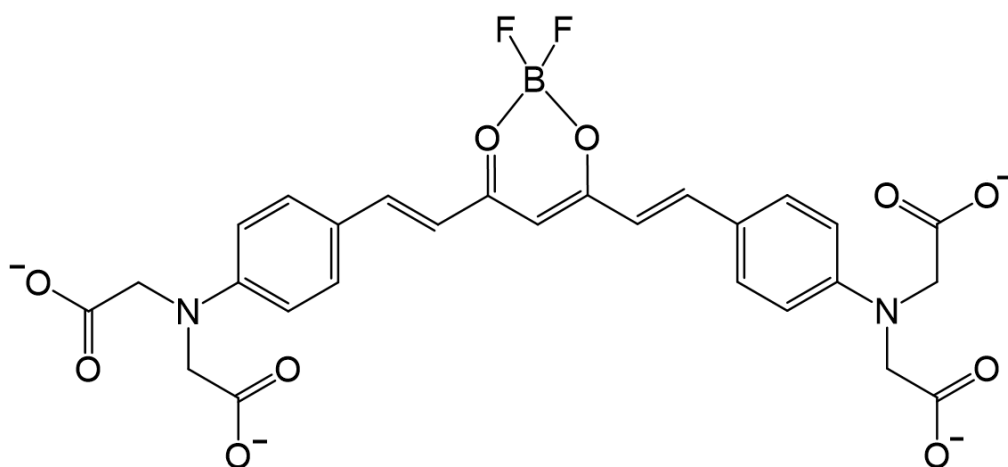


Рисунок 42 – структурная формула соединения I R = H.

На основании указанных соединений $I R = C_2H_5$ и $I R = H$ синтезированы вещества с уникальными (отличительными) характеристиками регистрации в диапазоне 575-660 нм и большим Стоксовым сдвигом (100-160 нм), Рисунок 43.

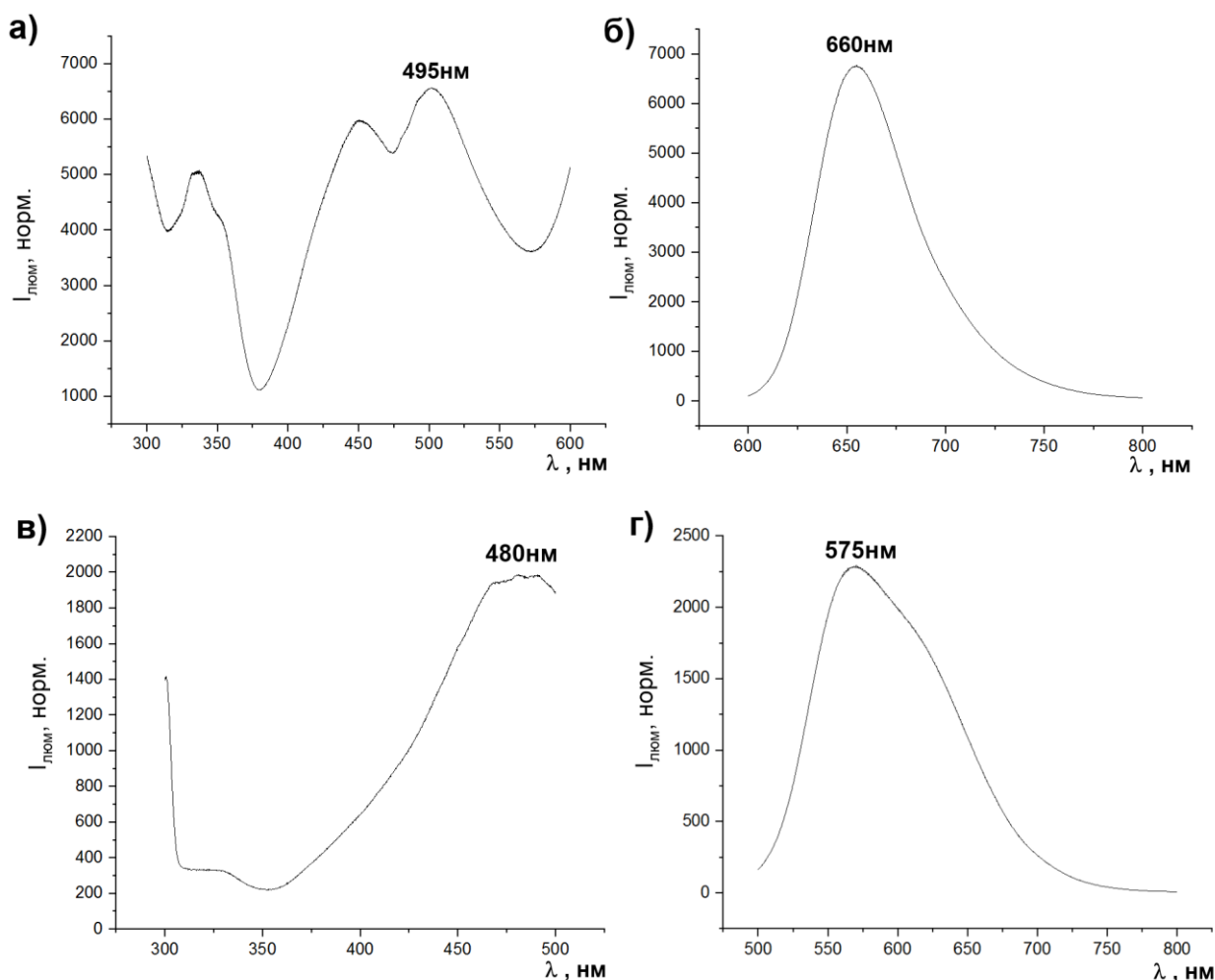


Рисунок 43 - спектры возбуждения (а, в) и эмиссии (б, г) для соединения I ($R = C_2H_5$) (а, б) и соединения I ($R = H$) (в, г)

Кроме того, значение рабочего диапазона и величина Стоксова сдвига обеспечивает возможность их селективной детекции даже в смеси с другими люминесцентными трассерами с близкими спектрами люминесценции. Результаты выполненных работ позволяют сформировать линейку трассерных веществ из 9 наименований, которую возможно использовать при одновременном изучении 9 нагнетательных скважин при близком их расположении без риска наложения сигналов различных маркеров и достоверной количественной идентификации каждого отслеживаемого вещества.

5.2 Разработка методики одновременной регистрации 16 трассеров для возможности одновременных многоиндикаторных исследований в карбонатных коллекторах

Предложенный в параграфе 4.5 подход требует одновременного изучения большого количества нагнетательных скважин. Учитывая, что внутри выбранного для изучения сектора может находиться 7-8 нагнетательных скважин, а выбранный сектор граничит с другим изучаемым сектором с сопоставимым количеством нагнетательных скважин, для исключения возможности неверной интерпретации данных по выходу трассера от различных скважин, требуется использование порядка 10-15 различных типов индикаторов, которые можно достоверно зарегистрировать и разделить при их нахождении в смеси и что превышает количество индикаторов, предложенных в параграфе 5.1. Этот фактор формирует задачу по расширению линейки индикаторных веществ, возможных к использованию в качестве трассирующего агента.

Целью было поставлено разработка простого, чувствительного и селективного способа количественного определения шестнадцати трассеров (сульфосалициловая кислота, 4-метилумбеллиферон, тинопал CBS-х, флуоресцеин натрия, эозин Б, родамин С, сафранин Т, метиленовый синий, моноэтаноламин, диэтаноламин, пропиленгликоль, 2-этоксиэтанол, этиленгликоль, диэтиленгликоль, изопропанол, глицерин) в пластовых водах с использованием минимального количества шагов пробоподготовки и методов анализа.

Способ детектирования флуоресцентных и спиртовых трассеров при их совместном присутствии в пластовых водах при проведении трассерных межскважинных исследований, включающий очистку пробы от мелкодисперстных и органических примесей путём осветления коагулянтom в щелочной среде и центрифугирования, разделение пробы на несколько порций, добавление в каждую порцию пробы дополнительных реагентов для улучшения качества проводимого анализа, проведение последовательного количественного анализа композиции из индикаторов в образованных порциях пробы методами флуоресцентной спектроскопии и хромато масс-спектрометрии.

Преимуществом методики является то, что в ходе проведения анализа флуоресцентные трассеры анализируются при рН среды, в которой они проявляют наиболее интенсивные свойства люминесценции, с учётом пересечения спектров люминесценции трассеров с близким расположением пиков эмиссии, а также проведение анализа трассеров на основе спиртов с широким диапазоном температур кипения (от 82,4 до 290 °C) за счёт оптимального подбора условий скорости потока газа носителя и развёртки температуры колонки хроматографа.

Результатом предложенного способа является использование на стадии анализа свойства аддитивности сигналов флуоресценции трассеров на основе флуоресцентных красителей, а также подбор оптимальных условий анализа трассеров на основе спиртов методом газовой хроматомасс-спектро스코пии с применением программируемой развёртки температуры, при которой возможно одновременное определение как низкокипящих, так и высококипящих полярных органических соединений, что позволяет проводить одновременное определение 8 флуоресцентных и 8 полярных органических трассеров в одной пробе с сохранением точности проводимых исследований на приемлемом уровне и использованием только двух методов анализа.

Проба пластовой воды содержащая предполагаемую композицию из 16 трассеров (сульфосалициловая кислота, 4-метилумбеллиферон, тинопал CBS-х, флуоресцеин натрия, эозин Б, родамин С, сафранин Т, метиленовый синий, моноэтаноламин, диэтаноламин, пропиленгликоль, 2-этоксиэтанол, этиленгликоль, диэтиленгликоль, изопропанол, глицерин) подвергается первичной очистке от механических примесей методом фильтрации через бумажный фильтр (синяя лента). Далее проводится осветление пробы при помощи коагулянта FeCl_3 в щелочной среде. Полученный раствор проходит фильтрацию, отстаивается в течение суток и проходит повторную фильтрацию перед дальнейшим анализом.

Количественное определение отдельных индикаторов проводят по группам с использованием предварительно построенной градуировки на пластовой воде, не содержащей индикаторы.

Градуировку флуоресцентных трассеров, как и их определение, проводят при рН среды, соответствующей наиболее интенсивной люминесценции исследуемого трассера. 4-метилумбеллиферон, флуоресцеин натрия, сафранин Т, родамин С, метиленовый синий лучше определяются в щелочной среде при рН=9; сульфосалициловая кислота, тинопал CBS-х, эозин Б – в нейтральной, при этом сафранин Т – в кислой. Определение интенсивности люминесценции проводят с использованием прибора Hitachi F-7000, сохраняя настройки прибора, такие как: мощность источника света и щели монохроматоров, между градуировкой и испытанием для определяемого трассера одинаковыми. По градуировке определяют коэффициенты в линейной зависимости интенсивности люминесценции индикатора от его концентрации (3):

$$y = a \cdot x + b \quad (3)$$

где y – сигнал спектрофотометра или хроматографа;

x – концентрация исследуемого индикатора C_i , г/дм³;

a и b – коэффициенты градуировочной зависимости.

Для построения градуировочных зависимостей используется вода средней минерализации с массовой долей соли 10 % и ситуативно модулируемой рН при помощи буфера на основе глицина. Результаты градуировки приборов для отдельных трассеров приведены в Таблице 23.

Таблица 23 – Результаты градуировки приборов для шестнадцати трассеров

Наименование трассера	Коэффициенты градуировочной зависимости №1		Коэффициенты градуировочной зависимости № 2	
	$a_I \pm \Delta a_I$ (λ_{ex} ; λ_{em} ; рН)	$b_I \pm \Delta b_I$ (λ_{ex} ; λ_{em} ; рН)	$a_{II} \pm \Delta a_{II}$ (λ_{ex} ; λ_{em} ; рН)	$b_{II} \pm \Delta b_{II}$ (λ_{ex} ; λ_{em} ; рН)
Сульфосалициловая кислота	$4,23 \cdot 10^7$ (300; 400; 7)	111.5	$1,02 \cdot 10^6$ (330; 450; 9)	351
Тинопал	$1,98 \cdot 10^8$ (360; 410; 7)	330	$0,94 \cdot 10^8$ (330; 450; 9)	349
4-метилумбеллиферон	$0,808 \cdot 10^8$ (330; 450; 9)	348	$0,75 \cdot 10^6$ (360; 410; 7)	325
Флуоресцеин	$8,34 \cdot 10^8$ (490; 513; 9)	123	-	-

Наименование трассера	Коэффициенты градуировочной зависимости №1		Коэффициенты градуировочной зависимости №2	
	$a_I \pm \Delta a_I$ $(\lambda_{ex}; \lambda_{em}; pH)$		$b_I \pm \Delta b_I$ $(\lambda_{ex}; \lambda_{em}; pH)$	
Эозин Б	$2,02 \cdot 10^8$ (515; 535; 7)	142	$0,97 \cdot 10^7$ (518; 587; 3)	115
Родамин С	$2,74 \cdot 10^8$ (555; 580; 9)	113	$7,07 \cdot 10^7$ (518; 587; 3)	110
Сафранин Т	$1031 \cdot 10^7$ (518; 587; 3)	112	$1,93 \cdot 10^6$ (555; 580; 9)	111
Метиленовый синий	$0,74 \cdot 10^7$ (666; 687; 9)	100	-	-
Пропиленгликоль	$2,89 \cdot 10^7$ (-;-;7)	244 (-;-;7)	-	-
Диэтаноламин	$1,15 \cdot 10^7$ (-;-;7)	161 (-;-;7)	-	-
Диэтиленгликоль	$1,83 \cdot 10^7$ (-;-;7)	192 (-;-;7)	-	-
Этиленгликоль	$2,23 \cdot 10^7$ (-;-;7)	213 (-;-;7)	-	-
Пропанол	$3,16 \cdot 10^7$ (-;-;7)	516 (-;-;7)	-	-
Изопропанол	$9,34 \cdot 10^7$ (-;-;7)	232 (-;-;7)	-	-
Глицерин	$3,59 \cdot 10^7$ (-;-;7)	326 (-;-;7)	-	-
Моноэтаноламин	$4,25 \cdot 10^7$ (-;-;7)	457 (-;-;7)	-	-

Спектры люминесценции 4-метилумбеллиферона и тинопала CBS-х, а также родамина С и сафранина Т попарно пересекаются, спектр люминесценции эозина Б частично накладывается на спектр люминесценции сафранина Т, также как люминесценция сульфосалициловой кислоты частично накладывается на люминесценцию тинопала CBS-х, в связи с чем для каждого из этих трассеров проводится дополнительная градуировка прибора при условиях съёмки люминесценции мешающего индикатора, отличающиеся главным образом длинами волн возбуждения и эмиссии, а также рН среды. Перекрывание спектров люминесценции между остальными трассерами пренебрежимо мало за счёт большого различия в их длинах волн возбуждения, что позволяет не учитывать их пересечение (Рисунок 44).

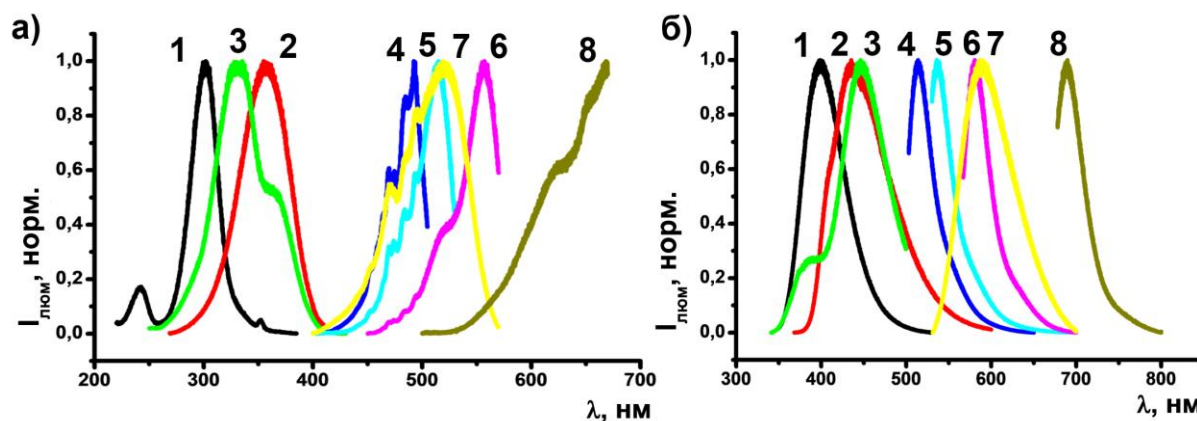


Рисунок 44 - спектры возбуждения (а) и эмиссии (б) люминесцентных трассеров

Анализ концентрации трассеров проходит по группам, построенным с учётом наиболее эффективной для определения рН среды и метода исследования:

- **4-метилумбеллиферон, флуоресцеин натрия, родамин С, метиленовый синий.** К некоторой аликвоте исследуемой пробы объёмом 10 мл добавляют 1мл раствора буфера на основе глицина с рН=9 и концентрацией 1г/л, тем самым переводя среду раствора в щелочную область. Люминесценцию определяют при длинах волн возбуждения $\lambda_{ex} = 330$ нм, 490 нм, 555 нм, 666 нм и длинах волн эмиссии 446 нм, 513 нм, 580 нм, 687 нм для трассеров 4-метилумбеллиферон, флуоресцеин натрия, родамин С и метиленовый синий соответственно.

- **сульфосалициловая кислота, тинопал CBS-х, эозин Б.** Некоторую аликвоту исследуемой пробы исследуют без дополнительной модуляции среды при рН=7–8. Исследования проводят при длинах волн возбуждения $\lambda_{ex} = 300$ нм, 360 нм, 515 нм и длинах волн эмиссии $\lambda_{em} = 400$ нм, 410 нм, 535 нм для трассеров сульфосалициловая кислота, тинопал CBS-х, эозин Б.

- **Сафранин Т.** К некоторой аликвоте исследуемой пробы объёмом 10 мл добавляют 1мл раствора буфера на основе глицина с рН=3 и концентрацией 1 г/л, тем самым переводя среду раствора в кислую область, где сильнее выражена люминесценция Сафранина Т. Люминесценцию определяют при длинах волн возбуждения $\lambda_{ex} = 520$ нм и длинах волн эмиссии $\lambda_{em} = 587$ нм для трассеров сафранин Т соответственно.

- моноэтаноламин, диэтаноламин, пропиленгликоль, 2-этоксиэтанол, этиленгликоль, диэтиленгликоль, изопропанол, глицерин. Некоторую аликвоту исследуемой пробы исследуют без дополнительной модуляции среды при pH=7–8 методом газовой хромато масс-спектро스코пии. В инжектор при температуре 280 °С вводится 0,1 мкл образца, который при скорости потока газа-носителя в колонке (гелий) – 1.5 мл/мин, начальной температуре колонки 40 °С со скоростью нагрева 10 °С/мин до 250 °С, проходит разделение на неполярной капиллярной колонке «Zebron» длиной 30 м, диаметром 0,25 мм, толщиной слоя фазы 1 мкм с электронно-ионным ионизатором при температуре источника ионов 220 °С. По площади пиков на хроматограмме определяют концентрацию полярных трассеров.

Таким образом, определяют восемь параметров люминесценции ($I_1 - I_8$), которые позволяют определить концентрацию каждого флуоресцентного трассера по отдельности. Полученные значения должны находиться в диапазоне линейного определения концентрации для определяемого трассера, которые указаны в Таблице 24.

Таблица 24 - Линейное определение концентрации для трассеров

Трассер	Условное обозначение интенсивности люминесценции	Диапазон линейного определения концентрации, г/дм ³
Сульфосалициловая кислота	$I_{СК}$	$10^{-5} - 10^{-3}$
Тинопал	I_T	$10^{-6} - 10^{-4}$
4-метилумбеллиферон	$I_{4М}$	$10^{-6} - 10^{-4}$
Флуоресцеин	$I_{Ф}$	$10^{-6} - 10^{-4}$
Эозин Б	$I_{Э}$	$10^{-6} - 10^{-4}$
Родамин С	I_P	$10^{-6} - 10^{-4}$
Сафранин Т	$I_{СТ}$	$10^{-5} - 10^{-3}$
Метиленовый синий	$I_{МС}$	$10^{-5} - 10^{-3}$
Пропиленгликоль	-	$10^{-3} - 1$
Диэтаноламин	-	$10^{-3} - 1$
Диэтиленгликоль	-	$10^{-3} - 1$
Этиленгликоль	-	$10^{-3} - 1$
Пропанол	-	$10^{-3} - 1$
Изопропанол	-	$10^{-3} - 1$
Глицерин	-	$10^{-3} - 1$
Моноэтаноламин	-	$10^{-3} - 1$

Концентрации трассеров на основе сульфосалициловой кислоты, флуоресцеина натрия, эозина Б, метиленового синего, а также моноэтаноламина, диэтаноламина, пропиленгликоля, 2-этоксигликоля, этиленгликоля, диэтиленгликоля, изопропанола, глицерина определяют по Формуле (3) с известными коэффициентами a_1 и b_1 , определёнными ранее по градуировке, предварительно домножив значения люминесценции для флуоресцеина натрия и метиленового синего на коэффициент 1.1 с целью учёта разбавления при заданиях pH.

Концентрации тинопала CBS-х и 4-метиллумбеллиферона определяются из следующей системы уравнений с двумя неизвестными (4):

$$\begin{aligned} I_T &= C_T \cdot a_{T(I)} + C_{4M} \cdot a_{4M(II)} + C_{СК} \cdot a_{СК(II)} + b_{T(I)}, \\ 1,1 \cdot I_{4M} &= C_{4M} \cdot a_{4M(I)} + C_T \cdot a_{T(II)} + b_{4M(I)} \end{aligned} \quad (4)$$

где 1,1 – коэффициент разбавления пробы 4-метиллумбеллиферона при модулировании pH среды, доли ед;

$a_{n(m)}$, $b_{n(m)}$ – коэффициенты из уравнения градуировочной прямой, доли ед;

n – индекс обозначающий принадлежность коэффициента к градуировочной прямой индивидуального трассера (совпадает с индексом в условном обозначении интенсивности люминесценции), доли ед;

m – индекс определяющий номер используемой градуировочной зависимости, доли ед;

C_T , C_{4M} – концентрации тинопала CBS-х и 4-метиллумбеллиферона соответственно, г/дм³.

Концентрации трассеров родамина С и сафранина Т определяются из другой системы уравнений с двумя неизвестными (5):

$$\begin{aligned} 1,1 \cdot I_{СТ} &= C_{СТ} \cdot a_{СТ(I)} + C_P \cdot a_{P(II)} + C_Э \cdot a_{Э(II)} + b_{СТ(I)}, \\ 1,1 \cdot I_P &= C_{P(I)} \cdot a_{P(I)} + C_{СТ} \cdot a_{СТ(II)} + b_{P(I)} \end{aligned} \quad (5)$$

где 1,1 – коэффициент разбавления проб родамина С и сафранина Т при модулировании pH среды, доли ед;

$b_{n(m)}$ – коэффициенты из уравнения градуировочной прямой, n – индекс обозначающий принадлежность коэффициента к градуировочной прямой

индивидуального трассера (совпадает с индексов в условном обозначении интенсивности люминесценции), доли ед.;

m – индекс определяющий номер используемой градуировочной зависимости, доли ед;

C_{CT}, C_P – концентрации сафранина Т и родамина С соответственно, г/дм³.

Экспериментальную оценку выполнения предлагаемого способа определения концентраций шестнадцати индикаторов (сульфосалициловая кислота, 4-метилумбеллиферон, тинопал CBS-х, флуоресцеин натрия, эозин Б, родамин С, сафранин Т, метиленовый синий, моноэтаноламин, диэтаноламин, пропиленгликоль, 2-этоксизтанол, этиленгликоль, диэтиленгликоль, изопропанол, глицерин) в пластовой воде проводили на примере анализа трех смесей этих индикаторов. Результаты количественного определения индикаторов в пластовой воде представлены в Таблице 25.

Относительную погрешность определения концентрации n -го индикатора определяли по уравнению (6):

$$\delta C = \frac{C_n - C_{BB}}{C_{BB}} \quad (6)$$

где: C_{BB} – введенная в образец концентрация трассера, г/дм³,

C_n – определённая концентрация трассера n в образце, г/дм³.

Предложенный способ позволяет проводить достоверную количественную оценку концентрации каждого из 16 трассеров при одновременном присутствии в одно пробе без риска пресечения или наложения сигналов. Использование способа делает возможным выполнение одновременных многоиндикаторных исследований большого количества нагнетательных скважин для реализации подхода по ранжированию скважин по критерию гидродинамической связи и обозначения геолого-промыслового параметра, оказывающего значительное влияние на эффективность заводнения [160].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Совокупные результаты выполненных исследований позволяют сформировать следующие выводы:

1. Область метода маркеров является широко используемой в нефтегазодобывающей отрасли и охватывает несколько направлений для решения различных задач. Чрезмерная обобщенность понятий затрудняет понимание применимости технологии и ее отдельных инструментов для решения задач недропользователя, что требует ввода соответствующей терминологии. Разработка и использование классификатора позволяет идентифицировать направление метода маркеров относительно поставленной геолого-промысловой задачи;

2. Метод межскважинных трассерных тестов, в области фактических полученных данных по выходу индикатора, позволяет выполнять изучение зон дополнительного бурения на кыновско-пашийском объекте разработки с целью оценки риска обводнения. Зафиксированная доля трассера в зафиксированном значении 0,5 % (+/- 10 %) от его закачанного объема по зонам низкого фильтрационного сопротивления является фактором риска обводнения планируемой к бурению скважины и служит рекомендацией к отмене или смещению точки бурения. При этом заключение формируется из области фактических полученных данных, что повышает достоверность исследований и является достаточной для решения задачи работ;

3. Трассерные межскважинные исследования в карбонатных коллекторах (на примере кизеловского горизонта) обладают информативностью только при комплексном (системном) изучении нескольких нагнетательных скважин одного геологического объекта разработки. В этом случае результаты работ позволяют выполнить ранжирование участков нагнетательных скважин по критерию влияния, а также оценить влияние того или иного геолого-промыслового параметра на значение гидродинамической связи. Динамика выхода трассера в совокупности с данными давления раскрытия трещин позволяет подтвердить наличие непроизводительной закачки и сформировать корректирующие мероприятия по её

снижению. Выполненный анализ показал наличие зависимости между давлением закачки и значением гидродинамической связи;

4. Представлены два сценария использования метода межскважинных трассерных тестов для повышения эффективности разработки от планирования до получения результата. При изучении зон дополнительного бурения выявлено, что 37 % от исследуемого количество проектных скважин находятся в зонах опережающего обводнения, что является риском получения высокообводненной продукции. При изучении участков кизеловского горизонта было выявлено наличие непроизводительной закачки с последующим её сокращением на 44 % (среднее по общему количеству исследованных участков – 27, 2%).

5. Предложенные в ходе выполнения диссертационной работы способы (трассерное вещество на основе куркумина и методы одновременного детектирования восьми флуоресцентных и восьми спиртовых трассеров при их одновременном присутствии в пластовых водах) выполнены на уровне изобретений и защищены патентами РФ.

6. При изучении зон дополнительного бурения, с целью получения максимальной информации, требуется комплексирование данных по опережающему обводнению с данными по выявленным фильтрационно-емкостным свойствам и данными по нефтенасыщенности. Наличие всесторонней информации позволит выполнить оптимальное размещение точек дополнительного бурения для достижения максимальной эффективности.

7. Используемые в качестве искусственных маркеров вещества обладают значительным разнообразием и особенностями, делающих их подходящими или не подходящими для решения той или иной задачи. Выполнение различных технологии маркеров требует использование своего типа вещества, отвечающий особенностям метода. С целью повышения понимания метода требуется разработка библиотеки трассерных составов с указанием их особенностей и области использования (кластера).

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящей диссертации применяются следующие сокращения и обозначения:

ГГДМ – геолого-гидродинамическая модель

МУН – методы увеличения нефтеотдачи

НФС – (канал) низкого фильтрационного сопротивления

ОПО – опасный производственный объект

ППД – поддержание пластового давления

ППС – плотность сетки скважин

П.Т. – проектная точка (бурения)

ТИ – трассерные исследования

УНП – увеличение нефтеотдачи пластов

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Allen, C.M. The salt velocity method of water measurement / C.M. Allen, E.A. Taylor // Journal of Fluids Engineering. – 1923. – Vol. 45. – P. 285-341.
2. Griffiths, A. On the Movement of a Coloured Index along a Capillary Tube, and its Application to the Measurement of the Circulation of Water in a Closed Circuit / A. Griffiths // Proceedings of the Physical Society of London. – 1910. – Vol. 23, №. 1. – P. 190.
3. Taylor, G.I. Dispersion of soluble matter in solvent flowing slowly through a tube / G.I. Taylor // Proceedings of the Royal Society of London. Series A. Mathematical and Physical Sciences. – 1953. – Vol. 219, №. 1137. – P. 186-203.
4. Taylor, G.I. The dispersion of matter in turbulent flow through a pipe / G.I. Taylor // Proceedings of the Royal Society of London. Series A. Mathematical and Physical Sciences. – 1954. – Vol. 223, №. 1155. – P. 446-468.
5. Patent N 3,108,184 United States. Methods of fluid measurement with radioactive tracers : N 818,973 : Filed 08.06.1959 : Date of Patent 22.10.1963 / Hull D.E. ; Assignee California Research Corporation.
6. Gemant, A. Leak Location by Radioactive Gases in Buried Pipes / A. Gemant, E. Hines, E.L. Alexanderson // Journal of Applied Physics – 1951. – Vol. 22 – P. 460-464.
7. Kohl, J. Isotopes and Interfaces / J. Kohl, R.L. Newacheck // Petroleum Engineer. – 1954. – Vol. 26, № 3. – P. D-13.
8. Theory of tracer flow / K.B. Bischoff, R.T. Ellington, A.E. Uhl, D.A. Worcester // Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Oct 6-9, 1963, New Orleans, Louisiana. – 1963. – SPE-718-MS.
9. Armstrong, F.E. Field Use of Radioactive Gas Tracers / F.E. Armstrong // Petroleum Engineer. – 1960. – Vol. 32, Iss 13 – P. B-34.
10. Fearon, R.E. Tritium – Newest Tool for Tracing Reservoir Flow / R.E. Fearon // World Oil. – 1957. – Vol. 147. – P. 144-148.

11. Watkins, J.W. Use of radioactive iodine as a tracer in water-flooding operations / J.W. Watkins, E.S. Mardock // *Journal of Petroleum Technology*. – 1954. – Vol. 6, №. 9. – P. 117-124.
12. Крикунов, Н.В. Применение газовых индикаторов для контроля за разработкой месторождений / Н.В. Крикунов, Л.Л. Львова. – М. : ВНИИОЭНГ, 1979. – 44 с. – (Сер. Нефтепромысловое дело : обзор. информ. / ВНИИОЭНГ).
13. Выборных, С.Ф. Применение радиоактивных изотопов в добыче нефти и бурении скважин: (метод меченых атомов) / С.Ф. Выборных. – М. : Гостоптехиздат, 1957. – 110 с.
14. Основы полевой и промысловой геофизики для геологов / Р.С. Хисамов, Р.Г. Харисов, В.А. Екименко [и др.] ; под науч. ред. Р.С. Хисамова; ОАО «Татнефть»; АН РТ. – Казань : Фэн АН РТ, 2013. – 358 с.
15. Применение тритиевого индикатора для контроля за разработкой нефтяных месторождений в СССР. – М. : ВНИИОЭНГ, 1982. – 38 с. – (Сер. Нефтепромысловое дело: обзор. информ. / ВНИИОЭНГ. вып. 1 (25)).
16. Соколовский, Э.В. Применение изотопов на нефтяных промыслах / Э.В. Соколовский, В.М. Зайцев. – М. : Недра, 1971. – 160 с.
17. Филиппов, В.П. Применение индикаторного метода по радону для изучения нефтенасыщенных пористых сред / В.П. Филиппов. – М. : ВНИИОЭНГ, 2003. – 269 с.
18. Айрапетян, М.А. О применении радиоактивных изотопов для изучения движения и распределения флюидов в пласте / М.А. Айрапетян, Л.С. Полак // *Труды института нефти АН Казахской ССР*. – Алма-Ата : Изд-во АН Казахской ССР, 1956. – Т. 1. – С. 46-51.
19. Выделение пластов-коллекторов в карбонатной толще Тенгизской площади радоновым индикаторным методом / М.С. Макаров, В.П. Филиппов, В.Г. Калинин, В.Н. Киляков // *Разведка и бурение нефтяных месторождений: сб. науч. тр.* / ВолгоградНИПИнефть. – М. : ИГИРГИ, 1988. – С. 43-49.
20. Зайцев, В.И. Некоторые возможности использования трития как индикатора на нефтяных месторождениях Некоторые возможности использования

третия как индикатора на нефтяных месторождениях / В.И. Зайцев, М.С. Хозяинов // Ядерно-геофизические исследования в обсаженных скважинах. – М. : ОНТИ ВНИИЯГГ, 1975. – С. 98-104 с. – (Тр. / ВНИИЯГГ ; вып. 23).

21. Кривенок, В.И. Опыт применения индикаторной метки радона на месторождениях НГДУ Жетыбайнефть / В.И. Кривенок, Н.И. Туров, К.Ж. Сисембаев // Разработка нефтегазовых месторождений : науч.-техн. сб. – М. : ВНИИОЭНГ, 1992. – С. 59-65. – (Сер. Нефтяная и газовая промышленность ; вып. 1 / КазНИПИнефть).

22. Майдебор, В.Н. К вопросу о нагнетании радиоактивной жидкости в нефтеносные пласты / В.Н. Майдебор // Вопросы геологии, бурения скважин и добычи нефти. – М. : Гостоптехиздат, 1958. – С. 204-207. – (Тр. / ГрозНИИ ; вып. 3).

23. Макаров, М.С. Изучение фильтрационно-емкостных свойств палеозойских карбонатных отложений радоновым индикаторным методом / М.С. Макаров, В.Г. Калинин, Д.Б. Пинкензон // Геология, поиски и разведка залежей углеводородов в палеозойских отложениях : сб. науч. тр. / ВолгоградНИПИнефть. – М. : ИГИРГИ, 1985. – С. 131-138.

24. Определение фильтрационных свойств коллекторов Тенгизского месторождения с помощью индикаторного метода по радону / В.П. Филиппов, В.П. Арестов, И.В. Воронцова, И.В. Коверченко // Ускоренное освоение ресурсов нефти и газа Прикаспийского региона : сб. науч. тр. / ВолгоградНИПИнефть. – М. : ИГИРГИ, 1989. – С. 79-85.

25. Хегай, С.Д. Изучение движения нагнетаемых вод с помощью индикатора трития / С.Д. Хегай, Ю.В. Ракутин // Вопросы геологии, разработки нефтяных месторождений, гидродинамики и физики пласта : тр. / ТатНИИ. – Л., 1968. – Вып. 12. – С. 222-231.

26. Антонов, Г.П. Использование радиоактивных индикаторов на нефтяных месторождениях Татарстана / Г.П. Антонов, В.И. Зайцев // Каротажник. – 1998. – Вып. 47. – С. 46-59.

27. Хозяинов, М.С. Разработка методики применения трития при решении нефтепромысловых и геологоразведочных задач : автореф. дис. ... канд. техн. наук:

01.04.12 / М.С. Хозяинов ; ВНИИЯГГ ; науч. рук.: Ю.С. Шимелнвич, Ю.В. Середин. – Москва, 1978. – 22 с.

28. Соколовский, Э.В. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов / Э.В. Соколовский, Г.Б. Соловьев, Ю.И. Тренчиков. – М. : Недра, 1986. – 157 с.

29. Соколовский, Э.В. Исследования заводнения нефтяных залежей индикаторами / Э.В. Соколовский. – М. : ВНИИОЭНГ, 1974. – 80 с. – (Сер. Добыча : темат. науч.-техн. обзоры / ВНИИОЭНГ).

30. Чернорубашкин, А.И. Применение индикаторных методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений / А.И. Чернорубашкин, Г.А. Макеев, Г.А. Гавриленко. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985. – 38 с. – (Сер. Нефтепромысловое дело: обзор. информ. / ВНИИОЭНГ. вып. 5 (94).

31. Авершин, Р.В. Трассерные исследования на месторождениях НГДУ «Федоровскнефть» на пласте ЮС2 / Р.В. Авершин, И.П. Попов // Новые технологии топливно-энергетического комплекса – 2012 : материалы регион. науч.-практ. конф., Сургут, 17 апр. 2012 г. – Тюмень : ТИУ, 2012. – С. 8-15.

32. Антонов, Г.П. Индикаторные исследования межскважинного пространства в условиях предельной обводненности добываемой продукции / Г.П. Антонов, П.А. Шалин // Контроль и регулирование разработки, методы повышения нефтеотдачи пластов – основа рациональной разработки нефтяных месторождений : тр. Всерос. совещ. по разработке нефтяных месторождений, Альметьевск, 5-9 июня 2000 г. – Альметьевск, 2000. – Ч. 1. – С. 114-126.

33. Антонов, Г.П. Оценка послойной неоднородности пласта по результатам индикаторных исследований / Г.П. Антонов, В.И. Зайцев // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений Татарстана : сб. науч. тр. / ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2000. – С. 137-141.

34. Аширов, К.Б. Результаты закачки флуоресцеина в продуктивный пласт Яблоневого месторождения / К.Б. Аширов, В.А. Громович // Геология и разработка нефтяных месторождений. – М. : Недра, 1965. – С. 46-57. – (Тр. / Гипровостокнефть ; вып. 9).

35. Бахлюстов, А.И. Проведение трассерных исследований для выявления каналов низкого фильтрационного сопротивления / А.И. Бахлюстов // Трофимуковские чтения – 2017 : материалы Всерос. молодежной науч. конф. с участием иностранных ученых, Новосибирск, 8-14 окт. 2017 г. – Новосибирск, 2017. – С. 200-202.

36. Зайцев, В.И. Индикаторные исследования межскважинного пространства при решении прикладных задач по контролю за разработкой эксплуатационных объектов / В.И. Зайцев, Г.П. Антонов // Сборник докладов научно-технической конференции, посвященной 50-летию Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти (ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть»), 25-26 апреля 2006 г., г. Бугульма, Республика Татарстан. – М. : Нефтяное хозяйство, 2006. – С. 78-80.

37. Зайцев, В.И. Опыт применения индикаторных методов при контроле за разработкой нефтяных месторождений Татарстана / В.И. Зайцев, Г.П. Антонов // Актуальные проблемы геологии и разработки нефтяных месторождений Татарстана : сб. науч. тр. / ТатНИПИнефть. – М. : НП «Закон и порядок», 2006. – С. 472-476.

38. Камышников, А.Г. Индикаторный метод исследования межскважинного пространства как один из способов контроля за разработкой нефтяного месторождения и планирования ГТМ / А.Г. Камышников, П.Н. Кубарев // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : сб. материалов Междунар. науч.-практ. конф., приуроченной к 60-летию высшего нефтегазового образования в Республике Татарстан, 28-29 окт. 2016 г. – Альметьевск : АГНИ, 2016. – Т. 1. – С. 394-397.

39. Контроль за разработкой нефтяных месторождений индикаторными методами / Р.Х. Муслимов, С.А. Султанов, В.И. Зайцев [и др.] // Развитие методов проектирования, анализа и контроля за разработкой нефтяных месторождений : материалы Всесоюз. совещ., проведенного Миннефтепромом совместно с Центральным правлением НТО НПГ им. Губкина И.М. в Бугульме 15-17 июня 1982 г. – М. : ВНИИОЭНГ, 1984. – С.154-160.

40. Кубарев, П.Н. Применение многоиндикаторного метода исследования межскважинного пространства на объектах ПАО «Татнефть» / П.Н. Кубарев, А.Г. Камышников, С.В. Кондаков // Сборник докладов научно-технической конференции, посвященной 60-летию ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть», 13-14 апр. 2016 г., г. Бугульма / ПАО «Татнефть». – Набережные Челны : Экспозиция Нефть Газ, 2016. – С. 145-149.

41. Никаноров, А.М. Многоцветные флуоресцентные трассеры для исследования гидродинамических процессов в нефтяных пластах / А.М. Никаноров, Н.М. Трунов, М.Г. Тарасов // Нефтегазовая гидрогеология на современном этапе: (теоретические проблемы, региональные модели, практические вопросы). – М. : ГЕОС, 2007. – С. 301-307.

42. Результаты трассерных исследований на Байтуганском нефтяном месторождении / П.Н. Кубарев, А.Г. Камышников, Г.П. Антонов, М.А. Абрамов // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – Казань : Центр инновационных технологий, 2013. – Вып. 81. – С. 108-118.

43. Трассерные исследования межскважинного пространства / И.О. Орлова, Е.Н. Даценко, Н.Н. Авакимян, И.В. Орлов // Булатовские чтения : материалы II Междунар. науч.-практ. конф. (31 марта 2018 г) : сб. ст. : в 7 т. – Краснодар : Издательский Дом - Юг, 2018. – Т. 2, ч. 2. – С. 68-69.

44. Шарыга, А.В. Анализ проведения трассерных исследований на нефтяном месторождении ХМАО / А.В. Шарыга, Г.И. Флоря, Ю.И. Шуть // Фундаментальные научные исследования: теоретические и практические аспекты : сб. материалов VIII Междунар. науч.-практ. конф., 19 сент. 2018 г. – Кемерово, 2018. Т. 2. – С. 88-90.

45. Анализ результатов гидродинамических и трассерных исследований на месторождении им. Ю. Корчагина в Северном Каспии / Л.А. Анисимов, И.В. Воронцова, В.С. Левченко [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 12. – С. 48-55.

46. Вишнякова, А.В. Результаты трассерных исследований межскважинного пространства / А.В. Вишнякова, К.Н. Ивонтьев, В.Я. Кабо // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 11. – С. 31-37.

47. Возможность выявления дизъюнктивных нарушений на нефтяном месторождении по характеру обводнения скважин и данным трассерных исследований / В.А. Юдин, С.Г. Вольпин, И.В. Афанаскин, Н.П. Ефимова // Труды научно-исследовательского института системных исследований Российской академии наук. – 2019. – Т. 9, № 5. – С. 91-99.

48. Закономерности, выявленные в ходе трассерных исследований по уточнению геологического строения сложнопостроенных залежей нефти / А.В. Лобусев, М.А. Лобусев, Р.А. Махаматханов, А.Б. Бакиева // Территория Нефтегаз. – 2013. – № 10. – С. 32-37.

49. Костин, П.И. Исследования нефтяных пластов с применением трассерных исследований на месторождениях Лукойл-Западная Сибирь / П.И. Костин // Вестник науки. – 2018. – Т. 4, № 9. – С. 195-198.

50. Красноперова, С.А. Проведение трассерных исследований на месторождениях Удмуртии / С.А. Красноперова // Управление техносферой. 2020. – Т. 3, № 3. – С. 338-347.

51. Кубарев, П.Н. Уточнение геологического строения объектов разработки с использованием индикаторных растворов / П.Н. Кубарев, А.Г. Камышников, М.А. Абрамов // Инженерная практика. – 2016. – № 7. – С. 56-65.

52. Мониторинг разработки нефтяных пластов с помощью флуоресцентных трассеров / В.Н. Кожин, А.В. Тютяев, А.Н. Пантелеев [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 7. – С. 10-13.

53. Обобщение индикаторных (трассерных) исследований на месторождениях Западной Сибири [и др.] / А.С. Трофимов, С.В. Бердников, Н.Р. Кривова // Территория Нефтегаз. – 2006. – № 12. – С. 72-77.

54. Опыт применения индикаторных исследований по изучению гидродинамической связи между сакмарскими и верхнепермскими отложениями Ашальчинского месторождения сверхвязких нефтей / М.Н. Мингазов, А.А. Стриженок, Р.Р. Фатхуллин [и др.] // Георесурсы. – 2015. – № 1. – С. 29-32.

55. Планирование, проведение и использование результатов индикаторных исследований для контроля разработки нефтяного месторождения / Б.Г. Ганиев,

П.Н. Кубарев, А.Г. Камышников, К.В. Шишкин // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 6. – С. 44-47.

56. Применение индикаторного метода для изучения фильтрационных процессов после реализации комплексной технологии повышения нефтеотдачи / П.Н. Кубарев, М.Р. Хисаметдинов, А.Г. Камышников [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 7. – С. 33-35.

57. Результаты трассерных исследований межскважинного пространства на месторождениях Бугурусланской области / А.В. Вишнякова, К.Н. Ивонтьев, В.Я. Кабо [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 4. – С. 86-89.

58. Трассерные исследования пластов группы Ю месторождения Каламкас / Сун Синь Юнь, М.Д. Досмухамбетов, А.В. Игнатенко, А. Нестеркин // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 5. – С. 74-76.

59. Трассерные исследования Урьевского месторождения / А.С. Трофимов, С.В. Гусев, С.И. Грачев [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1997. – № 6. – С. 71.

60. Хозяинов, М.С. Результаты изучения фильтрационной неоднородности пласта ЮВ1 методом индикаторных (трассерных) исследований / М.С. Хозяинов, Д.А. Чернокожев // Каротажник. – 2012. – № 2. – С. 3-14.

61. Антонов, Г.П. Технология исследований индикаторными методами для решения нефтепромысловых задач в процессе контроля за разработкой залежей нефти : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 04.00.12 / Г.П. Антонов ; ТатНИПИнефть ; науч. рук.: Б.М. Орлинский, В.И. Зайцев. – Уфа, 1992. – 22 с.

62. Звягин, Г.А. Исследование трещинных коллекторов с применением индикаторных методов для решения геолого-промысловых задач (на примере месторождений Пермской области : автореф. дис. ... канд. геолого-минералог. наук: 04.00.17 / Г.А. Звягин ; ПермНИПИнефть ; науч. рук. Ф.А. Гришин. – М., 1978. – 19 с.

63. Соколовский, Э.В. Теория и практика применения индикаторов при фильтрационных исследованиях и разработке нефтяных месторождений : автореф.

дис. ... д-ра техн. наук: 05.315 / Э.В. Соколовский; СевКавНИПИнефть. – Грозный, 1971. – 25 с.

64. Тренчиков, Ю.И. Совершенствование индикаторных методов исследований нефтяных залежей и контроля процессов их разработки : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.15.06 / Ю.И. Тренчиков; СевКавНИПИнефть; науч. рук. Э.В. Соколовский. – Грозный, 1983. – 20 с.

65. Кубарев, П.Н. Количественная оценка основных путей флюидопроводимости после применения технологий УНП и ГРП трассерным методом исследования / П.Н. Кубарев, А.Г. Камышников // Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений: материалы Междунар. науч.-практ. конф., посвящ. 100-летию со дня рождения В.Д. Шашина, 7-8 сент. 2016 г., г. Казань : в 2 т. – Казань : Ихлас, 2016. – Т. 2. – С. 26-29.

66. Оценка влияния воздействия на пласт методов повышения нефтеотдачи с помощью трассерных исследований / А.С. Трофимов, В.А. Беляев, С.И. Грачёв, С.Г. Батурин // Моделирование технологических процессов бурения, добычи и транспортировки нефти и газа на основе современных информационных технологий : материалы Всерос. науч.-техн. конф., Тюмень, 20-22 мая 1998 г. – Тюмень : ТИУ, 1998. – С. 116-118.

67. Хавкин, А.Я. Исследования механизмов повышения нефтеотдачи с помощью метода радиоактивных индикаторов / А.Я. Хавкин, Г.И. Чернышев // Новейшие методы увеличения нефтеотдачи пластов – теория и практика их применения : тез. докл. науч.-практ. конф. VIII Междунар. выставки «Нефть, газ. Нефтехимия – 2001», 5-8 сент. 2001 г. – Казань, 2001. – С. 235-236.

68. Вишнякова, А.В. Применение методологии трассерных исследований межскважинного пространства при планировании и реализации технологий повышения нефтеотдачи пластов / А.В. Вишнякова, К.Н. Ивонтьев, В.Я. Кабо // Нефть. Газ. Новации. – 2012. – № 1. – С. 48-52.

69. Интерпретация результатов трассерных исследований для оценки эффективности технологии выравнивания профилей приемистости /

В.А. Коротенко, С.И. Грачев, Т.К. Апасов [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. – 2019. – № 6. – С. 40-44.

70. Трассерные исследования и работы по выравниванию профиля приемистости в скважине Дачного месторождения / Ф.Э. Сафаров, С.А. Вежнин, С.Л. Вульфович [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 4. – С. 38-43.

71. Шилов, А.В. Применение трассерных исследований для оценки влияния методов увеличения нефтеотдачи пласта на изменение охвата процессом вытеснения / А.В. Шилов, Н.А. Морокова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 12. – С. 40-44.

72. Эффективность применения потокоотклоняющих технологий на Талинской площади Красноленинского месторождения по результатам трассерных исследований / К.Ю. Лоскутов, Е.С. Буйнов, А.А. Коробейников [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 2. – С. 17-21.

73. Инструкция по проведению исследований индикаторным методом на участках применения физико-химических методов повышения нефтеотдачи : РД 39-23-1236-85 : вводится впервые : срок введения с 01.02.1985 г. до 01.01.1990 г. / В.И. Зайцев ; ТатНИПИнефть. – Бугульма, 1985. – 36 с.

74. Определение остаточной нефтенасыщенности методом разделяющихся трассеров в лабораторных условиях / Ф.А. Корякин, Н.Ю. Третьяков, О.Б. Абдулла, В.Г. Филиппов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 6. – С. 131-143.

75. Справочник инженера-нефтяника. Т. 5 (А) : Инжиниринг резервуаров / гл. ред. Ларри Лейк ; под ред. Эдварда Д. Холстайна ; пер. с англ. под ред. С.О. Бороздина. – М. ; Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2017. – 1230 с. – (Нефтегазовый инжиниринг / ОАО «Газпром нефть»).

76. Применение технологии SWCTT для оценки эффективности заводнения низкоминерализованной водой карбонатного пласта Харьягинского месторождения / Ю.А. Келлер, А.А. Усков, А.Н. Кривогуз [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 7. – С. 109-113.

77. Проектирование опытно-промышленных работ по оценке эффективности ПАВ-полимерного заводнения при помощи односкважинных трассерных исследований / Д.С. Круглов, А.Е. Смирнов, И.В. Ткачев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 12. – С. 102-106.

78. Pedersen, T.A Single Well Chemical Tracer model that accounts for temperature gradients, pH changes and buffering / T.A. Pedersen // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 201. – 14 p.

79. Single well chemical tracer tests to assess low salinity water and surfactant EOR processes in West Africa / C. Callegaro, F. Masserano, M. Bartosek // IPTC 2014 : International Petroleum Technology Conference, Dec 10-12, 2014, Kuala Lumpur, Malaysia. – P. IPTC-17951-MS.

80. Design and demonstration of new single-well tracer test for viscous chemical enhanced-oil-recovery fluids / R. Fortenberry, P. Suniga, M. Delshad [et al.] // SPE Journal. – 2016. – Vol. 21, №. 4. – P. 1075-1085.

81. One-Spot pilot results in the Sabriyah-Mauddud Carbonate Formation in Kuwait using a novel surfactant formulation / C. Carlisle, E. Al-Maraghi, B. Al-Saad [et al.] // SPE Improved Oil Recovery Symposium, April 12-16, 2014, Tulsa, Oklahoma, USA. – P. SPE-169153-MS.

82. Келлер, Ю.А. Методы оценки эффективности химических методов увеличения нефтеотдачи трассерными исследованиями SWCTT и PITT / Ю.А. Келлер, А.А. Усков // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. – 2023. – Т. 5, № 1. – С. 47-56

83. Qamber, A. The Application of Chemical Tracer Monitoring in Multi Stage Acid Frac Wells in the Mature Bahrah Field, North Kuwait / A. Qamber, M. Hassan, A. Ali // SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference, Oct. 13-16, 2019, Mishref, Kuwait. – P. SPE-198037-MS.

84. Salman, A. Analysis of chemical tracer flowback in unconventional reservoirs / A. Salman, B. Kurtoglu, H. Kazemi // SPE/CSUR Unconventional Resources Conference – Canada, Sep 30-Oct 2, 2014, Calgary, Alberta, Canada. – P. SPE-171656-MS.

85. Understanding frac fluid distribution of an individual frac stage from chemical tracer flowback data / W. Tian, A. Darnley, T. Mohle [et al.] // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, Feb 5-7, 2019, The Woodlands, Texas, USA. – P. SPE-194362-MS.

86. Evaluation of two horizontal wells in the eagle ford using oil-based chemical tracer technology to optimize stimulation design / J. Spencer, D. Bucior, R. Catlett, E. Lolon // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, Feb 4-6, 2013, The Woodlands, Texas, USA. – P. SPE-163846-MS.

87. Well Completion Technology Evaluation for Oil Rim Field Development Using Permanent Tracers: A Case Study from North-Komsomolskoye Field / R.R. Gashimov, V.V. Salyaev, A.M. Nuykin [et al.] // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Oct. 16-18, 2017, Moscow, Russia. – P. SPE-187746-MS.

88. The Comparison of Inflow Profiling Technologies for ERD Wells Including PLT, Fiber Optics DTS, Stationary Chemical Tracers: A Case Study from the Caspian offshore Yuri Korchagin Field in Russia / S.Y. Shtun, A.A. Senkov, O.I. Abramenko [et al.] // SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition, Nov 1-3, 2017, Baku, Azerbaijan. – P. SPE-188985-MS.

89. Регулирование процесса выработки запасов углеводородов на основе динамического трассерного мониторинга профиля притока горизонтальных скважин / К.Н. Овчинников, Ю.А. Котенёв, Ш.Х. Султанов [и др.] // Георесурсы. – 2022. – Т. 24, №. 4. – С. 126-137.

90. Laboratory Evaluation of Inter-Well Partitioning Tracers for the determination of remaining oil saturation after ASP flooding / J. Austine, DW. van Batenburg, J.G. Southwick [et al.] // SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference, Aug 11-13, 2015, Kuala Lumpur, Malaysia. – P. SPE-174610-MS.

91. Application of a NAPL Partitioning Interwell Tracer Test (PITT) to Support DNAPL Remediation at the Sandia National Laboratories/New Mexico Chemical Waste Landfill / J.E. Studer, P. Mariner, M. Jin [et al.] // Proceedings Superfund/Hazwaste West Conference, Las Vegas, NV, May, 1996.

92. Partitioning tracer test for detection, estimation, and remediation performance assessment of subsurface nonaqueous phase liquids / M. Jin, M. Delshad, V. Dwarakanath [et al.] // *Water Resources Research*. – 1995. – Vol. 31, №. 5. – P. 1201-1211.

93. Measurement of distribution coefficients using a radial injection dual-tracer test / J.F. Pickens, R.E. Jackson, K.J. Inch, W.F. Merritt // *Water Resources Research*. – 1981. – Vol. 17, №. 3. – P. 529-544.

94. Use of Partitioning Tracers for Measuring Residual Naph Distribution in a Contaminated Aquifer: Preliminary Results from a Field-Scale Test / M.D. Annable, P.S.C. Rao, K. Hatfield [et al.] // *Proceedings, 2nd Tracer Workshop, U. of Texas, Austin, TX*. – 1995.

95. Pushing the envelope of residual oil measurement: A field case study of a new class of inter-well chemical tracers / M. Sanni, M. Al-Abbad, S. Kokal [et al.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 163. – P. 538-545.

96. Use of partitioning tracers to estimate oil saturation distribution in heterogeneous reservoirs / R.M. Dean, D.L. Walker, V. Dwarakanath [et al.] // *SPE Improved Oil Recovery Conference, April 11-13, 2016, Tulsa, Oklahoma, USA*. – P. SPE-179655-MS.

97. Carpenter, C. Use of partitioning tracers to estimate oil-saturation distribution / C. Carpenter // *Journal of Petroleum Technology*. – 2016. – Vol. 68, №. 9. – P. 72-73.

98. Jones, M. Wellbore Placement Optimization Using Particulate Oil-Soluble Tracers / M. Jones, J. LaRue // *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, Feb 5-7, 2019, The Woodlands, Texas, USA*. – P. SPE-194356-MS.

99. Индикаторные исследования как метод выявления техногенной трещиноватости, влияющей на процесс равномерного заводнения пласта, на примере одного из месторождений Нижневартовского свода / Т.В. Коробейникова, П.П. Дударик, В.Б. Маркелов, Ю.Д. Куприянов // *Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса : материалы Междунар. науч.-практ. конф. обучающихся, аспирантов и ученых, Нижневартовск, 20 апр. 2017 г.* – Тюмень : ТИУ, 2017. – Т. 1. – С. 87-91.

100. Санников, В.А. Обоснование критериев идентификации трещин и методика расчета фильтрационной неоднородности трещиноватых пластов по данным трассирования потоков индикаторами / В.А. Санников // Новые технологии освоения и разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа и повышения нефтеотдачи : тр. 7-го Междунар. технол. симпозиума. – М. : Институт нефтегазового бизнеса, 2008. – С. 264-269.

101. Контроль за разработкой сложно построенных коллекторов комплексом гидродинамических и трассерных исследований скважин / М.Ю. Федорчук, Л.А. Анисимов, И.В. Воронцова [и др.] // Геология, география и глобальная энергия. – 2013. – № 3. – С. 68-79.

102. Матрицы применимости трассерных исследований на примере элемента девятиточечной системы разработки с трещинами гидроразрыва / А.А. Мирзаянов, Г.Ф. Асалхузина, Ю.А. Питюк [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19, № 4. – С. 41-49.

103. Киляков, В.Н. Разработка методики определения фильтрационно-емкостных свойств проницаемых пластов радоновым индикаторным методом : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 04.00.12 / В.Н. Киляков ; ВолгоградНИПИнефть ; науч. рук. д-р техн. наук, проф. Ю.С. Шимелевич. – М., 1990. – 25 с.

104. Антонов Г.П. Проведение трассерных исследований для контроля и регулирования процесса заводнения нефтяных залежей в ОАО «Татнефть» / Г.П. Антонов, М.А. Абрамов, П.Н. Кубарев // Инженерная практика. – 2015. – №. 5. – С. 56-68.

105. Phirani, J. Predicting stagnant pore volume in porous media using temporal moments of tracer breakthrough curves / J. Phirani, S. Roy, H.J. Pant // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Vol. 165. – P. 640-646.

106. Ханин, И.Л. Эффективность разработки литологически неоднородных коллекторов нефтяных месторождений Куйбышевского Поволжья / И.Л. Ханин, П.А. Палий, В.Е. Гавура ; под ред. И.Л. Ханина. – Куйбышев : Куйбышевское кн. изд-во, 1974. – 247 с.

107. Егорова, Ю.Л. Изучение фильтрационных свойств карбонатных коллекторов на основе индикаторных исследований / Ю.Л. Егорова, Р.Х. Низаев // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. – Альметьевск : АГНИ, 2019. – Т. 18. – С. 24-27.

108. Результаты закачки флуоресцеина в нефтяную залежь пласта А4 башкирского яруса Покровского месторождения Куйбышевской области / К.Б. Аширов, В.А. Громович, Л.А. Емельянова, В.М. Пряхина // Геология и разработка нефтяных месторождений : тр. / Гипровостокнефть. – М. : Недра, 1967. – Вып. 11. – С. 194-198.

109. Низаев, Р.Х. Применение трассерных методов исследования для определения пространственного ориентирования трещин в карбонатных коллекторах с использованием геологического и гидродинамического моделирования / Р.Х. Низаев, Ю.Л. Егорова. – Текст: электронный // Нефтяная провинция : сетевое науч. изд. – 2018. – № 1. – С. 12-19. – URL: http://docs.wixstatic.com/ugd/2e67f9_534f65616ec24417a3891f2d9d4e1edc.pdf (дата обращения: 05.09.2025).

110. Изотов, А.А. Механизм распространения индикатора в терригенном пласте при трассерных исследованиях / А.А. Изотов, Д.Г. Афонин // Экспозиция Нефть Газ. – 2021. – № 5. – С. 31-34.

111. Месторождения каспийского шельфа: обзор результатов внедрения новых технологий заканчивания скважин и систем постоянного мониторинга / С.Ю. Штунь, А.А. Сеньков, О.И. Абраменко [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 12. – С. 12-22.

112. Мониторинг работы горизонтальных скважин Северо-Комсомольского месторождения с помощью интеллектуальных индикаторов притока / Т.И. Соловьев, Д.К. Солтанов, А.Р. Галимзянов [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 10. – С. 32-41.

113. Опыт внедрения индикаторов притока на Приразломном месторождении для исследования горизонтальных добывающих скважин / О.Н. Морозов, М.А. Андриянов, А.В. Колода [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – № 7. – С. 24-29.

114. Павлов, И.В. Трассерные методы идентификации и мониторинга притока флюидов в добывающие скважины / И.В. Павлов, Г.С. Мозговой // Нефть. Газ. Новации. – 2020. – № 1. – С. 63-66.

115. Семикин, Д.А. Обзор систем мониторинга работы протяженных горизонтальных скважин при разработке контактных запасов / Д.А. Семикин, М.Т. Нухаев // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 7. – С. 39-43.

116. Технология мониторинга интервалов прорыва газа и воды с помощью хромато-десорбционных систем: результаты проведения ОПР на месторождении им Ю. Корчагина / С.Ю. Штунь, А.А. Сеньков, О.И. Абраменко [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 4. – С. 58-64.

117. Харьягинское месторождение: результаты внедрения инновационной технологии мониторинга работы скважин для карбонатной залежи / О.Н. Зощенко, Ю.М. Трушин, А.С. Алещенко [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 2. – С. 66-70.

118. Маркерный мониторинг профиля и состава притока в горизонтальных скважинах Средне-Назымского месторождения как эффективный инструмент получения информации в условиях ТРИЗ / В.Б. Карпов, А.А. Рязанов, Н.В. Паршин [и др.] // Недропользование XXI век. – 2019. – № 6. – С. 54-63.

119. Овчинников, К.Н. Задачи разработки месторождений и бурения, решаемые с помощью технологии маркерной диагностики профилей притоков скважин / К.Н. Овчинников // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 2. – С. 71-77.

120. Применение индикаторных исследований на нефтяных месторождениях в терригенных и карбонатных коллекторах / А.Ю. Никитин, А.В. Бодрягин, Ю.Д. Куприянов, А.В. Корчнев // Каротажник. – 2003. – № 110. – С. 150-162.

121. Проведение стационарного мониторинга профиля притока для увеличения эффективности выработки пласта / А.С. Мороз, А.С. Валиуллин, П.А. Мякишев [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2020. – № 3. – С. 59-65.

122. Сопоставление промыслово-геофизических и трассерных методов исследований для контроля профиля притока в горизонтальных скважинах с

многостадийным гидроразрывом пласта / З. Калуджер, К.В. Торопов, Р.Р. Муртазин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 9. – С. 38-41.

123. О применении радиоактивных индикаторов при исследовании бурящихся и эксплуатационных скважин / В.М. Котельников, Р.А. Пецюха, В.Н. Антонов [и др.] // Промысловая геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Нижнего Поволжья : тр. / ВолгоградНИПИнефть. – Волгоград : Нижне-Волжское кн. изд-во, 1976. – Вып. 25. – С. 3-7.

124. Определение мест незначительного нарушения герметичности обсадной колонны радоновым индикаторным методом / М.С. Макаров, В.П. Филиппов, В.Н. Киляков, В.В. Романов // Техничко-технологические особенности строительства скважин в пределах Приморского свода Прикаспийской впадины : сб. науч. тр. / ВолгоградНИПИнефть. – М. : ИГИРГИ, 1987. – С. 69-75.

125. Применение радонового индикаторного метода при проводке и заканчивании скважин / В.Г. Калинин, Д.Б. Пинкензон, М.С. Макаров Совершенствование техники и технологии бурения и испытания глубоких скважин в Нижнем Поволжье : тр. / ВолгоградНИПИнефть. – М., 1978. – Вып. 31. – С.43-47.

126. Определение потенциально извлекаемых запасов нефти радоновым индикаторным методом / В.П. Филиппов, И.В. Воронцова, В.Н. Киляков, Л.П. Колодинский // Геология, разработка и эксплуатация нефтяных месторождений : сб. науч. тр. / ВолгоградНИПИнефть. – Волгоград, 1993. – Вып. 52. – С. 70-77.

127. Теоретические основы определения профиля приемистости нагнетательных скважин радоновым индикаторным методом / М.С. Макаров, Г.Д.Б. Пинкензон, В.Г. Калинин [и др.] // Особенности поздней стадии разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Нижнего Поволжья : сб. науч. тр. / ВолгоградНИПИнефть. – М., 1981. – С. 52-59.

128. Методическое руководство по применению радонового индикаторного метода для определения технического состояния скважин и выделения проницаемых пластов : РД 39-4-957-83 : вводится впервые : срок введения с 01.03.1984 г. до 01.03.1989 г. / ВолгоградНИПИнефть. – Волгоград, 1984. – 70 с.

129. Kirchner, J.W. Aggregation in environmental systems—Part 1: Seasonal tracer cycles quantify young water fractions, but not mean transit times, in spatially heterogeneous catchments / J.W. Kirchner // *Hydrology and Earth System Sciences*. – 2016. – Vol. 20, №. 1. – P. 279-297.

130. Kirchner, J.W. Aggregation in environmental systems—Part 2: Catchment mean transit times and young water fractions under hydrologic nonstationarity / J.W. Kirchner // *Hydrology and Earth System Sciences*. – 2016. – Vol. 20, №. 1. – P. 299-328.

131. Patterns and persistence of hydrologic carbon and nutrient export from collapsing upland permafrost / B.W. Abbott, J.B. Jones, S.E. Godsey [et al.] // *Biogeosciences*. – 2015. – Vol. 12, №. 12. – P. 3725-3740.

132. High-resolution stable water isotopes as tracers of thaw unconformities in permafrost: A case study from western Arctic Canada / D. Lacelle, M. Fontaine, A.P. Forest, S. Kokelj // *Chemical Geology*. – 2014. – Vol. 368. – P. 85-96.

133. Substantial proportion of global streamflow less than three months old / S. Jasechko, J.W. Kirchner, J.M. Welker, J.J. McDonnell // *Nature geoscience*. – 2016. – Vol. 9, №. 2. – P. 126-129.

134. Geochemical and isotopic (oxygen, hydrogen, carbon, strontium) constraints for the origin, salinity, and residence time of groundwater from a carbonate aquifer in the Western Anti-Atlas Mountains, Morocco / N. Ettayfi, L. Bouchaou, J.L. Michelot [et al.] // *Journal of Hydrology*. – 2012. – Vol. 438. – P. 97-111.

135. Sorption and transformation of the reactive tracers resazurin and resorufin in natural river sediments / D. Lemke, R. González-Pinzón, Z. Liao [et al.] // *Hydrology and Earth System Sciences*. – 2014. – V. 18, №. 8. – P. 3151-3163.

136. Helton, A.M. Thermodynamic constraints on the utility of ecological stoichiometry for explaining global biogeochemical patterns / A.M. Helton, M. Ardón, E.S. Bernhardt // *Ecology letters*. – 2015. – Vol. 18, №. 10. – P. 1049-1056.

137. Серебряков, О.И. Геохимические технологии поисков, разведки, разработки, добычи и переработки нефти и газа : монография / О.И. Серебряков,

Л.Ф. Ушивцева, А.О. Серебряков. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 297 с.

138. Применение геохимического мониторинга продукции скважин для решения широкого спектра задач в нефтегазовой отрасли / М.С. Шипаева, А.С. Старцева, А.А. Шакиров, В.А. Судаков // Сборник тезисов XIII Международной научно-практической конференции, Ижевск, 21-23 апр. 2023 г. – Ижевск, 2023. – С. 152-156.

139. Применение геохимических методов исследования для решения актуальных задач в нефтегазовой отрасли / М.С. Шипаева, В.А. Судаков, А.С. Старцева, Д.Ф. Мингазов // Современные проблемы геохимии – 2023 : материалы конф. молодых ученых, Иркутск, 11-16 сент. 2023 г. – Иркутск : ИГХ СО РАН, 2023. – С. 155-157.

140. Бакаев, А. Маркировка нефти и нефтепродуктов / А. Бакаев, Д. Коптев. – Текст : электронный // Энергетическая политика : официальный сайт общественно-делового науч. журн. – 18.06.2021. – URL: <https://energypolicy.ru/markirovka-nefti-i-nefteproduktov/neft/2021/16/18/> (дата обращения: 05.09.2025).

141. Самарские ученые разработали новую технологию маркировки нефти. – Текст : электронный // Neftegaz.ru : портал. – 08.02.2016. – URL: <https://neftegaz.ru/news/neftechim/223233-samarskie-uchenye-razrabotali-novuyu-tekhnologiyu-markirovki-nefti/> (дата обращения: 05.09.2025).

142. Использование углеродных квантовых точек в качестве трассирующего материала при мониторинге и контроле разработки нефтяных месторождений / А.Г. Камышников, А.Т. Зарипов, Ант.Н. Береговой [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 7. – С. 44-48.

143. Методы маркерной диагностики для контроля разработки месторождения. Классификация, структурирование и терминология / А.Г. Камышников, А.А. Лутфуллин, А.Т. Зарипов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 7. – С. 18-23.

144. A Field Case Study of an Interwell Gas Tracer Test for GAS-EOR Monitoring Available to Purchase / M. Sanni, M. Abbad, S. Koka // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Nov 13-16, 2017, Abu Dhabi, UAE. – P. SPE-188363-MS.

145. Методическое руководство по технологии проведения индикаторных исследований и интерпретации их результатов для регулирования и контроля процесса заводнения нефтяных залежей : РД 39-0147428-235-89 : вводится впервые ; срок введения с 01.07.1989 г. до 30.06.1992 г. / СевКавнипинефть; ВНИИГеоинформсистем; ТатНИПИнефть. – Грозный, 1989. – 86 с.

146. Метод межскважинных трассерных тестов для диагностики опережающего обводнения и минимизации рисков при уплотняющем бурении / А.Г. Камышников, Ант.Н. Береговой, А.Т. Зарипов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 7. – С. 36-39.

147. Хисамов, Р.С. Увеличение продуктивности карбонатных коллекторов нефтяных месторождений / Р.С. Хисамов, М.Х. Мусабилов, А.Ф. Яртиеv. – Казань : Ихлас, 2015. – 191 с.

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

149. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов / М.Л. Сургучев, В.И. Калганов, А.В. Гавура [и др.]. – М. : Недра, 1987. – 230 с.

150. Майдебор, В.Н. Особенности разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами / В.Н. Майдебор. – М. : Недра, 1980. – 288 с.

151. Словарь по геологии нефти и газа / отв. ред.-сост. К.А. Черников. – Л. : Недра, Ленингр. отд-ние, 1988. – 679 с.

152. История и механизмы формирования залежей нефти в карбонатных породах по минералого-литологическим данным / Г.А. Кринари, Г.М. Ескина, А. Кольчугин [и др.] // Литосфера. – 2013. – № 1. – С. 146-157.

153. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений : в 2-х т. / Р.Х. Муслимов, Л.Г. Абдулмазитов,

Р.Б. Хисамов, Л.М. Миронова. – Казань : Фэн ; Академия наук РТ, 2007 – Т. 2. – 523 с.

154. Дияшев, Р.Н. Новые системы разработки карбонатных коллекторов / Р.Н. Дияшев, И.М. Бакиров, А.Н. Чекалин // Нефтяное хозяйство. – 1994. – № 1. – С. 37-40.

155. Дияшев, Р.Н. Модели карбонатных коллекторов месторождений Татарии / Р.Н. Дияшев, Н.Х. Мусабиров // Нефтяное хозяйство. – 1989. – № 9. – С. 43-48.

156. Щербаков, Г.В. К методике гидродинамических исследований с целью определения параметров анизотропного пласта [Текст] / Г.В. Щербаков // Вопросы подземной гидродинамики и разработки нефтяных месторождений: тр. / ВНИИ. – Л. : Гостоптехиздат, 1958. – Вып. 12. – С. 272-280.

157. Николаевский, В.Н. Приток жидкости к горизонтальной трещине в пласте / В.Н. Николаевский // Изв. АН СССР. Сер. Механика и машиностроение. – 1958. – № 7. – С. 126-127.

158. Зависимость состава и подвижности нефти в карбонатных породах от их пористости и проницаемости / Э.А. Королев, А.А. Ескин, В.П. Морозов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 6. – С. 32-33.

159. Методическое руководство по приемке, анализу и систематизации результатов трассерных исследований в организациях Группы «ЛУКОЙЛ». Редакция 1.0. / ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг. – М. : ОАО «ЛУКОЙЛ», 2012 г. – 69 с.

160. Патент N 2798683 Российская Федерация, МПК G01N 21/64 (2006.01), G01N 30/02 (2006.01). Способ детектирования флуоресцентных и спиртовых трассеров при их совместном присутствии в пластовых водах при проведении трассерных межскважинных исследований : N 2023105600 : заявлено 10.03.2023 : опубликовано 23.06.2023 / Фархутдинов И.З., Камышников А.Г., Береговой А.Н., Заиров Р.Р., Довженко А.П. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.