

УДК 556.314:662.276(476)

DOI 10.62595/1819-5245-2025-2-76-89

К ВОПРОСУ ТРАССЕРНЫХ И ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ КОНТРОЛЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В. Д. ПОРОШИН, С. Л. ПОРОШИНА

*Учреждение образования «Гомельский государственный
технический университет имени П. О. Сухого»,
Республика Беларусь*

Представлены состояние, основные методические положения и результаты проведенных индикаторных (трассерных) и гидрогеохимических исследований на разрабатываемых с применением технологии заводнения нефтяных месторождениях. Посредством анализа скоростей продвижения закачиваемых вод к забоям добывающих скважин, получаемых при использовании рассматриваемых методов, указано на полную несопоставимость результатов интерпретации гидрогеохимических данных (доли единицы – первые десятки метров в сутки) и материалов индикаторных исследований (сотни и тысячи метров в сутки). Подобное несоответствие отмечено также при изучении фильтрационных характеристик продуктивных пластов и направлений перемещения пластовых флюидов с помощью этих методов. Сделан вывод о целесообразности выполнения на выбранных объектах масштабных комплексных работ с использованием мониторинговых гидрогеохимических данных и материалов более длительных трассерных исследований, что позволит более объективно оценить информативность приведенных видов контроля разработки нефтяных месторождений и усовершенствовать методические приемы их совместного проведения.

Ключевые слова: залежь нефти, трассерные исследования, гидрохимические данные, фильтрационные потоки, закачиваемые воды, попутные воды, высокоскоростные каналы.

Для цитирования. Порошин, В. Д. К вопросу трассерных и гидрогеохимических исследований при контроле разработки нефтяных месторождений / В. Д. Порошин, С. Л. Порошина // Вестник Гомельского государственного технического университета имени П. О. Сухого. – 2025. – № 2 (101). – С. 76–89. – DOI 10.62595/1819-5245-2025-2-76-89

ON THE ISSUE OF TRACER AND HYDROGEOCHEMICAL STUDIES IN MONITORING THE DEVELOPMENT OF OIL FIELDS

V. D. POROSHIN, S. L. POROSHINA

*Sukhoi State Technical University of Gomel,
the Republic of Belarus*

The article presents the status, main methodological provisions and results of indicator (tracer) and hydrogeochemical studies conducted at oil fields developed using waterflooding technology. By analyzing the rates of injected water movement to the bottomholes of producing wells obtained using the methods under consideration, it is shown that the results of interpreting hydrogeochemical data (fractions of a unit - the first tens of meters per day) and indicator study materials (hundreds and thousands of meters per day) are completely incompatible. A similar discrepancy was also noted when studying the filtration characteristics of productive formations and the directions of formation fluid movement using these methods. A conclusion is made about the advisability of performing large-scale comprehensive work at the selected sites using monitoring hydrogeochemical data and materials of longer tracer studies, which will allow a more objective assessment of the information content of the above types of control over oil field development and improve the methodological techniques for their joint implementation.

Keywords: oil deposit, tracer studies, hydrochemical data, filtration flows, injected water, associated water, high-velocity channels.

For citation. Poroshin V. D., Poroshina S. L. On the issue of tracer and hydrogeochemical studies in monitoring the development of oil fields. *Vestnik Gomel'skogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta imeni P. O. Sukhogo*, 2025, no. 2 (101), pp. 76–89 (in Russian). DOI 10.62595/1819-5245-2025-2-76-89

Введение

Результаты обработки материалов трассерных исследований (ТИ) часто используются для изучения флюидодинамических потоков в продуктивных природных резервуарах и проведения геолого-технических мероприятий в скважинах с целью регулирования разработки нефтяных залежей. Этот метод начал применяться с середины прошлого века на месторождениях Куйбышевского Поволжья [1] и получил дальнейшее развитие благодаря работам Э. В. Соколовского, Г. Б. Соловьева, Ю. И. Тренчикова, а в последние десятилетия М. С. Хозяинова, Д. А. Чернокожева и других ученых. В результате были сформулированы основные задачи, решаемые с помощью индикаторного трассирования фильтрационных потоков, предложены методы исследований и интерпретации получаемых результатов [2, 3]. Суть рассматриваемой технологии заключается в закачке в пласт через нагнетательные скважины различных типов химических индикаторов с последующим определением их содержания в попутно добываемых с нефтью водах. Основными получаемыми параметрами при этом являются время прихода индикатора к добывающей скважине и его концентрации в отобранных пробах, обработка которых используется для уточнения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивных пород в межскважинном пространстве и исследования фильтрационных процессов в нефтяном пласте.

Имеющиеся данные о химическом составе и плотностях пластовых, закачиваемых и попутных вод для решения данных задач до последнего времени использовались редко. Принципиальная возможность использования в этих целях гидрогеохимических данных была продемонстрирована на отдельных примерах в обобщающих работах по нефтепромысловой гидрогеологии, вышедших в свет преимущественно во второй половине прошлого столетия [4, 5]. В связи с существенным отличием состава закачиваемых в продуктивные пласты вод от законтурных пластовых рассолов по большинству нефтегазоносных регионов закачиваемые воды могут рассматриваться как своеобразный трассер. Обработка материалов нефтепромыслового гидрогеохимического мониторинга также в ряде случаев позволяет получать достоверные данные о времени прихода закачиваемых вод к добывающим скважинам и доли последних в попутных водах, а значит, выдавать заключения о наличии гидродинамической связи между скважинами, направлениях и скоростях фильтрационных потоков, а также оценивать ФЕС продуктивных пластов [6, 7].

Поскольку, как по материалам трассерных так и по материалам гидрогеохимических исследований, можно получать, казалось бы, схожую и вместе с тем важную для гидродинамического моделирования и регулирования разработки нефтяных залежей информацию, в данной статье мы предприняли попытку кратко рассмотреть и сопоставить результаты таких исследований, проводимых по разным методикам.

Цель исследования – повышение достоверности определения фильтрационно-емкостных характеристик продуктивных пластов, а также скоростей и направлений фильтрационных потоков, отмечающихся при разработке нефтяных залежей, с использованием индикаторных (трассерных) и гидрогеохимических методов.

Состояние и основные результаты трассерных индикаторных исследований

С середины прошлого столетия в различных нефтедобывающих компаниях накоплен большой опыт проведения трассерных исследований. К примеру, только по месторождениям ОАО «Татнефть» в период с 1976 по 2015 г. было исследовано

более 150 опытных участков очагового и избирательного заводнения 45 нефтяных залежей. Эти и другие итоги проведенных исследований опубликованы в многочисленных статьях, большинство из которых рассматривают отдельные примеры с приведением конкретных результатов. Реже встречаются обобщающие работы по наиболее крупным нефтедобывающим компаниям, либо по регионам. К ним можно отнести статью А. С. Трофимова с соавторами, в которой приведены результаты по 23 месторождениям Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции с 1989 по 2005 г. [8]. По приводимым в данной работе материалам объем каналов низкого фильтрационного сопротивления (НФС), развиваемый одной нагнетательной скважиной на отмеченных месторождениях, варьирует в диапазоне от 59 до 7631 м³ при среднем значении 497 м³, фазовые проницаемости каналов НФС колеблются в еще более широком интервале – 55–251 294 мкм², что на 2–6 порядков превышает характерные значения для продуктивных пластов; скорости фильтрации закачиваемой воды, меченной индикаторами, находятся в интервале 20–50000 м/сут, что также превышает характерные скорости фильтрации для коллекторов на 2–6 порядков; раскрытость каналов НФС оценивается в размере $4,2\text{--}1160 \cdot 10^{-3}$ мм; непроницаемая фильтрация закачиваемой воды по каналам НФС составляет 8–43 %.*

Схожие величины рассматриваемых показателей приводятся в подавляющем большинстве опубликованных работ, освещающих результаты трассерных исследований, проведенных по месторождениям Западной Сибири, Северного Кавказа, Татарии, Тимано-Печеры, Самарской, Пермской, Волгоградской и Калининградской областей Российской Федерации, Западного Казахстана, Беларуси и других нефтедобывающих регионов. В статье Л. А. Анисимова с соавторами указывается: «Аналогичный диапазон различий проницаемости матрицы и разуплотненных каналов фильтрации (2–6 порядков) фиксируется для большинства резервуаров, где проводились трассерные исследования. Причем для карбонатных резервуаров эти различия достигают более высоких значений (4–6 порядков), чем для терригенных резервуаров (2–4 порядка)» [9, с. 13].

Отметим, что большинство авторов опубликованных работ по трассерным исследованиям не смущают аномально высокие величины анализируемых фильтрационных показателей (скорости в сотни и тысячи м/сут, проницаемости в тысячи мкм²), относительно низкие (для таких фильтрационных показателей) значения объемов и раскрытости каналов НФС и вместе с тем огромные объемы проходящей по ним закачиваемой воды, достигающие 40 % и более от всех объемов закачки. Некоторые исследователи даже утверждают, что обводнение скважин практически полностью связано с прорывом вод по каналам НФС, что, в свою очередь, вызывает некоторые вопросы. Как объяснить существующие большие перепады давлений (обычно более 10–15 МПа) между зоной отбора и зоной нагнетания в нефтяных месторождениях, находящихся на последних стадиях разработки? Почему при прекращении закачки в нагнетательные скважины в реагирующих добывающих скважинах не отмечается быстрое (в течение нескольких недель) и практически полное снижение обводненности добываемой продукции? Убедительных объяснений этому в опубликованных работах не приводится. Поэтому интересно было бы посмотреть, как же получаемые результаты интерпретации трассерных исследований соотносятся с результатами гидродинамических расчетов, результатами моделирования процесса разработки нефтяных месторождений и фактическими нефтепромысловыми данными. Подобные несоответствия в последние годы все чаще стали обсуждаться в открытой печати. Кратко остановимся на некоторых из них.

* Однако при детальном рассмотрении в данной статье одного из примеров (скважина 12 277 условного объекта «А») непроницаемая закачка воды, т. е. часть воды, фильтрующаяся по каналам НФС, оценена лишь в 1,1 %.

Так, в статье О. Г. Антонова с соавторами приведено сравнение данных гидродинамического моделирования закачки трассера с результатами работ, выполненных в 2011 г. с одновременной закачкой трех индикаторов в разные нагнетательные скважины и отбором проб из реагирующих скважин в течение 190 сут на третьем блоке Березовского месторождения. По данным трассерных исследований зафиксировано распространение закачиваемого агента за пределы общепринятых устанавливаемых областей взаимовлияния скважин. В то же время по промысловым данным влияния нагнетательных скважин на пластовое давление добывающего фонда даже третьего и четвертого рядов не установлено.

На современных гидродинамических симуляторах было проведено моделирование процесса закачки меченой жидкости в пласт и отслеживание его прохождения. Моделирование показало, что есть существенное расхождение с результатами индикаторных исследований. В частности, «закачанный на модели в скважине 54 флуоресцеин был обнаружен только в скважине 21755 и в незначительном количестве – в скважине 13499. Фактически индикатор зафиксирован в скважинах 8100, 8112А, 13493, 13555, 13595, 21753. Смоделированная закачка родамина в скважине 11920 подтвердилась в скважинах 13493, 21753, 21755, по факту он был обнаружен в скважинах 8100, 8112А, 13453, 32917 и в малой концентрации – в скважинах 13555, 13595. Согласно модели закачанный в скважину 12233 химический краситель эозин обнаружен только в скважине 13549, хотя реальные данные этого не подтвердили. Фактически индикатор зафиксирован в скважинах 8100, 8112А, 12493, 13555, 13595, 21753, 21755» [10, с. 42]. Более того динамика выхода меченой жидкости от нагнетательной скважины 11981 по модели свидетельствует, что первые порции индикатора появляются в добывающих скважинах не раньше, чем через год после закачки, а по некоторым из них – только через несколько лет (рис. 1).

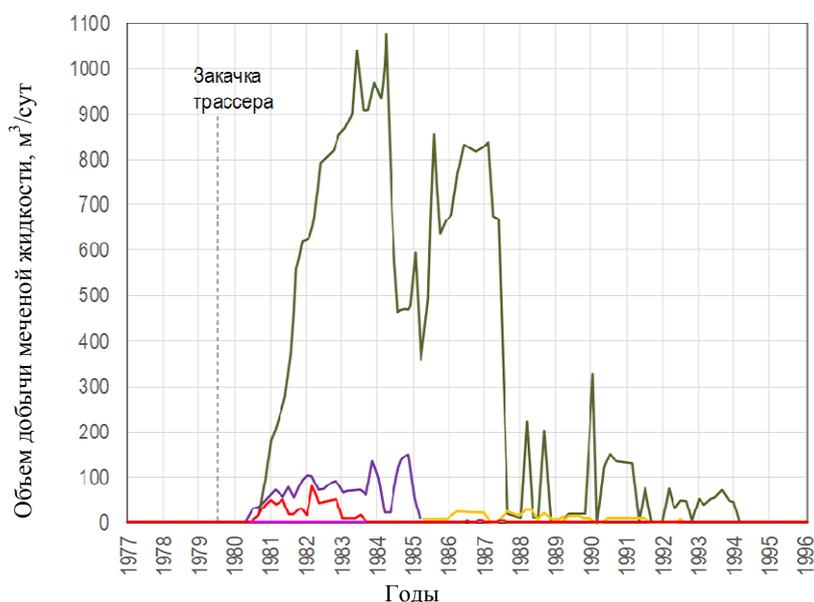


Рис. 1. Динамика выхода меченой жидкости от нагнетательной скважины 11981 по модели [19].
 Номер скважины: — 11982; — 11919; — 11983;
 — 13551; — 13553

Основной вынос индикатора по ряду скважин длится от 4–5 до 10 лет и более, тогда как по индикаторным исследованиям основной период выноса трассера наблюдался в интервале от 10 до 110 сут. Обратим внимание, что эти кардинальные

расхождения с результатами трассерных исследований наблюдаются с действующей моделью по данному участку, которая показывает высокую сходимость с фактическими значениями дебитов нефти и жидкости, а также забойных давлений по скважинам. Такие результаты, по мнению авторов рассматриваемой работы, «требуют дополнительного осмысления» [10, с. 42].

В. Ф. Дягилевым с соавторами с помощью применения многофакторного математического анализа были сопоставлены установленные по промысловым данным характер и интенсивность влияния нагнетательных скважин на отборы добывающих скважин 104, 127, 147, 169, 192 по пласту АС1-3 Северо-Ореховского месторождения с выводами интерпретации результатов закачки индикаторных жидкостей [11]. Сходимость результатов между данными оценки по индикаторным закачкам и значениями многофакторного математического анализа оценена всего в 65 %.

Т. Ф. Киреевым, Г. Т. Булгаковой в статье [12] выделено, что классическая количественная интерпретация результатов трассерных исследований [2, 3] предполагает довольно грубое допущение: считается, что каналы фильтрации, по которым движется трассер, полностью изолированы от пласта. Используя альтернативный метод интерпретации результатов трассерных исследований, основанный на представлении высокопроницаемых каналов фильтрации в виде дискретных трещин, соединяющих забои добывающих и нагнетательных скважин, «показано, что из-за перетоков между трещиной и пластом, которые не учитываются при интерпретации трассерных исследований, прорыв воды по трещине в добывающую скважину может полностью отсутствовать» [12, с. 252].

В последние годы в периодических изданиях появился ряд публикаций, рассматривающих методические приемы использования результатов трассерных исследований для корректировки существующих гидродинамических моделей залежей нефти или их участков [10, 11–13]. В большинстве же нефтедобывающих регионов такие работы до настоящего времени не проводятся.

Особо следует отметить, что нижние пределы скоростей фильтрационных потоков и проницаемостей, к которым относят каналы НФС различные исследователи, и трактуются по-разному. В одних случаях это каналы с проницаемостью более 1 мкм^2 и скоростями фильтрационных потоков $5\text{--}7 \text{ м/сут}$ [14] и даже с проницаемостью свыше $0,1 \text{ мкм}^2$ [15]. Большинство же специалистов, занимающихся трассерными исследованиями, минимальными считают значения, превышающие названные величины на 1–2 и более порядков. С данным вопросом следовало бы давно определиться, так как от принятой точки зрения в существенной мере будут зависеть объемы закачиваемых вод, поступающие по каналам НФС к забоям добывающих скважин, а значит, и влияние этих каналов на обводненность добываемой продукции.

Состояние и основные результаты гидрогеохимических исследований

В настоящее время в нефтепромысловой практике для оценки сложных внутрипластовых процессов, протекающих при разработке нефтяных месторождений, все чаще начинают применять гидрогеохимические методы. Они основаны на изучении особенностей изменения концентраций отдельных компонентов, общей минерализации или плотностей попутных вод в результате закачки в продуктивные пласты вод, отличных по составу от исходных пластовых рассолов. Сроки реагирования определенных показателей состава попутных вод на закачку с учетом расстояния между добывающими и нагнетательными скважинами и их площадного расположения позволяют оценить скорости и направления фильтрационных потоков в разрабатываемых залежах нефти.

Более подробно этот вопрос рассмотрим на примере белорусских месторождений.

Так, на начальной стадии разработки самой крупной в Припятском прогибе межсолевой залежи нефти Осташковичского месторождения (в связи с резким падением

пластового давления и отсутствием влияния на нее законтурной системы поддержания пластового давления (ППД) в центральной присводовой части была организована внутриконтурная закачка пресных вод в отдельные нагнетательные скважины. Это привело через определенное время к резкому снижению плотности попутных вод в соседних скважинах, что указывало на поступление к ним первых порций пресных вод, и позволило рассчитать скорости их продвижения к забоям добывающих скважин (которые были оценены в 0,39–5,72 м/сут), а также определить направления фильтрационных потоков [6].

Позднее, в июне 1990 г., в зоне заводнения залежи крепкими преимущественно пластовыми рассолами в нагнетательные была переведена скважина 68, после чего отмечено снижение плотностей попутных вод в рядом расположенных скважинах 78, 80 и 64 примерно через два, три и четыре года (рис. 2). Скорости передвижения закачиваемых вод, определенные по массовым гидрохимическим данным, здесь составили от 0,39 до 0,85 м/сут.

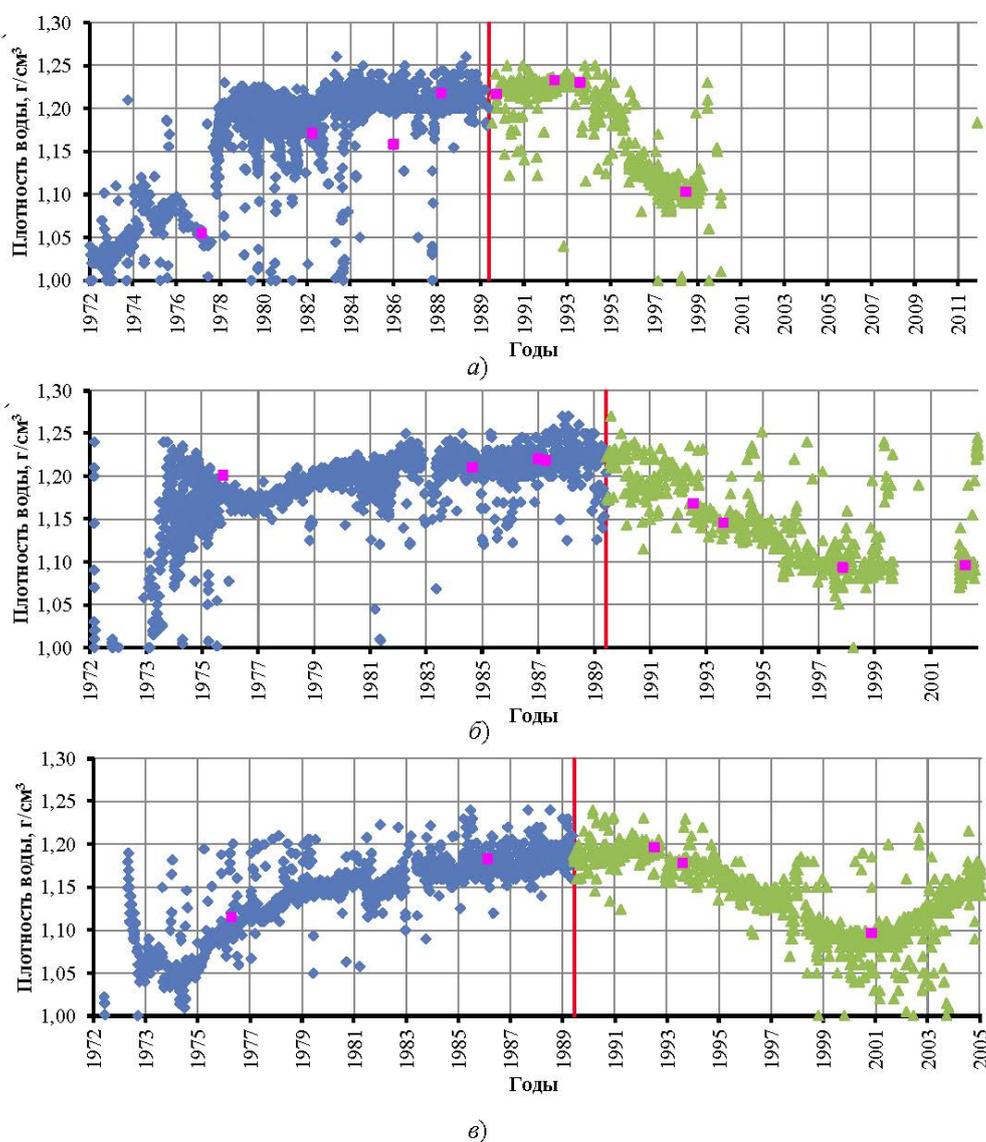


Рис. 2. Изменение плотности попутных вод в процессе эксплуатации скважин 64 (а), 78 (б) и 80 (в) Осташковичского нефтяного месторождения:

- ◆, ▲ – плотности попутных вод по оперативным замерам на промысле;
- – плотности попутных вод по результатам химических анализов,
- – время начала очаговой закачки пресной воды в скважине 68

Для подсолевого воронежско-саргаевского объекта разработки Вишанского месторождения, где применялась технология разрезания залежи нагнетательными скважинами на три самостоятельных блока, скорости перемещения пресных закачиваемых вод от разрезающих рядов нагнетательных скважин к эксплуатационным оказались несколько большими и оценены в 1,2–7,86 м/сут [6, 7].

Приведем яркий пример решения рассматриваемой задачи по одному из участков верхнепермской залежи Харьгинского месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. В пределах рассматриваемого участка работала нагнетательная скважина 4159. По результатам гидрохимического мониторинга только скважина 4160 отреагировала на закачку пресной воды снижением минерализации попутно добываемых вод, во все остальные скважины продолжали поступать высокоминерализованные пластовые рассолы. На хронологическом графике изменения плотности попутно добываемых вод скважины 4160 отмечена дата ввода нагнетательной скважины 4159 и дата начала снижения плотности воды в скважине 4160 (рис. 3). Время между вводом под закачку нагнетательной скважины 4159 и началом поступления в скважину 4160 пресных вод составило 987 сут. С учетом расстояния между данными скважинами и времени прохождения закачиваемых вод была рассчитана скорость продвижения первых порций этих вод от скважины 4159 к скважине 4160, которая составила 0,7 м/сут [16]. Однако основной объем фильтрационных каналов присоединился к процессу вытеснения нефти закачанной пресной водой еще почти 1,5 года, а скорость перемещения по ним закачиваемых вод была соответственно более низкой.

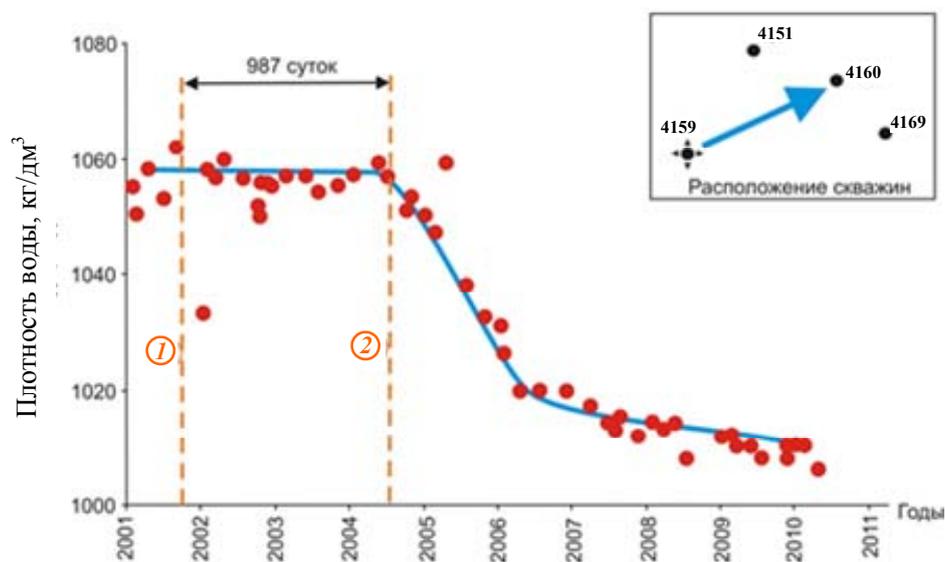


Рис. 3. Изменение плотности попутных вод в скважине 4160

Харьгинского нефтяного месторождения:

- ① – ввод нагнетательной скважины 4159; ② – начало распреснения попутных вод;
 ● 1 – добывающая скважина; ● 2 – нагнетательная скважина.

Врезкой показана схема расположения нагнетательной и добывающей скважин, стрелкой – направление продвижения закачиваемых пресных вод

До последнего времени считалось, что решать задачи по определению скоростей и направлений фильтрационных потоков по гидрогеохимическим можно только на начальных стадиях разработки нефтяных залежей, а также в том случае, когда в отдельные скважины начинали закачивать другие по составу воды, что резко ограничивало использование гидрогеохимического метода при решении рассматриваемых

задач. В связи с этим одним из авторов данной работы был разработан и предложен для практического использования новый методический подход, заключающийся в интерпретации совмещенных по времени графиков изменения плотностей попутных вод с объемами закачки. Использование такого подхода позволило охарактеризовать с помощью гидрогеохимических методов скорости и направления перемещения закачиваемых вод по ряду нефтяных залежей. Наиболее основательно этот вопрос был раскрыт на примере подсолевых залежей Золотухинского месторождения нефти [17].

Так, для скважины 75 Золотухинского месторождения, эксплуатирующей семи-лукскую залежь нефти, установлено синхронное и противоположное по знаку изменение плотности попутных вод в соответствии с объемами пресных вод, нагнетаемых в скважину 70 (рис. 4). При этом повышение объемов закачки в скважину 70 через небольшой промежуток времени вело к падению плотности попутных вод, а снижение темпов закачки – к ее росту. Приведенные материалы свидетельствуют об определяющем влиянии скважины 70 на формирование состава попутных вод в указанной добывающей скважине в данный период времени. Зная расстояние между нагнетательной и добывающей скважинами, а также время реагирования плотностей попутных вод на резкое изменение объемов закачки в скважину 70, определены скорости фильтрационных потоков, которые оцениваются в 0,96–2,62 м/сут на разных этапах эксплуатации исследуемых скважин.

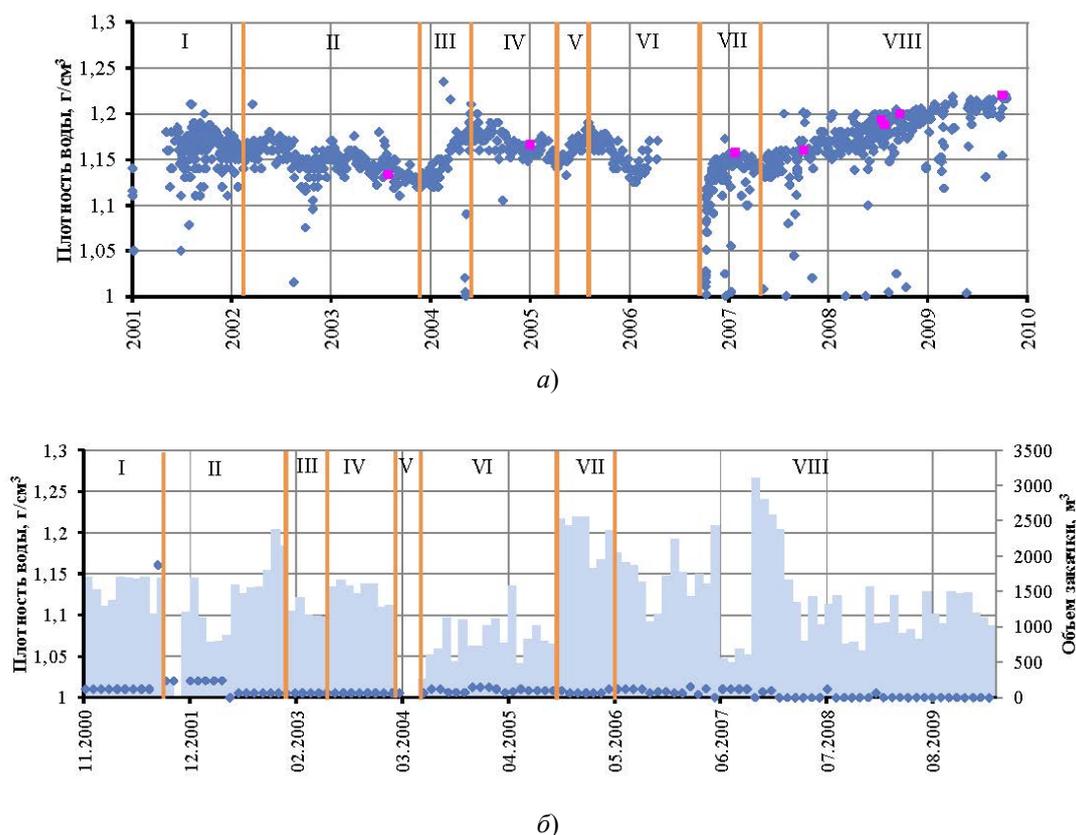


Рис. 4. Сопоставление плотностей попутных вод скважины 75 с объемами закачки в скважину 70 Золотухинского месторождения:

- ◆ – плотности попутных вод по оперативным замерам в НГДУ «Речицанефть»;
- – плотности попутных вод по результатам химических анализов;
- – объемы закачиваемой воды; IV – этапы

Проведенные аналогичным образом исследования позволили рассчитать скорости фильтрационных потоков между большинством нагнетательных и добывающих скважин для воронежской и семилукской залежей Золотухинского месторождения, находящихся на завершающей стадии разработки. Скорости перемещения закачиваемых вод по этим залежам оказались несколько бóльшими, чем по ранее рассмотренным залежам Осташковичского и Вишанского месторождений (рис. 5). При этом самые высокие скорости установлены в восточной части подсолевых залежей Золотухинского месторождения (до 18,7 м/сут), в пределах которых для ППД использовались пресные воды, способствующие более полному рассолению коллекторов [17]. Этим объясняется наличие второго максимума в распределении скоростей фильтрационных потоков на рис. 5 по отмеченным залежам.

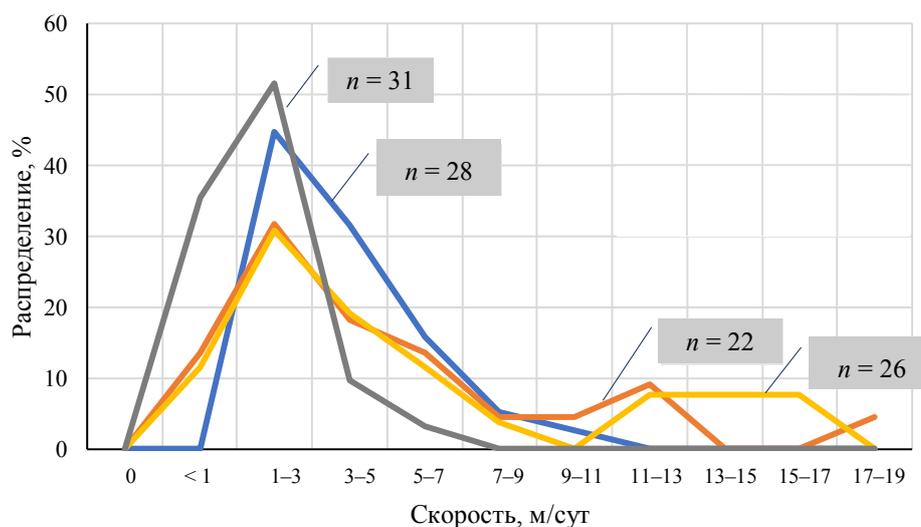


Рис. 5. Распределение скоростей фильтрационных потоков в некоторых залежах Припятского прогиба, определенных по гидрогеохимическим данным:

— Вишанская; — Золотухинская sm;
— Золотухинская vt; — Осташковичская

Таким образом, проведенные гидрогеохимические исследования свидетельствуют, что при разработке нефтяных месторождений скорости продвижения закачиваемых вод к добывающим скважинам обычно составляют 0,5–5 м/сут. В редких случаях отмечались скорости до 10–15 и более м/сут. Представленные результаты отличаются высокой степенью достоверности. Они основаны на обработке массовых данных по плотностям и химическому составу закачиваемых и попутных вод конкретных скважин, полученных при проведении гидрогеохимического мониторинга.

Сопоставление скоростей и направлений фильтрационных потоков, определенных по трассерным и гидрогеохимическим исследованиям

Наличие материалов краткосрочных (до трех месяцев), периодически проводимых трассерных исследований и мониторинговых гидрогеохимических данных по ряду нефтяных месторождений Припятского прогиба позволяют сопоставить получаемые результаты при решении стоящей задачи. В связи с существенным отличием состава закачиваемых в продуктивные пласты вод от законтурных пластовых рассолов закачиваемые воды здесь рассматривались как своеобразный трассер, а огромные объемы и большая продолжительность их закачки позволила надеяться на получение при его использовании более надежной информации. Данный вопрос раскроем на примере подсолевых залежей нефти Золотухинского месторождения нефти.

Анализ материалов по неоднократным трассерным исследованиям, выполненным в 2007–2014 гг. на скважинах воронежского и семилукско-саргаевского объектов разработки Золотухинского месторождения, показывает, что по ним изучались высокоскоростные фильтрационные потоки (преимущественно сотни и тысячи метров в сутки). С такими скоростями, что видно из результатов интерпретации этих материалов авторами проводимых работ, от нагнетательных к добывающим скважинам перемещаются доли, реже единицы процентов от объема закачиваемых вод. Объемы фильтрационных каналов, по которым движутся флюиды с такими высокими скоростями, составляют единицы, несколько десятков, иногда несколько сотен метров кубических, что несопоставимо мало по сравнению с объемами порового пространства, по которым движется в продуктивных пластах основная масса закачанных вод. Так как объемы вод, проходящих по этим высокопроницаемым каналам, незначительны, заметного влияния на процесс вытеснения нефти, а также на поддержание энергетики в отдельных участках залежей и обводнение скважин они, по нашему мнению, оказывать не могут.

Гидрохимические исследования, исходя из накопленного авторами опыта их практического применения, позволяют изучать скорости и направления перемещения фронта вытеснения и прорывов вод, т. е. основной их массы, поступающих к добывающим скважинам. Скорости продвижения основных объемов закачиваемых вод, уверенно определенные по результатам гидрогеохимических исследований, обычно составляют от долей единицы до первых десятков метров в сутки (рис. 5). Таким образом, однозначно оценить реальность существования весьма высоких скоростей фильтрационных потоков с помощью гидрохимических данных не представляется возможным.

Для оценки целесообразности широкого использования для контроля разработки нефтяных месторождений результатов трассерных исследований мы проанализировали имеющиеся материалы по следующим позициям. Если направления и относительное распределение (в процентном или долевым отношении) объемов вод, перемещающихся по высокоскоростным каналам фильтрации (определенным трассерными методами), полностью отражают направления перемещения основных объемов и локальных прорывов вод, поступающих от нагнетательных к добывающим скважинам, установленных с помощью гидрохимических данных, тогда трассерные исследования должны выступать как наиболее эффективный метод получения информации, необходимой для регулирования разработки залежей нефти, а также составления их гидродинамических моделей.

Гидрохимические методы обычно показывают наиболее достоверные результаты в случае резкого различия составов пластовых и закачиваемых вод, а также при заметной дифференциации объемов закачиваемой воды и их состава в процессе эксплуатации скважин. Как правило, результаты по этим методам могут быть получены при анализе более длительного периода эксплуатации скважин (от нескольких месяцев до 1–3 лет), чем результаты трассерных исследований. Поэтому для надежного сопоставления материалов гидрогеохимических и трассерных исследований желательно было бы иметь данные по продолжительному сроку проведения последних (1–2 года), которые по нефтяным месторождениям Припятского прогиба, как и по большинству других нефтедобывающих регионов, отсутствуют. С другой стороны, на месторождениях постоянно проводится гидрогеохимический мониторинг химического состава пластовых, закачиваемых и попутных вод. Камеральная обработка таких данных с целью решения представленных задач существенных затрат не предполагает, а у специалистов, имеющих определенный опыт проведения таких работ, особых сложностей не вызывает. Поэтому сопоставление направлений фильтрационных потоков и объемов закачиваемых вод, поступающих от нагнетательных

скважин к добывающим, определенных по трассерным и гидрохимическим исследованиям, может способствовать решению рассматриваемой в данной работе задачи, что мы и попытались сделать на примере подсолевых залежей нефти Золотухинского месторождения [18]. При этом сравнение результатов гидрогеохимических исследований проводилось не с процентным распределением объемов закачиваемых вод по реагирующим добывающим скважинам, установленным в результате трассерных исследований, а с объемами вод, которые должны в таком случае поступить от нагнетательных скважин к конкретной добывающей скважине.

Обобщение изученных автором материалов, касающиеся сопоставления распределений фильтрационных потоков от нагнетательных скважин Золотухинского месторождения к добывающим скважинам за 2007–2014 гг. позволило отметить, что в большинстве случаев направления и объемы вод, движущихся от нагнетательных скважин, согласно трассерным исследованиям по высокоскоростным фильтрационным каналам, не совпадают с направлениями перемещения основной массы (потоков) нагнетаемых вод, установленных по результатам проведенных гидрохимических исследований. Однако для скважин восточной части воронежской залежи нефти, где по гидрогеохимическим данным зафиксирована наиболее интенсивная промывка фильтрационных каналов от галита закачиваемыми здесь пресными водами, доля таких совпадений относительно высока. Однако этот вывод не распространяется на обнаруженное трассерными исследованиями движение закачиваемых вод от нагнетательных скважин восточной части залежи к добывающим скважинам, расположенным в западной и центральной ее частях. Для залежи семилукско-саргаевского объекта разработки подтверждается результаты трассерных исследований гидрохимическими данными очень низкая.

Так, по результатам трассирования, проведенного в январе 2007 г. от нагнетательных скважин 70 и 119, в которые закачивались преимущественно пресные воды, к добывающим скважинам центрального участка должно было поступить 64,5 %, а к скважинам юго-восточного участка – 68,8 % пресной воды. В соответствии с этим средняя плотность попутных вод для названных участков должна составить 1,09 и 1,08 г/см³ (минерализация – 120–135 г/л), что не подтверждается гидрохимическими данными. Отмеченные показатели здесь во время проведения трассерных исследований были значительно большими и составили соответственно 1,17–1,24 г/см³ и 265–340 г/л, т. е. к ним поступали в основном законтурные пластовые рассолы и закачиваемые в соседние нагнетательные скважины высокоминерализованные воды.

По итогам трассерных исследований преобладающее влияние (43,2 %) на скважину 113 оказывает закачка пресной воды в скважину 119. На самом деле данная скважина в этот период обводнялась высокоминерализованными рассолами с плотностью 1,23–1,24 г/см³, представленными преимущественно пластовыми рассолами (79 %), и закачиваемыми в другие нагнетательные скважины высокоминерализованными водами. В данном случае также следует констатировать полное несоответствие результатов трассерных исследований фактическим гидрохимическим данным.

Подобные выводы (несовпадение заключений) были получены практически по всем скважинам, эксплуатировавшим семилукскую залежь нефти, по которым имелись материалы трассерных исследований [18].

Выяснить истинную причину такого различия на основе приведенных материалов не представляется возможным. Можно предположить, что одной из таких причин, может быть пространственное несоответствие направлений перемещения основной массы закачиваемых вод (языков и фронта вытеснения) с распределением каналов низкого фильтрационного сопротивления, устанавливаемых соответственно по гидрогеохимическим и индикаторным данным.

Заключение

Обобщая гидрохимические исследования по определению скоростей перемещения пластовых флюидов по продуктивным пластам разрабатываемых месторождений, следует подчеркнуть полную несопоставимость получаемых данных (доли единицы, реже – первые десятки метров в сутки) с результатами проведенных трассерных исследований (до 10 тыс. м/сут и более). Кроме того, обычно отмечается несоответствие направлений передвижения основной массы закачиваемых вод, определенных по результатам этих двух независимых методов. Последнее, с нашей точки зрения, указывает на недостатки в методике проведения и интерпретации результатов трассерных исследований, которые, вероятно, могут быть частично устранены при одновременном проведении трассерных и гидрохимических работ на ряде конкретных объектов [18].

Также нужно отметить, что за время проведения трассерных исследований вынос индикаторов составляет от долей единицы до 1 % и редко превышает первые единицы процентов от закачанного в нагнетательные скважины. В ряде публикаций приводятся данные по установленным случаям прихода к добывающим скважинам попутных вод с индикатором через 150 и более суток, тогда как сроки проведения трассерных исследований редко превышают 2–3 месяца. Надежного обоснования того, что более интенсивный вынос индикатора, прогнозируемый по результатам моделирования, не будет проходить после окончания данных исследований, обычно не приводится. Поэтому остается вероятность, как это показано по результатам моделирования процесса выноса трассера с использованием формул подземной гидромеханики [10], что при проведении более длительных трассерных исследований удастся зафиксировать интенсивный вынос индикаторов, перемещаемых в фильтрационных потоках с относительно невысокими скоростями, но с которыми связано опережающее обводнение добывающих скважин.

Очевидно, что для более объективной оценки информативности результатов трассирования при выяснении характера влияния конкретных нагнетательных скважин на добывающие в пределах разных залежей или их участков необходимо выполнение более масштабных комплексных работ с использованием массовых гидрохимических данных и результатов проведения более длительных трассерных исследований.

Литература

1. Аширов, К. Б. Трещиноватость коллекторов месторождений Куйбышевского Поволжья / К. Б. Аширов // Геология и разработка нефтяных месторождений : тр. Гипровостокнефти. – М., 1961. – Вып. 3. – С. 3–21.
2. Соколовский, Э. В. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов / Э. В. Соколовский, Г. Б. Соловьев, Ю. И. Тренчиков. – М. : Недра, 1986. – 157 с.
3. Хозяинов, М. С. Индикаторный (трассерный) метод исследования фильтрационных процессов в нефтяном пласте / М. С. Хозяинов, Д. А. Чернокожев, К. И. Кузнецова. – М. : Курс, 2022. – 128 с.
4. Мехтиев, Ш. Ф. Влияние искусственного заводнения на гидрохимию нефтяного пласта / Ш. Ф. Мехтиев, А. Р. Ахундов, Е. А. Ворошилов. – Баку : Маариф, 1969. – 344 с.
5. Карцев, А. А. Нефтепромысловая гидрогеология / А. А. Карцев, А. М. Никаноров. – М. : Недра, 1983. – 197 с.
6. Порошин, В. Д. Методы обработки и интерпретации гидрохимических данных при контроле разработки нефтяных месторождений / В. Д. Порошин, В. В. Муляк. – М. : Недра, 2004. – 220 с.

7. Гидрохимические методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений / В. В. Муляк, Ю. П. Гаттенбенгер, Л. А. Абухова, О. И. Леухина. – М. : ГЕОС, 2007. – 245 с.
8. Обобщение индикаторных (трассерных) исследований на месторождениях Западной Сибири / А. С. Трофимов, С. В. Бердников, Н. Р. Кривова [и др.] // Территория нефтегаз. – 2006. – № 12. – С. 72–77.
9. Индикаторные методы исследований скважин и пластов: современное состояние и перспективы / Л. А. Анисимов, С. В. Делия, В. В. Зашихин, И. В. Воронцова // Недра Поволжья и Прикаспия. – Вып. 116, нояб. 2024. – С. 4–14.
10. Использование данных индикаторных исследований при создании постоянно действующей геолого-технологической модели / О. Г. Антонов, А. В. Насыбуллин, А. В. Лифантьев, А. Р. Рахманов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 7. – С. 40–42.
11. Анализ результатов трассерных исследований на примере пласта АС1-3 Северо-Ореховского месторождения / В. Ф. Дягилев, С. Т. Полищук, С. А. Леонтьев, В. М. Спассиков // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 4. – С. 44–51.
12. Киреев, Т. Ф. Интерпретация трассерных исследований с помощью дискретной модели трещины / Т. Ф. Киреев, Г. Т. Булгакова // Вычислительная механика сплошных сред. – 2018. – Т. 11, № 3. – С. 252–262.
13. Кузнецова, К. И. Комплексирование результатов геофизических исследований в скважинах и межскважинных трассерных исследований при адаптации фильтрационных моделей нефтяных пластов-коллекторов / К. И. Кузнецова, М. И. Кузнецов, Д. А. Чернокожев // Евразийский союз ученых. – 2015. – № 5. – С. 19–22.
14. Кузнецова, К. И. Оценка неэффективного заводнения участка нефтяного месторождения на поздней стадии разработки по результатам индикаторных исследований / К. И. Кузнецова, М. С. Хозяинов, Д. А. Чернокожев // Нефтяное хозяйство. – 2024. – № 4. – С. 70–75. – DOI 10.24887/0028-2448-2024-4-70-75
15. Кононенко, А. А. Оценка эффективности методов выравнивания профиля приемистости с применением трассерных исследований на месторождениях Газпромнефть-ННГ / А. А. Кононенко, В. Ю. Кусакин, С. Ф. Мулявин // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1-1. – URL: <https://science-education.ru/ru/article/view?id=18928> (дата обращения: 09.02.2025).
16. Порошин, В. Д. Определение направлений и скоростей передвижения закачиваемых вод на основе промысловых гидрохимических данных (на примере нефтяных месторождений Тимано-Печорской провинции) / В. Д. Порошин, Б. В. Маракасов // Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа. – 2012. – № 2. – С. 68–71.
17. Порошина, С. Л. Анализ разработки залежи нефти в воронежских отложениях (верхний флан) Золотухинского месторождения в Припятском прогибе по промысловым гидрохимическим данным / С. Л. Порошина // Літасфера. – 2022. – № 1 (56). – С. 131–148.
18. Порошин, В. Д. Сопоставление результатов определения направлений и скоростей фильтрационных потоков в разрабатываемых нефтяных залежах по трассерным и гидрохимическим исследованиям / В. Д. Порошин // Современные проблемы машиноведения : сб. науч. тр. : в 2 ч. / М-во образования Респ. Беларусь, Гомел. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого, ПАО «ОАК» ОКБ Сухого ; под общ. ред. А. А. Бойко. – Гомель, 2025. – Ч. 2. – С. 99–102.

References

1. Ashirov K. V. Fracturing of reservoirs of Kuibyshev Volga deposits. *Geologiya i razrabotka neftnyanykh mestorozhdenii: tr. Giprovostoknefti* [Geology and development of oil fields: tr. Giprovostokneft]. Moscow, 1961, iss. 3, pp. 3–21 (in Russian).
2. Sokolovskii E. V., Solov'ev G. B., Trenchikov Yu. I. *Indicator methods for studying oil and gas bearing formations*. Moscow, Nedra Publ., 1986. 157 p. (in Russian).

3. Khozyainov M. S., Chernokozhev D. A., Kuznetsova K. I. *Indicator (tracer) method of studying filtration processes in an oil reservoir*. Moscow, KURS Publ., 2022. 128 p. (in Russian).
4. Mekhtiev Sh. F., Akhundov A. R., Voroshilov E. A. *Influence of artificial waterflooding on oil reservoir hydrochemistry*. Baku, Maarif Publ., 1969. 344 p. (in Russian).
5. Kartsev A. A., Nikanorov A. M. *Oil field hydrogeology*. Moscow, Nedra Publ., 1983. 197 p. (in Russian).
6. Poroshin V. D., Mulyak V. V. *Methods of processing and interpretation of hydrochemical data in control of oil field development*. Moscow, Nedra Publ., 2004. 220 p. (in Russian).
7. Mulyak V. V., Gattenbenger Yu. P., Abukhova L. A., Leukhina O. I. *Hydrochemical methods of analysis and control of oil and gas field development*. Moscow, GEOS Publ., 2007. 245 p. (in Russian).
8. Trofimov A. S., Berdnikov S. V., Krivova N. R., Alpatov A. A., Davitoshvili G. I., Garipov O. M. Generalization of indicator (tracer) studies in the fields of Western Siberia. *Territoriya neftegaz*, 2006, no. 12, pp. 72–77 (in Russian).
9. Anisimov L. A., Deliya S. V., Zashikhin V. V., Vorontsova I. V. Indicator methods of well and reservoir research: current state and prospects. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya*, 2024, iss. 116, pp. 4–14 (in Russian).
10. Antonov O. G., Nasybullin A. V., Lifant'ev A. V., Rakhmanov A. R. Use of indicator research data in the creation of a permanent geological and technological model. *Neftyanoe khozyaistvo*, 2013, no. 7, pp. 40–42 (in Russian).
11. Dyagilev V. F., Polishchuk S. T., Leont'ev S. A., Spasibov V. M. Analysis of the results of tracer studies on the example of the AC1-3 formation of the Severo-Orekhovskoye field. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz*, 2018, no. 4, pp. 44–51 (in Russian).
12. Kireev T. F., Bulgakova G. T. Interpretation of tracer studies using a discrete fracture model. *Vychislitel'naya mekhanika sploshnykh sred = Computational continuum mechanics*, 2018, vol. 11, no. 3, pp. 252–262 (in Russian).
13. Kuznetsova K. I., Kuznetsov M. I., Chernokozhev D. A. Combining the results of geophysical studies in wells and interwell tracer studies in adapting filtration models of oil reservoirs. *Evroziiskii soyuz uchenykh = Eurasian Union of Scientists*, 2015, no. 5, pp. 19–22 (in Russian).
14. Kuznetsova K. I., Khozyainov M. S., Chernokozhev D. A. Assessment of inefficient waterflooding of an oil field area at a late stage of development based on the results of indicator studies. *Neftyanoe khozyaistvo*, 2024, no. 4, pp. 70–75 (in Russian). DOI 10.24887/0028-2448-2024-4-70-75
15. Kononenko A. A., Kusakin V. Yu., Mulyavin S. F. Evaluating the efficiency of injectivity profile equalization methods using tracer studies at Gazpromneft-NNG fields. *Sovremennye problemy nauki i obrazovaniya*, 2015, no. 1-1 (in Russian). URL: <https://science-education.ru/ru/article/view?id=18928> (accessed 09.02.2025).
16. Poroshin V. D., Marakasov B. V. Determination of directions and velocities of injected water movement on the basis of field hydrochemical data (on the example of oil fields of Timan-Pechora province). *Teoreticheskie osnovy i tekhnologii poiskov i razvedki nefti i gaza*, 2012, no. 2, pp. 68–71 (in Russian).
17. Poroshina S. L. Analysis of oil deposit development in Voronezh sediments (Upper Frane) of the Zolotukhinskoye field in the Pripyat Trough based on field hydrochemical data. *Litasfera*, 2022, no. 1 (56), pp. 131–148 (in Russian).
18. Poroshin V. D. Comparison of the results of determining the directions and velocities of filtration flows in developed oil deposits by tracer and hydrochemical studies. *Sovremennye problemy mashinovedeniya: sb. nauch. tr.* [Modern problems of mechanical engineering: collection of scientific papers]. Gomel', 2025, pp. 99–102 (in Russian).