



Научная статья

DOI: 10.18287/2541-7525-2024-30-2-81-94

УДК 532.5-1/-9

Дата: поступления статьи: 15.01.2024
после рецензирования: 22.02.2024
принятия статьи: 15.05.2024

К.М. Федоров

Тюменский государственный университет,
г. Тюмень, Российская Федерация

E-mail: k.m.fedorov@utmn.ru. ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0347-3930>

А.Я. Гильманов

Тюменский государственный университет,
г. Тюмень, Российская Федерация

E-mail: a.y.gilmanov@utmn.ru. ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7115-1629>

А.П. Шевелёв

Тюменский государственный университет,
г. Тюмень, Российская Федерация

E-mail: a.p.shevelev@utmn.ru. ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0017-4871>

А.А. Изотов

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
г. Тюмень, Российская Федерация

E-mail: aaizotov@tnnc.rosneft.ru. ORCID: <https://orcid.org/0009-0005-8492-9865>

А.В. Кобяшев

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
г. Тюмень, Российская Федерация

E-mail: avkobyashev@tnnc.rosneft.ru. ORCID: <https://orcid.org/0009-0006-7431-0353>

РЕШЕНИЕ ОБРАТНОЙ ЗАДАЧИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИНДИКАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ ПРИ НАЛИЧИИ КАНАЛОВ НИЗКОГО ФИЛЬТРАЦИОННОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ

АННОТАЦИЯ

Индикаторные исследования нефтяных пластов получили широкое распространение для оценки параметров каналов низкого фильтрационного сопротивления, приводящих к преждевременному обводнению продукции. Существующие аналитические методики их интерпретации не учитывают диссипацию трассера. В работе предлагается методика интерпретации результатов индикаторных исследований при наличии каналов низкого фильтрационного сопротивления, в которой учитывается конфигурация оторочки трассера на выходе в добывающую скважину. Разработанная методика основана на решении обратной задачи фильтрации трассера в канале низкого фильтрационного сопротивления и впервые учитывает его диссипацию. Приведена постановка обратной задачи фильтрации трассера в канале низкого фильтрационного сопротивления, основанной на использовании уравнения переноса трассера в канале, соотношения для расхода индикатора в канале и пласте, закона Дарси и связи объема оторочки трассера с ее линейным размером. Приводится алгоритм численного определения коэффициента диссипации трассера путем решения оптимизационной задачи по минимизации среднеквадратичного отклонения расчетных значений концентрации трассера от промысловых данных методом градиентного спуска. Разработанный алгоритм решения обратной задачи апробирован на примере интерпретации индикаторных исследований по двум добывающим скважинам одного из месторождений Западной Сибири. Определены длины каждого канала низкого фильтрационного сопротивления для выбранных скважин. Показано, что погрешность сопоставления расчетных и промысловых данных не превышает 7 %. Установлено, что длина самого короткого канала

низкого фильтрационного сопротивления практически соответствует расстоянию между нагнетательной и добывающей скважинами, другие каналы имеют большую длину и могут формироваться позднее.

Ключевые слова: индикаторные исследования; обратная задача; оптимизационная задача; метод градиентного спуска; каналы низкого фильтрационного сопротивления; концентрация трассера; диссипация трассера; длина канала.

Цитирование. Федоров К.М., Гильманов А.Я., Шевелёв А.П., Изотов А.А., Кобяшев А.В. Решение обратной задачи интерпретации результатов индикаторных исследований нефтяных пластов при наличии каналов низкого фильтрационного сопротивления // Вестник Самарского университета. Естественная серия / Vestnik of Samara University. Natural Science Series. 2024. Т. 30, № 2. С. 81–94. DOI: <http://doi.org/10.18287/2541-7525-2024-30-2-81-94>.

Информация о конфликте интересов: авторы и рецензенты заявляют об отсутствии конфликта интересов.

© Федоров К.М., Гильманов А.Я., Шевелёв А.П., Изотов А.А., Кобяшев А.В., 2024

Константин Михайлович Федоров — доктор физико-математических наук, научный руководитель Физико-технического института, Тюменский государственный университет, 625003, Российская Федерация, г. Тюмень, ул. Володарского, 6.

Александр Янович Гильманов — кандидат физико-математических наук, старший преподаватель кафедры моделирования физических процессов и систем, Тюменский государственный университет, 625003, Российская Федерация, г. Тюмень, ул. Володарского, 6.

Александр Павлович Шевелёв — кандидат физико-математических наук, профессор кафедры моделирования физических процессов и систем, Тюменский государственный университет, 625003, Российская Федерация, г. Тюмень, ул. Володарского, 6.

Алексей Александрович Изотов — директор по науке и инновациям, ООО “Тюменский нефтяной научный центр”, 625002, Российская Федерация, г. Тюмень, ул. Осипенко, 79/1.

Александр Вячеславович Кобяшев — главный менеджер, ООО “Тюменский нефтяной научный центр”, 625002, Российская Федерация, г. Тюмень, ул. Осипенко, 79/1.

Введение

Индикаторные или трассерные исследования пластов являются достаточно распространенным в России методом исследования межскважинного пространства продуктивных пластов [1]. Основная идея применения этого метода сводится к анализу распространения специальных реагентов от нагнетательных к добывающим скважинам. Три основных требования к этим реагентам сводятся к их растворимости только в водной фазе, минимизации адсорбции и осадкообразования в пористом скелете пласта, а также наличию быстрых и простых способов регистрации их малых концентраций. После закачки этих реагентов в нагнетательную скважину начинается отбор и анализ проб попутной воды из ближайших добывающих скважин. Появление индикатора в добывающих скважинах позволяет оценить гидропроводность пласта в соответствующем направлении [2].

Однако практика индикаторных исследований продемонстрировала совсем другой результат. Малые концентрации индикатора по сравнению с исходными значениями появляются в добывающих скважинах в течение дней, что не согласуется с принятыми фильтрационно-емкостными свойствами и результатами определения абсолютной проницаемости пласта по данным геофизических и гидродинамических исследований [3]. Очевидным выводом из результатов исследований является наличие в пласте так называемых каналов низкого фильтрационного сопротивления (НФС). Были предложены ряд умозрительных моделей природы этих каналов: от «ручейков» в теле пласта [4] до трещиноватых каналов [5] или трещин автогидро разрыва пласта (автоГРП) [6; 7]. Наибольшую поддержку получили представления о каналах НФС как трещин автоГРП, хотя факты наличия нескольких каналов между нагнетательной и добывающей скважинами, каналов, связывающих нагнетательную и добывающие скважины в разных направлениях, вступают в противоречия с традиционными представлениями геомеханики о двукрылой трещине, создаваемой при автоГРП [8]. А наличие каналов НФС в объектах разработки без системы поддержания пластового давления и вовсе не укладываются в них [9].

Традиционные методы интерпретации индикаторных исследований строятся на определении времени прорыва трассера в добывающую скважину, расчете скорости движения флюида по трещине и замере перепада давления между нагнетательной и добывающими скважинами для определения проницаемости

канала НФС [10; 11]. Замер массы попавшего трассера в добывающую скважину позволяет определить долю потока воды, фильтрующегося через канал [12]. Таким образом, интерпретация дает ответы на главные вопросы: объем, проницаемость канала и доля потока воды, идущего в добывающую скважину через канал НФС. По результатам этих исследований сложилось целое направление геолого-технических мероприятий по регулированию заводнения – потокоотклоняющие технологии (ПОТ). В случае если объем каналов и доля воды, поступающая в продукцию через них, велики, то производится закачка осадко-гелеобразующих реагентов в объеме, сопоставимом с объемом канала НФС для блокирования последнего [13; 14].

Для развития методики интерпретации и уточнения длины канала, его размеров необходимо решить прямую задачу о фильтрации трассера через пласт и канал НФС. Численные методы для решения прямой задачи, предложенные, например, в работе [15], к сожалению, значительно усложняют алгоритм интерпретации и, соответственно, удорожают и без того не дешевые индикаторные исследования. Прямая задача конкретизирует динамику движения оторочки трассера по каналу НФС и позволяет сформулировать дополнительные соотношения, позволяющие оценить более полно параметры канала НФС. В предыдущей работе авторов [16] были получены полуаналитические решения прямой задачи, использующие выделение малых параметров. Эти решения позволяют получить аналитические соотношения для определения параметров канала НФС, что существенно упрощает методику интерпретации индикаторных исследований.

При интерпретации результатов трассерных исследований по известным динамике выхода индикатора в добывающей скважине, его расходу и массе определяются проницаемость, длина и объем канала НФС. Диссипация оторочки индикатора, наблюдаемая в промысловых данных, осложняет их интерпретацию. В простейших методиках эта диссипация не учитывается [17].

В рамках одномерной линейной постановки задачи массопереноса трассера возможно получение аналитического решения для динамики концентрации индикатора [18; 19]. Алгоритм интерпретации, предложенный в работе [18], основывается на решении прямой задачи массопереноса трассера в гидродинамическом симуляторе CMG STARS. Это позволяет путем настройки аналитического решения на результаты моделирования определить коэффициент диссипации. В таком подходе на значение этого коэффициента влияют численные эффекты, получаемые в результате гидродинамического моделирования. С использованием полученного значения коэффициента диссипации проводится сопоставление расчетной динамики концентрации индикатора с промысловыми данными. При несовпадении этих данных корреляция между ними достигается за счет корректировки коэффициента диссипации (полученного ранее) и фактора Ковалю. Последний фактор позволяет провести эти расчеты для неоднородного пласта как однородного с усреднением фильтрационно-емкостных свойств. Наличие сразу двух настроечных параметров вносит существенную неопределенность в итоговые результаты. В другом подходе, где динамика концентрации трассера содержит несколько локальных максимумов, принимается, что прорыв трассера происходит по высокопроницаемым пропласткам (суперколлекторам), и данные исследований интерпретируются как результат суперпозиции решения прямых задач для отдельных пропластков [20].

Проблема интерпретации состоит не только в количестве параметров, определяющих модель канала НФС, но и в количестве параметров оторочки трассера, пришедшего в добывающую скважину, регистрируемых в исследовании. Авторы предлагают использовать для интерпретации новую характеристику – конфигурацию оторочки, фиксируемой в добывающей скважине. Целью работы является решение обратной задачи интерпретации результатов трассерных исследований для определения параметров канала НФС с учетом диссипации трассера.

1. Индикаторные исследования и исходная информация для решения обратной задачи

Можно начать с рассмотрения простейшей ситуации, когда имеется только один канал НФС, связывающий нагнетательную и одну из окружающих ее добывающих скважин. При проведении индикаторных исследований замеряются дебит продукции в добывающей скважине Q_p и разница забойных давлений в нагнетательной и добывающих скважинах в течение всего исследования Δp , рассчитывается средняя по участку проницаемость пласта k , по результатам геофизических исследований пласта и пластовой жидкости или из геологической модели выбирается его продуктивная толщина h и эффективная мощность (за вычетом глинистых пропластков) h_e , относительная фазовая проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности $k_r(S_{or})$, средняя вязкость пластового флюида μ или гидропроводность пласта χ (отношение проницаемости, умноженной на мощность пласта, к вязкости пластового флюида), вязкость закачиваемой воды в пластовых условиях μ_w . После закачки оторочки трассера в нагнетательную скважину с концентрацией c_0 и расходом Q_{in} в течение времени t_0 в ближайших добывающих сква-

жинах проводятся периодические отборы проб воды с их дальнейшим исследованием для определения наличия и концентрации трассера c^* .

При интерпретации индикаторных исследований замеряется время от закачки до прорыва трассера по каналам НФС t^* (оно определяется как среднее по интервалу выхода трассера по каналу $t^* = (t_1 + t_2)/2$, где t_1 и t_2 — время от начала закачки до прорыва и снижения концентрации трассера до нуля), подсчитывается накопленная добыча трассера в скважине M^* . Пример таких замеров приведен на рис. 1.1.

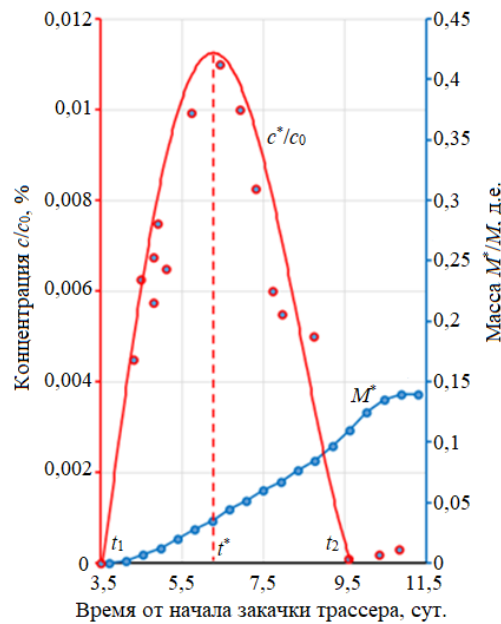


Рис. 1.1. Пример обработки индикаторного исследования в одной из добывающих скважин с определением величин t^* , c^* , M^*

Fig. 1.1. An example of processing the tracer test in one of the producers with the determination of t^* , c^* , M^* values

Для понимания процедуры интерпретации следует остановиться на случае исследования концентрации трассера в воде в одной добывающей скважине на участке с четырехточечной системой расстановки скважин и одним каналом НФС, связывающим нагнетательную и исследуемую добывающую скважину, с длиной l , проницаемостью k_f , объемом V , средней площадью поперечного сечения A и длиной боковой грани H (необходимой для определения потоков в канал и из него).

Традиционный алгоритм интерпретации [6; 15] позволяет рассчитать важные параметры канала НФС. Проницаемость канала определяется из уравнений для определения среднемассовой скорости фильтрации раствора трассера по каналу v_{av} :

$$v_{av} = \frac{k_f \Delta p}{m \mu_w l}, \quad v_{av} = \frac{l}{t^*} \rightarrow k_f = \frac{m \mu_w l^2}{t^* \Delta p}, \quad (1.1)$$

где m — пористость. Следует отметить, что величины пористости канала, его длины должны быть выбраны из дополнительных умозаключений, т. е. из модели канала НФС, интерпретация не позволяет их определить.

Оценка объема канала НФС и потока Q_f либо доли потока Q_f/Q_{in} через него определяются из очевидных соотношений сохранения массы:

$$V = Q_f t^*, \quad \frac{Q_f}{Q_{in}} = \frac{M^*}{M}, \quad (1.2)$$

где Q_{in} и M — расход жидкости и масса трассера, закачанного в нагнетательную скважину. Следует подчеркнуть, что три параметра канала V , k_f и Q_f определяются однозначно, но заключения о длине, пористости и площади поперечного сечения являются априорными и зависят от принимаемой модели канала НФС.

2. Модели каналов НФС

Как следует из обзора, природу канала НФС обычно связывают с трещинообразованием за счет автоГРП. Трещина автоГРП образуется в процессе закачки воды за счет достижения на забое скважины величины давления раскрытия трещин [21].

При проектировании системы поддержания пластового давления обосновываются целевые приемистости и режимы воздействия, исключая негативное влияние на выработку. Однако в процессе эксплуатации возможны остановки, например на период проведения геолого-технических мероприятий и последующий кратковременный периоды форсированной закачки воды, создающие предпосылки для автоГРП. Также наличие примесей в закачиваемой воде (чешуйки глины, ржавчина, песок) [6] приводит к загрязнению призабойной зоны, что при постоянном расходе закачиваемой воды ведет к росту забойного давления и опасности формирования трещин автоГРП [22].

В этом случае используют классическую теорию трещинообразования в пористом пласте. В рамках такого подхода трещину представляют в виде эллипса или прямоугольника с вертикальным размером, равным толщине продуктивного интервала h и раскрытием (максимальной шириной) w . Течение жидкости через трещину моделируется формулой Пуазейля для канала эллиптического сечения [22], которая по структуре совпадает с линейным законом Дарси, если принять, что проницаемость трещины для ламинарного потока равна $k_f = w^2/16$.

Для расчета потока жидкости в трещине необходимо знать площадь ее поперечного сечения A , а для перетоков жидкости между трещиной и пластом – огибающую ее боковой поверхности H . Эти параметры однозначно связаны с высотой и раскрытием трещины: $A = \pi hw/4$, $H \approx 0,3175\pi h$ (при $H \gg w$). Таким образом, согласно модели канала НФС типа трещины автоГРП, определение ее проницаемости в результате даже стандартной интерпретации позволяет рассчитать раскрытие трещины, ее поперечное сечение и огибающую боковой поверхности (при допущении, что высота трещины не выходит за размеры продуктивного интервала).

Если рассматривать канал НФС как систему магистральных трещин, то для оценки связи пористости и проницаемости всего канала можно использовать основные выводы теории Козени — Кармана [23], в которой обосновывается однозначная связь проницаемости и пористости среды. Эта зависимость $k_f(m)$ определяется в результате статистической обработки экспериментов в лабораториях исследования кернов. Тогда пористость канала можно определить после оценки его проницаемости.

В результате параметры канала НФС в модели трещины автоГРП определяются однозначно после применения традиционной интерпретации индикаторных исследований. Необходимо отметить, что для рассмотренных моделей длина канала также неизвестна, но обычно оценивается как кратчайшее расстояние между нагнетательной и добывающей скважинами.

3. Диссипация оторочки трассера при движении по каналу НФС

Практика анализа результатов индикаторных исследований показала, что времена закачки оторочки трассера объемом $10 \div 15 \text{ м}^3$ составляют $2 \div 8$ часов и зависят от приемистости скважины. При движении по каналу оторочка подвержена значительной диссипации, в результате которой вместо П-образной конфигурации наблюдается ее трансформация в колоколообразный вид со значительным снижением максимальной концентрации и расширением ее продольных размеров.

Для анализа процесса диссипации оторочки при движении по каналу НФС следует рассмотреть вспомогательную задачу о движении оторочки примеси с первоначальным линейным размером L и исходной концентрацией c_0 в канале длиной l . Пусть оторочка движется с постоянной среднемассовой скоростью v_{av} и подвержена диссипации с характерным коэффициентом D . Исходный линейный размер оторочки определяется через скорость ее движения и время ее закачки t_0 : $L = v_{av}t_0$.

Ось z направлена вдоль канала НФС. Математическая формулировка задачи приведена ниже в виде уравнения переноса концентрации:

$$\frac{\partial c}{\partial t} + v_{av} \frac{\partial c}{\partial z} = D \frac{\partial^2 c}{\partial z^2}, \quad t = 0, z > 0: \quad c = 0; \quad 0 < t \leq t_0, \quad z = 0: \quad c = c_0; \quad t > t_0, \quad z = 0: \quad c = 0, \quad (3.1)$$

где t — время.

Необходимо найти зависимость концентрации примеси на выходе из канала $z = l$ от времени. Для общности уравнение (3.1) приводится к безразмерному виду с введением следующих безразмерных переменных:

$$\frac{\partial C}{\partial T} + \frac{\partial C}{\partial Z} = \bar{D} \frac{\partial^2 C}{\partial Z^2}, \quad T = 0, Z > 0: \quad C = 0; \quad 0 < T \leq T_0, Z = 0: \quad C = 1; \quad T > T_0, Z = 0: \quad C = 0,$$

$$C = \frac{c}{c_0}, \quad T = \frac{t}{t^*}, \quad Z = \frac{z}{l}, \quad \bar{D} = \frac{Dt^*}{l^2}, \quad \bar{L} = \frac{L}{l}, \quad (3.2)$$

где T_0 — безразмерное время закачки трассера. Следует отметить, что концентрация реагента рассчитывается в потоке в канале, а замеряется в дебите жидкости добывающей скважины, которая работает в зависимости от системы разработки и от других нагнетательных скважин.

Переход к автомодельной переменной ξ позволяет получить общее решение задачи (3.2) как суперпозицию частных решений о распространении переднего и заднего фронтов оторочки в виде [24]:

$$\xi = \frac{Z - T}{\sqrt{T}}, \quad C = \frac{1}{2} \left(\operatorname{erf} \left(\frac{1 + \bar{L} - T}{2\sqrt{\bar{D}T}} \right) - \operatorname{erf} \left(\frac{1 - T}{2\sqrt{\bar{D}T}} \right) \right). \quad (3.3)$$

Как видно из решения, приведенная концентрация трассера на выходе зависит от двух безразмерных параметров $\bar{D}$ и $\bar{L}$ и трех размерных параметров D , L и l . При этом в выражении (3.3) $\bar{L}$ является известным параметром, поскольку с учетом выражения $\bar{L} = v_{av}t_0$ и определения среднemasсовой скорости

$$\bar{L} = \frac{t_0}{t^*}. \quad (3.4)$$

Приведенная концентрация C должна быть пересчитана через общий дебит добывающей скважины. С учетом сохранения интегральной массы реагента в добывающей скважине можно получить соотношение расчетной и реальной концентрации реагента:

$$C^* = aC, \quad a = \frac{Q_f}{Q_p}, \quad (3.5)$$

где C — расчетная, а C^* — реальная концентрация; a — коэффициент перевода концентрации в канале на ее значение в дебите скважины.

Таким образом, настроечным параметром в решении (3.3) является лишь соотношение D/l^2 . Под «настройкой» здесь понимается минимизация среднего относительного отклонения расчетных значений концентрации трассера от промысловых замеров. Для определения этого параметра использовался метод градиентного спуска [25] со следующим алгоритмом

1. На первом этапе из промысловых данных определяется коэффициент a перевода концентрации в канале на ее значение в дебите скважины по формуле (3.5).

2. Для «настройки» пересчитанных значений концентрации трассера на промысловые данные задаются начальное приближение $\bar{D}_1 = 10^{-8}$ и второе значение $\bar{D}_2$, на порядок отличающееся от начального, например $\bar{D}_2 = 10^{-7}$.

3. Эти значения закладываются в решение (3.3) и вычисляются соответствующие среднеквадратичные отклонения расчетных значений концентрации от промысловых значений, определяемых как

$$R_n(\bar{D}_n) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (C_i(\bar{D}_n) - C_{pi})^2}, \quad n = 1, 2. \quad (3.6)$$

В (3.6) N — количество замеров концентрации; i — номер замера и соответствующего ему расчетного значения; n — номер значения безразмерного коэффициента диссипации.

4. В соответствии с методом градиентного спуска рассчитывается следующее значение $\bar{D}_{n+1}$ и соответствующее решение $C(\bar{D}_{n+1})$:

$$\bar{D}_{n+1} = \bar{D}_n - \alpha \frac{\partial R_n(\bar{D}_n)}{\partial \bar{D}_n}, \quad (3.7)$$

где производная от среднеквадратичного отклонения расчетных значений концентрации от промысловых значений аппроксимируется соответствующими разностями, α — шаг спуска.

5. Далее, после расчета (3.7), проверяется условие близости значений коэффициента диссипации в двух последовательных итерациях:

$$\left| \frac{\bar{D}_{n+1} - \bar{D}_n}{\bar{D}_n} \right| \leq \epsilon. \quad (3.8)$$

Если условие (3.8) не выполняется, то осуществляется переход к следующему значению $\bar{D}_{n+2}$ и возврат на шаг 3, в противном случае коэффициент диссипации принимается равным $\bar{D}_{n+1}$ с погрешностью ϵ .

Реализация такого алгоритма проиллюстрирована на примере интерпретации индикаторных исследований для добывающей скважины 179 месторождения X на рис. 3.1. Данные, использованные для интерпретации исследований, сведены в таблице 3.1. Погрешность ϵ определения параметра $\bar{D}$ задавалась значением 1 %.

Скорость сходимости предложенного алгоритма проиллюстрирована на рис. 3.2, как и следует из метода градиентного спуска, по мере приближения к точному значению искомого параметра сходимость замедляется. Искомое значение безразмерного коэффициента диссипации для рассмотренного случая $\bar{D} = 0,0202$. Среднеквадратичное отклонение для такой «настройки» составляет 7 %.



Рис. 3.1. Сопоставление расчетной динамики концентрации трассера на выходе в добывающую скважину 179 с промышленными данными

Fig. 3.1. Comparison of the calculated dynamics of tracer concentration at the outlet of production well 179 with field data

Таблица 3.1

Промысловые данные, использованные в расчетах по предложенному алгоритму интерпретации по добывающей скважине 179 месторождения X

Table 3.1

Field data used in calculations based on the proposed interpretation algorithm for the production well 179 of the field X

Параметр	t_0 , с	t^* , сут.	M^* , кг	M , кг	Q_{in} , м ³ /с	Q_p , м ³ /с	c_0 , д.е.
Значение	10800	130	2	1000	$9,26 \cdot 10^{-5}$	$2,01 \cdot 10^{-5}$	0,0012

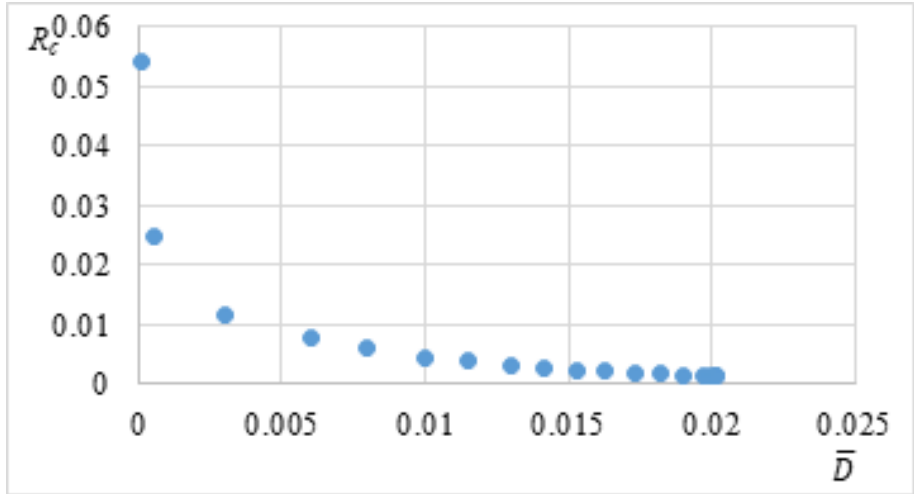


Рис. 3.2. Процесс оптимизации среднеквадратичного отклонения расчетной концентрации от промышленных данных по скважине 179

Fig. 3.2. Process of optimizing the standard deviation of the calculated concentration from the field data for well 179

4. Решение обратной задачи для интерпретации результатов трассерных исследований

Для определения других параметров канала НФС необходимо использовать результаты численно-аналитического решения прямой задачи о движении оторочки трассера по каналу, которое было получено в предыдущей работе авторов [16]. Согласно этому решению, расход жидкости по каналу практически

не меняется (с точностью до малого параметра $F = 2kk_r(S_{or})/k_f$) и равен

$$Q_f = \frac{k_f(w)A(w)\Delta p}{\mu_w l}. \quad (4.1)$$

Далее используется модель канала в виде трещины автоГРП или другого происхождения, тогда проницаемость канала НФС и его площадь поперечного сечения являются функциями от ширины.

Объем оторочки связан с ее линейным размером по следующему соотношению:

$$A(w)L = Q_f t_0. \quad (4.2)$$

Доля расхода жидкости по каналу, как и в случае традиционного алгоритма интерпретации, имеет вид

$$\frac{Q_f}{Q_{in}} = \frac{M^*}{M}. \quad (4.3)$$

Поскольку из «настройки» рассчитано значение $\bar{D}$, а с учетом (3.4) известно $\bar{L}$, то можно записать:

$$D = \frac{\bar{D}l^2}{t^*}, \quad (4.4)$$

$$L = \bar{L}l. \quad (4.5)$$

Система уравнений (4.1), (4.2), (4.3), (4.4), (4.5) содержит в качестве неизвестных пять величин, что позволяет однозначно определить все неизвестные. Простые выкладки приводят к следующим значениям искомых параметров:

$$Q_f = Q_{in} \frac{M^*}{M}, \quad w = \sqrt[4]{\frac{Q_f^2 t_0 \mu_w}{\pi^2 h_2 \Delta p \bar{L}}}, \quad l = \frac{\pi h w^3 \Delta p}{64 Q_f \mu_w}, \quad D = \frac{\bar{D}l^2}{t^*}, \quad L = \frac{t_0 l}{t^*}. \quad (4.6)$$

Разработанная методика интерпретации апробирована для расчета параметров каналов НФС (с принятой моделью трещин) для двух добывающих скважин одного из месторождений Западной Сибири при закачке трассера в ближайшую нагнетательную скважину. Динамика концентрации трассера в этих скважинах приведена на рис. 4.1 и рис. 4.2. Как видно из рисунков, в первой скважине выделяются два пика концентрации трассера, а во второй — три пика, что указывает на наличие нескольких каналов НФС. Данные по условиям проведения индикаторных исследований в указанных трех скважинах приведены в таблице 4.1, где l^* — расстояние от добывающей до нагнетательной скважины. Результаты настройки диссипации трассера в каналах-трещинах также приведены на рис. 4.1 и рис. 4.2. Сопоставление промысловых и расчетных данных указывает на хорошую предсказательную способность алгоритма интерпретации.

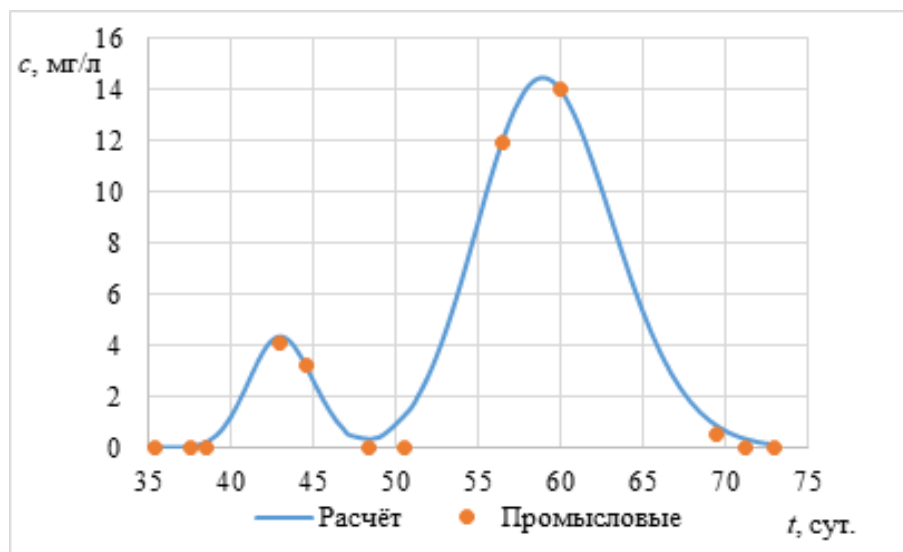


Рис. 4.1. Данные по выходу трассера в добывающей скважине 1076 при его закачке в ближайшую нагнетательную скважину 1074

Fig. 4.1. Data on tracer output in production well 1076 when it is injected into the nearest injection well 1074

Результаты расчетов по формулам (4.6) параметров каналов-трещин сведены в таблице 4.2. Объем канала НФС вычислялся как $V = Al$. Следует отметить, что расчет объема канала и потока жидкости

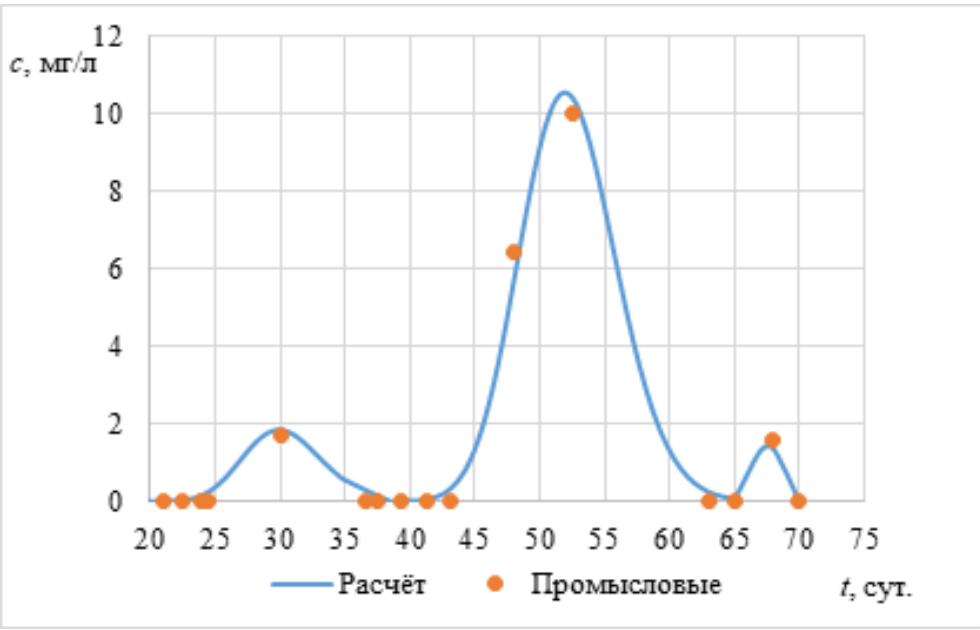


Рис. 4.2. Данные по выходу трассера в добывающей скважине 1078 при его закачке в ближайшую нагнетательную скважину 1074

Fig. 4.2. Data on tracer output in production well 1078 when it is injected into the nearest injection well 1074

Таблица 4.1

Промысловые данные по индикаторным исследованиям на участке с тремя скважинами, использованные в расчетах по предложенному алгоритму интерпретации

Table 4.1

Field data from indicator studies in an area with three wells, used in calculations using the proposed interpretation algorithm

Параметр	Значение по нагнетательной скважине 1074	Значение по скважине 1076	Значение по скважине 1078
t_0 , с	10800	—	—
M^* , кг	—	5,954	6,469
M , кг	1000	—	—
Q_{in} , м ³ /с	$9,26 \cdot 10^{-5}$	—	—
Q_p , м ³ /с	—	$2,44 \cdot 10^{-5}$	$2,70 \cdot 10^{-5}$
c_0 , д.е.	0,09	—	—
Δp , атм	—	160	170
μ_w , сП	1	1	1
h , м	—	30	30
l^* , м	—	644	431

через него осуществляется по одинаковым формулам как в традиционной (1.1), (1.2), так и в разработанной методике интерпретации, а их величины совпадают соответственно.

Как и ожидалось, первый пик концентрации проходит по каналу, близкому по длине к минимальному расстоянию до нагнетательной скважины. Длина траектории канала не обязательно возрастает по мере запаздывания пика, на скважине 1078 третий канал короче второго. Это может быть связано с тем, что этот канал-трещина растущий и имеет меньшую проницаемость-раскрытие. Предположительно, по мере закачки воды образуются сначала короткие трещины, затем более длинные. Это предположение объясняет, почему сформировавшиеся ранее каналы имеют меньшую проницаемость. По ним проходит больший объем воды, содержащей твердые и жидкие частицы, и происходит стабилизация их размеров за счет частиц, содержащихся в закачиваемой воде.

Коэффициент диссипации изменяется в относительно небольшом диапазоне $10^{-4} \div 10^{-3}$ м²/с. Его значения намного больше коэффициента диффузии, что указывает на недиффузионный характер диссипации. Набор статистики интерпретации индикаторных исследований позволит оценить, является данный коэффициент постоянным или меняется от трещины к трещине.

Таблица 4.2

Результаты интерпретации индикаторных исследований по выбранным скважинам по разработанному алгоритму

Table 4.2

Results of interpretation of indicator studies for selected wells using the developed algorithm

Параметр	Значение по скважине 1076		Значение по скважине 1078		
	Первый канал	Второй канал	Первый канал	Второй канал	Третий канал
w , мм	0,0109	0,0312	0,0084	0,0254	0,0093
l , м	665	2229	438	1750	733
k_f , Д	7,43	60,94	4,36	40,20	5,37
Q_f , м ³ /с	$4,59 \cdot 10^{-8}$	$3,22 \cdot 10^{-7}$	$3,33 \cdot 10^{-8}$	$2,33 \cdot 10^{-7}$	$2,72 \cdot 10^{-8}$
D , м ² /с	$1,21 \cdot 10^{-4}$	$2,34 \cdot 10^{-3}$	$3,72 \cdot 10^{-4}$	$1,71 \cdot 10^{-3}$	$1,10 \cdot 10^{-4}$
A , м ²	$2,57 \cdot 10^{-4}$	$7,35 \cdot 10^{-4}$	$1,97 \cdot 10^{-4}$	$5,97 \cdot 10^{-4}$	$2,18 \cdot 10^{-4}$
L , м	1,93	4,72	1,83	4,21	1,35
a	$1,88 \cdot 10^{-3}$	$1,32 \cdot 10^{-2}$	$1,23 \cdot 10^{-3}$	$8,64 \cdot 10^{-3}$	$1,01 \cdot 10^{-3}$
V , м ³	0,171	1,638	0,086	1,047	0,160

Заключение

На основе решения обратной задачи движения оторочки трассера по каналу-трещине разработан новый алгоритм интерпретации результатов индикаторных исследований, позволяющий определить, помимо параметров, определяемых по традиционной методике, длину и раскрытие трещины.

Валидация расчетных значений концентрации трассера с учетом определения коэффициента диссипации по методу градиентного спуска показала хорошее согласование с промысловыми данными (среднеквадратичные отклонения не превышают 7 %).

Установлено, что длина самого короткого канала НФС практически соответствует расстоянию между нагнетательной и добывающей скважинами, другие каналы имеют большую длину и могут формироваться позднее.

Показано, что проницаемость самого короткого канала НФС/раскрытие соответствующей трещины являются наименьшей/наибольшим среди более длинных каналов в пласте, поскольку по ним проходит больший объем воды, содержащей твердые и жидкие частицы.

Диссипация трассера при движении по каналу-трещине изменяется в небольшом диапазоне, что указывает на единую физическую природу данного явления.

Литература

- [1] Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Тренчиков Ю.И. Индикаторные методы изучения нефтеносных пластов. Москва: Недра, 1986. 157 с. URL: <https://www.geokniga.org/books/33015?ysclid=1w4l4isq9k183065397>.
- [2] Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика. Москва; Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2001. 736 с. URL: <https://www.geokniga.org/books/4851?ysclid=1w4l7c18a6815565073>.
- [3] Морозов О.Н., Андриянов М.А., Колода А.В., Мухаметшин И.Р., Нухаев М.Т., Прусаков А.В. Опыт внедрения индикаторов притока на Приразломном месторождении для исследования горизонтальных добывающих скважин // Экспозиция Нефть Газ. 2017. № 7 (60). С. 24–29. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=30692445>. EDN: <https://www.elibrary.ru/zvqsgn>.
- [4] Медведский Р.И. Ручейковая теория вытеснения нефти водой // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 1997. № 6. С. 69. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=21967024>. EDN: <https://www.elibrary.ru/smshzj>.
- [5] Булыгин Д.В., Николаев А.Н., Елесин А.В. Гидродинамическая оценка эффективности потокоотклоняющих технологий в условиях образования техногенных каналов фильтрации // Георесурсы. 2018. Т. 20, № 3, Ч. 1. С. 172–177. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.172-177>. EDN: <https://www.elibrary.ru/lzspyl>.
- [6] Изотов А.А., Афонин Д.Г. О техногенной трансформации продуктивных пластов вследствие повышенного давления нагнетания при заводнении // Нефтепромысловое дело. 2021. № 5 (629). С. 18–25. DOI: [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-5\(629\)-18-25](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-5(629)-18-25).
- [7] Федоров К.М., Ганопольский Р.М., Гильманов А.Я., Шевелёв А.П. Процедура оптимизации технологии выравнивания профиля приемистости // Вестник Самарского университета. Естественнонаучная серия. 2023. Т. 29, № 1. С. 74–88. DOI: <https://doi.org/10.18287/2541-7525-2023-29-1-74-88>. EDN: <https://www.elibrary.ru/vethrn>.

- [8] Anderson T.L. Fracture mechanics. Fundamental and application. New York: Publisher Taylor and Francis, 2005. 610 p. DOI: <https://doi.org/10.1201/9781315370293>.
- [9] Хисамов Р.С., Файзуллин И.Н., Кубарев П.Н., Антонов Г.П., Галимов И.Ф. Результаты исследований фильтрационных свойств трещиноватых коллекторов 303 залежи, разрабатываемой на естественном водонапорном режиме // Нефтяное хозяйство. 2011. № 7. С. 36–39. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=16516371>. EDN: <https://www.elibrary.ru/nxldaj>.
- [10] Morales V.A., Ramirez L.K., Garnica S.V., Rueda L.A., Gomez V., Gomez A., Bejarano M.A., Shook G.M. Inter well tracer test results in the mature oil field La Cira Infantas // Society of Petroleum Engineers Conference Paper SPE-190315-MS presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference held in Tulsa, USA, 14–18 April 2018. Tulsa, 2018. P. 1–22. DOI: <https://doi.org/10.2118/190315-MS>.
- [11] Bahamon C.C.T., Mora G., Acosta T.J., Manrique G.A., Quintero D.F. Understanding flow through interwell tracers // Society of Petroleum Engineers Conference Paper SPE-195251-MS presented at the SPE Western Regional Meeting held in San Jose, USA, 23–26 April 2019. San Jose, 2019. P. 1–20. DOI: <https://doi.org/10.2118/195251-MS>.
- [12] РД 39-0147428. Методическое руководство по технологии проведения индикаторных исследований и интерпретации их результатов для регулирования и контроля процесса заводнения нефтяных залежей. Москва: Министерство нефтяной промышленности СССР, 1988. 87 с. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=50393035>. EDN: <https://www.elibrary.ru/prcxkt>.
- [13] Земцов Ю.В., Баранов А.В., Гордеев А.О. Обзор физико-химических МУН, применяемых в Западной Сибири, и эффективности их использования в различных геолого-физических условиях // Нефть. Газ. Новации. 2015. № 7. С. 11–21. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=24041422>. EDN: <https://www.elibrary.ru/ugcoit>.
- [14] Ручкин А.А., Ягафаров А.К. Оптимизация применения потокоотклоняющих технологий на Самотлорском месторождении. Тюмень: Вектор Бук, 2005. 148 с. URL: http://eues.ru/sites/default/files/2022-02/Ручкин%20Ягафаров%20Оптимизация%20применения%20потокоотклоняющих%20технологий_2005...pdf?ysclid=lw404ukhh6356894841.
- [15] Киреев Т.Ф., Булакова Г.Т. Интерпретация трассерных исследований с помощью дискретной модели трещины // Вычислительная механика сплошных сред. 2018. Т. 11, № 3. С. 252–262. DOI: <https://doi.org/10.7242/1999-6691/2018.11.3.19>. EDN: <https://www.elibrary.ru/ylbuzf>.
- [16] Федоров К.М., Шевелёв А.П., Гильманов А.Я., Изотов А.А., Кобяшев А.В. Новая методика интерпретации индикаторных исследований скважин // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2023. Т. 65, № 6. С. 41–52. DOI: <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2023-65-6-41-52>.
- [17] Doorwar S., Tagavifar M., Dwarakanath V. A 1D analytical solution to determine residual oil saturations from single-well chemical tracer test // Society of Petroleum Engineers Conference Paper SPE-200420-MS presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference held in Tulsa, USA, 31 August–4 September 2020. Tulsa, 2020. P. 1–16 DOI: <https://doi.org/10.2118/200420-MS>.
- [18] Shen T., Moghanloo R.G., Tian W. Decoupling of channeling and dispersion effects by use of multiwell tracer test // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. 2017. Vol. 21, issue 01. P. 54–72. DOI: <https://doi.org/10.2118/187960-PA>.
- [19] Samaniego V.F., Pulido B.H., Rivera R.J., Camacho V.R., Perez R.V.H., Martinez G.B. A tracer injection-test approach to reservoir characterization: theory and practice // International Petroleum Technology Conference Paper IPTC 11038 presented at the International Petroleum Technology Conference held in Doha, Qatar, 21–23 November 2005. Doha, 2005. P. 1–13. DOI: <https://doi.org/10.2523/IPTC-11038-MS>.
- [20] Eldaoushy A.S., Al-Ajmi M., Ashkanani F. Utilization of interwell water tracer to study subsurface flow of the injected water and optimize waterflood in Mauddud carbonate reservoir, Raudjataan Field, North Kuwait // Society of Petroleum Engineers Conference Paper SPE-175200-MS presented at the SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference held in Mishref, Kuwait, 11–14 October 2015. Mishref, 2015. P. 1–12. DOI: <https://doi.org/10.2118/175200-MS>.
- [21] Экономидес М., Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. Москва: ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед, 2004. 316 с.
- [22] Гильманов А.Я., Федоров К.М., Шевелёв А.П. Задача о блокировании техногенной трещины в пласте суспензионной смесью // Известия РАН. Механика жидкости и газа. 2022. Т. 57, № 6. С. 26–33. DOI: <https://doi.org/10.31857/S0568528122600230>. EDN: <https://www.elibrary.ru/rpeblq>.
- [23] Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. Москва: Недра, 1984. 211 с. URL: <https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-dvizhenie-zhidkostey-i-gazov-v-prirodnih-plastah-gibarenblatt-vmentov-vmryzhik.pdf?ysclid=lw4sf0whxi987996750>.
- [24] Ентов В.М., Зазовский А.Ф. Гидродинамика процессов повышения нефтеотдачи. Москва: Недра, 1989. 231 с.
- [25] Бахвалов Н.С., Жидков Н.П., Кобельков Г.М. Численные методы. Москва: Лаборатория знаний, 2020. 636 с.



Scientific article

DOI: 10.18287/2541-7525-2024-30-2-81-94

Submitted: 15.01.2024

Revised: 22.02.2024

Accepted: 15.05.2024

K.M. Fedorov

University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

E-mail: k.m.fedorov@utmn.ru. ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0347-3930>

A.Ya. Gilmanov

University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

E-mail: a.y.gilmanov@utmn.ru. ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7115-1629>

A.P. Shevelyov

University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

E-mail: a.p.shevelev@utmn.ru. ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0017-4871>

A.A. Izotov

“Tyumen Petroleum Research Center” LLC, Tyumen, Russian Federation

E-mail: aaizotov@tnnc.rosneft.ru. ORCID: <https://orcid.org/0009-0005-8492-9865>

A.V. Kobyshev

“Tyumen Petroleum Research Center” LLC, Tyumen, Russian Federation

E-mail: avkobyshev@tnnc.rosneft.ru. ORCID: <https://orcid.org/0009-0006-7431-0353>

SOLUTION OF THE INVERSE PROBLEM OF TRACER TESTS INTERPRETATION RESULTS FOR OIL RESERVOIRS IN THE PRESENCE OF LOW RESISTANCE CHANNELS

ABSTRACT

Tracer tests of oil reservoirs have become widely used to assess the parameters of low resistance channels, leading to premature increasing of production water cut. The existing analytical methods of their interpretation do not consider the dissipation of the tracer. The article proposes a methodology of tracer tests interpretation in the presence of low resistance channels, which considers the configuration of the tracer slug in the producer. The developed method is based on solving the inverse problem of tracer filtration in the low resistance channel and for the first time considers its dissipation. The formulation of the inverse problem of tracer filtration in the low resistance channel is based on the use of the tracer transfer equation in the channel, the ratio for the reagent flow in the channel and the reservoir, Darcy's law and the relationship of the volume of the tracer slug with its linear size. The algorithm of numerical determination of the tracer dissipation coefficient by solving the optimization problem by the gradient descent is given. The developed algorithm has been tested on the example of the tracer tests interpretation for two producers of one of the Western Siberia fields. The lengths of each channel for the selected wells are determined. It is shown that the error of comparison of calculated and field data does not exceed 7%. It was found that the length of the shortest channel corresponds to the distance between injector and producer, other channels have a longer length and can be formed later.

Key words: tracer tests; inverse problem; optimization problem; gradient descent; low resistance channels; tracer concentrarion; tracer dissipation; channel length.

Citation. Fedorov K.M., Gilmanov A.Ya., Shevelyov A.P., Izotov A.A., Kobyshev A.V. Solution of the inverse problem of tracer tests interpretation results for oil reservoirs in the presence of low resistance channels. *Vestnik Samarskogo universiteta. Estestvennonauchnaia seriia / Vestnik of Samara University. Natural Science Series*, 2024, vol. 30, no. 2, pp. 81–94. DOI: <http://doi.org/10.18287/2541-7525-2024-30-2-81-94>. (In Russ.)

Information about the conflict of interests: authors and reviewers declare no conflict of interests.

© Fedorov K.M., Gilmanov A.Ya., Shevelyov A.P., Izotov A.A., Kobyshev A.V., 2024

Konstantin M. Fedorov — Doctor of Physical and Mathematical Sciences, scientific supervisor of the Institute of Physics and Technology, University of Tyumen, 6, Volodarskogo Street, Tyumen, 625003, Russian Federation.

Alexander Ya. Gilmanov — Candidate of Physical and Mathematical Sciences, senior lecturer of the Department of Modeling of Physical Processes and Systems, University of Tyumen, 6, Volodarskogo Street, Tyumen, 625003, Russian Federation

Alexander P. Shevel'ov — Candidate of Physical and Mathematical Sciences, professor of the Department of Modeling of Physical Processes and Systems, University of Tyumen, 6, Volodarskogo Street, Tyumen, 625003, Russian Federation.

Aleksey A. Izotov — Director for Science and Innovations, "Tyumen Petroleum Research Center" LLC, 79/1, Osipenko Street, Tyumen, 625002, Russian Federation.

Alexander V. Kobyl'shev — head manager, "Tyumen Petroleum Research Center" LLC, 79/1, Osipenko Street, Tyumen, 625002, Russian Federation.

References

- [1] Sokolovsky E.V., Solovyov G.B., Trenchikov Yu.I. Indicator methods for studying oil saturated reservoirs. Moscow: Nedra, 1986, 157 p. Available at: <https://www.geokniga.org/books/33015?ysclid=1w4l4isq9k183065397>. (In Russ.)
- [2] Shchelkachev V.N., Lapuk B.B. Underground hydraulics. Moscow-Izhevsk: NITs "Regulyarnaya i khaoticheskaya dinamika", 2001, 736 p. Available at: <https://www.geokniga.org/books/4851?ysclid=1w4l7c18a6815565073>. (In Russ.)
- [3] Morozov O.N., Andriyanov M.A., Koloda A.V., Mukhametshin I.R., Nukhaev M.T., Prusakov A.V. Use of intelligent tracer technology for inflow monitoring in horizontal producers of the Prirazlomnoye oilfield. *Exposition Oil Gas*, 2017, no. 7 (60), pp. 24–29. Available at: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=30692445>. EDN: <https://www.elibrary.ru/zvqsgn>. (In Russ.)
- [4] Medvedsky R.I. Stream theory of oil displacement by water. *Oil and Gas Studies*, 1997, no. 6, p. 69. Available at: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=21967024>. EDN: <https://www.elibrary.ru/smshzj>. (In Russ.)
- [5] Bulygin D.V., Nikolaev A.N., Elesin A.V. Hydrodynamic evaluation of the efficiency of flow deflecting technologies in conditions of formation of man-made filtration channels. *Georesources*, 2018, vol. 20, no. 3, part 1, pp. 172–177. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.172-177>. EDN: <https://www.elibrary.ru/lzspyl>. (In Russ.)
- [6] Izotov A.A., Afonin D.G. The technogenic transformation of productive formations due to the increased discharge pressure during flooding. *Oilfield Engineering*, 2021, no. 5 (629), pp. 18–25. DOI: [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-5\(629\)-18-25](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-5(629)-18-25). (In Russ.)
- [7] Fedorov K.M., Ganopolsky R.M., Gilmanov A.Ya., Shevelev A.P. Optimization procedure for conformance control. *Vestnik Samarskogo universiteta. Estestvennonauchnaia seria / Vestnik of Samara University. Natural Science Series*, 2023, vol. 29, no. 1, pp. 74–88. DOI: <https://doi.org/10.18287/2541-7525-2023-29-1-74-88>. EDN: <https://www.elibrary.ru/vethrn>. (In Russ.)
- [8] Anderson T.L. *Fracture mechanics. Fundamental and application*. New York: Publisher Taylor and Francis, 2005. 610 p. DOI: <https://doi.org/10.1201/9781315370293>.
- [9] Khisamov R.S., Faizullin I.N., Kubarev P.N., Antonov G.P., Galimov I.F. Tracer tests to study properties of fractured reservoirs developed by water drive with forced fluid withdrawal. *Oil Industry*, 2011, no. 7, pp. 36–39. Available at: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=16516371>. EDN: <https://www.elibrary.ru/nxldaj>. (In Russ.)
- [10] Morales V.A., Ramirez L.K., Garnica S.V., Rueda L.A., Gomez V., Gomez A., Bejarano M.A., Shook G.M. Inter well tracer test results in the mature oil field La Cira Infantas. In: *Society of Petroleum Engineers Conference Paper SPE-190315-MS presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference*, Tulsa, USA, April 14–18. Tulsa, 2018, pp. 1–22. DOI: <https://doi.org/10.2118/190315-MS>.
- [11] Bahamon C.C.T., Mora G., Acosta T.J., Manrique G.A., Quintero D.F. Understanding flow through interwell tracers. In: *Society of Petroleum Engineers Conference Paper SPE-195251-MS presented at the SPE Western Regional Meeting*, San Jose, USA, April 23–26, 2019. San Jose, 2019, pp. 1–20. DOI: <https://doi.org/10.2118/195251-MS>.
- [12] RD 39-0147428. Methodological guidance on the technology of conducting tracer tests and interpreting their results to regulate and control the process of waterflooding oil deposits. Moscow: Ministerstvo neft'anoi promyshlennosti SSSR, 1988, 87 p. Available at: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=50393035>. EDN: <https://www.elibrary.ru/prcxkt>. (In Russ.)
- [13] Zemtsov Yu.V., Baranov A.V., Gordeev A.O. Review of chemical EOR methods used in Western Siberia and the effectiveness of their use in various geological and physical conditions. *Neft. Gas. Novacii*, 2015, no. 7, pp. 11–21. (in Russ.)
- [14] Ruchkin A.A., Yagafarov A.K. Optimization of the use of conformance control technologies at the Samotlor field. Tyumen: Vektor Buk, 2005, 148 p. Available at: http://eues.ru/sites/default/files/2022-02/Ручкин%20Ягафаров%20Оптимизация%20применения%20потокоотключенияющих%20технологий_2005....pdf?ysclid=1w4o4ukhh6356894841. (In Russ.)
- [15] Kireev T.F., Bulgakova G.T. Interpretation of interwell tracer tests using discrete fracture model. *Computational Continuum Mechanics*, 2018, vol. 11, no. 3, pp. 252–262. DOI: <https://doi.org/10.7242/1999-6691/2018.11.3.19>. EDN: <https://www.elibrary.ru/ylbuzf>. (In Russ.)

- [16] Fedorov K.M., Gilmanov A.Ya., Shevelev A.P., Izotov A.A., Kobyashev A.V. New interpretation technique for tracer well tests. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*, 2023, vol. 65, no. 6, pp. 41–52. DOI: <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2023-65-6-41-52>. (In Russ.)
- [17] Doorwar S., Tagavifar M., Dwarakanath V. A 1D analytical solution to determine residual oil saturations from single-well chemical tracer test. In: *Society of Petroleum Engineers Conference Paper SPE-200420-MS presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference*, Tulsa, USA, 31 August–4 September 2020. Tulsa, 2020, pp. 1–16. DOI: <https://doi.org/10.2118/200420-MS>.
- [18] Shen T., Moghanloo R.G., Tian W. Decoupling of channeling and dispersion effects by use of multiwell tracer test. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 2017, vol. 21, issue 01, pp. 54–72. DOI: <https://doi.org/10.2118/187960-PA>.
- [19] Samaniego V.F., Pulido B.H., Rivera R.J., Camacho V.R., Perez R.V.H., Martinez G.B. A tracer injection-test approach to reservoir characterization: theory and practice. In: *International Petroleum Technology Conference Paper IPTC 11038 presented at the International Petroleum Technology Conference*, Doha, Qatar, November 21–23, 2005. Doha, 2005, pp. 1–13. DOI: <https://doi.org/10.2523/IPTC-11038-MS>.
- [20] Eldaoushy A.S., Al-Ajmi M., Ashkanani F. Utilization of interwell water tracer to study subsurface flow of the injected water and optimize waterflood in Maaddud carbonate reservoir, Raudjataan Field, North Kuwait. In: *Society of Petroleum Engineers Conference Paper SPE-175200-MS presented at the SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference*, Mishref, Kuwait, October 11–14, 2015. Mishref, 2015, pp. 1–12. DOI: <https://doi.org/10.2118/175200-MS>.
- [21] Economides M., Oligney R., Valko P. Unified Fracture Design. Moscow: PetroAl'yans Servisis Kompani Limited, 2004, 316 p. (In Russ.)
- [22] Gil'manov A.Ya., Fedorov K.M., Shevelev A.P. Problem of blocking a technogenic fracture in the reservoir using a suspension mixture. *Fluid Dynamics*, 2022, vol. 57, no. 6, pp. 720–728. DOI: <https://doi.org/10.1134/s0015462822600936>. EDN: <https://www.elibrary.ru/ntqelo>. (In English; original in Russian)
- [23] Barenblatt G.I., Entov V.M., Ryzhik V.M. Movement of liquids and gases in natural formations. Moscow: Nedra, 1984, 211 p. Available at: <https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-dvizhenie-zhidkostey-i-gazov-v-prirodnih-plastah-gibarenblatt-vmentov-vmryzhik.pdf?ysclid=lw4sf0whxi987996750>. (In Russ.)
- [24] Entov V.M., Zazovsky A.F. Hydrodynamics of enhanced oil recovery processes. Moscow: Nedra, 1989, 231 p. (In Russ.)
- [25] Bakhvalov N.S., Zhidkov N.P., Kobelkov G.M. Numerical methods. Moscow: Laboratoriya znanii, 2020, 636 p. (In Russ.)