УДК 622.276.64 (571.121)
https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-2-73-83

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

© Коллектив авторов, 2026

CC BY 4.0

ИННОВАЦИОННЫЕ ПОДХОДЫ ПО ОЦЕНКЕ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ МЕТОДОМ SWCTT НА СУТОРМИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.В. Болотов[1], К.М. Валиуллина[1,2], В.В. Чалин[1,2], М.Ю. Бондарь[3], А.В. Осипов[3,*]
[1]ООО «ЗИЛАНТ ОЙЛ ТЕХНОЛОДЖИС», РФ, Казань
[2]Казанский (Приволжский) федеральный университет, РФ, Казань
[3]Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. На единичной скважине Сутормининского месторождения проведены трассерные исследования (SWCTT) с закачкой агентов вытеснения ПАВ-полимерной композиции. В качестве поверхностно-активного вещества (ПАВ) был апробирован реагент для увеличения нефтеотдачи Sibex Oil & Gas SRF 1000 (ТУ 20.59.59-005-67278822-2025) производства ООО «ЗИЛАНТ ОЙЛ ТЕХНОЛДЖИС» (правообладатель ПАО «СИБУР Холдинг»).

Цель. Оценка эффективности применения нового синтезированного ПАВ в составе ПАВ-полимерной композиции для снижения остаточной нефтенасыщенности и увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН) методом SWCTT.

Материалы и методы. В рамках полевых исследований применен новый подход, подразумевающий закачку в единичную скважину заранее изготовленного трассерного триплета, который представляет собой смесь первичного трассера, кавер-трассера и трассера-дублера. Успешно апробирована опубликованная ранее методика по определению времени закрытия скважины (время технологического отстоя для реакции гидролиза эфира).

Результаты. По результатам проведенных работ по ПАВ-полимерному заводнению установлено снижение остаточной нефтенасыщенности на одиночной скважине с 0,233 до 0,116 д. ед., что соответствует приросту КИН на 19,1 %.

Заключение. Полученные данные свидетельствуют о высокой эффективности нового синтезированного ПАВ и перспективности предложенного методического подхода с использованием трассерного триплета для мониторинга технологических процессов нефтевытеснения.

Ключевые слова: ПАВ-полимерное заводнение, химические методы увеличения нефтеотдачи, остаточная нефтенасыщенность, односкважинные трассерные исследования, SWCTT

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Благодарность: работа по подбору трассеров, кинетике и термодинамическим параметрам выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по Соглашению № 075-15-2025-562 в рамках ведомственного проекта «Инфраструктурное развитие науки и высшего образования» государственной программы Российской Федерации «Научно-технологическое развитие Российской Федерации» Инжинирингового центра гетерогенного катализа и малотоннажной химии для нефтегазодобычи.

Для цитирования: Болотов А.В., Валиуллина К.М., Чалин В.В., Бондарь М.Ю., Осипов А.В. Инновационные подходы по оценке остаточной нефтенасыщенности методом SWCTT на Сутормининском месторождении. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2026;11(2):73–83. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-2-73-83

Статья поступила в редакцию 17.03.2026
Принята к публикации 11.04.2026
Опубликована 30.06.2026

INNOVATIVE APPROACHES TO ASSESSING RESIDUAL OIL SATURATION BY THE SWCTT METHOD AT THE SUTORMINSKOYE FIELD

Alexander V. Bolotov[1], Kamilla M. Valiullina[1,2], Vladislav V. Chalin[1,2], Mikhail Y. Bondar[3], Andrey V. Osipov[3,*]
[1]"ZILANT OIL TECHNOLOGIES" LLC, RF, Kazan
[2]Kazan (Volga region) Federal University, RF, Kazan
[3]Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. Tracer studies (SWCTT) with the injection of surfactant-polymer composition were carried out at a single well of the Sutorminskoye field. The surfactant tested was the enhanced oil recovery agent Sibex Oil & Gas SRF 1000 (Technical Specifications 20.59.59-005-67278822-2025) produced by "ZILANT OIL TECHNOLOGIES" LLC (right holder: SIBUR Holding PJSC).

Aim. Assessment of the efficiency of the newly synthesized surfactant within the surfactant-polymer composition for reducing residual oil saturation and increasing the oil recovery factor.

Materials and methods. The field studies employed a new approach involving the injection of a pre-prepared tracer triplet into a single well, which represents a mixture of a primary tracer, a cover tracer, and a backup tracer. A previously published methodology for determining the well shut-in time (technological settling time for the ester hydrolysis reaction) was successfully tested.

Results. As a result of the surfactant-polymer flooding operations, a reduction in residual oil saturation at the single well was established from 0.233 to 0.116, which corresponds to an increase in the oil recovery factor by 19.1 %.

Conclusion. The data obtained indicate the high efficiency of the newly synthesized surfactant and the viability of the proposed methodological approach using a tracer triplet for monitoring oil displacement processes.

Keywords: surfactant-polymer flooding, chemical methods of enhanced oil recovery, residual oil saturation, single-well tracer studies, SWCTT

Conflict of interest: the authors declare that there is no conflict of interest.

Acknowledgment: this work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement №075-15-2025-562 within the framework of the Departmental Project "Infrastructure Development of Science and Higher Education" of the state program of the Russian Federation "Scientific and Technological Development of the Russian Federation" of the Engineering Center for Heterogeneous Catalysis and Low-Tonnage Chemistry for Oil and Gas Production.

For citation: Bolotov A.V., Valiullina K.M., Chalin V.V., Bondar M.Y., Osipov A.V. Innovative approaches to assessing residual oil saturation by the SWCTT method at the Sutorminskoye field. PRONEFT. Professionally about oil. 2026;11(2):73–83. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-2-73-83

Manuscript received 17.03.2026
Accepted 11.04.2026
Published 30.06.2026

ВВЕДЕНИЕ

Суторминское нефтяное месторождение было введено в эксплуатацию в 1980-х годах. Географически расположено на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа, в южном секторе Губкинского нефтегазоносного района, входящего в состав Надым-Пурской нефтегазоносной области.

ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПАВ-ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА ОДНОМ ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КОМПАНИИ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ПРОВЕДЕН ОДНОСКВАЖИННЫЙ ТЕСТ С РАСПРЕДЕЛЯЮЩИМИСЯ ТРАССЕРАМИ (SWCTT), КОТОРЫЙ ПОКАЗАЛ, ЧТО ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СИНТЕЗИРОВАННОГО РЕАГЕНТА SIBEX OIL & GAS SRF 1000 ПОЗВОЛЯЕТ СУЩЕСТВЕННО ПОВЫСИТЬ КИН.

Геолого-технологические характеристики исследуемого пласта следующие: температура пласта — 79 °С, эффективная толщина пласта — 7,9 м, пористость пласта — 0,195 д. ед., текущий уровень забоя — 2784,7 м, интервал перфорации — 2678–2686 м, дебит жидкости — 189 м^3/сут, обводненность — 98 %.
В ходе исследований методов увеличения нефтеотдачи (далее — МУН, ХМУН) для Суторминского месторождения выбрано ПАВ-полимерное заводнение с применением в качестве поверхностно-активного вещества (ПАВ) для увеличения нефтеотдачи Sibex Oil & Gas SRF 1000 (ТУ 20.59.59-005-67278822-2025), полимера — полиакриламида «ПНП-1» (ТУ 2458-024-14023401-2012).

ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

Большинство отечественных нефтяных месторождений находится на завершающей стадии эксплуатации, что обуславливает необходимость внедрения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) для извлечения остаточных запасов. Это требует разработки инструментов оценки эффективности применяемых технологий.
Так, неразрушающий химический трассерный тест SWCTT (Single Well Chemical Tracer Test — односкважинный трассерный тест с распределяющимся трассером) позволяет измерить остаточную нефтенасыщенность до и после применения МУН [1–4]. Комбинация тестов SWCTT № 1 до внедрения МУН и SWCTT № 2 после проведения МУН даёт возможность оценить эффективность МУН, исключая влияние геологических особенностей пласта на результат [5–11].
К преимуществам метода SWCTT относятся: оперативность проведения (1–3 недели), большой радиус исследования (до 12 м), экономичность и высокая точность. Испытания на действующих скважинах существенно

снижают риски при последующем масштабировании технологий МУН [1, 12].
Трассерные тесты применяются в нефтедобыче с 1970-х годов. Метод SWCTT получил широкое распространение в США, Канаде, странах Ближнего Востока, Европы и Южной Америки [13–15]. В России тестирование проводилось в ХМАО, ЯНАО и Иркутской области для оценки различных типов заводнения: полимерного, ПАВ, ПАВ-полимерного, щелочь-ПАВ-полимерного и водогазового воздействия. Растущий интерес отечественных нефтедобывающих компаний к данному методу свидетельствует об актуальности и перспективности его применения [15].
Метод SWCTT основан на закачке и последующей добыче трассера через одну скважину, что позволяет определить нефтенасыщенность призабойной зоны пласта [16–18]. Принцип работы теста заключается в следующем: в скважину вместе с водой вводится распределяющийся трассер (как правило, сложный эфир), который при контакте с водой гидролизуется, образуя вторичный водорастворимый трассер (спирт) [19, 20]. Первичный трассер частично переходит в неподвижную нефтяную фазу, что замедляет его выход при обратной добыче по сравнению со спиртом [19, 20]. Величина остаточной нефтенасыщенности (S_{or}) рассчитывается на основе разницы времени выхода первичного и вторичного трассеров. Для корректной интерпретации результатов предварительно в лабораторных условиях определяются коэффициент распределения и скорость гидролиза эфира при пластовых параметрах [20].
Коэффициент распределения нефть–вода, или значение *K* (англ. *K-value*), представляет собой безразмерное число, которое количественно определяет преимущественную растворимость эфира в нефти по сравнению с водой при заданном наборе условий (температура, соленость и т. д.). В общем случае коэффициент распределения нефть–вода любого трассера *i* может быть рассчитан по формуле (1):

$$K_i = \frac{C_{i,o}}{C_{i,w}}, \quad (1)$$

где K_i — коэффициент распределения трассера *i* между нефтью и водой (безразмерный); $C_{i,o}$ — концентрация трассера *i* в сырой нефти в состоянии равновесия; $C_{i,w}$ — концентрация трассера *i* в минерализованной воде в состоянии равновесия.
В сочетании с полевыми данными, полученными в ходе SWCTT, проведенного на нефтяной скважине, значение *K* позволяет измерить остаточную нефтяную насыщенность по формуле (2):

$$S_{or} = \frac{\beta}{\beta + K_i}, \quad (2)$$

где S_{or} — остаточная нефтенасыщенность (доли); β — коэффициент задержки трассера (безразмерный; определяется по полевым данным SWCTT).

ПРОВЕДЕНИЕ ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ

Поскольку на величину *K* в первую очередь влияют минерализация пластовой воды, состав нефти и температура пласта, его можно с высокой точностью измерить в лабораторных условиях с использованием трассера-эфира, нефти и пластовой воды. Однако в случае константы гидролиза k_{hyd} сложное геохимическое поведение, присутствующее в системе «нефть–вода–пласт», сводит его к параметру, который, как правило, можно определить только после моделирования (т. е. k_{hyd} определяется путем создания близкого, смоделированного соответствия полевым данным SWCTT). Однако если предположить, что на k_{hyd} (кинетическое поведение трассера) в первую очередь влияют только несколько факторов, а именно: вид эфира, температура пласта, состав воды, то можно получить лабораторную оценку, воссоздав эти условия в аналитических условиях.
Поскольку *K* и k_{hyd} изменяются в зависимости от температуры пласта, состава нефти и минерализации воды, важно, чтобы лабораторные анализы проводились в условиях, отражающих условия в пласте. Температура призабойной зоны пласта исследуемой скважины составляет 79 °C. Соленость пластовой воды, которая использовалась для проекта, составляет 16 000 ppm.
На основании заявленных характеристик скважины в качестве трассера был выбран этилацетат (EtAc). Этот трассер обладает хорошей растворимостью в воде при данной температуре и солености, что имеет решающее значение для успешной закачки однородного раствора трассера, транспортируемого водой, в испытательную скважину.
Коэффициент распределения «нефть–вода» для EtAc был определен путем проведения нескольких измерений на различных аликвотах трассера EtAc, фильтрованной пластовой воды и обезвоженной нефти, добытой из исследуемой скважины. Эти эксперименты проводились при трех различных температурах от пластовой до устьевой ($T_{пласт}$ = 79, 60 и 50 °C) с целью понять чувствительность значения *K* к температуре. Эти испытания

Таблица 1. Значение *K* для EtAc. Составлено авторами
Table 1. *K* value for EtAc. Prepared by the authors

Температура, °C	Значение *K*
79	4,199 ± 0,03
60	3,741± 0,03
50	3,510 ± 0,02

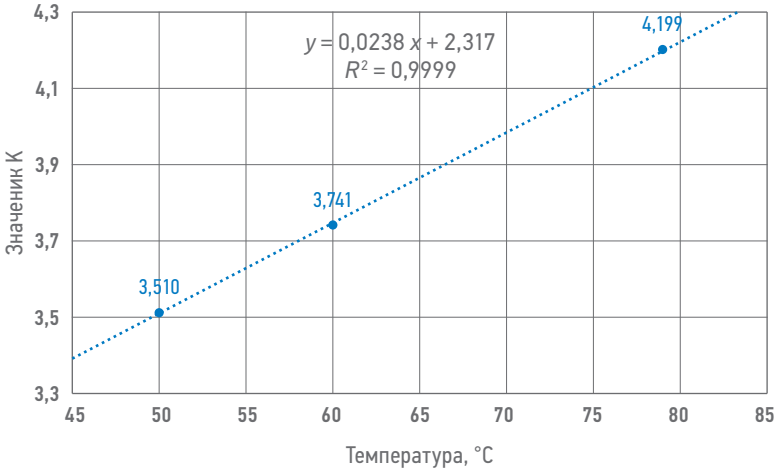

Рис. 1. Значение *K* для EtAc в зависимости от равновесной температуры. Составлено авторами
Fig. 1. *K* value for EtAc as a function of equilibrium temperature. Prepared by the authors

проводились с использованием ячейки равновесия высокого давления с регулируемой температурой. Измерение значения *K* для каждого из экспериментальных прогонов осуществлялось путем тщательного контроля объемов нефти и воды в каждой аликвоте, измерения начальных концентраций EtAc в воде каждой аликвоты, регистрации времени, когда аликвоты были помещены в ячейку и когда они были извлечены, а также путем измерения конечных концентраций EtAc и EtOH в пластовой воде. Затем эти данные были использованы с уравнением (2) для расчета *K*.

Этилацетат добавлялся в пластовую воду в концентрации 1,5 об. % (15 000 ppm), что является типичной концентрацией эфира, используемой в SWCTT.

Для каждой температуры было подготовлено и проанализировано несколько аликвот, и для каждой аликвоты были определены индивидуальные значения *K*. Средние значения *K* и стандартные погрешности для каждой из этих температур представлены в **табл. 1**.

Значения *K*, приведенные в **табл. 1**, представлены в виде графика в зависимости от равновесной температуры на **рис. 1**. Этот рисунок иллюстрирует высокую линейную зависимость между значением *K* и температурой для данной конкретной системы, состоящей из эфира, нефти и воды.

Как показано на **рис. 1**, линейная регрессия, приведенная в соответствии с данными, указывает, что в диапазоне анализируемых температур значение *K* можно выразить как функцию температуры через:

$$K = 0{,}0238\,T + 2{,}3142, \qquad (3)$$

где *T* — температура равновесия (градусы Цельсия).

Закрытие скважины после закачки первичного трассера для протекания реакции гидролиза при известных давлении и температуре может иметь различный временной интервал в зависимости от предполагаемой степени гидролиза *H*. Для этого по методике [1] необходимо разграничить понятие время закрытия скважины на минимальное (конверсия = 10 %), оптимальное (конверсия = 50 %) и максимальное (конверсия = 70 %).

В **табл. 2** приведены экспериментально полученные кинетические параметры, необходимые для расчета t_{soak} при разном объемном соотношении фаз (остаточной нефти) и рассчитано минимальное время для закрытия скважины после закачки трассера этилацетата.

Вследствие ограничения времени локализации оборудования и персонала компании, а также на объекте процесс закачки трассеров технологическая выдержка и обратная добыча должны сводиться к минимально возможному временному интервалу, за который гидролиз первичного трассера будет протекать не менее

Таблица 2. Расчет времен закрытия скважин t_{soak}. Составлено авторами
Table 2. Calculation of well closure times t_{soak}. Prepared by the authors

Время закрытия скважины t_{soak}		
Минимальное (*H* = 10 %)	**Оптимальное (*H* = 50 %)**	**Максимальное (*H* = 70 %)**
$t_{soak.min} = \frac{\ln(1,1)}{k_{2phase}}$	$t_{soak.min} = \frac{\ln(2)}{k_{2phase}}$	$t_{soak.min} = \frac{\ln(3,3)}{k_{2phase}}$
(4)	(5)	(6)

чем на 10 %. Из-за надвигающегося температурного режима окружающей среды ниже –45 °C и смещения дат при плановом пробоотборе время технологического отстоя для целевого диапазона значений S_{or} = 0,2 при пластовой температуре усредненное минимальное время закрытия скважины $t_{soak,min}$, согласно аналитическим данным из **табл. 3**, составило 2 сут.

ПРОВЕДЕНИЕ ПОЛЕВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Проведение полевых исследований SWCTT проводилось согласно новому подходу, подразумевающему закачку в единичную скважину трассерного триплета, который представляет собой смесь первичного трассера, кавер-трассера и трассера-дублера. В случае данной работы триплет состоял из смеси этилацетата, изо-пропанола и н-пропанола, заранее изготовленной и расфасованной на предприятии ООО «ЗИЛАНТ ОЙЛ ТЕХНОЛОДЖИС».
Целевым назначением данного этапа работ является проведение полевых трассерных исследований на единичной скважине с целью определения остаточной нефтенасыщенности до и после смены агента вытеснения.
Перечень выполняемых работ в рамках полевых исследований:

1) закачка подтоварной воды 5 п.о. ПЗП для создания остаточной нефтенасыщенности до закачки ПАВ-полимерной композиции;
2) проведение закачки трассеров SWCTT-1 и определение остаточной нефтенасыщенности до закачки ПАВ-полимерной композиции;
3) проведение закачки ПАВ-полимерной композиции с последующей промывкой призабойной зоны пласта водой;
4) проведение закачки трассеров SWCTT-2 и определение остаточной нефтенасыщенности после закачки ПАВ-полимерной композиции.

Согласно плану работ на объект испытаний была использована передвижная насосная станция КУДР-33 (**рис. 2**).



Рис. 2. Работа КУДР-33 по закачке реагентов на скважине. Составлено авторами
Fig. 2. Operation of the reagent injection unit at the well. Prepared by the authors

Таблица 3. Кинетические параметры для расчета минимального времени закрытия скважины ($t_{soak,min}$) при пластовой температуре (трассер — этилацетат). Составлено авторами
Table 3. Kinetic parameters for calculating the minimum well closure time ($t_{soak,min}$) at reservoir temperature (tracer — ethyl acetate). Prepared by the authors

S_{or}	S_{or} / (1 – S_{or})	T, °C	K	Минимальное время, ч	Оптимальное время, ч	Максимальное время, ч	Минимально согласованное время, ч
				10 % конверсии	50 % конверсии	70 % конверсии	4–5 % конверсии (факт 4,3 %)
0,1	0,11	79	4,199	86	566	982	36
0,2	0,25	79	4,199	121*	783	1359	51**
0,3	0,43	79	4,199	165	1063	1845	70
0,1	0,11	60	3,741	111	755	1283	35
0,2	0,25	60	3,741	152	1045	1777	48
0,3	0,43	60	3,741	205	1419	2412	65
0,1	0,11	50	3,510	193	1335	2317	35
0,2	0,25	50	3,510	261	1848	3208	47
0,3	0,43	50	3,510	348	2508	4353	62

* Рекомендуемое время закрытия скважины; ** минимальное согласованное из-за надвигающегося температурного режима окружающей среды ниже — 45 °C и смещения дат при плановом пробоотборе время технологического отстоя.

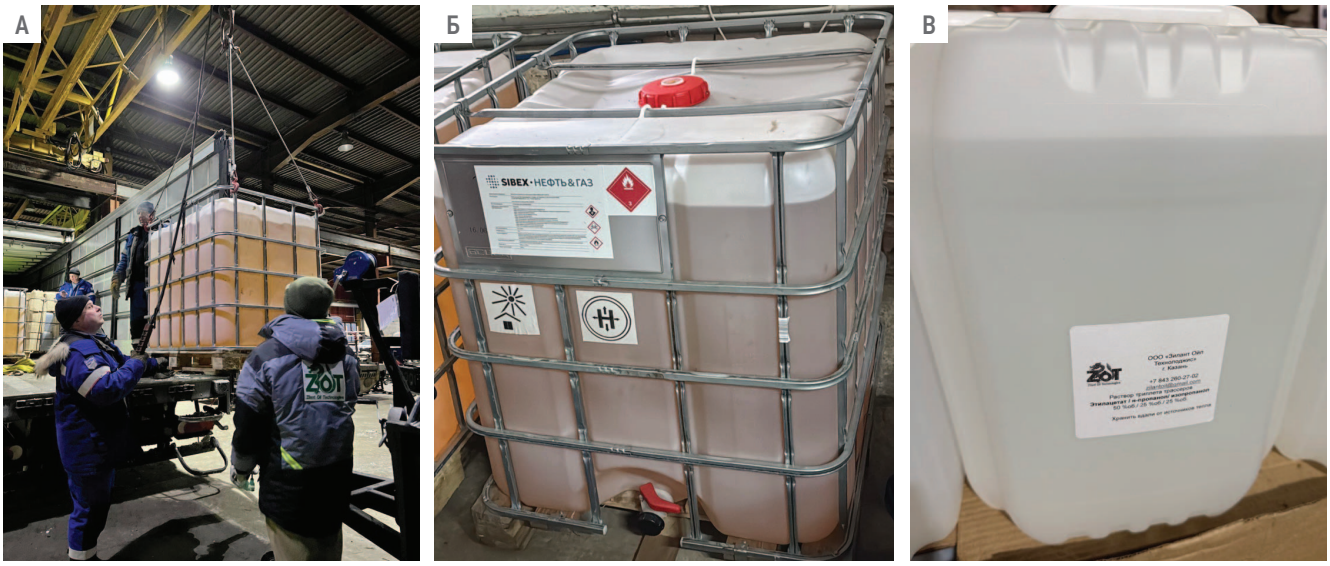

Рис. 3. Поставленные реагенты ООО «ЗИЛАНТ ОЙЛ ТЕХНОЛОДЖИС»: А, Б) ПАВ; В) трассерный триплет, расфасованный в канистры. Составлено авторами
Fig. 3. Reagents supplied by "ZILANT OIL TECHNOLOGIES" LLC: A, Б) surfactants; B) tracer triplet, packaged in canisters. Prepared by the authors

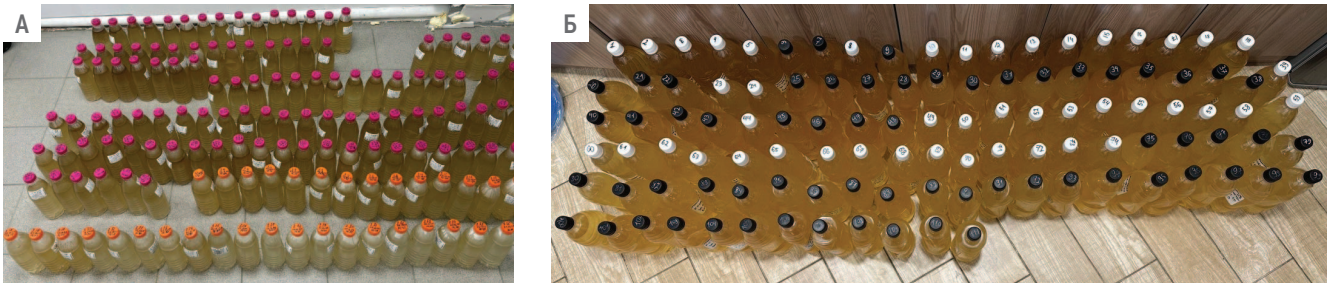

Рис. 4. Устьевые пробы, отобранные при проведении тестов А) SWCTT-1 и Б) SWCTT-2. Составлено авторами
Fig. 4. Wellhead samples collected during tests A) SWCTT-1 and Б) SWCTT-2. Prepared by the authors

Согласно плану работ были поставлены ПАВ и трассерный триплет, расфасованный в канистры (рис. 3).

Последовательность операций и количество закачиваемого реагента при проведении ПАВ-полимерного заводнения представлено в табл. 4.

Работы по закачке трассеров SWCTT-1 и SWCTT-2 выполнялись в следующей последовательности:

1) закачка раствора трассерного триплета;
2) закачка раствора кавер-трассера — изопропанола;
3) продавка подтоварной водой;
4) закрытие скважины на технологический отстой;
5) запуск скважины с отбором объема, равного объему закачанной подтоварной воды;
6) отработка скважины с отбором устьевых проб.

Пробы транспортировались с места отбора на скважине до лаборатории. Отобранные пробы представлены на рис. 4.

Кинетические данные для обоснования периода хранения и способа транспортировки проб представлены в табл. 5.

Таблица 4. Последовательность операций по закачке ПАВ-полимерной композиции. Составлено авторами
Table 4. Sequence of operations for pumping a surfactant-polymer composition. Prepared by the authors

Последовательность операций	Операция	Объем воды, м^3	Содержание реагента в воде закачки, кг/м^3
Закачка оторочки ПАВ-полимерной композиции	Одновременно	36,3	5,556
Закачка оторочки полимера			1,500
Продавка полимером	После ПАВ/полимера	60,5	1,500
Продавка водой	После оторочки полимера	206,5	

Таблица 5. Кинетические данные для обоснования периода хранения и способа транспортировки проб. Составлено авторами
Table 5. Kinetic data for justifying the storage period and method of transporting samples. Prepared by the authors

t, °C	Константа скорости гидролиза этилацетата *k*, ч$^{-1}$	Период полураспада $t_{1/2}$, ч[В]	Период полураспада $t_{1/2}$, дн
25	0,0000011[А]	641802,9	26742
50	0,0013300[Б]	521,2	22
60	0,0007500[Б]	924,2	39
79	0,0017700[Б]	391,6	16
90	0,0168000[А]	41,3	2

[А] Данные получены из литературных источников.
[Б] Данные получены в ходе выполнения данного проекта.
[В] Период полураспада рассчитан $t_{1/2} = \ln 2/k$ по формуле для реакции первого порядка.

Таблица 6. Результаты оценки времени пиков. Составлено авторами
Table 6. Results of peak time assessment. Prepared by the authors

Время пребывания трассера (пик)	SWCTT-1		SWCTT-2	
	По Симпсону	Интегральным методом	По Симпсону	Интегральным методом
T1 — среднее время пребывания вторичного трассера (EtOH), мин	272,2	272,4	224,4	224,4
T2 — среднее время пребывания первичного трассера (EtAc), мин	584,8	587,2	330,0	329,9
T3 — среднее время пребывания трассера-дублера (n-PrOH), мин	584,2	586,3	331,9	332,2

По результатам расчета периодов полураспада понижение температуры до 25 °C фактически полностью останавливает реакцию гидролиза этилацетата (при этой температуре период полураспада составляет 26 742 дня, или 73 года), что позволяет осуществлять длительную транспортировку проб с места забора на объекте до аналитической лаборатории без потери качества SWCTT-теста.

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ

Определение остаточной нефтенасыщенности проводилось на основании анализа устьевых проб методом газовой хроматографии, в каждой отобранной пробе определялось содержание EtAc, EtOH, n-PrOH, iso-PrOH. Содержание трассеров определялось на основе ранее проведенных лабораторных работ по определению коэффициентов массовой чувствительности. Для этого была проведена градуировка хроматографа пробами с известной концентрацией трассеров.
Профили притока трассеров SWCTT-1 и SWCTT-2 представлены на рис. 5.
Остаточная нефтенасыщенность была определена исходя из времени пиков трассеров, которое, в свою очередь, было получено методами Симпсона и интегральным методом, при этом оба метода демонстрируют схожие значения. Результаты оценки времени пиков представлены в табл. 6.

Для определения остаточной нефтенасыщенности исходя из времени пиков использовалось уравнение (7):

$$S_{or}(EtAc/EtOH) = \frac{T_2 - T_1}{T_1 (K - 1) + T_2}. \qquad (7)$$

Для определения прироста КИН использовалось уравнение:

$$\text{Прирост КИН} = \frac{S_{orw} - S_{orc}}{S_0}, \qquad (8)$$

где S_{orw} — остаточная нефтенасыщенность после SWCTT-1; S_{orc} — остаточная нефтенасыщенность после SWCTT-2; S_0 — начальная нефтенасыщенность, равная 0,610 д. ед.
Значение *K* было получено исходя из уравнения (3). При этом значение температуры в призабойной зоне скважины рассчитывалось на основании температурной модели [21] с учетом изменения пластовой температуры во время нагнетания жидкостей с температурой ниже начальной пластовой (табл. 7).
Сводные результаты определения остаточной нефтенасыщенности и прироста

Таблица 7. Расчет значений *K* для тестов SWCTT-1 и SWCTT-2. Составлено авторами
Table 7. Calculation of *K* values for SWCTT-1 and SWCTT-2 tests. Prepared by the authors

Этап	SWCTT-1	SWCTT-2
Temp res, °C	62,2	54,8
K *	3,79	3,62

* Расчет по температурной регрессии (ур-е (3)).

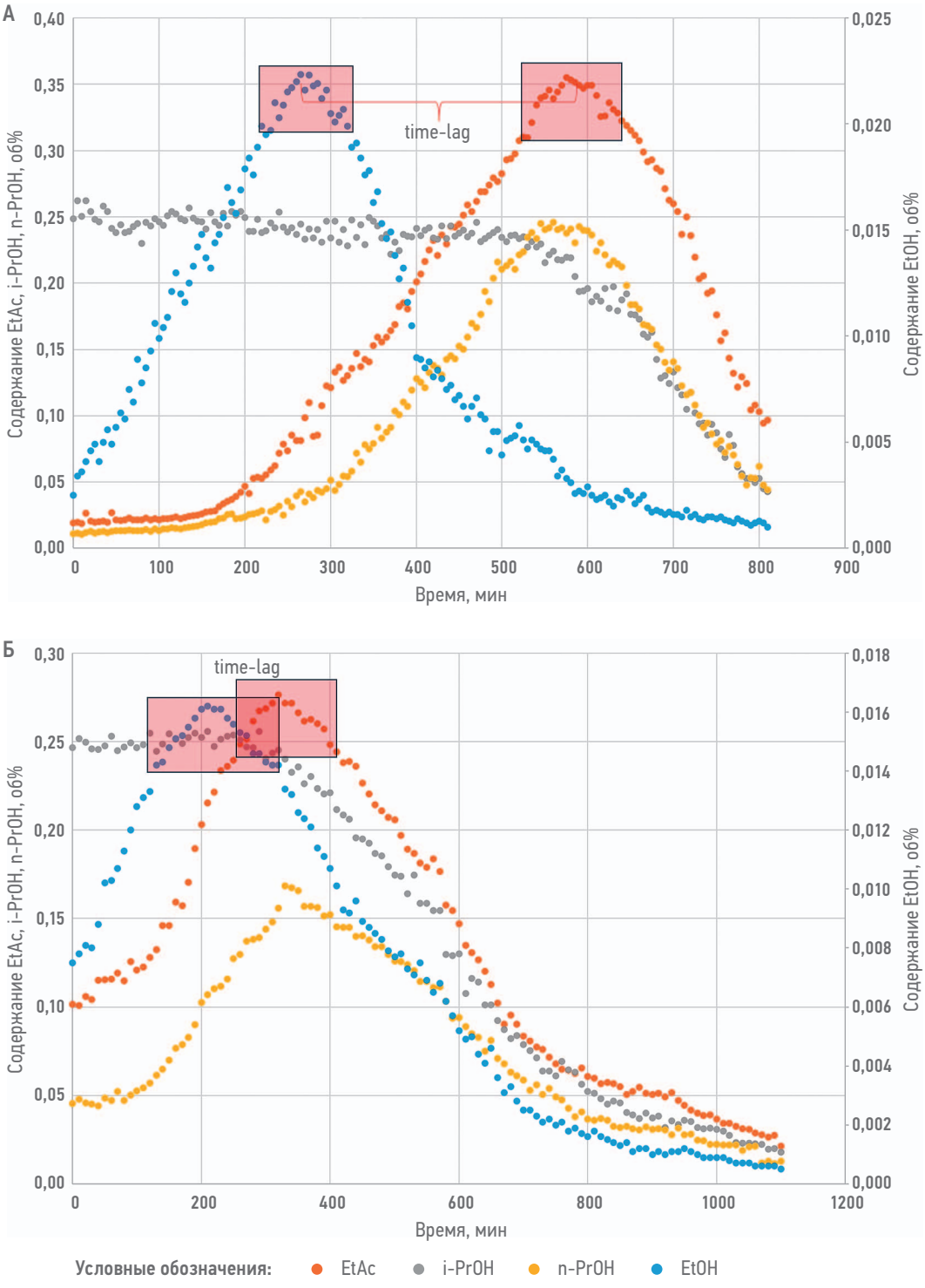

Рис. 5. Концентрационный профиль выхода трассеров SWCTT-1 (А) и SWCTT-2 (Б). Составлено авторами
Fig. 5. Concentration profile of the SWCTT-1 (A) and SWCTT-2 (Б) tracers. Prepared by the authors

коэффициента извлечения нефти (КИН) представлены в табл. 8 и 9.

ВЫВОДЫ

Был проведен односкважинный тест с распределяющимися трассерами (SWCTT) на Сутормінском месторождении для определения эффективности ПАВ-полимерного заводнения. Проведение полевых исследований SWCTT проводилось согласно новому подходу, подразумевающему закачку в единичную скважину трассерного заранее изготовленного триплета, который представляет собой смесь первичного (распределяющегося) трассера, кавер-трассера и трассера-дублера. Показано, что в случае

Таблица 8. Оценка остаточной нефтенасыщенности S_{or}. Составлено авторами
Table 8. Estimated residual oil saturation S_{or}. Prepared by the authors

SWCTT-1			SWCTT-2		
T2	EtAc	586,0	T2	EtAc	330,0
T1	EtOH	272,3	T1	EtOH	224,4
T3	n-PrOH	585,2	T3	n-PrOH	332,0
K		3,79	*K*		3,62
Temp res, C		62,2	*Temp res*, C		54,8
S_{or}	EtAc/EtOH	0,233	S_{or}	EtAc/EtOH	0,115
S_{or}	n-PrOH/EtOH	0,232	S_{or}	n-PrOH/EtOH	0,117
S_{orw}	**0,233**		**S_{orc}**	**0,116**	
Станд. отклонение	**0,0003**		**Станд. отклонение**	**0,0014**	

T1 — среднее время пребывания вторичного трассера — этанола.
T2 — среднее время пребывания первичного трассера — этилацетата.
T3 — среднее время пребывания трассера-дублера — н-пропанола.
Temp res — температура призабойной зоны по расчетам на температурной модели.
S_{orw}, S_{orc} — остаточные нефтенасыщенности после заводнения и ПАВ-полимерного воздействия соответственно, д. ед.

Таблица 9. Определение прироста КИН. Составлено авторами
Table 9. Determination of the increase in oil recovery factor. Prepared by the authors

S_{orw}	0,233
S_{orc}	0,116
ΔS_{or}	0,117
Прирост КИН	19,1 %

ΔS_{or} — разница между остаточной нефтенасыщенностью первого и второго теста (Sorw — Sorc), д. ед.
S_0 — начальная нефтенасыщенность, 0,6100 д. ед.
Прирост КИН = $\Delta S_{or} / S_0$ = 0,117 / 0,610 = 0,191.

ограничения времени локализации оборудования и персонала на объекте процесс закачки трассеров технологическую выдержку можно рассчитать из кинетических данных как минимальное время гидролиза первичного трассера, рассчитанное по реакции псевдопервого порядка с конверсией не более чем 10 %. На основании констант скоростей реакции гидролиза эфира и периодов полураспада показано, что достаточная температура для транспортировки и хранения отобранных проб составляет не более +25 °C без потери качества теста. По итогам проведенных работ по закачке ПАВ-полимерной композиции установлено снижение остаточной нефтенасыщенности на 0,1173 д. ед., что соответствует приросту коэффициента извлечения нефти на 19,1 %.

Список литературы

1. *Болотов А.В., Аникин О.В., Бондарь М.Ю. и др.* Факторы, влияющие на подбор и применимость трассеров в односкважинном химическом трассерном тесте. — Казань: Издательство Казанского университета, 2024. — 206 с.
2. *Bolotov A.V. et al.* Novel single well chemical tracer test design: shut-in time determination for test feasibility // Petroleum Science and Technology. — 2025. — Vol. 43, no. 17. — Pp. 2377–2391.
3. *Бондарь М.Ю., Осипов А.В., Мильчаков С.В., Щербаков П.Ю.* Способ определения остаточной нефтенасыщенности пласта. Евразийский патент № 044722 B. Опубликовано 27.09.2023.
4. *Deans H.A.* Chemical Tracer Studies to Determine Water Saturation at Prudhoe Bay / H.A. Deans, A.D. Mut // SPE Reserv. Eng. — 1997. — Vol. 12, issue. 1. — Pp. 52–57.
5. *Deans H.A.* Using chemical tracers to measure fractional flow and saturation in-situ // Society of Petroleum Engineers — Symposium on Improved Methods of Oil Recovery Abstracts of reports. — 1978. — Pp. 399–408.
6. *Deans H.A.* The Single-Well Chemical Tracer Method for Measuring Residual Oil Saturation // Final Report U.S. Department of Energy Office of Scientific and Technical Information. Тезисы докладов. — Washington, 1980. — Pp. 18–26.
7. *Silva M. Stray H., Bjørnstad T.* Studies on new chemical tracers for determination of residual oil saturation in the inter-well region // Society of Petroleum Engineers — Oklahoma City Oil and Gas Symposium 2017. Abstracts of reports. — 2017. — Pp. 1–14.
8. *Silva M., Stray H., Bjørnstad T.* Stability assessment of PITT tracer candidate compounds: The case of benzyl alcohols // J. Pet. Sci. Eng. — 2018. — Vol. 167. — Pp. 517–523.
9. *Silva M., Stray H., Bjørnstad T.* Stability assessment of PITT tracer candidate compounds — The case of pyrazines // J. Pet. Sci. Eng. — 2019. — Vol. 182. — P. 106269.

10. *Anikin O.V., Bolotov A.V., Mukhutdinova A.R., Varfolomeev M.A.* Evaluation of the Kinetic and Thermodynamic Behavior of Tracers for Their Applicability in SWCTT // Processes. — 2022. — Vol. 10, issue 11. — 2395 p.
11. *Бондарь М.Ю. и др.* Результаты проведения трассерных исследований на единичных скважинах с разделяющими химическими индикаторами для оценки эффективности пав-полимерного воздействия на месторождении Холмогорское // ВЕСТНИК. — 2022. — Т. 4, №. 2. — С. 102.
12. *Мухутдинова А.Р., Болотов А.В., Аникин О.В., Варфоломеев М.А.* Алгоритм оценки рабочего интервала распределяющегося трассера для применения в однослойном трассерном тесте // Георесурсы. — 2022. — Т. 24, № 4. — С. 75–81.
13. *Galeev R.I., Bolotov A.V., Varfolomeev M.A., Mukhutdinova A.R.* New and simple methods of determination partition coefficient and degree hydrolysis of tracer for estimating residual oil saturation by SWCTT technologies // Petroleum Science and Technology. — 2021. — Vol. 39, no. 23–24. — Pp. 1043–1059.
14. *Bondar M., Osipov A., Groman, A, Koltsov I., Shcherbakov G., Milchakov S.* Evaluating Efficiency of Surfactant-polymer Flooding with Single Well Chemical Tracer Tests at Kholmogorskoye Field // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, UAE, Abu Dhabi, 15–18 November — 2021. SPE-207314-MS.
15. *Lake L.W., Holstein E.D.* The single-well chemical tracer test — A method for measuring reservoir fluid saturations in situ // Reservoir Engineering and Petrophysics — 2017. — Vol. 5, no. 3. — Pp. 870–915.
16. *Deans H.A., Carlisle C.T.* Single-well tracer test in complex pore systems // Society of Petroleum Engineers of AIME. Abstracts of reports — 1986. — Pp. 1–16.
17. *Deans H.A.* Method of determining fluid saturations in reservoirs // № US 3623842. — 1971.
18. *Buijse M.A., Prelicz R.M., Barnes J.R., Cosmo C.* Application of internal olefin sulfonates and other surfactants to EOR. Part 2: The design and execution of an ASP field test // Proceedings — SPE Symposium on Improved Oil Recovery. Abstracts of reports. — 2010. — Pp. 1–12.
19. *O'Brien L.J., Cooke R.S., Willis H.R.* Society of Petroleum Engineers of AIME // SPE 6370. — 1978. — Pp. 17–25.
20. *Anikin O.V. et al.* Evaluation of the kinetic and thermodynamic behavior of tracers for their applicability in SWCTT // Processes. — 2022. — Vol. 10, no. 11. — P. 2395.
21. *Бондарь М.Ю, Осипов А.В.* Температурные условия при проектировании ПАВ-полимерного заводнения// Нефтяное хозяйство. — 2022. — № 12. — С. 51–55.

References

1. Bolotov A.V., Anikin O.V., Bondar M.Yu. et al. *Faktory, vliyayushchie na podbor i primenimost' trasserov v odnoskvazhinnom khimicheskom trassernom teste [Factors Influencing the Selection and Applicability of Tracers in a Single-Well Chemical Tracer Test].* Kazan: Kazan University Publishing House; 2024. 206 p. (In Russ.)
2. Bolotov A.V. et al. Novel single well chemical tracer test design: shut-in time determination for test feasibility. *Petroleum Science and Technology,* 2025, vol. 43, no. 17, pp. 2377–2391.
3. Bondar M.Yu., Osipov A.V., Milchakov S.V., Shcherbakov G.Yu. *Sposob opredeleniya ostatochnoy neftenasyshchennosti plasta [Method for Determining Residual Oil Saturation of a Formation].* Eurasian Patent No. 044722 B. Published 27.09.2023. (In Russ.)
4. Deans H.A. Chemical Tracer Studies to Determine Water Saturation at Prudhoe Bay / H.A. Deans, A.D. Mut., 1997, vol. 12, issue 1, pp. 52–57.
5. Deans H.A. Using chemical tracers to measure fractional flow and saturation in-situ. *Society of Petroleum Engineers — Symposium on Improved Methods of Oil Recovery Abstracts of reports*, 1978, pp. 399–408.
6. Deans H.A. The Single-Well Chemical Tracer Method for Measuring Residual Oil Saturation. *Final Report U.S. Department of Energy Office of Scientific and Technical Information. Abstracts of reports.* Washington, 1980. Pp. 18–26.
7. Silva, M. Stray H., Bjørnstad T. Studies on new chemical tracers for determination of residual oil saturation in the inter-well region. *Society of Petroleum Engineers — Oklahoma City Oil and Gas Symposium 2017. Abstracts of reports,* 2017. Pp. 1–14.
8. Silva M., Stray H., Bjørnstad T. Stability assessment of PITT tracer candidate compounds: The case of benzyl alcohols. *J. Pet. Sci. Eng.,* 2018, vol. 167, pp. 517–523.
9. Silva M., Stray H., Bjørnstad T. Stability assessment of PITT tracer candidate compounds — The case of pyrazines. *J. Pet. Sci. Eng.,* 2019, vol. 182, p. 106269.
10. Anikin O.V., Bolotov A.V., Mukhutdinova A.R., Varfolomeev M.A. Evaluation of the Kinetic and Thermodynamic Behavior of Tracers for Their Applicability in SWCTT. *Processes*, 2022, vol. 10, issue 11, 2395 p.
11. Bondar M.Yu. et al. *Rezul'taty provedeniya trassernykh issledovaniy na edinichnykh skvazhinakh s razdelyayushchimi khimicheskimi indikatorami dlya otsenki effektivnosti pav-polimernogo vozdeystviya na mestorozhdenii Kholmogorskoe [Results of Tracer Studies in Single Wells with Partitioning Chemical Indicators to Assess the Efficiency of Surfactant-Polymer Flooding at the Kholmogorskoye Field].* VESTNIK. 2022, vol. 4, no. 2, p. 102. (In Russ.)
12. Mukhutdinova A.R., Bolotov A.V., Anikin O.V., Varfolomeev M.A. *Algoritm otsenki rabochego intervala raspredelyayushchegosya trassera dlya primeneniya v odnoskvazhinnom trassernom teste [Algorithm for Estimating the Working Range of a Partitioning Tracer for Application in a Single-Well Tracer Test].* Georesursy [Georesources]. 2022, vol. 24, no. 4, pp. 75–81. (In Russ.)
13. Galeev R.I., Bolotov A.V., Varfolomeev M.A., Mukhutdinova A.R. New and simple methods of determination partition coefficient and degree hydrolysis of tracer for estimating residual oil saturation by SWCTT technologies. *Petroleum Science and Technology,* 2021, vol. 39, № 23–24, pp. 1043–1059.
14. Bondar M., Osipov A., Groman, A, Koltsov I., Shcherbakov G., Milchakov S. Evaluating Efficiency of Surfactant-polymer Flooding with Single Well Chemical Tracer Tests at Kholmogorskoye Field. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, UAE,* Abu Dhabi, 15–18 November — 2021. SPE-207314-MS.
15. Lake L.W., Holstein E.D. The single-well chemical tracer test — A method for measuring reservoir fluid saturations in situ. *Reservoir Engineering and Petrophysics*. 2017, vol. 5, no. 3, pp. 870–915.
16. Deans H.A., Carlisle C.T. Single-well tracer test in complex pore systems. *Society of Petroleum Engineers of AIME. Abstracts of reports*, 1986, pp. 1–16.
17. Deans H.A. Method of determining fluid saturations in reservoirs. №. US 3623842, 1971.
18. Buijse M.A., Prelicz R.M., Barnes J.R., Cosmo C. Application of internal olefin sulfonates and other surfactants to EOR. Part 2: The design and execution of an ASP field test. *Proceedings — SPE Symposium on Improved Oil Recovery. Abstracts of reports*, 2010, pp. 1–12.
19. O'Brien L.J., Cooke R.S., Willis H.R. Society of Petroleum Engineers of AIME. *SPE 6370*, 1978, pp. 17–25.
20. Anikin O.V. et al. Evaluation of the kinetic and thermodynamic behavior of tracers for their applicability in SWCTT. *Processes*, 2022, vol. 10, no. 11, p. 2395.
21. Bondar M.Yu., Osipov A.V. *Temperaturnye usloviya pri proektirovanii PAV-polimernogo zavodneniya [Temperature Conditions in the Design of Surfactant-Polymer Flooding].* Neftyanoe khozyaystvo [Oil Industry]. 2022, no. 12, pp. 51–55. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.В. Болотов — анализ лабораторных данных, подготовка программы полевых работ, руководство сервисными работами, интерпретация данных.
К.М. Валиуллина — выполнение лабораторных исследований по кинетике и термодинамике.
В.В. Чалин — выполнение лабораторных исследований по кинетике и термодинамике.
М.Ю. Бондарь — подготовка программы полевых работ.
А.В. Осипов — интерпретация данных.

Alexander V. Bolotov — laboratory data analysis, preparation of field work program, management of service work, data interpretation.
Kamilla M. Valiullina — conducting laboratory research on kinetics and thermodynamics.
Vladislav V. Chalin — conducting laboratory research on kinetics and thermodynamics.
Mikhail Y. Bondar — preparation of field work program.
Andrey V. Osipov — data interpretation.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Александр Владимирович Болотов — генеральный директор ООО «ЗИЛАНТ ОЙЛ ТЕХНОЛОДЖИС»

Камилла Марселевна Валиуллина — лаборант химического анализа ООО «ЗИЛАНТ ОЙЛ ТЕХНОЛОДЖИС», инженер Инжинирингового центра гетерогенного катализа и малотоннажной химии для нефтегазодобычи Технологического парка «Малотоннажные химические технологии», Казанский (Приволжский) федеральный университет

Владислав Валерьевич Чалин — ведущий инженер ООО «ЗИЛАНТ ОЙЛ ТЕХНОЛОДЖИС», инженер Инжинирингового центра гетерогенного катализа и малотоннажной химии для нефтегазодобычи Технологического парка «Малотоннажные химические технологии», Казанский (Приволжский) федеральный университет

Михаил Юрьевич Бондарь — руководитель Проектного офиса, ООО «ТЕХАКТИВ»,

Андрей Валерьевич Осипов* — Группа компаний «Газпром нефть»,
190121, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Alexander V. Bolotov — CEO of "ZILANT OIL TECHNOLOGIES" LLC

Kamilla M. Valiullina — Laboratory assistant for chemical analysis at "ZILANT OIL TECHNOLOGIES" LLC, engineer at the Engineering Center for Heterogeneous Catalysis and Low-Tonnage Chemistry for Oil and Gas Production at the Low-Tonnage Chemical Technologies Technological Park, Kazan Federal University

Vladislav V. Chalin — Lead Engineer at "ZILANT OIL TECHNOLOGIES" LLC, engineer at the Engineering Center for Heterogeneous Catalysis and Low-Tonnage Chemistry for Oil and Gas Production at the Low-Tonnage Chemical Technologies Technological Park, Kazan Federal University

Mikhail Y. Bondar — Head of the Project Office, "TECHACTIVE" LLC

Andrey V. Osipov* — Project manager, Gazprom neft company group
3–5, Pochtamtskaya str., 190121, Saint Petersburg, Russia
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author