

## Алгоритм оценки рабочего интервала распределяющегося трассера для применения в однокважинном трассерном тесте

А.Р. Мухутдинова, А.В. Болотов\*, О.В. Аникин, М.А. Варфоломеев  
Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

Важным инструментом в определении остаточной нефтенасыщенности на сегодняшний день является проведение однокважинного трассерного теста, как преимущественного метода оценки потенциала применения методов увеличения нефтеотдачи и разработки пилотных проектов. Успешность выполненного теста напрямую зависит от оптимального выбора трассерной композиции, что способствует качественному определению параметров, необходимых в расчете остаточной нефтенасыщенности пласта. Для оценки граничных условий применимости трассера в полевых условиях рассмотрены кинетические и термодинамические свойства трассеров при различных пластовых условиях месторождения. По результатам данной работы представлен алгоритм оценки применимости трассера для резервуаров в широком интервале минерализаций и температур.

**Ключевые слова:** однокважинный трассерный тест, коэффициент распределения, гидролиз, остаточная нефтенасыщенность

**Для цитирования:** Мухутдинова А.Р., Болотов А.В., Аникин О.В., Варфоломеев М.А. (2022). Алгоритм оценки рабочего интервала распределяющегося трассера для применения в однокважинном трассерном тесте. *Георесурсы*, 24(4), с. 75–81. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.6>

### Введение

Перед применением методов увеличения нефтеотдачи (МУН) важно оценить эффективность применяемых технологий, что особенно актуально для месторождений поздней стадии разработки (Babadagli, 2007). Для этого требуется измерение и сравнение значений остаточной нефтенасыщенности  $S_{or}$  до и после применения МУН. Разница между этими значениями служит критерием эффективности технологий повышения нефтеотдачи. На практике нефтенасыщенность пласта обычно определяется по данным геофизических исследований скважин (ГИС), а также на основе ядерных исследований. Анализ ядра и каротажа скважины имеют ряд ограничений. Одним из основных общих недостатков является то, что оба метода имеют небольшую глубину исследования (глубина проникновения ~ 60 см). В таблице 1 перечислены преимущества и недостатки этих методов.

В сравнении с дорогостоящими операциями ГИС или комплексом ядерных исследований альтернативным способом определения нефтенасыщенности являются однокважинные трассерные исследования (Single Well Chemical Tracer Tests – SWCTT), которые имеют ряд преимуществ. Во-первых, SWCTT отражает насыщенность в большем объеме (средний радиус исследования ~ 3–7 м) (Deans, 1980; Chang et al., 1988; Doorwar et al., 2020), чем анализ ядра или каротажа скважин (Tomich et al., 1973), обеспечивает более прямое измерение

нефтенасыщенности, чем каротаж, и не способствует дальнейшему повреждению пласта, что означает, что после испытания пласт вернется к своему исходному состоянию (Bu et al., 2014).

Технология SWCTT, используемая для оценки эффективности МУН, позволяет измерить нефтенасыщенность посредством закачивания в пласт через добывающую скважину первичного трассера (обычно, сложный эфир), распределяющегося между фазами (нефть-вода). Первичный трассер гидролизует при взаимодействии с пластовой водой с образованием вторичного водорастворимого трассера (спирта) и кислоты в период технологической остановки скважины (Deans, 1980; Mechergui et al., 2013; Chang et al., 1988; Doorwar et al., 2020). Продолжительность остановки скважины после закачки первичного трассера зависит от его реакционной способности в пластовых условиях. По истечении срока способности скважина вновь возвращается в эксплуатацию. В ходе освоения (обратной добычи флюидов) образцы жидкости отбираются через трубоотборник на устье, при необходимости консервируются и затем анализируются. В среднем интервал отбора устьевых проб продукции составляет 10–20 минут (Al Abbad et al., 2016). Частота отбора проб определяет точность интерпретации данных при нахождении экстремума кривой профиля добычи трассеров.

В связи с тем, что вторичный трассер (спирт) не растворяется в нефти, он извлекается раньше эфира, находящегося преимущественно в нефти. По разнице времени прибытия к устью скважины между двумя трассерами и значению коэффициента распределения рассчитывается значение остаточной нефтенасыщенности  $S_{or}$  (Deans, 1980; Mechergui et al., 2013; Chang et al., 1988; Doorwar et al., 2020):

\* Ответственный автор: Александр Владимирович Болотов  
e-mail: [highpress@gmail.com](mailto:highpress@gmail.com)

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

$$S_{or} = \frac{\beta}{\beta + K}, \quad (1)$$

где  $K$  – коэффициент распределения первичного трассера,  $S_{or}$  – остаточная нефтенасыщенность пласта,  $\beta$  – временная задержка выхода трассеров при освоении скважины, которая определяется уравнением:

$$\beta = \frac{V_{1T} - V_{2T}}{V_{2T}}, \quad (2)$$

где  $V_{1T}$ ,  $V_{2T}$  – накопленные объемы добычи флюида, содержащие максимальное значение концентрации первичного и вторичного трассера.

Коэффициент распределения первичного трассера рассчитывается по формуле:

$$K = \frac{C_n}{C_b}, \quad (3)$$

где  $C_n$ ,  $C_b$  – концентрация первичного трассера в нефтяной и водной фазах, соответственно.

Метод	Глубина исследования	Преимущества	Недостатки
<b>Бурение с отбором керна</b>			
Традиционный	25 см	Широкая доступность	Трудность определения пластового значения $S_{or}$
Отбор керна с сохранением давления	25 см	Высокая точность	Необходимо бурение новой скважины Невысокий (от низкого до удовлетворительного) процент выноса керна
Отбор керна с сохранением нефтенасыщения (Sponge coring)	25 см	Хорошая точность, не дорого	Трудно получить газонасыщение
<b>Односкважинный трассерный тест</b>			
Single Well Chemical Tracer Test	7.5–12 м	Точность от удовлетворительной до высокой Измерение в большем объеме пласта Измеряемый объем можно регулировать	Необходимо программное обеспечение для хорошей интерпретации Требуется относительно однородный пласт Только среднее значение $S_{or}$
<b>Каротаж</b>			
<b>Каротаж сопротивления</b>			
Традиционный	0.6–15 м	Широкая доступность, большой радиус исследования	Низкая точность
Метод исследования скважин с помощью индикаторных жидкостей по схеме каротаж-воздействие-каротаж	0.6–15 м	Высокая точность	-
<b>Ядерно-магнитный каротаж</b>			
Традиционный	0.6 м	-	Только для тяжелой нефти
Метод исследования скважин с помощью индикаторных жидкостей по схеме каротаж-воздействие-каротаж	0.6 м	Прямое измерение $S_{or}$	-
<b>Электромагнитный каротаж</b>			
Традиционный	5 см	Может работать при различной минерализации Хорошее вертикальное разрешение	Небольшая глубинность исследования
<b>Импульсный-нейтронный каротаж</b>			
Традиционный	17.5–60 см	-	Низкая точность
Каротаж-воздействие-каротаж, вода	17.5–60 см	Высокая точность	-
Каротаж-воздействие-каротаж, химический	17.5–60 см	Не требуется знание пористости	Требуется три закачке
Каротаж-воздействие-каротаж, хлорированная нефть	17.5–60 см	Можно измерить подвижную нефтенасыщенность	Требуется четыре закачки
<b>Материальный баланс</b>	Весь пласт	Простой расчет $ROS$	Нужны точные данные о пласте/добыче Низкая точность
<b>Гидродинамическое моделирование</b>	Весь пласт	Предоставление зональной $ROS$	Низкая точность

Табл. 1. Преимущества и недостатки методов определения нефтенасыщенности, согласно данным (Chang et al., 1988).  $S_{or}$  – остаточная нефтенасыщенность,  $ROS$  – текущая нефтенасыщенность.

Историю химических трассеров SWCTT условно можно разделить на два периода развития: 1) начальный (с 1970-х гг.) был направлен на разработку, апробацию и масштабирование технологии SWCTT; 2) эра новых химических трассеров (начиная с 2010-х гг.) – на поиск и разработку новых трассерных композиций с более низким порогом детектирования. За последние годы метод SWCTT получил широкое распространение. Некоторые эксперты (Chang et al., 1988; Doorwar et al., 2020) отдают предпочтение исследованию SWCTT из-за его точности и большего радиуса исследования. К настоящему времени проведено более 600 испытаний по определению остаточной нефтенасыщенности методом SWCTT в США, Канаде, на Ближнем Востоке, в Европе, странах Южной Америки и регионе Южной Азии (Al Muraygi et al., 2019; Zoshchenko et al., 2019; Zecheru, Goran, 2013; Karimi, 2018). Метод широко применялся для оценки влияния полимерного, ПАВ и ASP-заводнения, а также для исследования влияния заводнения «Smart Water» (Al Muraygi et al., 2019; Hernandez et al., 2001; Oyemade et al., 2010; Callegaro et al., 2014).

Отметим, что универсальных и эффективных трассеров SWCTT для работы в обширном диапазоне пластовых температур (от 20–150°C) и минерализаций пластовой воды (от 0–250 г/л) практически не существует, поэтому необходимо учитывать физико-химические свойства трассеров и подбирать трассеры-кандидаты для заданных пластовых условий. Целью данной работы является разработка алгоритма подбора трассера для резервуаров в широком интервале минерализаций и температур.

## 2 Материалы и методы

Для исследований использовалась подготовленная (обезвоженная, без механических примесей) нефть месторождения Западной Сибири. Для приготовления модели воды использовались соли – хлорид натрия, хлорид кальция, хлорид магния (Sigma-Aldrich, 99%), растворенные в дистиллированной воде.

Для получения калибровочных графиков готовили раствор с различной известной концентрацией первичного трассера в модельной воде в диапазоне от 0.5–2.5% масс. Калибровочные растворы были приготовлены в виалах с одноразовыми фторопластовыми завинчивающимися крышками. Для определения концентрации использовался газохроматографический анализ. Измерения проводились на газовом хроматографе Agilent 7820 А с пламенно-ионизационным детектором (FID), оснащенный хроматографической колонкой, предназначенной для количественного определения трассеров в водной фазе. Соединения идентифицировались путем индивидуального закола чистых веществ. Для обработки результатов использовалось программное обеспечение OpenLAB CDS ChemStation Edition версии C.01.07 SR3.

Образцы для определения коэффициента распределения и степени гидролиза (отношение концентрации первичного трассера, подвергнутого гидролизу, к его исходной концентрации) готовились согласно методике (Galeev et al., 2021). В герметичные поршневые ячейки из нержавеющей стали добавляли первичный трассер с концентрацией 1% масс. в модельной воде и нефть в соотношении 1:1. Образцы помещали в печь, температуру

устанавливали с точностью  $\pm 1^\circ\text{C}$  и поддерживали в течение времени, необходимого для распределения первичного трассера в водно-органической фазах и протекания реакции гидролиза. Пластовое давление поддерживалось плунжерным насосом. Пробы водной фазы отбирали и анализировали на газовом хроматографе для количественного определения содержания трассеров в водной фазе.

Константы скорости реакции однофазного гидролиза эфиров А (этилформиат) и В (этилацетат) были изучены экспериментально методом, указанным в работе (Galeev et al., 2021).

## 3. Результаты и обсуждение

Для химического трассера сформулируем вначале критерии, по которым изначально определяется его пригодность для технологии SWCTT. Для приготовления водных растворов на устье скважины растворимость первичных трассеров (сложных эфиров) должна составлять не менее 1% (Bursaux et al., 2016; Deans, Ghosh, 1994), период полураспада (время за которое гидролизуеться 50% эфира) в нейтральной среде должен составлять более 1 суток (время технологической остановки скважины), а высокое давление паров в устьевых условиях при освоении не должно привести к резкому снижению концентрации в исследуемой пробе. Образующий вторичный трассер должен обладать высокой степенью растворимости в воде и отсутствием растворимости в органической фазе.

Первичный трассер гидролизуеться до кислоты и спирта исключительно в водной фазе, при этом скорость протекающих процессов обусловлена в первую очередь температурой пласта (коллектора), а полнота зависит от времени остановки скважины. Оптимальное время остановки скважины (обычно 1–10 дней) определяется скоростью гидролиза выбранного трассера при известной пластовой температуре и давлении. Для возможности обнаружения трассеров (первичных и вторичных) и интерпретации полученных данных на следующих этапах исследования на устье скважины при обратной добыче гидролизу должно подвергнуться от 10 до 50% первичного трассера – эфира (Deans, 1980; Doorwar et al., 2020; Mechergui et al., 2013).

Для оценки возможной применимости отдельного трассера в SWCTT при различных пластовых температурах первоначально рассмотрим гидролиз в однофазной системе ( $K = 0$ ). На основании рассчитанных периодов полураспада для реакции псевдопервого порядка (вода рассматривается как растворитель, в избытке) по общему уравнению Аррениуса (Espenson, 1995), отметим значительный вклад функциональной группы в кислотном остатке сложного эфира, что резко сказывается на времени гидролиза эфира (рис. 1, 2). С увеличением углеводородного заместителя в спиртовом остатке эфира время гидролиза изменяется в меньшей степени.

Степень гидролиза распределяющегося трассера при рассмотрении его в двухфазной системе (вода/нефть) контролируется двумя конкурирующими процессами – межфазным распределением сложного эфира в органической фазе и его гидролизом в водной фазе. В процессе закачки эфира в водной фазе в пласт одновременно с реакцией гидролиза происходит распределение эфира между двумя несмешивающимися фазами (вода, нефть),

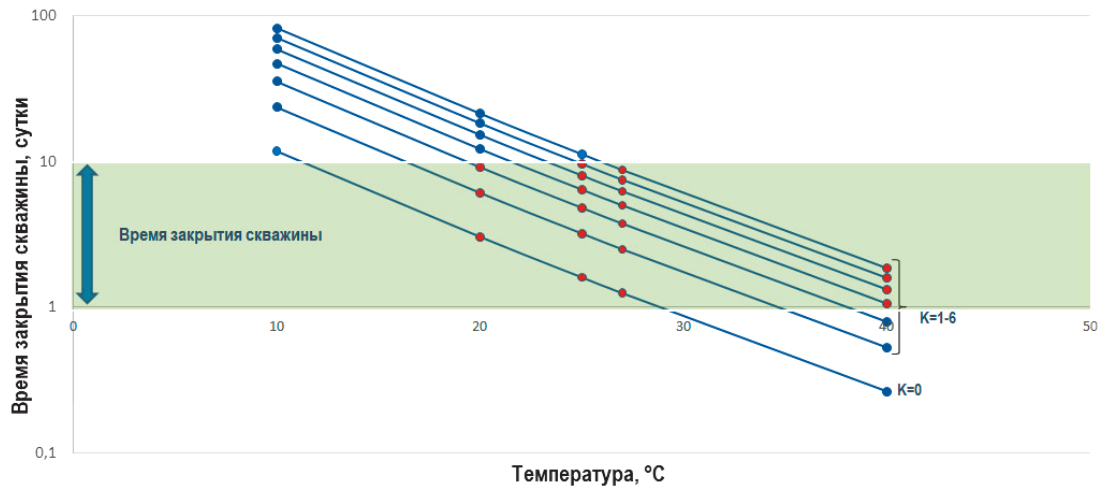


Рис. 1. Время закрытия скважины для реакции гидролиза первичного трассера А в диапазоне температур при различных значениях К. Рабочий интервал  $t_{з.с.}$  (1–10 дней) выделен зеленым цветом, допустимые значения пластовых температур при заданных величинах К выделены красным цветом.

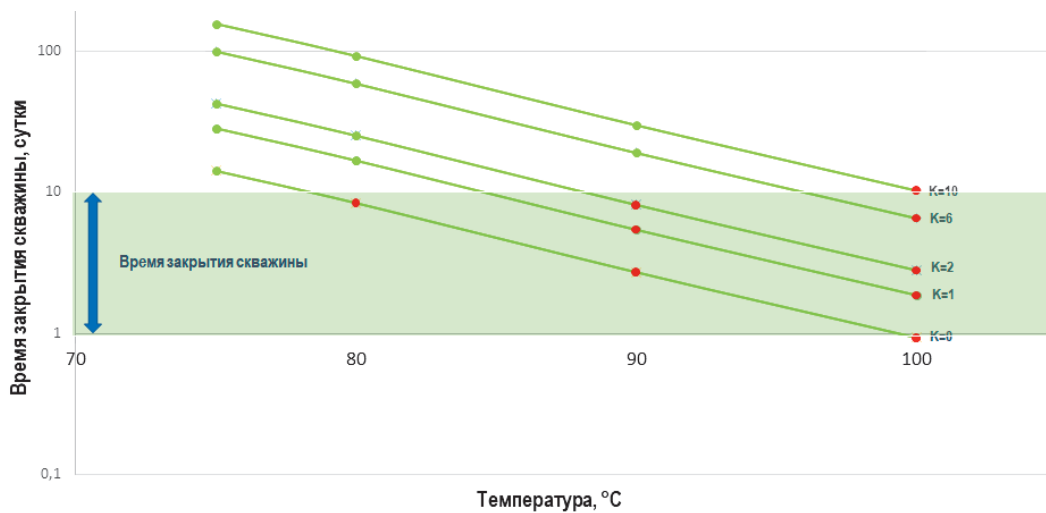


Рис. 2. Время закрытия скважины для реакции гидролиза первичного трассера В в диапазоне температур при различных значениях К. Рабочий интервал  $t_{з.с.}$  (1–10 дней) выделен зеленым цветом, допустимые значения пластовых температур при заданных величинах К выделены красным цветом.

при этом чем выше значение К, тем больше верхний порог допустимых пластовых температур. Кинетика гидролиза эфира в двухфазной системе считается аналогично по реакции псевдо-первого порядка с константой скорости  $k_{(2ф)}$ , которая меньше константы скорости реакции в однофазной системе  $k_{(1ф)}$  в  $(1 + \beta)$  раз, где  $\beta = K \cdot (S_{ор} / (1 - S_{ор}))$  (Tang, Harker, 1990):

$$\frac{k_{(1ф)}}{k_{(2ф)}} = 1 + \beta. \tag{4}$$

Таким образом, из уравнения (4) следует, что период закрытия скважины для достижения 50% степени гидролиза трассера с учетом периода полураспада эфира в двухфазной системе по кинетике первого порядка будет равен:

$$t_{з.с.} = \frac{\ln 2 \cdot (1 + \beta)}{k_{(1ф)}}, \tag{5}$$

где  $t_{з.с.}$  – время закрытия скважины;  $k_{(1ф)}$  – константа скорости гидролиза трассера в однофазной системе;  $\beta$  – временная задержка.

На рисунках 1–2 построены кривые изменения периода полураспада трассеров А и В при различной временной задержке  $\beta$ . Области удовлетворяющие применимости первичного трассера в зависимости от температуры пласта

отмечены красными точками, которые соответствуют времени остановки скважины 1–10 суток для технологической выдержки. Для расчета времени закрытия скважины  $t_{з.с.}$  использовались значения константы скорости гидролиза эфиров в нейтральных условиях с учетом временной задержки при различных значениях К ( $S_{ор} = 0.5$ ).

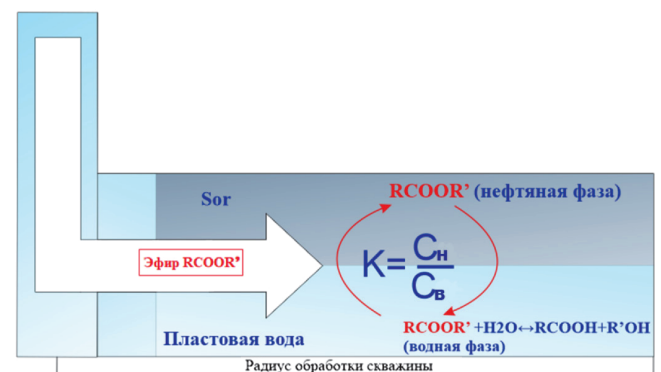


Рис. 3. Схематическое изображение процесса экстракции первичного трассера.  $C_n$  – концентрация трассера в нефтяной фазе;  $C_v$  – концентрация трассера в водной фазе.

При закачке трассера в водном растворе в пласт, содержащий остаточную нефть, как показано на рисунке 3, он экстрагируется из подвижной водной фазы в неподвижную нефтяную фазу. Отметим, что при этом концентрация первичного трассера в водном растворе будет уменьшаться пропорционально количеству остаточной нефти до достижения фазового равновесия (распределение трассера). Межфазное равновесие первичного трассера в данном случае определяется коэффициентом его распределения  $K$ .

Низкие значения  $K$  приводят к недостаточному разделению кривых добычи первичного и вторичного трассера, увеличивая погрешность в определении  $S_{or}$  или иногда делая его невозможным. С другой стороны, большие величины  $K$  приводят к увеличению времени выхода первичного трассера (выполживание кривой добычи) с возможным осложнением определения его концентрации (снижение концентрации ниже порога детектирования). Оптимальный диапазон значений  $K$  для заданного месторождения зависит от предполагаемой нефтенасыщенности и определяется согласно (Deans, 1980):

$$\frac{0.5(1-S_{or})}{S_{or}} \leq K \leq \frac{1.5(1-S_{or})}{S_{or}}, \quad (6)$$

где 0.5 и 1.5 – коэффициенты, показывающие диапазон значений  $K$  с учетом остаточной нефтенасыщенности пласта.

Отметим, что в зависимости от типа нефти, минерализации воды и температуры пласта можно получить набор величин  $K$ , необходимый для понимания потенциала применимости трассера в SWCTT. С этой целью в данной работе были определены коэффициенты распределения низкотемпературного трассера А и высокотемпературного трассера В в двухфазной системе нефть-вода (1:1) при температурах и минерализациях, указанных в таблице 2. При этом получен интервал значений коэффициента распределения трассеров для установления минимального и максимального порога величины  $K$ . С использованием уравнения (5) с учетом константы скорости гидролиза при заданной температуре и минерализации рассчитано время закрытия скважины для различной остаточной нефтенасыщенности.

В качестве примера, на рисунке 4 представлены гистограммы распределения величин  $K$  при различных значениях остаточной нефтенасыщенности для низкотемпературного А и высокотемпературного В трассеров.

Трассер	Т	K			
		S=0	S=100	S=150	S=200
Трассер А	25	1	1.9	2.6	3.2
	35	1.1	2	2.8	3.4
	40	1.3	2.2	3	3.6
	45	2.2	3	3.7	4.5
Трассер В	60	3.8	6.4	8.1	9.8
	70	4	6.5	9.1	10.4
	80	4.1	7	9.8	10.8
	90	4.6	8	11	13.3

Табл. 2. Коэффициенты распределения  $K$  низкотемпературного трассера А и высокотемпературного трассера В в двухфазной системе нефть-вода (1:1) при различных температурах Т, °С и минерализациях воды S, г/л

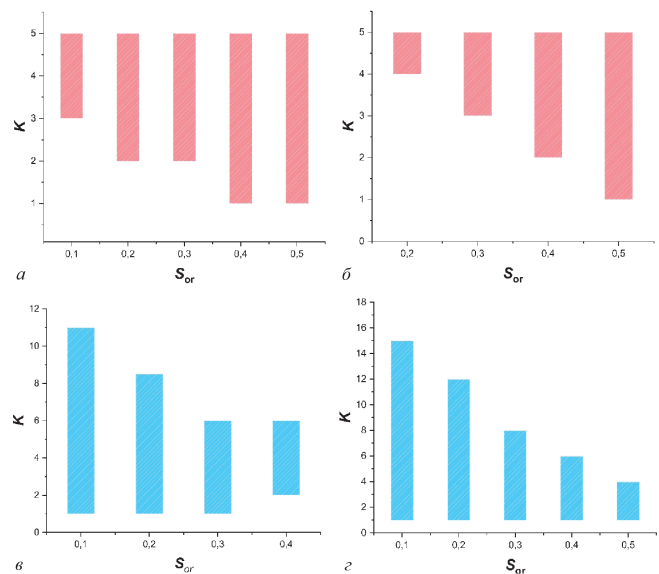


Рис. 4. Диапазон значений коэффициента распределения  $K$  при различных значениях остаточной нефтенасыщенности  $S_{or}$  для первичных трассеров А и В: а)  $T = 35^\circ\text{C}$ ,  $S = 200$  г/л; б)  $T = 45^\circ\text{C}$ ,  $S = 150$  г/л; в)  $T = 80^\circ\text{C}$ ,  $S = 100$  г/л; з)  $T = 90^\circ\text{C}$ ,  $S = 0$  г/л

Цветом обозначен диапазон, удовлетворяющий условию 50% гидролиза первичного трассера, который удовлетворяет интервалу оптимального времени закрытия скважины (1–10 суток).

#### 4. Заключение

Ввиду больших капитальных затрат для проведения одного полевого теста, знание о поведении распределяющегося трассера в условиях конкретного месторождения имеет важную роль для рациональной закачки, выдерживании в зоне пласта и конечного результата теста. В данной работе проведено сопоставление кинетических и термодинамических свойств химических трассеров для односкважинного трассерного теста. Разработан алгоритм аналитического решения выбора оптимальных трассеров с оценкой граничных условий их применимости – требуемый минимальный и максимальный порог значений коэффициентов распределения  $K$  при различных значениях остаточной нефтенасыщенности, температуры и минерализации воды с учетом оптимального времени закрытия скважины для оценки эффективности МУН на месторождениях по всему миру.

#### Финансирование/Благодарности

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-299 в рамках программы развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

Авторы выражают благодарность рецензентам за проделанную работу, высказанные замечания и рекомендации, которые позволили улучшить статью.

#### Литература

Al Abbad M., Balasubramanian S., Sanni M., Kokal S., Zefzafy I., Adam F., AlHajji A. (2016). Single-Well Chemical Tracer Test for Residual Oil Measurement: Field Trial and Case Study. SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition. Dammam, Saudi Arabia. <https://doi.org/10.2118/182811-MS>

- Al Murayri M.T., Hassan A.A., Rahim A.A., Decroux B., Negre A., Salaun M. (2019). Surfactant-polymer flooding: Single well chemical tracer test design and implementation in a major sandstone Kuwaiti reservoir. *SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference*. <https://doi.org/10.2118/197995-MS>
- Babadagli T. (2007). Development of mature oil fields. A review. *J. Pet. Sci. Eng.*, 57, pp. 221–246. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2006.10.006>
- Bu P.X., AlSofi A.M., Liu J. (2015). Simulation of single well tracer tests for surfactant–polymer flooding. *J. Petrol. Explor. Prod.*, 5, pp. 339–351. <https://doi.org/10.1007/s13202-014-0143-9>
- Bursaux R., Peltier S., Nguyen M., Romero C., Danielle Morel D. (2016). Single Well Tracer Test Results in a High Temperature, High Salinity Offshore Carbonate Reservoir for Chemical EOR Pilot Evaluation. *SPE Improved Oil Recovery Conference*. Tulsa, Oklahoma, USA. <https://doi.org/10.2118/179579-MS>
- Callegaro C., Masserano F., Bartosek M., Buscaglia R., Visintin R., Hartvig, S.K., Huseby, O.K. (2014). Single Well Chemical Tracer Tests to Assess Low Salinity Water and Surfactant EOR Processes in West Africa. *International Petroleum Technology Conference*. Kuala Lumpur, Malaysia. <https://doi.org/10.2523/IPTC-17951-MS>
- Chang M.M., Maerefat N.L., Tomutsa L., Honarpour M.M. (1988). Evaluation and Comparison of Residual Oil Saturation Determination Techniques. *SPE Form Eval.*, 3(01), pp. 251–262. <https://doi.org/10.2118/14887-PA>
- Deans H.A. (1980). The single-well chemical tracer method for measuring residual oil saturation. Final Report, Contract No. US DOE/BC/20006-18.
- Deans H.A., Ghosh R. (1994). pH and Reaction Rate Changes During Single-Well Chemical Tracer Tests. *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa, Oklahoma, pp. 203–212. <https://doi.org/10.2118/27801-MS>
- Doorwar S., Tagavifar M., Dwarakanath V. (2020). A 1D Analytical Solution to Determine Residual Oil Saturations from Single-well Chemical Tracer Test Copyright. Chevron ETC. <https://doi.org/10.2118/200420-MS>
- Espenson J.H. (1995) Chemical Kinetics and Reaction Mechanisms. McGraw-Hill, p. 281.
- Galeev R.I., Bolotov A.B., Varfolomeev M.A., Mukhutdinova A.R., Smirnov A.E., Kornilov A.V., Zhirov A.V., Sansiev G.V., Fedorchenko G.D. (2021). New and simple methods of determination partition coefficient and degree hydrolysis of tracer for estimating residual oil saturation by SWCTT technologies. *Pet. Sci. and Technol.*, 39(23–24), pp. 1043–1059. <https://doi.org/10.1080/10916466.2021.1970181>
- Hernandez C., Chacon L., Anselmi L., Angulo R., Manrique E., Romero E., de Audemard N., Carlisle C. (2001). Single Well Chemical Tracer Test to Determine ASP Injection Efficiency at Lagomar VLA-6/9/21 Area, C4 Member, Lake Maracaibo, Venezuela. *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa, Oklahoma. <https://doi.org/10.2118/75122-MS>
- Karimi M. (2018). Single well tracer test for residual oil estimation. The Technical University of Crete. School of Mineral Resources Engineering, Petroleum Engineering, MSc Course.
- Mechergui A., Agenet N., Romero C., Nguyen, M., Batias, J. (2013). Design, Operation, and Laboratory Work for Single-Well Tracer Test Campaign in Handil Field Indonesia. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*. Malaysia. <https://doi.org/10.2118/165227-MS>
- Oyemade S., Al Harthy S.A., Jaspers H.F., Van Wunnik J., de Kruijf A., Stoll M. (2010). Alkaline-surfactant polymer flood: Single well chemical tracer tests - design, implementation and performance. *SPE EOR Conference at Oil & Gas West Asia*. Muscat, Oman. <https://doi.org/10.2118/130042-MS>
- Tang, J.S., Harker, B. (1990). Mass Balance Method To Determine Residual Oil Saturation From Single Well Tracer Test Data. *J. Can. Pet. Technol.*, 29(02), pp. 115–124. <https://doi.org/10.2118/90-02-08>
- Tomich J.F., Dalton R.L., Jr., Deans, H.A., Shallenberger, L.K. (1973). Single-Well Tracer Method To Measure Residual Oil Saturation. *J. Pet. Technol.*, 25(02), pp. 211–218. <https://doi.org/10.2118/3792-PA>
- Zecheru M., Goran N. (2013). The use of chemical tracers in water injection processes applied on Romanian Reservoirs. *EPJ Web of Conferences*, EDP Sciences. Campina, 50, (02005). <https://doi.org/10.1051/epjconf/20135002005>
- Zoshchenko O., Aleshchenko A., Trushin Y. (2019). Assessment of the potential of low salinity water injection technology to increase the oil recovery of the carbonate reservoir of the kharyaga field. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. <https://doi.org/10.2118/196764-MS>

## Сведения об авторах

*Альфия Равильевна Мухутдинова* – аспирант, младший научный сотрудник, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5

*Александр Владимирович Болотов* – кандидат хим. наук, старший научный сотрудник, Химический институт имени А.М. Бутлерова

Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д. 29  
e-mail: highpress@gmail.com

*Олег Викторович Аникин* – кандидат хим. наук, младший научный сотрудник, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5

*Михаил Алексеевич Варфоломеев* – кандидат хим. наук, доцент, заведующий кафедрой разработки эксплуатационных месторождений трудноизвлекаемых углеводородов, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5

Статья поступила в редакцию 06.09.2022;

Принята к публикации 03.11.2022; Опубликовано 20.12.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

## Algorithm for estimating boundary conditions of a distributed tracer for application in a single-well tracer test

*A.R. Mukhutdinova, A.V. Bolotov\*, O.V. Anikin, M.A. Varfolomeev*

*Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation*

*\*Corresponding author: Alexander V. Bolotov, e-mail: highpress@gmail.com*

**Abstract.** An important tool in determining residual oil saturation today is the single-well tracer test, as the preferred method for assessing the potential for using enhanced oil recovery methods (EOR) and developing pilot projects. The success of the test performed directly depends on the optimal choice of the tracer composition, which will contribute to the qualitative determination of the parameters required in the

calculation of the residual oil saturation of the formation. To assess the boundary conditions for the applicability of the tracer in the field, the kinetic and thermodynamic properties of tracers are considered under various reservoir conditions of the field. Based on the results of this work, an algorithm for assessing the applicability of the tracer for reservoirs in a wide range of salinity and temperatures is presented.

**Keywords:** single well tracer test; partition coefficient; hydrolysis; residual oil saturation

### Acknowledgements

This work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-15-2022-299 within the framework of the development program for a world-class Research Center “Efficient development of the global liquid hydrocarbon reserves”.

The authors are grateful to the reviewers for the work done, the comments and recommendations that made it possible to improve the article.

**Recommended citation:** Mukhutdinova A.R., Bolotov A.V., Anikin O.V., Varfolomeev M.A. (2022). Algorithm for estimating boundary conditions of a distributed tracer for application in a single-well tracer test. *Georesursy = Georesources*, 24(4), pp. 75–81. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.6>

### References

- Al Abbad M., Balasubramanian S., Sanni M., Kokal S., Zefzafy I., Adam F., AlHajji A. (2016). Single-Well Chemical Tracer Test for Residual Oil Measurement: Field Trial and Case Study. *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*. Dammam, Saudi Arabia. <https://doi.org/10.2118/182811-MS>
- Al Murayri M.T., Hassan A.A., Rahim A.A., Decroux B., Negre A., Salaun M. (2019). Surfactant-polymer flooding: Single well chemical tracer test design and implementation in a major sandstone Kuwaiti reservoir. *SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference*. <https://doi.org/10.2118/197995-MS>
- Babadagli T. (2007). Development of mature oil fields. A review. *J. Pet. Sci. Eng.*, 57, pp. 221–246. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2006.10.006>
- Bu P.X., AlSofi A.M., Liu J. (2015). Simulation of single well tracer tests for surfactant–polymer flooding. *J. Petrol. Explor. Prod.*, 5, pp. 339–351. <https://doi.org/10.1007/s13202-014-0143-9>
- Bursaux R., Peltier S., Nguyen M., Romero C., Danielle Morel D. (2016). Single Well Tracer Test Results in a High Temperature, High Salinity Offshore Carbonate Reservoir for Chemical EOR Pilot Evaluation. *SPE Improved Oil Recovery Conference*. Tulsa, Oklahoma, USA. <https://doi.org/10.2118/179579-MS>
- Callegaro C., Masserano F., Bartosek M., Buscaglia R., Visintin R., Hartvig, S.K., Huseby, O.K. (2014). Single Well Chemical Tracer Tests to Assess Low Salinity Water and Surfactant EOR Processes in West Africa. *International Petroleum Technology Conference*. Kuala Lumpur, Malaysia. <https://doi.org/10.2523/IPTC-17951-MS>
- Chang M.M., Maerefat N.L., Tomutsa L., Honarpour M.M. (1988). Evaluation and Comparison of Residual Oil Saturation Determination Techniques. *SPE Form Eval.*, 3(01), pp. 251–262. <https://doi.org/10.2118/14887-PA>
- Deans H.A. (1980). The single-well chemical tracer method for measuring residual oil saturation. Final Report, Contract No. US DOE/BC/20006-18.
- Deans H.A., Ghosh R. (1994). pH and Reaction Rate Changes During Single-Well Chemical Tracer Tests. *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa, Oklahoma, pp. 203–212. <https://doi.org/10.2118/27801-MS>
- Doorwar S., Tagavifar M., Dwarakanath V. (2020). A 1D Analytical Solution to Determine Residual Oil Saturations from Single-well Chemical Tracer Test Copyright. Chevron ETC. <https://doi.org/10.2118/200420-MS>
- Espenson J.H. (1995) Chemical Kinetics and Reaction Mechanisms. McGraw-Hill, p. 281.
- Galeev R.I., Bolotov A.B., Varfolomeev M.A., Mukhutdinova A.R., Smirnov A.E., Kornilov A.V., Kruglov D.S., Zhirov A.V., Sansiev G.V., Fedorchenko G.D. (2021). New and simple methods of determination partition coefficient and degree hydrolysis of tracer for estimating residual oil saturation by SWCTT technologies. *Pet. Sci. and Technol.*, 39(23–24), pp. 1043–1059. <https://doi.org/10.1080/10916466.2021.1970181>
- Hernandez C., Chacon L., Anselmi L., Angulo R., Manrique E., Romero E., de Audemard N., Carlisle C. (2001). Single Well Chemical Tracer Test to Determine ASP Injection Efficiency at Lagomar VLA-6/9/21 Area, C4 Member, Lake Maracaibo, Venezuela. *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa, Oklahoma. <https://doi.org/10.2118/75122-MS>
- Karimi M. (2018). Single well tracer test for residual oil estimation. The Technical University of Crete. School of Mineral Resources Engineering, Petroleum Engineering, MSc Course.
- Mechergui A., Agenet N., Romero C., Nguyen, M., Batias, J. (2013). Design, Operation, and Laboratory Work for Single-Well Tracer Test Campaign in Handil Field Indonesia. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*. Malaysia. <https://doi.org/10.2118/165227-MS>
- Oyemade S., Al Harthy S.A., Jaspers H.F., Van Wunnik J., de Kruijff A., Stoll M. (2010). Alkaline-surfactant polymer flood: Single well chemical tracer tests - design, implementation and performance. *SPE EOR Conference at Oil & Gas West Asia*. Muscat, Oman. <https://doi.org/10.2118/130042-MS>
- Tang, J.S., Harker, B. (1990). Mass Balance Method To Determine Residual Oil Saturation From Single Well Tracer Test Data. *J. Can. Pet. Technol.*, 29(02), pp. 115–124. <https://doi.org/10.2118/90-02-08>
- Tomich J.F., Dalton R.L., Jr., Deans, H.A., Shallenberger, L.K. (1973). Single-Well Tracer Method To Measure Residual Oil Saturation. *J. Pet. Technol.*, 25(02), pp. 211–218. <https://doi.org/10.2118/3792-PA>
- Zecheru M., Goran N. (2013). The use of chemical tracers in water injection processes applied on Romanian Reservoirs. *EPJ Web of Conferences, EDP Sciences*. Campina, 50, (02005). <https://doi.org/10.1051/epjconf/20135002005>
- Zoshchenko O., Aleshchenko A., Trushin Y. (2019). Assessment of the potential of low salinity water injection technology to increase the oil recovery of the carbonate reservoir of the kharyaga field. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. <https://doi.org/10.2118/196764-MS>

### About the Authors

*Alfiya R. Mukhutdinova* – Postgraduate Student, Junior Researcher, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 4/5, Kazan, 420111, Russian Federation

*Alexander V. Bolotov* – Cand. Sci. (Chemistry), Senior Researcher, A.M. Butlerov Chemical Institute, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 29, Kazan, 420111, Russian Federation  
e-mail: [highpress@gmail.com](mailto:highpress@gmail.com)

*Oleg V. Anikin* – Cand. Sci. (Chemistry), Junior Researcher, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 4/5, Kazan, 420111, Russian Federation

*Mikhail A. Varfolomeev* – Cand. Sci. (Chemistry), Associate Professor, Head of the Department of Petroleum Engineering, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 4/5, Kazan, 420111, Russian Federation

Manuscript received 6 September 2022;

Accepted 3 November 2022; Published 20 December 2022