



<https://doi.org/10.32454/0016-7762-2023-65-6-41-52>
УДК 550.8.013



НОВАЯ МЕТОДИКА ИНТЕРПРЕТАЦИИ ИНДИКАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

К.М. ФЕДОРОВ¹, А.П. ШЕВЕЛЕВ¹, А.Я. ГИЛЬМАНОВ^{1,*}, А.А. ИЗОТОВ², А.В. КОБЯШЕВ²

¹ ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет»
6, Володарского ул., г. Тюмень 625003, Россия

² ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
79/1, Осипенко ул., г. Тюмень 625003, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. Индикаторные исследования скважин были предложены для детализации геологической модели пласта в прошлом веке. Исследования заключаются в закачке слабоадсорбируемых трассеров — меток в нагнетательную скважину и отборе и анализе проб в ближайших добывающих скважинах. Ожидалось, что результаты исследований уточнят связь скважин и гидропроводность межскважинного пространства. Однако применение этих исследований показало, что трассер прорывается в добывающие скважины намного быстрее, чем прогнозировалось исходя из оценок фильтрационно-емкостных свойств пласта.

Цель. Разработка новой методики интерпретации индикаторных исследований скважин.

Материалы и методы. Проведено математическое моделирование процесса движения трассера по трещине автоГРП с учетом массообмена с пластом. Апробация предложенного алгоритма интерпретации результатов индикаторных исследований проведена на примере месторождения, расположенного в Западной Сибири. Продуктивный интервал находится в юрском интервале разреза васюганской свиты. В качестве трассера использовался водный раствор тиокарбамида с концентрацией 9%. Закачка проводилась через нагнетательную скважину ХХ74 в течение 3 ч. Масса закачанного трассера составила 1 т. Замеры в 6 реагирующих добывающих скважинах ХХ72, ХХ73, ХХ75, ХХ76, ХХ77, ХХ78 проводились в течение 75 дней. За этот период было отобрано 516 проб. Интерпретация результатов индикаторных исследований проведена по всем скважинам по разработанной методике.

Результаты. Получено численно-аналитическое решение задачи о движении оторочки трассера по трещине с учетом массообмена жидкостями с пластом и диссипации оторочки трассера. На основе этого решения была разработана новая методика интерпретации индикаторных исследований, которая позволяет определить большее число параметров техногенных трещин.

Заключение. Обсуждаются примеры применения новой методики для определения параметров техногенных трещин. Показано наличие нескольких трещин, соединяющих нагнетательную и добывающие скважины. Установлено, что процесс образования таких трещин в пласте все еще продолжается.

Ключевые слова: индикаторные исследования, оторочка трассера, численно-аналитическое решение задачи, техногенные трещины — автоГРП, раскрытость, длина и траектории трещин

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследования проведены по инициативной теме.

Для цитирования: Федоров К.М., Шевелев 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;65(6):41—52. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2023-65-6-41-52>

Статья поступила в редакцию 15.11.2023
Принята к публикации 18.12.2023
Опубликована 29.12.2023

* Автор, ответственный за переписку

NEW INTERPRETATION TECHNIQUE FOR TRACER WELL TESTS

KONSTANTIN M. FEDOROV¹, ALEXANDER P. SHEVELEV¹, ALEXANDER Y. GILMANOV^{1,*},
ALEXEY A. IZOTOV², ALEXANDER V. KOBYSHEV²

¹ University of Tyumen

6, Volodarsky str., Tyumen 625003, Russian Federation

² «Tyumen petroleum research center» LLC

79/1, Osipenko str., Tyumen 625003, Russian Federation

ABSTRACT

Background. Tracer well tests were proposed in the last century as an approach for elaboration of detailed reservoir models. Such tests implied injecting weakly adsorbable tracers into an injection well followed by collection and analysis of samples in nearby production wells. The results were assumed to clarify well connectivity and inter-well hydraulic conductivity. However, practical application of these tests showed that the tracer penetrates into the production well much faster than predicted from estimates of the reservoir properties.

Aim. To develop a new technique for interpreting the results of tracer well tests.

Materials and methods. The process of tracer movement along a self-induced hydraulic fracture was simulated taking into account the mass transfer parameter. The developed algorithm for interpreting the results of tracer studies was tested in a deposit located in Western Siberia. The productive interval is located in the Jurassic interval of the Vasyugan Formation. An aqueous solution of thiocarbamide with a concentration of 9% was used as a tracer. Injection was carried out through injection well XX74 for 3 h. The mass of the injected tracer was 1 t. Measurements in six reacting production wells XX72, XX73, XX75, XX76, XX77, and XX78 were conducted for 75 days. During this time period, 516 samples were collected. In the first three days, 36 samples were extracted at equal time intervals; in the following two weeks, 90 samples were extracted also at equal time intervals; during the remaining days, measurements were conducted 2—3 times per week for each well. The results of the conducted studies were interpreted based on the developed methodology for all the wells.

Results. A numerical and analytical solution of the problem of tracer slug movement along the fracture was obtained. Account was taken of the mass transfer between the fluids and the layer, as well as the dissipation of the tracer slug. This solution was used as the basis for a new technique for interpreting the results of tracer well tests, which allows a greater number of fracture parameters to be determined.

Conclusion. The developed technique for determining the parameters of technogenic fractures was applied in practice. The presence of several fractures connecting injection and production wells is shown. It is established that the process of formation of such fractures in the reservoir is still ongoing.

Keywords: tracer well tests, tracer slug, numerical and analytical solution, technogenic fractures, self-induced hydraulic fracture, openness, fracture length and trajectory

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

Financial disclosure: research was carried out on the initiative research.

For citation: Fedorov K.M., Shevelev A.P., Gilmanov A.Y., Izotov A.A., Kobyshev A.V. New interpretation technique for tracer well tests. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2023;65(6):41—52. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2023-65-6-41-52>

Manuscript received 15 November 2023

Accepted 18 December 2023

Published 29 December 2023

* Corresponding author

Введение

Индикаторные исследования были предложены для исследования геологической структуры пластов в межскважинном пространстве еще в прошлом веке [9, 10]. Они заключаются в закачке в пласт через нагнетательную скважину специального реагента — индикатора (трассера). Этот реагент распространяется по пласту, регистрируется в продукции добывающих скважин [7]. По времени прорыва трассера в добывающую скважину можно сделать вывод о скорости фильтрации по пласту и о проницаемости участка пласта между нагнетательной и реагирующей добывающей скважинами [22]. Кроме того, индикаторные исследования позволяют проанализировать распределение фильтрационных потоков в пласте [5].

В методе используются трассеры различной природы. К таковым относятся флуоресцентные трассеры, светящиеся в определенном диапазоне спектра светового излучения, различные органические соединения, например тиокарбамид, радиоактивные вещества с небольшой концентрацией и другие соединения [10].

Ожидалось, что в результате индикаторных исследований будут получены данные о связности и гидропроводности в межскважинном пространстве. Но в результате исследований обнаружилось, что время прорыва трассера в добывающие скважины составляет несколько суток. Эти результаты не интегрируются с геолого-гидродинамическими моделями, по которым время обнаружения трассера в продукции добывающих скважин должно быть существенно большим. Следовательно, в пласте имеются некоторые каналы с высокой проницаемостью [14] — каналы низкого фильтрационного сопротивления (НФС). Природа таких каналов может быть различна. Существуют гипотезы об их «ручейковой» природе [6], а также о трещинах в пористой среде различной природы [1, 3]. Проницаемость каналов НФС на порядки превосходит проницаемость пласта, поэтому индикатор по ним быстрее достигает добывающих скважин при движении от нагнетательных.

Поскольку геолого-гидродинамические модели не смогли предсказать наличие каналов НФС и определить их параметры, была предложена простая методика интерпретации результатов ин-

дикаторных исследований, основанная на балансе массы трассера, пришедшего в добывающие скважины [3, 4]. Такая методика по известным значениям массы трассера, закачанного в нагнетательную скважину и пришедшего в одну из добывающих скважин, перепада давления, вязкости флюида и пористости канала позволяет определить его проницаемость, объем и долю потока трассера, пошедшего в канал. Практическим значением такой технологии является возможность применения потокоотклоняющих технологий, позволяющих сформировать низкопроницаемые барьеры в тех областях, где сформированы каналы НФС большого объема и проницаемости [8, 15].

В последнее время сложилось мнение, что каналы НФС представляют собой трещины автогидроразрыва пласта (автоГРП) [11, 13]. Такие трещины формируются вследствие превышения забойным давлением нагнетательных скважин предельного давления, которое выдерживает порода [9]. В результате этого формируется высокопроницаемый канал, который может увеличиваться в размерах [2] и достичь зоны дренирования добывающей скважины. В этом случае наблюдается преждевременное обводнение продукции добывающих скважин, а при проведении индикаторных исследований — ранний (по сравнению с ожидаемым с учетом проницаемости пласта) прорыв трассера в добывающую скважину. Трещины автоГРП характеризуются проницаемостью, длиной, шириной и высотой. Поскольку ширина трещины намного меньше ее длины, а сама трещина, как правило, вскрывает продуктивный пласт на всю его толщину, то широкое распространение получили одномерные модели трещины [17]. В настоящее время считается, что трещина, как правило, представляет собой длинный канал с эллиптическим сечением, перпендикулярным направлению распространения трещины [17]. Такая модель называется PKN (Perkins—Kern—Nordgren) по первым буквам фамилий ее авторов [20]. Экспериментальные исследования подтверждают справедливость такой модели [16]. Развитие трещины моделируется с учетом теории напряженного состояния породы и законов сохранения массы и импульса.

В геолого-гидродинамических моделях трещины автоГРП моделируются либо наличием скин-фактора вблизи нагнетательных скважин, либо

в виде высокопроницаемых каналов, либо в виде многомерных моделей трещин, требующих предварительных геомеханических расчетов с использованием специального программного обеспечения [19]. Первые два варианта встречаются на практике чаще, поскольку имеют приемлемую точность при сравнительно небольшом объеме входных данных.

Для исследования трещин автоГРП необходимо более подробный алгоритм интерпретации индикаторных исследований, который бы позволял найти длину каждой сформировавшейся трещины без дополнительных представлений, за исключением ее геометрической формы. В таком случае прямая задача заключается в определении концентрации трассера на выходе из трещины в добывающую скважину при известных параметрах трещины, а обратная — в определении параметров трещины по динамике концентрации трассера в добывающей скважине. Прямая задача была решена авторами [12]. Целью настоящей работы является предложение новой методики интерпретации индикаторных исследований и ее апробация на примере одного из российских месторождений.

Математическая модель процесса движения трассера по трещине с учетом массообмена с пластом и диссипации

Для разработки методики интерпретации результатов индикаторных исследований необходимо провести математическое моделирование процесса движения трассера по трещине автоГРП с учетом массообмена с пластом. Традиционные математические модели при решении прямой задачи дают динамику концентрации трассера на выходе в добывающую скважину в виде П-образных импульсов [18], количество которых соответствует числу трещин автоГРП на рассматриваемом участке пласта. Однако результаты промысловых измерений не согласуются с этой теорией, поскольку в реальности наблюдается куполообразный вид динамики концентрации трассера [21]. Этот эффект связывают с диссипацией концентрации трассера, природа которой в настоящее время неизвестна. Данное явление также нужно учесть в разрабатываемой математической модели.

Перенос трассера по трещине автоГРП описывается законом сохранения массы вида

$$m \frac{\partial c}{\partial t} + \frac{Q_f}{A} \frac{\partial c}{\partial z} = \begin{cases} qc, q > 0, \\ q(1 - c), q < 0, \end{cases} \quad (1)$$

где m — коэффициент динамической пористости, c — концентрация трассера в воде, t — время, Q_f — расход закачанной смеси по трещине автоГРП, A — площадь поперечного сечения трещины, z — координата, направленная вдоль трещины, q — интенсивность массообмена жидкости между трещиной и пластом, которая рассчитывается по закону Дарси

$$q = \frac{2kk_{rwr}}{\mu l} \frac{p_f - p_b}{l_z}. \quad (2)$$

Здесь k — абсолютная проницаемость пласта, k_{rwr} — относительная фазовая проницаемость воды при остаточной нефтенасыщенности, μ — коэффициент динамической вязкости воды, l — длина трещины автоГРП, l_z — расстояние от трещины до границы моделируемого участка, p_f — давление в трещине автоГРП, p_b — пластовое давление.

Начальные и граничные условия соответствуют закачке трассера в трещину автоГРП в течение времени t_0 с концентрацией c_0 .

В уравнении (2) учитывается, что массообмен жидкости между трещиной и пластом идет через две боковые границы трещины, в уравнении (1) учтено, что на части трещины может наблюдаться отток жидкости в пласт, а на другой — приток. Это согласуется с результатами решения прямой задачи (1)—(2) [12]. Пластовое давление в (2) находится из решения уравнения Лапласа традиционными численными методами и аппроксимируется полиномиальными трендами.

Решение прямой задачи свидетельствует о том, что утечки жидкости из трещины в пласт малы [12]. Тогда при расчете диссипации концентрации трассера ими можно пренебречь. Уравнение для расчета концентрации трассера с учетом диссипации имеет вид

$$\frac{\partial c}{\partial t} + v_{av} \frac{\partial c}{\partial z} = D \frac{\partial^2 c}{\partial z^2}, \quad (3)$$

где v_{av} — средняя скорость движения оторочки трассера по трещине автоГРП, D — коэффициент диссипации.

Для решения уравнения (3) ставятся начальные и граничные условия

$$\begin{aligned} t = 0, z > 0: c &= 0; \\ 0 < t < t_0, z = 0: c &= c_0, \\ t > t_0, z = 0: c &= 0. \end{aligned} \quad (4)$$

Тогда решение для динамики концентрации трассера на выходе в добывающую скважину в безразмерных переменных имеет вид

$$C = \frac{1}{2} \left(\operatorname{erf} \left(\frac{1 + \tilde{L} - T}{2\sqrt{\tilde{D}T}} \right) - \operatorname{erf} \left(\frac{1 - T}{2\sqrt{\tilde{D}T}} \right) \right), \quad (5)$$

где C — безразмерная концентрация, T — безразмерное время, \tilde{L} — отношение времени закачки оторочки трассера t_0 ко времени его прорыва в добывающую скважину t^* , \tilde{D} — безразмерный коэффициент диссипации.

С учетом наличия воды, притекающей из пласта в добывающую скважину, проводится пересчет значения концентрации трассера, поскольку продукция добывающей скважины оказывается разбавленной водой. Такой пересчет проводится с помощью коэффициента $a = Q_f/Q_p$, где Q_f — расход трассера по трещине, Q_p — дебит добывающей скважины.

Разработанная математическая модель (3), (4) позволяет определить динамику концентрации трассера (5) на выходе в добывающую скважину при известном коэффициенте диссипации. Обычно он не является известным, поэтому необходим алгоритм интерпретации результатов индикаторных исследований.

Новый алгоритм интерпретации результатов индикаторных исследований скважин

Разработанный алгоритм интерпретации результатов индикаторных исследований заключается в следующем. Сначала проводится настройка расчетной динамики концентрации трассера в добывающей скважине из (5) на промысловые данные с помощью минимизации среднеквадратичного отклонения расчетных значений концентрации от промысловых. Такая настройка позволяет определить коэффициент диссипации D . Далее из решения обратной задачи, включающей уравнения для расхода трассера по трещине автоГРП, доли расхода жидкости по трещине, связи объема оторочки с ее линейным размером, выражения для безразмерных переменных и проницаемости трещины, определяются ширина w , длина l , проницаемость k_f и объем V трещины, расход трассера по трещине Q_f и линейный размер оторочки L :

$$Q_f = Q_{in} \frac{M^*}{M}, w = 4 \sqrt[4]{\frac{Q_f^2 t_0 \mu}{\pi^2 h^2 \Delta p \tilde{L}}}, \quad (6)$$

$$l = \frac{\pi h w^3 \Delta p}{64 Q_f \mu}, L = \frac{t_0 l}{t^*}, k_f = \frac{w^2}{16}, V = AL,$$

где Q_{in} — расход закачиваемой смеси, M^* и M — массы добытого трассера и закачанного

соответственно, h — мощность пласта, Δp — перепад давления между нагнетательной и добывающей скважинами, A — площадь поперечного сечения трещины.

Таким образом, разработанная методика интерпретации результатов индикаторных исследований позволяет определить параметры трещины автоГРП из решения обратной задачи при известной динамике концентрации трассера в добывающей скважине.

Пример практической интерпретации индикаторных исследований на месторождении X

Апробация предложенного алгоритма интерпретации результатов индикаторных исследований проведена на примере месторождения X, расположенного в Западной Сибири. Продуктивный интервал находится в юрском интервале разреза васюганской свиты. Нефтенасыщенный интервал гидродинамически изолирован за счет наличия глинистых или слабопроницаемых отложений, составляющих кровлю и подошву данного пласта. Объект разработки характеризуется неоднородностью уровня водонефтяного контакта. Продуктивный пласт представляет собой трещиновато-пористый коллектор. Наличие естественных трещин осложнено образованием трещин автоГРП. Сейсмические исследования позволяют определить положение только крупных трещин. Для определения объема и проницаемости трещин необходимо проводить трассерные исследования.

В качестве трассера использовался водный раствор тиокарбамида с концентрацией 9%. Закачка проводилась через нагнетательную скважину XX74 в течение 3 ч. Масса закачанного трассера составила 1 т. Замеры в 6 реагирующих добывающих скважинах XX72, XX73, XX75, XX76, XX77, XX78 проводились в течение 75 дней. За этот период времени было отобрано 516 проб. За первые три дня извлечено 36 проб через равные интервалы времени, в последующие две недели — 90 проб также через равные интервалы времени, в остальные дни замеры проводились 2—3 раза в неделю по каждой скважине.

Интерпретация результатов индикаторных исследований проведена по всем скважинам по разработанной методике. Пример сопоставления расчетной динамики концентрации трассера в добывающей скважине XX73 с промысловыми данными приведен на рисунке 1. Такое сопоставление позволило определить коэффициент диссипации при движении трассера по каждой трещине, количество пиков концентрации трассера соответствует

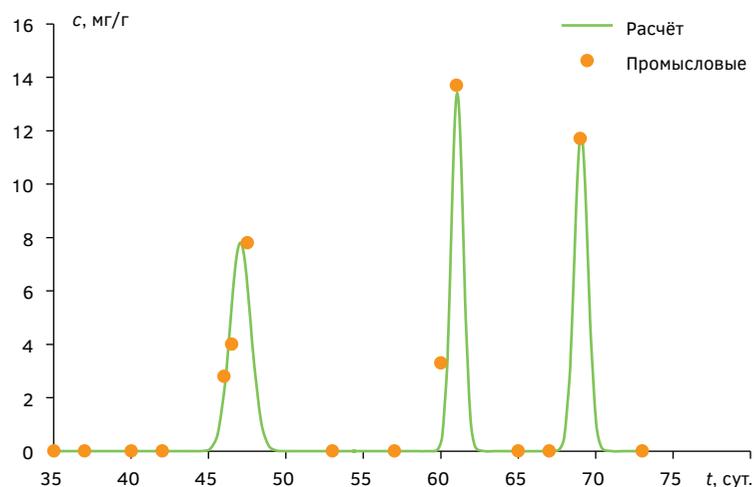


Рис. 1. Сопоставление расчетной динамики концентрации трассера в добывающей скважине XX73 с промышленными данными

Fig. 1. Comparison of the calculated dynamics of tracer concentration in the producing well XX73 with field data

количеству трещин автоГРП между нагнетательной скважиной и рассматриваемой добывающей скважиной. Результаты расчетов свидетельствуют, что не зафиксирован прорыв трассера по пласту.

Исходные данные по каждой добывающей скважине и по нагнетательной скважине приведены в таблице 1, где l^* — расстояние между нагнетательной и добывающей скважинами. Результаты интерпретации трассерных исследований и рассчитанные параметры трещин автоГРП сведены в таблицу 2. Индекс у величины означает номер трещины автоГРП. Объем трещины автоГРП, определенный по разработанной методике, в каждом случае совпадает с объемом, рассчитанным по классическому алгоритму.

Анализ результатов показывает, что различная масса трассера попала в добывающие скважины. Первый пик концентрации соответствует трещине автоГРП наименьшей длины, которая, как правило, проходит практически по прямой линии между нагнетательной и добывающей скважинами. Чем больше проницаемость трещины, тем выше скорость фильтрации по ней (рис. 2). Наибольшая средняя скорость фильтрации наблюдается на участке между скважинами XX74 и XX73 и составляет 614 м/сут. На этом участке зарегистрировано наибольшее значение массы вынесенного трассера (табл. 1).

Более поздние трещины автоГРП имеют большую длину и, в представлении авторов,

Таблица 1. Исходные данные по выбранным скважинам
Table 1. Initial data on the selected wells

Параметр	Значение по скважине						
	XX74	XX72	XX73	XX75	XX76	XX77	XX78
t_0 , с	10 800	-	-	-	-	-	-
M^* , кг	-	20,83	38,561	5,431	5,954	12,571	6,469
M , кг	1000	-	-	-	-	-	-
Q_{in} , м ³ /сут.	8,00	-	-	-	-	-	-
Q_p , м ³ /сут.	-	182	88,8	160,4	2,11	69,5	2,33
c_0 , д.е.	0,09	-	-	-	-	-	-
Δp , атм	-	160	160	175	160	165	170
μ , сП	1	1	1	1	1	1	1
h , м	-	30	30	30	30	30	30
l^* , м	-	1028	506	708	644	1188	431

Таблица 2. Результаты интерпретации трассерных исследований
 Table 2. Results of tracer tests data interpretation

Параметр	Значение по скважине					
	ХХ72	ХХ73	ХХ75	ХХ76	ХХ77	ХХ78
w_1 , мм	0,0264	0,0567	0,0140	0,0109	0,0230	0,0084
w_2 , мм	0,0494	0,0605	0,0234	0,0312	0,0451	0,0254
w_3 , мм	0,0509	0,0625	0,0246	-	0,0271	0,0093
l_1 , м	1571	3616	709	665	1264	438
l_2 , м	3437	4397	1546	2229	3184	1750
l_3 , м	3754	4823	1799	-	2079	733
k_1 , Д	43,52	201,28	12,33	7,43	32,97	4,36
k_2 , Д	152,59	229,31	34,20	60,94	126,96	40,20
k_3 , Д	161,85	243,88	37,85	-	45,94	5,37
V_1 , м ³	0,976	4,830	0,235	0,171	0,684	0,086
V_2 , м ³	4,000	6,273	0,852	1,639	3,379	1,047
V_3 , м ³	4,501	7,095	1,043	-	1,327	0,160
D_1 , м ² /с	$2,10 \times 10^{-5}$	$3,22 \times 10^{-4}$	$2,59 \times 10^{-6}$	$1,21 \times 10^{-4}$	$4,35 \times 10^{-4}$	$3,72 \times 10^{-4}$
D_2 , м ² /с	$5,37 \times 10^{-6}$	$7,34 \times 10^{-5}$	$2,03 \times 10^{-6}$	$2,34 \times 10^{-3}$	$3,77 \times 10^{-5}$	$1,71 \times 10^{-3}$
D_3 , м ² /с	$1,80 \times 10^{-6}$	$7,80 \times 10^{-5}$	$8,74 \times 10^{-7}$	-	$3,56 \times 10^{-6}$	$1,10 \times 10^{-4}$
Q_{f1} , м ³ /сут.	$2,38 \times 10^{-2}$	$1,03 \times 10^{-1}$	$8,64 \times 10^{-3}$	$3,97 \times 10^{-3}$	$2,01 \times 10^{-2}$	$2,88 \times 10^{-3}$
Q_{f2} , м ³ /сут.	$7,14 \times 10^{-2}$	$1,04 \times 10^{-1}$	$1,73 \times 10^{-2}$	$2,78 \times 10^{-2}$	$6,03 \times 10^{-2}$	$2,01 \times 10^{-2}$
Q_{f3} , м ³ /сут.	$7,15 \times 10^{-2}$	$1,06 \times 10^{-1}$	$1,76 \times 10^{-2}$	-	$2,02 \times 10^{-2}$	$2,35 \times 10^{-3}$

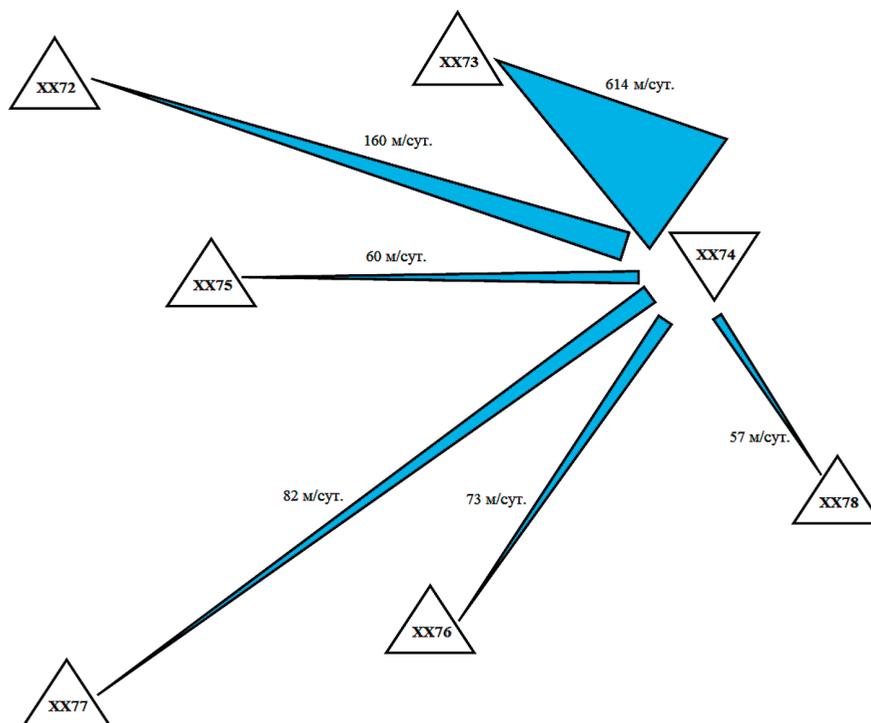


Рис. 2. Распределение средних по трещинам скоростей фильтрации на рассматриваемом участке пласта
 Fig. 2. Distribution of average fracture velocities in the considered section of the reservoir

параболическую траекторию (рис. 3). Проницаемость трещин на порядки превышает проницаемость пласта. Некоторые трещины, имеющие сравнительно небольшой объем, еще до конца не сформировались. Отклонение траектории трещины от прямолинейной вызвано наличием нескольких окружающих добывающих скважин.

Выводы

1. Разработана новая методика интерпретации индикаторных исследований, позволяющая определить геометрические и фильтрационные параметры трещины автоГРП с учетом диссипации оторочки трассера в трещине.

2. Результаты апробации разработанной методики показали наличие нескольких трещин авто-

ГРП, причем, как правило, первый пик концентрации соответствует трещине автоГРП, проходящей по кратчайшему расстоянию между нагнетательной и добывающей скважинами.

3. Верификация результатов расчетов объема трещины автоГРП по разработанной методике путем сопоставления с данными интерпретации индикаторных исследований по классическому алгоритму свидетельствует о корректности разработанной модели.

4. Показано, что расходные характеристики трещин автоГРП, связывающей нагнетательную и добывающую скважины, коррелируют с массой вынесенного в этой добывающей скважине трассера: чем больше расходные характеристики, тем больше масса вынесенного трассера.

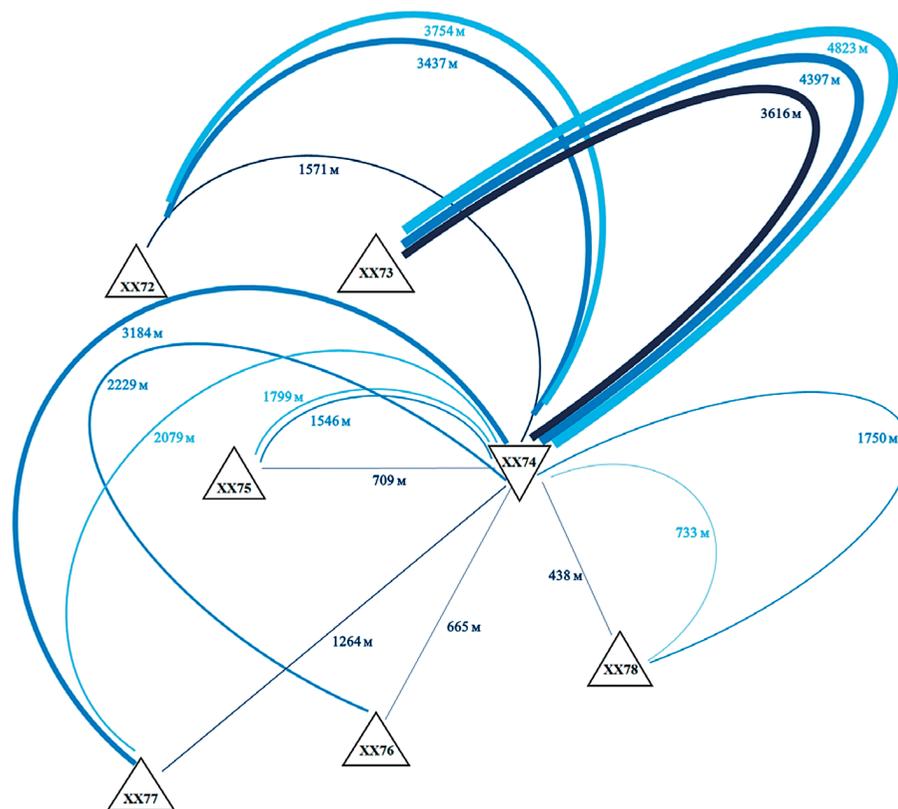


Рис. 3. Схематичное представление трещин автоГРП, выявленное при интерпретации индикаторных исследований. Длина и раскрытость трещин коррелируют с размером и толщиной линий, траектории трещин сформированы по представлениям авторов

Fig. 3. Schematic representation of the hydraulic fractures near injector, revealed during the interpretation of tracer tests. The length and width of fractures correlates with the size and thickness of the lines, the trajectories of fractures are formed according to the authors' ideas

ЛИТЕРАТУРА

1. 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. С.172—177.
2. Давлетова А.Р., Федоров А.И., Щутский Г.А. Анализ риска самопроизвольного роста трещины гидро-разрыва пласта в вертикальном направлении // Нефтяное хозяйство. 2019. № 6. С. 50—53.
3. 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.
4. Киреев Т.Ф., Булгакова Г.Т. Интерпретация трассерных исследований с помощью дискретной модели трещины // Вычислительная механика сплошных сред. 2018. Т. 11. № 3. С. 252—262.
5. Конев Д.А. Исследование нефтяных пластов с помощью индикаторного метода // Современные наукоемкие технологии. 2014. № 7-2. С. 23—26.
6. Медведский Р.И. Ручейковая теория вытеснения нефти водой // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 1997. № 6. С. 69—69.
7. Павлов И.В., Мозговой Г.С. Трассерные методы идентификации и мониторинга притока флюидов в добывающие скважины // Нефть, газ. Новации. 2020. № 1. С. 63—66.
8. Ручкин А.А., Ягафаров А.К. Оптимизация применения потокоотклоняющих технологий на Самотлорском месторождении. Тюмень: Изд-во «Вектор Бук», 2005. 165 с.
9. Сафаров Ф.Э., Вежнин С.А., Вульфович С.Л., Исмагилов О.З., Малыхин В.И., Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Телин А.Г. Трассерные исследования и работы по выравниванию профиля приемистости в скважине Дачного месторождения // Нефтяное хозяйство. 2020. № 4. С. 38—43.
10. Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Тренчиков Ю.И. Индикаторные методы изучения нефтеносных пластов. М.: Недра, 1986. 157 с.
11. Тарасов М.Г., Волков В.Н., Сианисян Э.С., Трунов Н.М. Формирование техногенных гидрогеодинамических систем при эксплуатации нефтяных месторождений // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2015. № 2. С. 1—8.
12. Федоров К.М., Гильманов А.Я., Шевелев А.П., Изотов А.А., Кобышев А.В. Численно-аналитическая модель для интерпретации результатов трассерных исследований нефтяных пластов: решение прямой задачи при наличии каналов низкого фильтрационного сопротивления // Вычислительная механика сплошных сред. 2023. Т.16. №.4. С. 429—437.
13. Шель Е.В., Кабанова П.К., Ткаченко Д.Р., Базыров И.Ш., Логвинюк А.В. Моделирование инициации и распространения трещины гидроразрыва пласта на нагнетательной скважине для нетрещиноватых терригенных пород на примере Приобского месторождения // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2020. № 2(16). С. 36—42.
14. Щербакова К.О. Анализ проблемы высокой обводненности добываемой продукции горизонтальных скважин // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2022. № 6. С. 29—38.
15. Эпов И.Н., Зотова О.П. Потокоотклоняющие технологии как метод увеличения нефтеотдачи в России и за рубежом // Фундаментальные исследования. — 2016. № 12 (часть 4). С. 806—810.
16. Cheng C., Milsch H. Hydromechanical investigations on the self-propping potential of fractures in tight sandstones // Rock Mech. Rock Eng. 2021. V. 54. P. 5407—5432.
17. Detournay E., Cheng A.H.-D., McLennan J.D. A poroelastic PKN hydraulic fracture model based on an explicit moving mesh algorithm // Journal of Energy Resource Technology. 1990. V. 112. No. 4. pp. 224—230
18. 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. pp. 1—16.
19. Feng N., Chang Y., Wang Z., Liang T., Guo X., Zhu Y., Hu L., Wan Y. Comprehensive evaluation of waterflooding performance with induced fractures in tight reservoir: a field case // Geofluids. 2021. V. 2021. pp. 1—11.
20. Nordgren R.P. Propagation of a vertical hydraulic fracture // SPE Journal. 1972. V. 12. No. 4. pp. 306—314.
21. 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. V. 21. № 1. pp. 54—72.
22. Zecheru M., Goran N. The use of chemical tracers in water injection processes applied on Romanian Reservoirs // EPJ Web of Conferences. 2013. Vol. 50. № 02005. pp. 1—6.

REFERENCES

1. 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. pp. 172—177 (In Russian).
2. Davletova A.R., Fedorov A.I., Shatsky G.A. Risk analysis of self-induced hydraulic fracture growth in vertical plane // Neftyanoe khozyaystvo — oil industry. 2019. No. 6. pp. 50—53 (In Russian).
3. Izotov A.A., Afonin D.G. On the technogenic

- transformation of productive formations due to increased injection pressure during flooding // *Oilfield Engineering*. 2021. No. 5(629). pp. 18—25 (In Russian).
4. 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 (In Russian).
 5. Konev D.A. Issledovanie neftjanyh plastov s pomoshh'ju indikatornogo metoda [Investigation of oil reservoirs using the indicator method] // *Sovremennye naukoemkie tehnologii [Modern high-tech technologies]*. 2014. № 7-2. pp. 23—26 (In Russian).
 6. Medvedsky R.I. Ruchejkovaja teorija vytesnenija nefti vodoj [The stream theory of oil displacement by water] // *Izvestiâ vysshih učebnyh zavedenij. Neft' i gaz [Oil and Gas Studies]*. 1997. No. 6. pp. 69—69 (In Russian).
 7. Pavlov I.V., Mozgovoy G.S. Trassernye metody identifikacii i monitoringa pritoka fljuidov v dobyvajushhie skvazhiny [Tracer methods of identification and monitoring of fluid inflow into producing wells] // *Neft', gaz. Novacii. [Oil, gas. Innovations]*. 2020. No. 1. pp. 63—66 (In Russian).
 8. Ruchkin A.A., Yagafarov A.K. Optimizacija primenenija potokootklonjajushhih tehnologij na Samotlorskom mestorozhdenii. [Optimization of the application of flow-bending technologies at the Samotlorskoye field]. Tyumen: Publishing house «Vector Book», 2005. 165 p. (In Russian).
 9. Safarov F.E., Vezhnin S.A., Vulfovich S.L., Ismagilov O.Z. Malykhin V.I., Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Telin A.G. Tracer tests and conformance control in the well of Dachnoye field // *Neftyanoe khozyaystvo — oil industry*. 2020. No. 4. pp. 38—43 (In Russian).
 10. Sokolovsky E.V., Solovyov G.B., Trenchikov Yu.I. Indikatornye metody izuchenija neftenosnyh plastov [Indicator methods for studying oil-bearing formations]. M.: Nedra, 1986. 157 p. (In Russian).
 11. Tarasov M.G., Volkov V.N., Sianisyan E.S., Trunov N.M. Formation of technogenic hydrogeodynamic systems during the exploitation of oil fields // *Georesursy, geojenergetika, geopolitika [Geo-resources, geo-energy, geopolitics]*. 2015. No. 2. pp. 1—8 (In Russian).
 12. Fedorov K.M., Gilmanov A.Ya., Shevelev A.P., Izotov A.A., Kobyashev A.V. Chislenno-analiticheskaja model' dlja interpretacii rezul'tatov trassernykh issledovanij neftjanyh plastov: reshenie prjamoj zadachi pri nalichii kanalov nizkogo fil'tracionnogo soprotivlenija [A numerical and analytical model for interpreting the results of tracer studies of oil reservoirs: solving a direct problem in the presence of low filtration resistance channels] // *Vychislitel'naja mehanika sploshnyh sred. [Computational Continuum Mechanics]*. 2023. Vol.16. No. 4. pp. 429—437 (In Russian).
 13. Shel E.V., Kabanova P.K., Tkachenko D.R., Bazyrov I.Sh., Logvinyuk A.V. Modelirovanie iniciacii i rasprostraneniya treshhiny gidrorazryva plasta na nagnetatel'noj skvazhine dlja netreshhinovatyh terrigenykh porod na primere Priobskogo mestorozhdenija [Modeling the initiation and propagation of hydraulic fracturing in an injection well for non-fractured terrigenous rocks on the example of the Priobskoye field] // *PRONEFT". Professional'no o nefti. [PRONEFT. Professionally about oil]*. 2020. No. 2. pp. 36—42 (In Russian).
 14. Shcherbakova K.O. The problem of high water cut in the products of horizontal wells // *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2022. No. 6. pp. 29—38 (In Russian).
 15. Epov I.N., Zotova O.P. Flow diverting technologies as a method of enhanced oil recovery in Russia and abroad // *Fundamental research*. 2016. № 12 (part 4). pp. 806—810 (In Russian).
 16. Cheng C., Milsch H. Hydromechanical investigations on the self-propping potential of fractures in tight sandstones // *Rock Mech. Rock Eng.* 2021. V. 54. P. 5407—5432.
 17. Detournay E., Cheng A.H.-D., McLennan J.D. A poroelastic PKN hydraulic fracture model based on an explicit moving mesh algorithm // *Journal of Energy Resource Technology*. 1990. V. 112. No. 4. pp. 224—230
 18. 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*. pp. 1—16.
 19. Feng N., Chang Y., Wang Z., Liang T., Guo X., Zhu Y., Hu L., Wan Y. Comprehensive evaluation of water-flooding performance with induced fractures in tight reservoir: a field case // *Geofluids*. 2021. V. 2021. pp. 1—11.
 20. Nordgren R.P. Propagation of a vertical hydraulic fracture // *SPE Journal*. 1972. V. 12. No. 4. pp. 306—314.
 21. 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. V. 21. № 1. pp. 54—72.
 22. Zecheru M., Goran N. The use of chemical tracers in water injection processes applied on Romanian Reservoirs // *EPJ Web of Conferences*. 2013. Vol. 50. № 02005. pp. 1—6.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Федоров К.М. — сформулировал общую постановку задачи, предложил методы ее решения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Шевелев А.П. — принял участие в разработке концепции статьи, подготовил текст статьи, выполнил анализ экспериментальных данных, выполнил этап работ по гидродинамическому моделированию, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Гильманов А.Я. — принял участие в разработке концепции статьи, подготовил текст статьи, выполнил анализ экспериментальных данных, выполнил этап работ по гидродинамическому моделированию, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Изотов А.А. — выполнил анализ экспериментальных данных, выполнил редактирование текста статьи.

Кобяшев А.В. — разработал концепцию статьи, разработал дизайн экспериментов, оказал экспертную поддержку на всех этапах работ, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Konstantin M. Fedorov — formulated a general statement of the problem, proposed the solution methods approved the final version of the article.

Alexander P. Shevelev — participated in the development of the concept of the article, prepared the text of the article, performed the analysis of experimental data, performed the stage of work on hydrodynamic modeling, finally approved the published version of the article.

Alexander Y. Gilmanov — participated in the development of the concept of the article, prepared the text of the article, performed the analysis of experimental data, performed the stage of work on hydrodynamic modeling, finally approved the published version of the article.

Alexey A. Izotov — performed the analysis of experimental data, edited the text of the article.

Alexander V. Kobyashev — developed the concept of the article, developed the design of experiments, provided expert support at all stages of the work, finally approved the published version of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Федоров Константин Михайлович — доктор физико-математических наук, профессор, научный руководитель Физико-технического института ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет».

6, Володарского ул., г. Тюмень 625003, Российская Федерация
e-mail: k.m.fedorov@utmn.ru
Scopus ID: 7006284104

Konstantin M. Fedorov — Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Scientific advisor of the Institute of Physics and Technology, Tyumen State University.

6, Volodarskogo str., 625003, Tyumen, Russian Federation
e-mail: k.m.fedorov@utmn.ru
Scopus ID: 7006284104

Шевелев Александр Павлович — кандидат физико-математических наук, доцент, профессор кафедры моделирования физических процессов и систем Физико-технического института ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет», Тюмень, Россия.

6, Володарского ул., г. Тюмень 625003, Российская Федерация
e-mail: a.p.shevelev@utmn.ru
Scopus ID: 37013734300

Alexander P. Shevelev — Cand. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor, Professor, Department of Modeling of Physical Processes and Systems, Institute of Physics and Technology, University of Tyumen.

6, Volodarskogo str., 625003, Tyumen, Russian Federation
e-mail: a.p.shevelev@utmn.ru
Scopus ID: 37013734300

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING FOR HYDROCARBON RESERVES

Гильманов Александр Янович* — кандидат физико-математических наук, старший преподаватель кафедры моделирования физических процессов и систем кафедры моделирования физических процессов и систем Физико-технического института ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет».

6, Володарского ул., г. Тюмень 625003, Российская Федерация

e-mail: a.y.gilmanov@utmn.ru

SPIN-код: 3330-0695

Scopus ID: 57205429154

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7115-1629>

Alexander Y. Gilmanov* — Cand. Sci. (Phys.-Math.), Senior Lecturer of the Department of Modeling of Physical Processes and Systems, Institute of Physics and Technology, University of Tyumen.

6, Volodarskogo str., 625003, Tyumen, Russia

e-mail: a.y.gilmanov@utmn.ru

SPIN-code: 3330-0695

Scopus ID: 57205429154

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7115-1629>

Изотов Алексей Александрович — руководитель проектного офиса по технологическому развитию, ООО «Тюменский нефтяной научный центр».

e-mail: aaizotov@tnnc.rosneft.ru

79/1, Осипенко ул., г. Тюмень 625003, Россия

Alexey A. Izotov — head of the project office for technological development, “Tyumen oil research center” LLC.

79/1, Osipenko str., 625002, Tyumen, Russia

e-mail: aaizotov@tnnc.rosneft.ru

Кобяшев Александр Вячеславович, главный менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр».

79/1, Осипенко ул., г. Тюмень 625003, Россия

e-mail: AVKobyashev@tnnc.rosnet.ru

Scopus ID: 57200390853

Alexander V. Kobyashev — General manager, “Tyumen petroleum research center” LLC

79/1, Osipenko str., 625002, Tyumen, Russia

e-mail: AVKobyashev@tnnc.rosnet.ru

Scopus ID: 57200390853

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author