

УДК 622.27

DOI: 10.18799/24131830/2025/4/4683

Шифр специальности ВАК: 2.8.4

Анализ и перспективы развития индикаторных (трассерных) методов исследования пластов-коллекторов нефтяных и газовых месторождений

В.В. Вержбицкий✉, А.И. Щекин, Т.А. Гунькина, А.В. Хандзель, В.В. Вержбицкая

Северо-Кавказский федеральный университет, Россия, г. Ставрополь

✉vverzhbitskii@ncfu.ru

Аннотация. *Актуальность* статьи обусловлена стремительным развитием методологии проведения и интерпретации результатов трассерных исследований, что требует систематизации данных. В настоящее время индикаторные исследования являются практически единственным безальтернативным методом, позволяющим объективно с физической точки зрения оценить реальные гидродинамические связи между скважинами. Важность информации, получаемой по результатам интерпретации обработки трассерных исследований, заключается в надежности и однозначности, что позволяет значительно уменьшить неопределенности в отношении путей фильтрации флюида, наличия неоднородности и особенностей гидродинамической связи в продуктивных пластах. **Цель:** формирование комплекса методических рекомендаций по методологии проведения и интерпретации результатов трассерных исследований в процессе разработки нефтяных и газовых месторождений. **Методы.** Проанализированы технологии проведения и интерпретации трассерных исследований по таким методологиям, как метод стационарного источника индикатора, в том числе Single Well Chemical Tracer Tests, межскважинные исследования разделяющимися трассерами (Partitioning Inter-Well Tracer Test), а также метод контрольных скважин. **Результаты.** В результате проведенного анализа трассерных методов исследования пластов-коллекторов нефтяных и газовых месторождений выполнена классификация веществ, используемых в качестве индикаторов, проведено сопоставление основных целей, достигаемых с помощью индикаторных исследований в соответствии с объектом изучения и методом исследования. Описаны сильные и слабые стороны проведения и обработки результатов анализируемых методов трассерных исследований. Представлены перспективы развития индикаторных методов исследования, в первую очередь связанные с разработкой новых типов трассеров и методик интерпретации результатов.

Ключевые слова: исследования продуктивных пластов, трассерные методы, стационарный источник индикатора, Single Well Chemical Tracer Tests, межскважинные исследования разделяющимися трассерами, метод контрольных скважин

Для цитирования: Анализ и перспективы развития индикаторных (трассерных) методов исследования пластов-коллекторов нефтяных и газовых месторождений / В.В. Вержбицкий, А.И. Щекин, Т.А. Гунькина, А.В. Хандзель, В.В. Вержбицкая // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 4. – С. 47–65. DOI: 10.18799/24131830/2025/4/4683

UDC 622.27

DOI: 10.18799/24131830/2025/4/4683

Analysis and prospects for the development of indicator (tracer) methods for studying oil and gas reservoirs

V.V. Verzhbitsky✉, A.I. Shchekin, T.A. Gunkina, A.V. Handzel, V.V. Verzhbitskaya

North-Caucasus Federal University, Stavropol, Russian Federation

✉vverzhbitskii@ncfu.ru

Abstract. Relevance. Rapid development of the methodology for conducting and interpreting the results of tracer studies, which requires systematization of data. At present, indicator studies are practically the only non-alternative method that

allows one to objectively evaluate real hydrodynamic connections between wells from a physical point of view. The importance of the information obtained as a result of interpreting the tracer studies lies in its reliability and unambiguity, which can significantly reduce uncertainties regarding fluid filtration paths, the presence of heterogeneity and peculiar features of hydrodynamic connectivity in productive formations. **Aim.** To create a set of systematical recommendations on the methodology for conducting and interpreting the results of tracer studies when developing oil and gas fields. **Methods.** The paper analyzes technologies for conducting and interpreting tracer tests using such methods as the Stationary Tracer Source, including Single Well Chemical Tracer Tests, Partitioning Inter-Well Tracer Test, as well as Inter-Well Tracer Test. **Results and conclusions.** As a result of the analysis of tracer methods for studying reservoir layers of oil and gas fields, the authors have classified the substances used as indicators, and carried out a comparison of the main goals achieved with the help of indicator studies in accordance with the object of study and the research method. The paper describes the strong and weak features of conducting and processing the results of the analyzed tracer research methods. The paper introduces the prospects for the development of indicator research methods, primarily related to the development of new types of tracers and methods for interpreting results.

Keywords: reservoir studies, tracer methods, stationary source of tracer, Single Well Chemical Tracer Tests, Partitioning Inter-well Tracer Test, Inter-well Tracer Test

For citation: Verzhbitsky V.V., Shchekin A.I., Gunkina T.A., Handzel A.V., Verzhbitskaya V.V. Analysis and prospects for the development of indicator (tracer) methods for studying oil and gas reservoirs. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 4, pp. 47–65. DOI: 10.18799/24131830/2025/4/4683

Введение

В современном мире цифровых технологий для эффективного проектирования, разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа обязательным элементом является создание 3D геолого-гидродинамических моделей. Геолого-гидродинамическое моделирование позволяет анализировать текущее состояние разработки месторождений, прогнозировать геолого-технологические условия в продуктивных пластах, обосновывать методы воздействия на залежь и программы геолого-технических мероприятий.

Для создания и эффективного использования геолого-гидродинамической модели необходимо систематизировать и анализировать геолого-промысловую информацию, полученную в процессе эксплуатации и при проведении лабораторных, газогидродинамических, геофизических, трассерных (индикаторных) и других методов исследования. От достоверности, целостности и содержательности анализируемой информации зависит результативность получаемых имитационных данных и, как следствие, обоснованность регулирования технологических режимов работы скважин, эффективность планирования программ геолого-технических мероприятий и в целом рентабельность разработки нефтегазового месторождения.

В настоящее время в научных работах большое внимание уделяется методологии проведения и интерпретации результатов трассерных исследований. В сравнении с результатами обработки лабораторных анализов кернового материала, газогидродинамических и геофизических исследований, достаточно точно оценивающих область призабойной зоны пласта, индикаторные методы исследования позволяют достоверно и информативно оценить межскважинное пространство пласта-коллектора.

Значительное увеличение различных типов индикаторных методов исследования пластов на нефтегазовых месторождениях в последние годы связано в первую очередь со стремительным развитием науки и техники, в том числе с созданием высокочувствительной аппаратуры, позволяющей проводить достаточно точную количественную и качественную оценку индикаторов, с разработкой и подбором новых типов веществ, отвечающих необходимым требованиям и используемым в качестве трассеров. Потребность в объективных и точных исследованиях межскважинного пространства также связана с ухудшением структуры геологических запасов нефти и газа, так как многие крупные и уникальные месторождения нефти и газа вступили в заключительную стадию разработки, а новые разведанные залежи часто характеризуются значительной тектонической и литологической неоднородностью, низкими фильтрационно-емкостными свойствами продуктивных пластов, аномальностью физико-химических параметров добываемого флюида и специфичностью термобарических условий в коллекторах [1, 2].

Наибольшее распространение трассерные методы исследования межскважинного пространства продуктивных пластов получили на нефтяных месторождениях. Прежде всего результаты интерпретации трассерных исследований используются для уточнения геолого-гидродинамических моделей. Анализ научных источников показал, что часто смоделированные траектории и скорости потоков флюида в продуктивном пласте не подтверждаются данными трассерных исследований. Так, например, в работе [3] для нескольких нефтяных месторождений сходимость данных имитации гидродинамических процессов в пласте и результатов обработки индикаторных исследований составляет 50–60 %.

В статье [4] представлены данные по сопоставлению результатов обработки трассерных исследований, проведенных на Северо-Ореховском месторождении, с показателями многофакторного математического анализа. По итогам сравнения установлено, что сходимость данных составляет 65 %. Геолого-гидродинамические модели месторождений в подавляющем большинстве случаев строятся на осреднённых геолого-технологических параметрах пласта-коллектора, полученных косвенными методами, не всегда отражающими действительные процессы, происходящие в межскважинном пространстве. Как отмечено в работе [5], геолого-гидродинамические модели отражают реальные физические параметры пласта с погрешностями, так как создание и адаптация модели основаны на формальном подходе сопоставления ретроспективных промысловых и модельных данных, что может привести к не совсем точным оценкам фильтрационно-емкостных параметров продуктивного пласта.

Трассерные исследования являются практически единственным безальтернативным методом, позволяющим объективно с физической точки зрения оценить реальные гидродинамические связи между скважинами. Важность информации, получаемой по результатам интерпретации обработки трассерных исследований, заключается в надёжности и однозначности, что позволяет значительно уменьшить неопределённости в отношении путей фильтрации флюида, наличия неоднородности и особенностей гидродинамической связи в продуктивных пластах.

Методология и методы проведения индикаторных исследований

Большинство современных научных трудов по методологии проведения индикаторных исследований базируются на работах [6, 7], где обобщены экспериментальные и практические примеры применения трассеров различных типов, рассмотрены методики проведения и обработки результатов трассерных исследований.

Область научных задач, решаемых с применением индикаторных методов исследования, постоянно расширяется. Благодаря использованию единой техники и методологии, трассерные исследования позволяют решать разнообразные геолого-технологические задачи при проектировании и анализе разработки нефтяных и газовых месторождений. Методология трассерных исследований предусматривает различные сценарии их проведения. Цели и задачи проведения трассерных исследований многочисленны и включают такие направления, как диагностика технического состояния эксплуатационных колонн скважин и герметичности цементного камня, оценка эффективности проведения операций по воздействию на пласт и геолого-технических ме-

роприятий, контроль процесса заводнения залежи, определение величины остаточной нефтенасыщенности продуктивного пласта и области дренирования/нагнетания скважины, направлений и скоростей фильтрационных потоков пластового флюида, выявление зон гидродинамической разобщённости между скважинами и участками продуктивного пласта, а также межпластовых перетоков за пределы эксплуатационного объекта и, как следствие, целостного эффективного проектирования и/или регулирования разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа [8–12]. Хотя спектр решаемых задач с применением индикаторных методов исследования является широким, объектами исследования чаще всего выступают элементы конструкции скважины, призабойная зона пласта, область дренирования/нагнетания скважины, участки очагового заводнения, а также пространство пласта-коллектора, освоенного группой нагнетательных и добывающих или наблюдательных скважин.

Для решения поставленных задач в таблице представлено сопоставление основных целей, достигаемых с помощью индикаторных исследований, в соответствии с объектом изучения и методом исследования.

Индикаторные методы обследования технического состояния эксплуатационных колонн чаще относят к геофизическим методам исследования, поэтому в таблице приведены как аргумент, что объектом исследования при использовании трассеров, кроме пластов-коллекторов, могут быть и эксплуатационные скважины. Прежде всего, трассерные методы исследования ориентированы на изучение обширных областей межскважинного пространства и геолого-технологических условий в призабойной зоне пласта-коллектора.

Метод стационарного источника индикатора

Технология проведения трассерных исследований по методу стационарного источника индикатора предусматривает выполнение работ на одной конкретной скважине, при этом объектом исследования является область призабойной зоны пласта.

Количественная оценка величины остаточной нефтенасыщенности в призабойной зоне пласта

Для оценки величины остаточной нефтенасыщенности в области призабойной зоны продуктивного пласта в 1970-х гг. разработан метод Single Well Chemical Tracer Tests (SWCTT) [13], который основан на использовании принципов распределительной хроматографии, т. е. на разделении индикаторов между неподвижной (нефть) и подвижной (вода) фазами. В качестве первичного индикатора используются сложные эфиры, чаще всего этилацетат [13, 14], который закачивают вместе с жидкостью заводнения в исследуемую скважину, и временно приостанавливают эксплуатацию.

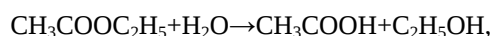
Таблица. Выбор индикаторного метода в зависимости от цели и объекта исследования

Table. Selection of indicator method depending on the goal and the object of study

Цель исследования Purpose of study	Объект исследования Study object	Метод исследования Study method
Оценка технического состояния обсадных колонн и выявление мест заколонных перетоков Casing integrity evaluation and revealing places of behind-casing cross flows	Конструкция скважины Well design	Индикаторные методы обследования технического состояния эксплуатационных колонн и межколонного пространства Indicator studies of casing and annular space integrity
Определение мест нарушения герметичности цементного камня в заколонном пространстве и выявление зон водопритока Determining places of cement stone permeability in behind-casing space and zones of water flooding		
Количественная оценка величины остаточной нефтенасыщенности призабойной зоны пласта Numerical estimation of residual oil saturation in near-well bore zone	Призабойная зона пласта Near-well bore zone	Метод стационарного источника индикатора Stationary Tracer Source
Оценка эффективности проведения мероприятий по воздействию на пласт Estimation of reservoir treatment		
Оценка эффективности проведения гидравлического разрыва пласта Estimation of hydrofracturing		
Оценка притока нефти и воды по интервалам горизонтального ствола скважины Estimation of influx of oil and water along horizontal wellbore intervals		
Оценка остаточной нефтенасыщенности зоны дренирования/нагнетания скважин Assessment of residual oil saturation in the drainage/injection zone of wells	Области дренирования/нагнетания скважин Well drainage/injection areas	Межскважинные исследования разделяющимися трассерами Partitioning inter-well tracer test
Оценка методов увеличения нефтеотдачи Evaluation of enhanced oil recovery methods		
Оценка эффективности геолого-технических мероприятий Evaluation of well interventions		
Определение положения и динамики продвижения водонефтяного контакта и контроль процесса заводнения Determination of the position and dynamics of the oil-water contact and control of the waterflooding process	Участок очагового заводнения Focal flooding area	
Определение причин обводнения скважин Determining the causes of well watering-out		
Определение гидродинамических связей по площади и разрезу залежи Determination of hydrodynamic connections by area and section of the deposit	Участок залежи с группой нагнетательных и добывающих скважин Section of a deposit with a group of injection and production wells	Метод контрольных скважин Inter-well tracer test
Определение направлений и скоростей фильтрационных потоков пластового флюида Determination of directions and velocities of formation fluid filtration flows		
Определение фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов Determination of filtration and capacitance properties of productive formations		
Выявление зон гидродинамической разобщенности между скважинами и участками залежи Identification of zones of hydrodynamic isolation between wells and deposit areas		
Выявление межпластовых и латеральных перетоков за пределы эксплуатационного объекта (техногенные залежи) Identification of interlayer and lateral flows beyond the boundaries of the production facility (technogenic deposits)		
Эффективное проектирование (регулирование) разработки и эксплуатации месторождения нефти и газа Effective design (regulation) of development and operation of oil and gas fields	Месторождение в целом Deposit as a whole	Комплексное исследование индикаторными методами Comprehensive research using indicator methods

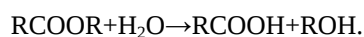
За время технологической остановки скважины в призабойной зоне пласта активизируются два процесса. Фазовое перераспределение эфира между водой и нефтью, а также химическая реакция гидролиза в водной фазе. В результате протекания реакции гидролиза в пластовых условиях образуется вторичный водорастворимый не разделяющийся индикатор, в рассматриваемом случае – этанол. На рис. 1 представлена схема проведения исследований по технологии SWCTT.

Уравнение химической реакции имеет следующий вид:



где этилацетат ($\text{CH}_3\text{COOC}_2\text{H}_5$) – первичный индикатор, этанол ($\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$) – вторичный индикатор.

В качестве трассеров, помимо этилацетата, используют этилформиат, метилформиат, пропилформиат и другие сложные эфиры [15]. При использовании в качестве первичного индикатора сложных эфиров уравнение химической реакции будет иметь следующий вид:



Продолжительность технологической остановки скважины зависит от скорости реакции гидролиза. За время бездействия скважины 10–50 % массы первичного индикатора, распределенного в водной фазе, должно вступить в реакцию гидролиза [16]. Скорость реакции гидролиза в пластовых условиях зависит от минерализации и pH пластовой воды, а также от вещества, используемого в качестве трассера. В связи с тем, что взаимодействие сложных эфиров с водой происходит достаточно медленно, контрольную скважину оставляют в бездействии на период от 2 до 10 дней [7]. После ввода скважины в работу в процессе эксплуатации отбирают и в лабораторных условиях анализируют пробы добываемого флюида. В условиях двухфазной фильтрации, так как процесс перераспределения индикаторов является равновесным, фронт первичного трассера будет отставать от фронта вторичного трассера. Разница во времени прибытия между первичным и вторичным индикатором зависит от количества остаточной нефти.

Для объективности проведения исследований в процессе закачки первичного индикатора в водный раствор добавляется «индикатор материального баланса», который не растворяется в нефти. «Индикатор материального баланса» необходим для подтверждения объема выхода вторичного индикатора. Если происходят значительные потери или дрейф флюида из-за добычи или закачки из близлежащих скважин, трассер материального баланса и вторичный трассер предоставят доказательства, показывая искаженные профили по возвращению в ствол скважины [15]. В качестве индикаторов материального баланса часто используют пропиловый и изопропиловый спирты [13], хорошо растворяющиеся в воде и не растворяющиеся в нефти.

По результатам отбора и анализа проб скважинной продукции находят зависимость концентрации трассера от времени выноса каждого из индикаторов. Типовой график зависимости концентрации первичного и вторичного трассеров от времени выноса представлен на рис. 2 [17–19].

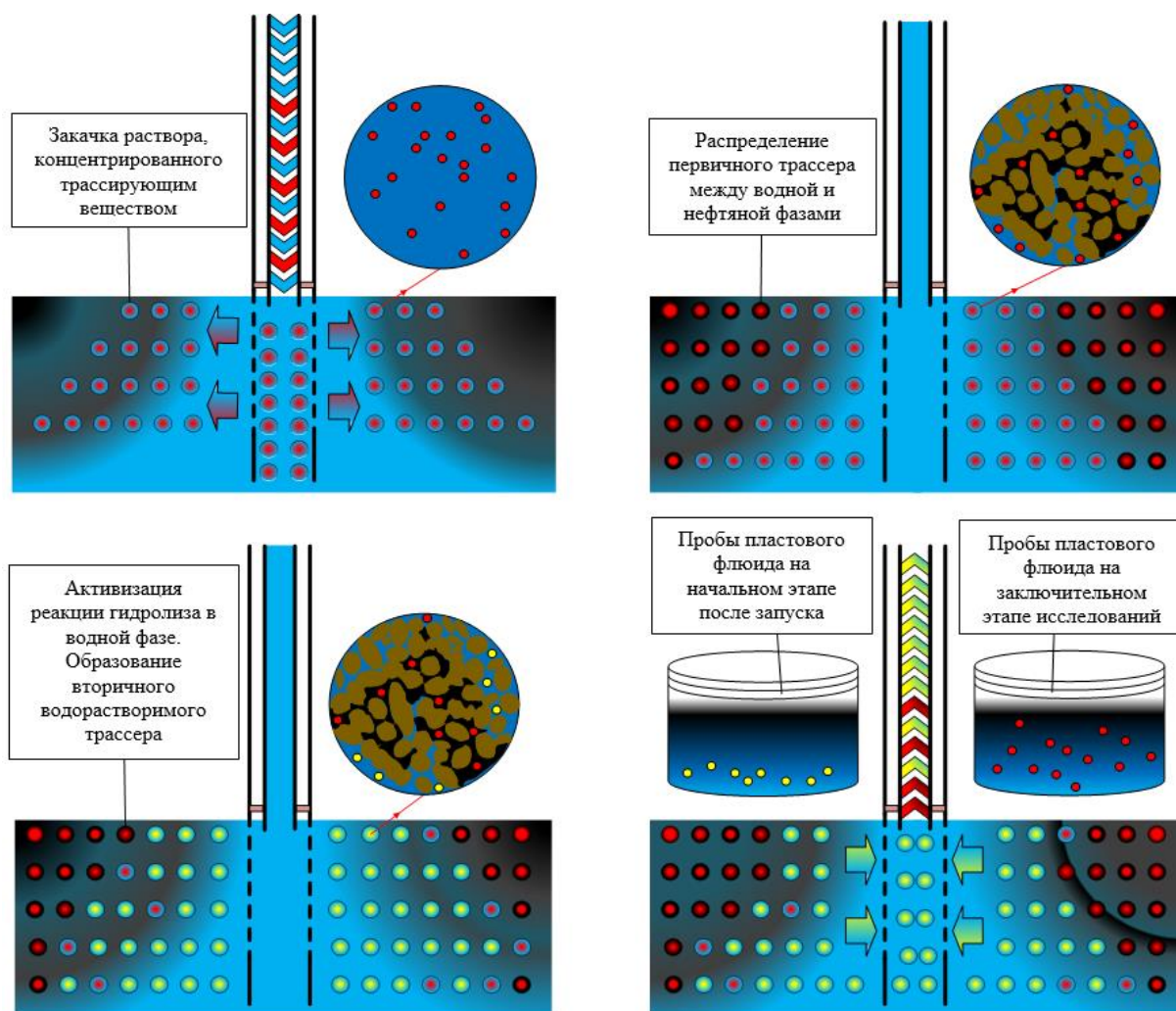


Рис. 1. Схема проведения исследований по технологии SWCTT
Fig. 1. Research flow diagram using SWCTT technology

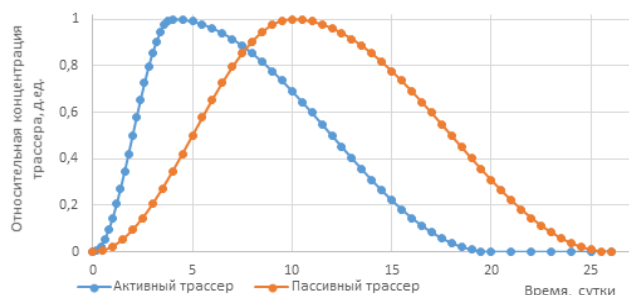


Рис. 2. Типовой график зависимости концентрации первичного и вторичного трассеров от времени выноса

Fig. 2. Typical graph of the dependence of the concentration of primary and secondary tracers on the removal time

Располагая данными о константе распределения и времени выхода максимальной концентрации индикаторов определяют коэффициент остаточной нефтенасыщенности. Наиболее используемые формулы определения остаточной нефтенасыщенности имеют следующий вид [20]:

$$S_o = \frac{T_1 - T_2}{T_1 + T_2(K-1)} \text{ или } S_o = \frac{V_1 - V_2}{V_1 + V_2(K-1)},$$

где T_1 и T_2 – соответственно, время выхода первичного и вторичного трассеров, V_1 и V_2 – накопленные объемы выхода первичного и вторичного трассеров, соответствующие максимальной концентрации.

Коэффициент распределения (K) определяется до проведения трассерных исследований в лаборатории на образцах пластовой воды и нефти, отобранных в исследуемой скважине при пластовой температуре, и рассчитывается по формуле:

$$K = \frac{C_n}{C_v}, \quad (1)$$

где C_n и C_v – концентрации, соответственно, нефти и воды, находящиеся в равновесии.

Формула (1) при лабораторном анализе равных объемов нефти и водного раствора в пробирке (флаконе). Если объемное отношение нефти к водному раствору отличается от единицы, то формула для определения коэффициента распределения будет иметь следующий вид [21]:

$$K = \frac{C_n V_v}{C_v V_n},$$

где V_v и V_n – соответственно, объемы водного раствора и нефти в исследуемом сосуде.

На значение коэффициента распределения оказывают влияние температура в пласте, минерализация и кислотность пластовой воды, состав нефти. В работе [21] проведено исследование влияния температуры и минерализации пластовой воды на значение коэффициента распределения. В лаборатор-

ных условиях в качестве первичного трассера использовался этиловый эфир муравьиной кислоты, в результате проведенных опытов установлено, что при увеличении концентрации солей NaCl , CaCl_2 , BaCl_2 , MgCl_2 в пластовой воде коэффициент разделения возрастает. Аналогичная тенденция наблюдается при повышении температуры в ходе проведения экспериментов. Коэффициент распределения обратно пропорционален эквивалентному числу атомов углерода алканов в нефти. Аналогичные зависимости характерны и для других сложных эфиров, используемых в качестве трассеров при проведении SWCTT.

Исследования влияния таких параметров, как температура в коллекторе, минерализация пластовой воды, состав нефти, на коэффициент распределения первичного индикатора позволяют с достаточной точностью определить время, за которое нужное количество индикатора перераспределится между фазами. Основываясь на скорости протекания реакции гидролиза в конкретных геологических условиях, можно прогнозировать период остановки скважины.

Технология SWCTT апробирована на более чем 600 нефтяных месторождениях с различными геологическими условиями как в карбонатных, так и в терригенных пластах-коллекторах [17, 22]. SWCTT показал обоснованные результаты в широком диапазоне минерализации пластовой воды 0–250 г/л при температурах от 20 до 120 °С. Оценка эффективности проводилась для большинства основных методов процесса заводнения, а именно низкоминерализованной водой (Smart Water), мицеллярно-полимерными растворами и ПАВ, в том числе по технологии ASP и др. [15, 17, 23, 24]. География внедрения подобных исследований охватывает такие районы нефтедобычи, как Западная Сибирь и Прикаспийский регион, Ближний Восток, Северная Европа, Юго-Восточная Азия, Северная Америка, Южная Америка, Восточная Африка [19, 23, 25–28].

Основные недостатки технологии SWCTT заключаются в необходимости закачки больших объемов сложных эфиров, влияющих на нефтенасыщенность в призабойной зоне пласта и тем самым вносящих определенные погрешности в результаты, а также в образовании кислот при протекании реакции гидролиза. Концентрация сложных эфиров в закачиваемом растворе должна составлять около 1 % [13, 17], что требует обращения с большими объемами (до 1000 кг) легковоспламеняющихся и летучих жидкостей. При этом область исследования ограничена призабойной зоной пласта радиусом 3–12 м [17, 29].

С целью улучшения метода SWCTT подбираются новые вещества, используемые в качестве трас-

серов. В статьях [13, 29] представлены вещества, потенциально подходящие к использованию для определения нефтенасыщенности по методу SWCTT. В качестве первичных индикаторов предлагается использовать ароматические спирты, например бензиловый спирт, в котором один из радикалов представлен F, Cl, Br, I. В научных исследованиях [13, 29] предпочтение отдано хлорированному и фторированному бензиловым спиртам. В зависимости от количества присоединённых молекул фтора или хлора (от 1 до 3) спирты будут иметь различные коэффициенты разделения при гидролизе в пластовых условиях. Чем коэффициент разделения больше, тем дальше от исследуемой скважины удалится первичный индикатор и тем самым область исследования пласта расширится. Импульсная поочередная закачка трех и более видов индикаторов позволяет исследовать различные области продуктивного пласта. Область проникновения трассера зависит от величины коэффициента распределения (K). На рис. 3 представлены графики зависимости относительной концентрации трассера от времени выхода. На рис. 3 видно, что время выхода максимальной концентрации трассеров № 1–4 различается. Трассер № 1 имеет наименьший коэффициент разделения по сравнению с трассерами № 2–4 и характеризует наиболее приближенную к скважине область пласта. Время выхода максимальной концентрации трассера № 4 составляет 15 дней, что связано с большим значением коэффициента распределения и наибольшей глубиной проникновения в продуктивный пласт.

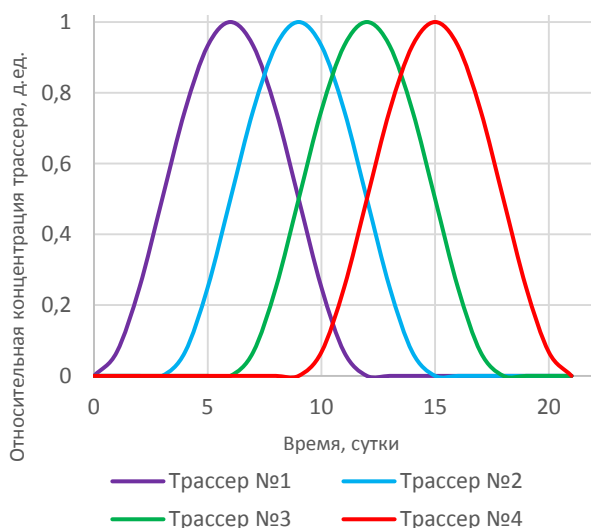


Рис. 3. Графики зависимости концентрации трассеров с различными коэффициентами распределения ($K_1 > K_2 > K_3 > K_4$) от времени выноса

Fig. 3. Graphs of dependence of the concentration of tracers with different distribution coefficients ($K_1 > K_2 > K_3 > K_4$) on removal time

Преимуществами предлагаемых к использованию трассеров в работах [13, 29] являются малая доза и высокая степень обнаружения.

Проведение исследований по методу SWCTT включает в себя множество переменных, таких как объемы и скорость закачки, время остановки и концентрация реагирующего индикатора, скорость реакции и коэффициент распределения. Проектирование дизайна успешного исследования по методу SWCTT предусматривает наиболее точное прогнозирование и определение всех переменных с учетом имеющихся геолого-промысловых данных.

Важным этапом является подбор индикатора, так как от этого зависят такие параметры, как скорость фазового распределения и скорость реакции гидролиза. При этом в программе проведения исследований достаточно точно должны быть обоснованы объем закачиваемого раствора и концентрация трассера [18].

Анализ результатов обработки исследований позволяет оценить эффективность применяемых на месторождении методов повышения нефтеотдачи продуктивных пластов. Оценка эффективности проводится сравнением значений коэффициентов остаточной нефтенасыщенности до и после проведения операций по воздействию на пласт.

Оценка эффективности проведения гидравлического разрыва пласта методом стационарного источника индикатора

Методология проведения трассерных исследований для оценки эффективности ГРП предусматривает закачку индикаторов непосредственно в процессе проведения мероприятия. В работе [30] в качестве первичных индикаторов предлагается использовать соли органических ортофосфорных эфиров с различными радикалами: арильные или алкильные заместители C_7-C_{12} , водород, триэтанолламин и др. При этом закачка первичных индикаторов осуществляется в процессе проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП). В процессе закачки жидкости ГРП первичные трассеры проникают и адсорбируются в образовавшихся трещинах и проппанте. Аналогично методу SWCTT в пластовых условиях протекает реакция гидролиза с образованием вторичных трассеров в виде спиртов. В процессе эксплуатации скважины первичные индикаторы медленно десорбируются и в добываемой продукции замеряются концентрации водорастворимых неразделяющихся индикаторов (спирт) и нефтерастворимых разделяющихся индикаторов (органические фосфаты). Предложенная методика проведения трассерных исследований также эффективна при оценке успешности проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП). При изменении радикалов имеется возможность получения различных соединений, зака-

чанных в различные зоны. На Нонг-Еганском месторождении для оценки МГРП в горизонтальном участке скважины также применялся метод стационарного источника [31] при трассерных исследованиях. В качестве трассеров использовались шарики диаметром около 1 мкм, содержащие частицы люминофора. В результате проведения индикаторных исследований определены притоки в интервалах МГРП и обводненность пропластков.

Достоинство оценки эффективности проведения ГРП по методу стационарного источника индикатора заключается в длительности мониторинга, так как индикаторы адсорбируются на породе, пропанте и других поверхностях и медленно десорбируются за счет фильтрации пластового флюида, накапливаясь в его углеводородной и водной фазах, что позволяет качественно оценить эффективность проведения мероприятия и профиль притока для каждой стадии МГРП [32, 33].

Оценка притока нефти и воды по интервалам горизонтального ствола скважины методом стационарного источника индикатора

Метод стационарного источника индикатора применяется для определения продуктивности и обводненности пласта в работающих интервалах горизонтального ствола скважины. При этом используются полимерные матрицы с интеллектуальными трассерами, которые заключаются в патрубко-носители с перфорированными кожухами на каждом интервале перфорации ствола горизонтальной скважины. В процессе эксплуатации скважины происходит вынос индикаторов различных типов. В каждом патрубко-носителе находятся уникальные полимерные соединения двух типов. Первый тип выносится только нефтью, а второй – только водой. Регистрируя на устье различные типы уникальных для каждого интервала перфорации трассеры, можно оценить работу всего горизонтального ствола скважины, выявить интервалы с малой продуктивностью пласта, порты, к которым подтягивается пластовая вода, и своевременно и верно запланировать соответствующие геолого-технические мероприятия.

Технология интеллектуальных индикаторов притока успешно апробирована в условиях Крайнего Севера на Северо-Комсомольском месторождении [34], а также в морских условиях на шельфовых месторождениях [35, 36].

Достоинствами технологии интеллектуальных трассеров являются возможность длительного мониторинга за продуктивностью каждого работающего интервала горизонтальной скважины, так как запаса индикаторов хватает на 5–10 лет непрерывной работы в зависимости от геолого-технологических условий в пласте, и многообразие синтезированных химических полимеров для маркировки нефти и воды. В настоящее время синте-

зировано и внедрено более 150 единиц уникальных индикаторов.

Метод межскважинных исследований разделяющимися трассерами (Partitioning inter-well tracer test)

Оценка остаточной нефтенасыщенности зоны дренирования/нагнетания скважин осуществляется методом Partitioning interwell tracer test (PITT). PITT проводится в обводненных зонах между скважинами, при этом одна из них является нагнетательной [37, 38]. Принцип технологии PITT аналогичен технологии SWCTT. На рис. 4 представлена схема проведения исследований по технологии PITT.

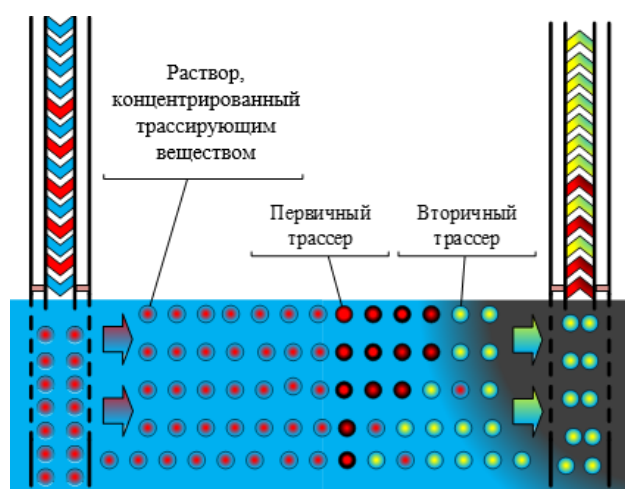


Рис. 4. Схема проведения исследований по технологии PITT
Fig. 4. Scheme of conducting research using PITT technology

Технология PITT была запатентована в 1971 г. практически одновременно с методом SWCTT [39], но не получила широкого распространения в нефтегазовой отрасли. В работах [7, 40, 41] представлены сведения об исследованиях в 1990-х гг., проводимых на небольших участках доломитовых коллекторов, а также в пластах песчаника и известняка, однако проведенные тесты давали противоречивые результаты. Неудачи апробации технологии PITT связаны прежде всего с большой продолжительностью проводимых исследований. Увеличение времени исследования по сравнению с технологией SWCTT связано со значительными расстояниями между нагнетательной и добывающей скважинами. Длительность проведения исследований по технологии PITT не позволяет использовать зарекомендовавшие себя при проведении SWCTT этилацетат и другие сложные эфиры, так как они не обладают достаточной стабильностью. Если проведение исследований по методу SWCTT в среднем составляет 30–60 дней, то для метода PITT время проведения может занимать от 6 месяцев до 3 лет.

Отсутствие специально разработанных и апробированных индикаторов для технологии РИТТ способствовало использованию в качестве трассеров веществ, успешно применяемых в гидрогеологии и недостаточно пригодных для использования в нефтяных пластах из-за температурных ограничений и других факторов.

Новое развитие метод РИТТ получил в 2010-х гг. в связи с подбором новых веществ, используемых в качестве трассеров. В качестве трассеров использовались производные пиразина, а именно алкилпиразины. Пиразины представляют собой бензольные кольца, в которых два атома углерода замещены атомом азота в пара-положении. Алкилпиразины представляют собой просто пиразины с одним или несколькими атомами водорода, замещенными углеводородными группами.

В [39] представлены результаты лабораторных испытаний 2,3-диметилпиразина (99 %), 2,6-диметилпиразина (≥ 98 %), 2,5-диметилпиразина, 2-этилпиразина, 2,3-диэтилпиразина (≥ 98 %). Потенциальные трассеры 2,3-диметилпиразина, 2,6-диметилпиразина обладают необходимой стабильностью и характеризуются отсутствием взаимодействия с горными породами. 2-этилпиразин имеет наибольшее значение коэффициента разделения (K), чем любой из диметилпиразинов для идентичных экспериментальных условий. Температура системы и соленость водной фазы вызывают увеличение значения K исследуемых трассеров.

По результатам исследований [39] можно сделать вывод, что группа соединений алкилпиразинов имеет большой потенциал в качестве кандидата в трассеры фазового разделения при проведении исследований по методу РИТТ. В работах [38, 20] представлены сведения об успешных испытаниях трассеров из группы соединений алкилпиразинов на месторождениях Франции. В качестве растворимого только в водной фазе трассера использовалась фторированная бензойная кислота.

Положительные результаты апробации метода РИТТ способствуют дальнейшему развитию технологии, так как более обширная область исследования пласта по сравнению с методом SWCTT является неоспоримым преимуществом.

Метод контрольных скважин (Interwell tracer test)

Метод контрольных скважин заключается в прослеживании фильтрационных потоков между скважинами в пределах значительных объемов горных пород [6]. Как видно из таблицы, метод контрольных скважин позволяет решать спектр задач, возникающих при разработке нефтегазовых месторождений. Основными и наиболее важными целями и задачами проведения индикаторных исследований методом контрольных скважин при

этом являются оценка эффективности проведения операций по воздействию на пласт и геолого-технических мероприятий, контроль процесса заводнения залежи, определение направлений и скоростей фильтрационных потоков пластового флюида, выявление зон гидродинамической разобщенности между скважинами и участками продуктивного пласта, а также межпластовых перетоков за пределы эксплуатационного объекта и т. д.

Определившись с областью исследования пласта-коллектора и основными решаемыми задачами выполнения трассерных исследований, необходимо проанализировать геолого-технологические условия в залежи по имеющимся промысловым данным и информации, полученной при проведении геофизических, газо- гидродинамических и других исследований. Проанализировав имеющиеся данные о расположении скважин, термобарических и фильтрационно-емкостных параметрах продуктивного пласта, физико-химических свойствах пластового флюида, необходимо подобрать вещества, используемые в качестве индикаторов.

Внедряемые индикаторы не должны нарушать геохимического равновесия в объекте исследования и законов нормальной фильтрации флюида. При этом используемый трассер не должен оказывать влияния на экологическую обстановку, быть безопасным при проведении мероприятий по исследованию и при последующем использовании добываемой продукции.

Классификация веществ, используемых в качестве трассеров

1. *Ксантеновые красители* [42]: (производные флуоресцеина (диоксифлуорана): родамин, уранин, эозин, эритрозин и другие. Основным свойством данных органических веществ, способствующим их использованию в качестве индикаторов, служит ярко выраженная флуоресценция. Флуоресценция – способность веществ преобразовывать ультрафиолет в цвета видимой части спектра. Для идентификации трассеров в добываемой продукции используют флуоресцентную микроскопию, позволяющую идентифицировать трассеры при концентрации от $1 \cdot 10^{-4}$ до $5 \cdot 10^{-6}$ кг/м³. Трассеры, представляющие собой микрочастицы сферической формы диаметром 0,5–1,5 мкм, апробированы на Лесном, Западно-Варьганском, Онбийском, Гремихинском, Сиреневском, Бавлинском, Белокаменном, Аксубаево-Мокшинском, Северо-Хохрякском, Ромашкинском, Самотлорском и многих других нефтяных месторождениях [43–45].
2. *Ионные индикаторы*. Наибольшее распространение получили различные нитраты (селитры): натрия, калия, аммония и др. Также в качестве ионных индикаторов используются диамины

угольной и тиоугольной кислот (карбамид, тиомочевина), неорганические соединения, например, тиоцианат аммония (роданид аммония), тиоцианат калия (роданид калия, роданистый калий) и другие соли. При использовании нитратов в процессе гидролиза образуются катионы (Na^+ , K^+ , NH_4^+) и анионы кислотного остатка (NO_3^-).

Основным методом определения NO_3^- является фотоколориметрический анализ, при этом зафиксировать трассер можно при концентрации от $1 \cdot 10^{-3}$ до $5 \cdot 10^{-2}$ кг/м³, в зависимости от минерализации пластовой воды. Кроме NO_3^- в качестве ионных индикаторов используются NO_2^- , I^- , Cl^- и др.

3. *Радиоизотопное трассирование.* Одним из первых трассеров, получивших практическое применение, является радиоактивный тяжелый изотоп водорода – тритий H^3 . Суть метода заключается в нагнетании в скважину тритиевой воды, в которой атом водорода заменен на атом трития, что дает возможность уловить испускаемое изотопом β -излучение и рассчитать концентрацию трассера в пластовой воде. В практике применения трассерных исследований в качестве трассеров использовались изотопы йода I^{131} , брома Br^{82} , золота Au^{198} , хрома Cr^{51} , кобальта Co^{60} , хлора Cl^{36} и др. Радиоизотопное трассирование проводилось на месторождениях Ставропольского края, Татарстана, Краснодарского края, Пермского края, Тюменской, Самарской, Волгоградской, Саратовской, Сахалинской областей РФ, а также в США, Великобритании, Франции, Канаде, Румынии и других странах [6, 7].
4. *Органическими трассерами* служат органические кислоты и спирты, такие как метанол, бутанол, этанол, пропанол, изопропанол, изомеры фторбензойной кислоты, а также стабильные радикалы (2,2,6,6-тетраметил-4-оксиперидин-1-оксил) и амины нитроксильных радикалов [10]. Определение концентрации органических трассеров в отбираемых пробах добываемой продукции проводят методом газовой хроматографии или в селективных капиллярных колонках.
5. *Газовые трассеры.* В качестве газовых трассеров в разное время использовались инертные газы: гелий He , радиоизотопы криптона Kr^{85} и ксенона Xe^{133} , а также тритированные метан, этан, пропан, бутан и др. [7]. В настоящее время одним из самых применяемых газовых индикаторов является изотоп одноатомного инертного газа радона – Rn^{222} [46]. Индикаторный метод с использованием изотопа радона применяется для определения интервалов нарушения эксплуатационных колонн и цементного камня в колонном пространстве, профиля приемистости скважин и остаточной нефтенасыщенности, а

также для оценки фильтрационно-емкостных свойств пласта и эффективности проведения ГТМ. В России за последнее десятилетие индикаторные исследования с использованием Rn^{222} проведены на Чухонастовском, Бахметьевском, Павловском, Комсомольском, Ключевском, Северо-Шаджинском, Памятно-Сасовском, Талинском, Жирновском, Котовском, Коробковском, Олейниковском и других месторождениях нефти и газа.

6. *Индикаторы с квантовыми точками (полимерная матрица на проппанте) и интеллектуальные трассеры притока (химические ДНК-трассеры).* Индикаторные исследования с маркерами из квантовых точек и с химическими ДНК-трассерами апробированы для оценки эффективности проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта, в том числе в горизонтальных скважинах [9, 47, 48]. Интеллектуальные трассеры притока – это полимерные соединения, состоящие из повторяющихся нуклидов. В качестве квантовых точек используются синтезированные нанокристаллы, покрытые молекулами, состоящими из атомов диаметром 2–10 мкм, имеющих адсорбирующие свойства за счет поверхностно-активных молекул. Синтезированные нанокристаллы наносятся на проппант. Комбинации квантовых точек формируют код (сигнатуру) маркера. Преимущество использования данной технологии заключается в возможности синтеза до 50 единиц различных типов маркеров. Технология оценки эффективности проведения МГРП получила подтверждение работоспособности в России на месторождениях ХМАО [49], а также в других странах [50, 51]. Для определения концентрации трассеров используют методы цитометрического анализа.

Технологии исследований с химическими интеллектуальными индикаторами притока и индикаторами с квантовыми точками, несомненно, являются одними из наиболее перспективных. По классификации, представленной в работе [52], технологии относятся к четвертому поколению индикаторов, так как в качестве трассеров используются вещества, которые практически, а чаще полностью, отсутствуют в продуктивных пластах, при этом точность измерения достигает уровня в $1 \cdot 10^{-15}$ (ppq), т. е. идентификация трассера возможна при концентрации $1 \cdot 10^{-13}$ % в исследуемой пробе добываемого флюида. Однако, как отмечено в работе [49], основными недостатками технологии химических интеллектуальных индикаторов притока на данном интервале ее развития являются недостаточно широкое внедрение таких индикаторов, из-за чего увеличиваются трудозатраты и стоимость исследований, что связано с синтезом уни-

кальных индикаторов и необходимостью создания индивидуального проекта для каждой исследуемой скважины. Несомненно, технологии химических индикаторов, так же, как и методы исследования с использованием полимерных матриц на проппанте, являются будущими флагманами развития методологии проведения трассерных исследований. Необходимо продолжать расширение спектра решаемых задач с использованием трассеров четвертого поколения, так как в настоящее время область их применения ограничена исследованиями призабойной зоны пластов, вскрытых горизонтальными скважинами с МГРП или оценкой эффективности работы трещин ГРП.

Ко второму и третьему поколению индикаторов относятся радиоактивные изотопы, принадлежность которых определяется такими параметрами, как период полураспада, безопасность работ и сложность синтеза. Идентификация радиоизотопного трассера в добываемой продукции возможна при концентрации 1 мг/т. Однако использование изотопов в качестве трассеров в настоящее время незначительно, что в первую очередь связано с потенциальной возможностью радиоактивного заражения. Несмотря на соблюдения всех норм и правил промышленной безопасности, зафиксированы аварийные ситуации при проведении исследований. Например, при закачке состава в скважину с использованием изотопа кобальта (Co^{60}) в качестве индикатора, применявшегося на месторождениях в британском секторе Северного моря, в результате аварии по неустановленным причинам, но скорее всего из-за ошибок, допущенных при приготовлении водной суспензии, произошло закупоривание насосно-компрессорных труб и последующее радиационное загрязнение [7]. После этого инцидента использование изотопа кобальта запрещено в Великобритании. На отечественных предприятиях снижение исследований с радиоактивными трассерами связано с происшествием на Чернобыльской АЭС [53], после которого произошло переосмысление работ с использованием изотопов, и приоритет был отдан трассерам первого поколения.

К трассерам первого поколения относятся различные химические соединения: ксантеновые красители, анионы кислотных остатков, органические соединения, соли, кислоты. Современные приборы позволяют определять наличие трассеров первого поколения в пробах добываемого флюида при концентрации выше 1–100 мг/кг. Индикаторы первого поколения в настоящее время являются наиболее распространёнными в нефтегазодобывающей отрасли. Химические индикаторы имеют очевидные преимущества при обращении и утилизации, а также позволяют избежать радиоактивного загрязнения окружающей среды.

Газовые трассеры не получили широкого применения на нефтяных месторождениях, так как использование газовых индикаторов в основном необходимо для отслеживания только газовой фазы. В связи с тем, что практически все газы смешиваются как с нефтью, так и с водой, в соответствии с их коэффициентами распределения, скорость движения газовых трассеров отличается от скорости фильтрации флюида, поэтому информации по разработке методов исследования и обработке результатов в научной литературе недостаточно.

После выбора типа индикатора необходимо определиться с объемом вводимых трассирующих частиц, т. е. концентрацией. Как правило, для последующей интерпретации результатов индикаторных исследований наиболее приемлемой является максимальная концентрация, значение которой равно предельной величине растворимости закачиваемого вещества в воде при заданной пластовой температуре. Если по технологическим или техническим причинам достижение максимальной концентрации невозможно, то для последующих расчётов необходимо полученную концентрацию индикатора в воде оценить в процентах от максимально возможной. Количество закачиваемого трассера определяется умножением объема закачиваемого раствора на концентрацию индикаторов в закачиваемой воде.

Успешность проведения исследований зависит от целей и геолого-технологических условий в пласте-коллекторе. Период отбора проб продолжается до обеспечения полного выноса индикатора из пласта с учетом закона сохранения масс и потерь индикатора в пласте в результате молекулярной диффузии, сорбирования молекул трассера на поверхности поровых каналов и возможных перетоков флюида.

Несмотря на то, что проведение трассерных исследований возможно при различных стандартных конструкциях устьевого и подземного оборудования скважин, перед началом работ необходимо убедиться в надлежащем техническом состоянии оборудования нагнетательных и добывающих контрольных скважин. Количество контрольных скважин, участвующих в проведении исследований, зависит от используемой на месторождении сетки скважин и особенностей геологического строения залежи.

До начала исследований в контрольных скважинах необходимо провести отбор фоновых проб наличия концентрации планируемых к использованию индикаторных веществ. Ввод концентрированного раствора индикаторов в нагнетательные скважины осуществляется без нарушения технологического режима работы.

Сразу после закачки меченой жидкости в пласт на контрольных скважинах осуществляются отбо-

ры проб для регистрации индикаторов в добываемом флюиде. Частота отбора проб определяется, прежде всего, решаемой задачей.

На начальном этапе развития основной задачей трассерных методов исследования являлось установление наличия гидродинамической связи между скважинами. Стоит отметить, что эта важная задача может быть решена исключительно проведением индикаторных исследований. При этом методология обработки индикаторных исследований сводится к регистрации поступления или неприбытия индикатора к добывающей скважине, основным инструментом при этом являются качественные методы обработки результатов. Качественные методы обработки результатов являются наиболее простыми, но при этом одними из широко используемых в нефтегазовых компаниях. Качественный анализ дает однозначную информацию о непрерывности коллектора и наличии различных геологических и литологических барьеров. В рассматриваемом случае основным критерием частоты отбора проб будет фиксация трассера в контрольной добывающей скважине.

В ранних научных работах [6, 7] моделировался однородный пласт с двухфазной фильтрацией пластового флюида. Дальнейшее развитие индикаторных методов представило возможность получения количественной оценки параметров пласта на основе аналитических решений и численных методов, позволяющих определить фильтрационно-емкостные параметры пласта по результатам обработки трассерных исследований. При этом, если ставится задача определения фильтрационных параметров пласта по результатам обработки трассерных исследований, частота отбора резко увеличивается, так как важно зарегистрировать не только факт появления трассера, но и особенности кривой «концентрация трассера – время».

Типовой график зависимости концентрации трассера в добываемом флюиде от времени представлен на рис. 5.

Вид кривой «концентрация трассера – время» (рис. 5) характеризует степень неоднородности

пласта. Пики на кривой «концентрация трассера – время», чередующиеся с пробами флюида без трассера, могут свидетельствовать о многочисленности путей фильтрации. При исследованиях карбонатного резервуара множество путей фильтрации указывает на высокую трещиноватость коллектора, а аналогичный график для терригенного резервуара в первую очередь связан со слоистостью пласта и различием проницаемости залегающих прослоев.

Проницаемость пласта можно определить по времени прихода трассера к добывающей скважине. Для определения проницаемости различных каналов фильтрации время прихода трассера определяют по пиковым значениям концентрации на графике «концентрация трассера – время». По площади фигур, ограниченных кривой «концентрация трассера – время» и осью абсцисс, можно определить эффективные толщины прослоев. Разработаны методологические подходы обработки результатов индикаторных исследований для трещинных, трещинно-поровых и поровых коллекторов [6].

Анализ результатов обработки индикаторных исследований на нефтяных месторождениях показал, что основными проблемными вопросами, возникающими в процессе интерпретации, являются:

- обоснование высокой скорости движения индикатора к отдельным скважинам;
- неравномерное по площади распространение количества индикатора между равноудаленными скважинами;
- аргументация пиков концентрации индикатора в отбираемых пробах пластового флюида.

Анализ результатов обработки трассерных исследований на нефтяных месторождениях показывает, что скорость фильтрации пластового флюида достигает значительных величин, исчисляемых сотнями метров в сутки. Так, например, в работе [54] в результате обработки индикаторных исследований силурийских залежей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции установлено, что скорость прохождения трассера колеблется от 0,2 до 120 м/сут.

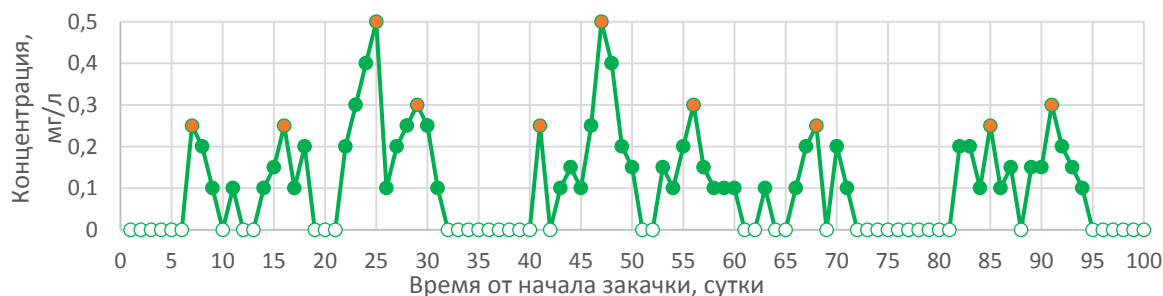


Рис. 5. График зависимости концентрации трассера в добываемом флюиде от времени
Fig. 5. Graph of the dependence of the tracer concentration in the produced fluid on time

Стоит отметить тот факт, что от одной нагнетательной скважины скорость распространения индикаторов по пласту к добывающим скважинам может значительно разниться. Пример: роза-диаграмма скоростей и направлений фильтрации индикаторов представлена на рис. 6.

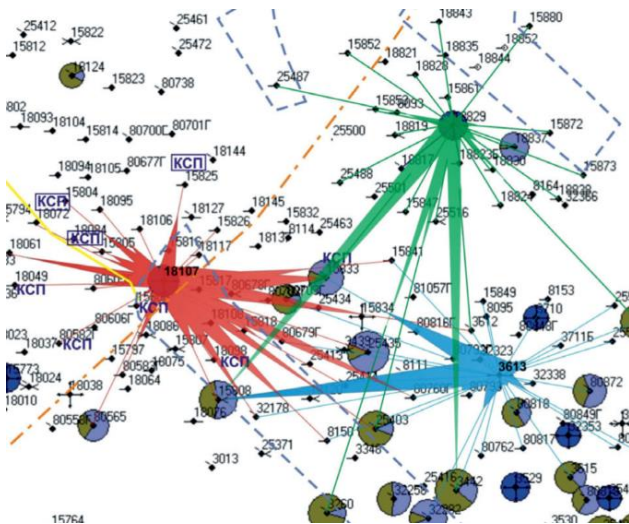


Рис. 6. Роза-диаграмма скоростей индикаторов при исследовании продуктивного пласта AB_1^{1-2} Самотлорского месторождения [55]

Fig. 6. Rose diagram of indicator velocities during the study of the productive formation AB_1^{1-2} of the Samotlor field [55]

Скорость перемещения трассеров по исследуемому участку продуктивного пласта зависит от типа коллектора и наличия высокопроницаемых каналов фильтрации от нагнетательной до добывающей скважины. Как отмечено в работе [6], первые отбираемые пробы пластового флюида с наличием трассеров, поступающие по высокопроницаемым каналам фильтрации (каналам низкого фильтрационного сопротивления) в добывающую скважину, находятся достаточно быстро, однако доля индикаторов от закачиваемого объема составляет менее 1 %. Наибольший интерес вызывает момент поступления максимальной концентрации индикаторов. Сопоставление скоростей прихода первых проб индикатора и проб с максимальной концентрацией трассеров позволяет на качественном уровне говорить о степени неоднородности исследуемого участка продуктивного пласта.

Авторы работы [55] высокую скорость распространения индикатора (сотни метров в сутки) в объеме поровой среды терригенного коллектора объясняют течением меченой жидкости по трещинам авто-ГРП, образованным в процессе заводнения залежи. В статье [56] обосновывается гипотеза, что высокие скорости фильтрации индикаторов

связаны с наличием техногенной трещиноватости в маломощных плотных пропластках внутри продуктивного пласта. В работе [57] представлен опыт проведения индикаторных исследований на месторождениях Западной Сибири, таких как Северо-Ореховское, Самотлорское, Ватинское, Ай-Еганское, Новомолодежное, Покомасовское, Северно-Поточное, Дружное, Средне-Балыкское, Ершовое, Южное и другие. Скорость фильтрации меченой жидкости при проведении индикаторных исследований в некоторых случаях достигала 50 км/сут при средней скорости фильтрации в поровом пространстве 2 м/сут. Автор работы [57] аномально высокие скорости фильтрации закачиваемой воды объясняет наличием в исследуемом пласте сети разветвленных и гидродинамически связанных каналов низкого фильтрационного сопротивления.

В работе [58] представлены результаты индикаторных исследований для решения таких важных задач, как уточнение геологического строения залежи и оценка проводимости геологических разломов сложнопостроенной залежи, выявление гидродинамической сообщаемости блоков разломно-блоковой залежи и источников водопополнения грифоновых водопроявлений на дневной поверхности.

Аналитические решения основаны на математических моделях, позволяющих прогнозировать время прорыва трассера к добывающим скважинам. Аналитические решения разработаны для различных сеток скважин. Математическая модель основывается на предположении, что происходит радиальная двухфазная фильтрация воды, нефти и частиц индикатора через однородные слои в направлении потока. Количество слоев, толщины слоев и проницаемости слоев использовались для представления неоднородности коллектора [59]. В статье [60] методология трассерных исследований успешно апробирована для определения анизотропии продуктивного пласта.

Аналитические методы основаны на простых предположениях, касающихся условий залежи и поведения индикаторов. Развитие IT-технологий в XXI в. способствовало развитию математического моделирования и имитации результатов трассерных исследований. Численные методы являются наиболее точными для анализа результатов трассерных исследований. Большинство разработанных симуляторов используют в своей основе конечно-разностные решения дифференциальных уравнений или же базируются на теории линий тока [61].

Заключение

В результате проведенного исследования установлено, что индикаторные методы исследования

пластов нефтяных и газовых месторождений зарекомендовали себя как один из самых информативных способов получения данных о межскважинном пространстве пластов-коллекторов, что необходимо для уточнения геолого-гидродинамических моделей. Развитие индикаторных методов исследования обосновано постоянным расширением области решаемых научных задач. Основными методами индикаторных исследований являются методы стационарного источника индикатора и контрольных скважин. Выбор метода исследования зависит от поставленных производственных или научно-исследовательских целей.

Индикаторные исследования методами контрольных скважин решают более широкий класс задач, чем метод стационарного источника индикатора. Методология проведения исследований до-

статочно хорошо апробирована. Перспективы развития индикаторных методов исследования связаны с разработкой новых типов трассеров и методик интерпретации результатов.

Анализ научной литературы о применении индикаторных методов исследования пластов-коллекторов показал, что они получили наибольшее распространение на нефтяных месторождениях. Данное обстоятельство, в первую очередь, связано с историей развития трассерных методов исследования, так как наибольшее использование было связано с целью контроля за процессом заводнения залежи. Перспективным направлением развития индикаторных методов исследования является мониторинг процессов, протекающих в пластах-коллекторах на газовых месторождениях и подземных хранилищах газа.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Анкудинов А.А., Архипов В.Н., Стариков М.А. Особенности формирования технологических решений по разработке залежей ТРИЗ, характеризующихся сверхнизкой проницаемостью и наличием аномально высокого пластового давления // *Экспозиция Нефть Газ*. – 2022. – № 8. – С. 70–74.
2. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Давыдов А.В. Проблемы трансформации запасов углеводородного сырья в нерентабельную техногенную категорию трудноизвлекаемых // *Нефтяное хозяйство*. – 2022. – № 4. – С. 38–43.
3. Комплекс инновационных технологий для геолого-технологического моделирования нефтяных месторождений / С.В. Костюченко, А.С. Бордзиловский, И.С. Игнатов, Д.О. Скворцов, К.С. Григорьев, Е.И. Шапиева // *Современные технологии гидродинамических исследований скважин на всех стадиях разработки месторождений: Материалы 8-й науч.-техн. конф. / под ред. канд. техн. наук В.В. Лаврова*. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 2009. – 98 с.
4. Анализ результатов трассерных исследований на примере пласта АС1-3 Северо-Ореховского месторождения / В.Ф. Дягилев, С.Т. Полищук, С.А. Леонтьев, В.М. Спасибов // *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. – 2018. – № 4 (130). – С. 44–51.
5. Хозяинов М.С., Чернокожев Д.А. Результаты изучения фильтрационной неоднородности пласта ЮВ1 методом индикаторных (трассерных) исследований // *Каротажник*. – 2012. – № 2 (212). – С. 3–14.
6. Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Тренчиков Ю.И. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов. – М.: Недра, 1986. – 157 с.
7. Zemel B. Tracers in the oil Field. – New York: Elsevier Science, 1995. – 486 p.
8. Хозяинов М.С., Чернокожев Д.А., Кузнецова К.И. Индикаторный (трассерный) метод исследования фильтрационных процессов в нефтяном пласте – М.: Общество с ограниченной ответственностью Изд-во «КУРС», 2022. – 128 с.
9. Регулирование процесса выработки запасов углеводородов на основе динамического трассерного мониторинга профиля притока горизонтальных скважин / К.Н. Овчинников, Ю.А. Котенёв, Ш.Х. Султанов, А.В. Чибисов, Д.Ю. Чудинова // *Георесурсы*. – 2022. – Т. 24 (4) – С. 126–137.
10. Конев Д.А. Исследование нефтяных пластов с помощью индикаторного метода // *Современные наукоемкие технологии*. – 2014. – № 7-2. – С. 23–26.
11. Красноперова С.А. Исследование нефтяных пластов при помощи трассерного метода // *Нефтяная провинция*. – 2021. – № 4-2 (28). – С. 353–365.
12. Методы маркерной диагностики для контроля разработки месторождения. Классификация, структурирование и терминология / А.Г. Камышников А.А. Лутфуллин А.Т. Заринов, А.Н. Береговой, В.Ю. Воробьев // *Нефтяное хозяйство*. – 2022. – № 7. – С. 18–23.
13. A step change for single-well chemical-tracer tests: field pilot testing of new sets of novel tracers / M.A. Al-Abbad, M. Sanni, S. Kokal, A. Krivokapic, C. Dye, Ø. Dugstad, S.K. Hartvig, O.K. Huseby // *SPE Res Eval & Eng*. – 2019. – Vol. 22. – P. 253–265. DOI: <https://doi.org/10.2118/181408-PA>
14. Определение остаточной нефтенасыщенности методом разделяющихся трассеров в лабораторных условиях / Ф.А. Корякин, Н.Ю. Третьяков, О.Б. Абдулла, В.Г. Филиппов // *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. – 2020. – № 6 (144). – С. 131–143.
15. Numerical interpretation of single well chemical tracer tests for ASP injection / A.H. de Zwart, W.M. Stoll, P.M. Boerrigter, D. W. van Batenburg, S.S. Al Harthy // *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*. – Manama, Bahrain, 2011. – P. 318–325. DOI: <https://doi.org/10.2118/141557-MS>
16. Deans H., Carlisle C. The single-well chemical tracer test – a method for measuring reservoir fluid saturations // *Petroleum Engineering Handbook Vol. 5 – Reservoir Engineering and Petrophysics / Ed. by E. Holstein*. – Richardson, Texas: SPE, 2007. – Ch. 5. – P. 615–648. DOI:10.2307/3616786
17. A 1D analytical solution to determine residual oil saturations from single-well chemical tracer test / Doorwar Shashvat, Tagavifar Mohsen, Varadarajan Dwarakanath // *SPE Improved Oil Recovery Conference, Virtual*. – 2020. DOI: <https://doi.org/10.2118/200420-MS>

18. Simulation of single well tracer tests for surfactant-polymer flooding / P.X. Bu, A.M. Abdulkareem, J. Liu, L. Benedek, H. Ming / SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition. – Al-Khobar, Saudi Arabia, 2014. DOI: <https://doi.org/10.2118/172229-MS>
19. Design, operation, and laboratory work for single-well tracer test campaign in Handil field Indonesia / A. Mechergui, N. Agenet, C. Romero, M. Nguyen, J. Batias // SPE Enhanced Oil Recovery Conference. – Kuala Lumpur, Malaysia, 2013. DOI: <https://doi.org/10.2118/165227-MS>
20. Application of a new class of chemical tracers to measure oil saturation in partitioning interwell tracer tests / S.O. Viig, H. Juilla, P. Renouf, R. Kleven, B. Krogn, Ø. Dugstad, O.K. Huseby // SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. – The Woodlands, Texas, 2013. DOI: <https://doi.org/10.2118/164059-MS>
21. Wang S., Shiao B., Harwell J.H. Effect of reservoir conditions on designing single-well chemical tracer tests under extreme brine conditions // Transp Porous Med. – 2018. – P. 1–13. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11242-017-0934-9>
22. Single well chemical tracer test to determine ASP injection efficiency at Lagomar VLA-6/9/21 Area, C4 Member, Lake Maracaibo, Venezuela / C. Hernández, L. Chacón, L. Anselmi, R. Angulo, E. Manrique, E. Romero, N. de Audemard, C. Carlisle // SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. – Tulsa, Oklahoma, 2002. DOI: <https://doi.org/10.2118/75122-MS>
23. Low salinity oil recovery: an exciting new EOR opportunity for Alaska's North Slope / P.L. McGuire, J.R. Chatham, F.K. Paskvan, D.M. Sommer, F.H. Carini // SPE Western Regional Meeting. – Irvine, California, 2005. DOI: <https://doi.org/10.2118/93903-MS>
24. Snorre low-salinity-water injection – coreflooding experiments and single-well field pilot / K. Skrettingland, T. Holt, M.T.T. Tveheyo, I. Skjevrak // SPE Res Eval & Eng. – 2011. – P. 182–192. DOI: <https://doi.org/10.2118/129877-PA>
25. Применение технологии SWCTT для оценки эффективности заводнения низкоминерализованной водой карбонатного пласта Харьягинского месторождения / Ю.А. Келлер, А.А. Усков, А.Н. Кривогуз и др. // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 7. – С. 109–113. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-7-109-113.
26. Алгоритм оценки рабочего интервала распределяющегося трассера для применения в односкважинном трассерном тесте / А.Р. Мухутдинова, А.В. Болотов, О.В. Аникин, М.А. Варфоломеев // Георесурсы. – 2022. – Т. 24 (4). – С. 75–81. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.6>
27. Single well chemical tracer tests to assess low salinity water and surfactant EOR processes in West Africa / C. Callegaro, F. Masserano, M. Bartosek, R. Buscaglia, R. Visintin, S.K. Hartvig, O.K. Huseby // International Petroleum Technology Conference. – Kuala Lumpur, Malaysia, 2014. DOI: <https://doi.org/10.2523/IPTC-17951-MS>
28. Surfactant-polymer flooding: single well chemical tracer test design and implementation in a major sandstone Kuwaiti reservoir / M.T. Al Murayri, A.A. Hassan, A. Abdul Rahim, B. Decroux, A. Negre, M. Salaun // SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference. – Mishref, Kuwait, 2019. DOI: <https://doi.org/10.2118/197995-MS>
29. Sayfritz S., Krivokapic A. Springstoff. (Tracers). Norwegian patent 338291, published as WO2015181398 A1 (PCT/EP2015/062180), 3 Dec. 2015.
30. Баженова О.О., Магадова Л.А. Водонефтерастворимые трассеры для контроля работы зон пласта, вскрытых трещиной гидравлического разрыва // Нефтепромысловая химия: Материалы VII Международной научно-практической конференции (XV Всероссийской научно-практической конференции). – М., 19 ноября 2020. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2020. – С. 46–48.
31. Яркиева Н.Р., Насыров Э.А., Газизова Э.Р. Использование трассеров для определения параметров гидроразрыва пласта // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – № 2 (124). – С. 42–51.
32. Бикметова А.Р., Асалхузина Г.Ф. Оценка индивидуальных свойств трещин гидроразрыва пласта по результатам трассерных исследований в горизонтальных скважинах с многостадийными гидроразрывами пласта // Геолого-геофизические исследования нефтегазовых пластов: Сборник научных статей по материалам VII Всероссийской молодежной научно-практической конференции. – Уфа, 26 мая 2022. – Уфа: Башкирский государственный университет, 2022. – С. 68–69.
33. Бикметова А.Р., Асалхузина Г.Ф., Давлетбаев А.Я. Оценка параметров трещин в горизонтальных скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта путем настройки гидродинамической модели на результаты трассерных исследований // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 11. – С. 118–121. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-11-118-121.
34. Well completion technology evaluation for oil rim field development using permanent tracers: a case study from North-Komsomolskoye Field / R.R. Gashimov, V.V. Salyaev, A.M. Nuykin, G.G. Arzamastsev, A.F. Safin, I.R. Mukhametshin, M.T. Nukhaev, A.V. Prusakov // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, 2017. DOI: <https://doi.org/10.2118/187746-MS>
35. Tracer-based monitoring of P&A in offshore fields European Association of Geoscientists & Engineers Source / M. Silva, Ø. Brandvoll, P.A. Hubred, S. Viig // 84th EAGE Annual Conference & Exhibition. – 2023. – P. 1–14. DOI: <https://doi.org/10.2118/214446-MS>
36. The comparison of inflow profiling technologies for ERD wells including PLT, fiber optics DTS, stationary chemical tracers: a case study from the Caspian offshore Yuri Korchagin Field in Russia / S.Y. Shtun, A.A. Senkov, O.I. Abramenko, V.V. Matsashik, I.R. Mukhametshin, A.V. Prusakov, M.T. Nukhaev // SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition. – Baku, Azerbaijan, 2017. DOI: <https://doi.org/10.2118/188985-MS>
37. Silva M., Stray H., Bjørnstad T. Stability assessment of PITT tracer candidate compounds: the case of benzyl alcohols // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Vol. 167. – P. 517–523. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.peteng.2018.05.017>
38. Pushing the envelope of residual oil measurement: a field case study of a new class of inter-well chemical tracers / M. Sanni, M. Al-Abbad, S. Kokal, Ø. Dugstad, S. Hartvig, O. Huseby // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Dubai, UAE, 2016. DOI: <https://doi.org/10.2118/181324-MS>
39. Alkylpyrazines – from the “Dinner Table” to the oilfield: a new class of partitioning tracers / M. Silva, M. Ould Metidji, H. Stray, T. Bjørnstad // European Association of Geoscientists & Engineers Source, IOR 2019 – 20th European Symposium on Improved Oil Recovery. – 2019. – Vol. 2019. – P. 1–12. DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201900063>

40. Tang J.S. Interwell tracer tests to determine residual oil saturation to waterflood at Judy Creek Bhl'a'pool // *J Can Pet Technol* 31. – 1992. DOI: <https://doi.org/10.2118/92-08-06>
41. Lichtenberger G.J. Field applications of interwell tracers for reservoir characterization of enhanced oil recovery pilot areas // *SPE Production Operations Symposium*. – Oklahoma City, Oklahoma, 1991. DOI: <https://doi.org/10.2118/21652-MS>
42. Перевалов В.П. Ксантеновые красители // Большая российская энциклопедия. Электронная версия. – 2016. URL: <https://old.bigenc.ru/chemistry/text/2638778> (дата обращения: 08.02.2023).
43. Результаты индикаторных исследований на Западно-Варьганском нефтяном месторождении / С.В. Терновая, М.Г. Тарасов, Н.М. Трунов и др. // Ученые записки геолого-географического факультета. – Ростов-на-Дону: Институт наук о Земле, 2004. – С. 156–168.
44. Тарасов М.Г., Никаноров А.М., Трунов Н.М. Использование нового вида трассера для исследования техногенных изменений водонапорных систем нефтяных месторождений // *Фундаментальные проблемы нефтегазовой гидрогеологии: Материалы Всерос. конф.* – М.: ГЕОС, 2005. – С. 184–188.
45. Антонов Г.П., Абрамов М.А., Кубарев П.Н. Проведение трассерных исследований для контроля и регулирования процесса заводнения нефтяных залежей в ОАО «Татнефть» // *Инженерная практика*. – 2015. – № 5. – С. 42–53.
46. Sukanya S., Sabu J. Environmental radon: a tracer for hydrological studies. – Singapore Springer Nature Singapore Pte Ltd, 2023. – 184 p.
47. Яхин А.Р., Газизова Э.Р., Хазиев А.М. Исследование горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта при помощи химических индикаторов притока // *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*. – 2022. – № 1 (135). – С. 22–37.
48. Сопоставление промыслово-геофизических и трассерных методов исследований для контроля профиля притока в горизонтальных скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта / З. Калуджер, К.В. Торопов, Р.Р. Муртазин, А.В. Сергейчев, А.Г. Климентьев, Р.М. Тугушев, Р.Г. Хадиев // *Нефтяное хозяйство*. – 2019. – № 9. – С. 38–41. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-9-38-41.
49. Гурьянов А., Каташов А., Овчинников К. Диагностика и мониторинг притоков скважин с помощью трассеров на квантовых точках // *Время коллунбинга. Время ГРП*. – 2017. – № 2 (060). – С. 42–51.
50. Bionic slow-release hydraulic fracturing proppant and slow release hydraulic fracturing tracer / Ding Shidong, Di Dejie, Gao Jiajia, Khan Waleed, Niu Yingchun, Quan Xu // 55th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. Virtual. – 2021.
51. Photoluminescent Carbogenic Dots / A.B. Bourlino, A. Stassinopoulos, D. Anglos, R. Zboril, V. Georgakilas, E.P. Giannelis // *Chem. Mater.* – 2008. – Vol. 20 (14). – P. 4539–4541.
52. Advance on the tracer test technology among wells / Ji Bingyu, Sui Xinguang, Wang Qinglin, Li Qun, Anjian Liu, Tongjing Liu // *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. – Melbourne, Australia, 2002. DOI: <https://doi.org/10.2118/77874-MS>
53. Возможность определения фильтрационных параметров дисъюнктивных нарушений на нефтяных месторождениях по данным гидродинамических исследований пластов и скважин / С.Г. Вольпин, И.В. Афанаскин, В.А. Юдин, Н.П. Ефимова. – М.: Изд-во ООО «Красногорский полиграфический комбинат», 2018. – 262 с.
54. Распопов А.В., Прокушева С.А. Изучение гидродинамических связей силурийских залежей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции методом трассерных исследований // *Нефтяная провинция*. – 2022. – № 4 (32). – С. 65–78.
55. Изотов А.А., Афонин Д.Г. Механизм распространения индикатора в терригенном пласте при трассерных исследованиях // *Экспозиция Нефть Газ*. – 2021. – № 5. – С. 31–34.
56. Ипатов А.И., Залетова Д.В. Причина высоких скоростей фильтрационных потоков при трассировании индикаторами // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. – 2004. – № 10. – С. 57–62.
57. Кривова Н.Р. Технологии разработки многопластовых месторождений с разрывными нарушениями: монография. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. – 96 с.
58. Уточнение геологического строения и степени неоднородности продуктивных пластов по результатам индикаторных исследований / Д.А. Чернокожев, М.С. Хозяинов, М.И. Кузнецов, К.И. Кузнецова // *Вестник Международного университета природы, общества и человека "Дубна"*. Серия: Естественные и инженерные науки. – 2016. – № 2 (34). – С. 68–75.
59. Abbaszadeh-Dehghani Maghsood, Brigham W.E. Analysis of well-to-well tracer flow to determine reservoir layering // *J Pet Technol.* – 1984. – Vol. 36. – P. 1753–1762. DOI: <https://doi.org/10.2118/10760-PA>
60. Коровин М.О. Особенности определения анизотропных параметров по результатам трассерных исследований пласта Ю11 на примере нефтяного месторождения // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2022. – Т. 333. – № 8. – С. 85–90.
61. Поташев К.А., Ахунов Р.Р., Мазо А.Б. Вычисление перетоков флюида между скважинами в фильтрационной модели разработки нефтяного пласта с помощью линий тока // *Георесурсы*. – 2022. – Т. 24. – № 1. – С. 27–35.

Информация об авторах

Вячеслав Владимирович Вержбицкий, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений факультета нефтегазового инжиниринга Северо-Кавказского федерального университета, Россия, 355017, г. Ставрополь, Пушкина, 1. vverzhbitckii@ncfu.ru, <https://orcid.org/0000-0003-4559-6904>

Александр Иванович Щекин, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений факультета нефтегазового инжиниринга Северо-Кавказского федерального университета, Россия, 355017, г. Ставрополь, Пушкина, 1. ashchekin@ncfu.ru, <https://orcid.org/0000-0003-4004-2160>

Татьяна Александровна Гунькина, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений факультета нефтегазового инжиниринга Северо-Кавказского

федерального университета, Россия, 355017, г. Ставрополь, Пушкина, 1. tgunkina@ncfu.ru, <https://orcid.org/0000-0003-3001-3921>

Александр Владиславович Хандзел, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений факультета нефтегазового инжиниринга Северо-Кавказского федерального университета, Россия, 355017, г. Ставрополь, Пушкина, 1. ahandzel@ncfu.ru, <https://orcid.org/0000-0001-5686-8931>

Виктория Владимировна Вержбицкая, старший преподаватель кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений факультета нефтегазового инжиниринга Северо-Кавказского федерального университета, Россия, 355017, г. Ставрополь, Пушкина, 1. vvchernova@ncfu.ru, <https://orcid.org/0009-0001-8169-6921>

Поступила в редакцию: 16.05.2024

Поступила после рецензирования: 12.07.2024

Принята к публикации: 31.01.2025

REFERENCES

1. Ankudinov A.A., Arkhipov V.N., Starikov M.A. Aspects of making technological decisions for the development of hard-to-recover reserves deposits characterized by ultra-low permeability and the presence of abnormally high reservoir pressure. *Exposition Oil Gas*, 2022, no. 8, pp. 70–74. (In Russ.).
2. Shakhverdiev A.Kh., Arefyev S.V., Davydov A.V. Problems of transformation of hydrocarbon reserves into an unprofitable technogenic hard-to-recover reserves category. *Oil industry*, 2022, no. 4, pp. 38–43. (In Russ.).
3. Kostyuchenko S.V., Bordzilovsky A.S., Ignatov I.S., Skvortsov D.O., Grigoriev K.S., Shapieva E.I. Complex of innovative technologies for geological and technological modeling of oil fields. *Modern technologies for hydrodynamic testing of wells at all stages of field development. Materials of the 8th scientific and technical conference*. Ed. by V.V. Lavrov. Tomsk, Tomsk University Publ. house, 2009. 98 p. (In Russ.).
4. Dyagilev V.F., Polischuk S.T., Leontev S.A., Spasibov V.M. Analysis of the tracer studies results: a study of AS₁₋₃ formation of the Severo-Orekhovskoe oil field. *Oil and Gas Studies*, 2018, vol. 4, pp. 44–51. (In Russ.).
5. Khozyainov M.S., Chernozhev D.A. Results of studying the filtration heterogeneity of the YuV1 formation using indicator (tracer) studies. *Karotazhnik*, 2012, no. 2 (212), pp. 3–14. (In Russ.).
6. Sokolovskiy E.V., Solovlev G.B., Trenchikov Yu.I. *Indicator methods to study petroleum formations*. Moscow, Nedra Publ., 1986. 157 p. (In Russ.).
7. Zemel B. *Tracers in the oil field*. New York, Elsevier Science, 1995. 486 p.
8. Khozyainov M.S., Chernokozhev D.A., Kuznetsova K.I. *Indicator (tracer) method for studying filtration processes in an oil reservoir*. Moscow, KURS Publ. House, 2022. 128 p. (In Russ.).
9. Ovchinnikov K.N., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.H., Chibisov A.V., Chudinova D.Yu. Regulation of hydrocarbon production process based on dynamic tracer monitoring of horizontal well inflow profile. *Georesources*, 2022, no. 24 (4), pp. 126–137. (In Russ.) DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.11>
10. Konev D.A. Study of oil reservoirs using the indicator method. *Modern science-intensive technologies*, 2014, no. 7-2, pp. 23–26. (In Russ.).
11. Krasnoperova S.A. The investigation of oil reservoirs using the tracer method. *Neftyanaya Provintsiya*, 2021, no. 4-2 (28), pp. 353–365. (In Russ.).
12. Kamyshnikov A.G., Lutfullin A.A., Zaripov A.T., Beregovoi A.T., Vorobyev V.Yu. Tracer technology as production management tool. Classification, structuring and terminology. *Oil industry*, 2022, no. 7, pp. 18–23. (In Russ.).
13. Al-Abbad M.A., Sanni M., Kokal S., Krivokapic A., Dye C., Dugstad Ø., Hartvig S.K., Huseby O.K. A step change for single-well chemical-tracer tests: field pilot testing of new sets of novel tracers. *SPE Res Eval & Eng.*, 2019, vol. 22, pp. 253–265. DOI: <https://doi.org/10.2118/181408-PA>
14. Koryakin F.A., Tretyakov N.Yu., Abdulla O.B., Filippov V.G. Residual hydrocarbon saturation determination with the single-well-chemical-tracer-test under laboratory conditions. *Oil and Gas Studies*, 2020, no. 6, pp. 131–143. (In Russ.) DOI: <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2020-6-131-143>
15. De Zwart A.H., Stoll W.M., Boerrigter P.M., Van Batenburg D.W., Al Harthy S.S. Numerical interpretation of single well chemical tracer tests for ASP Injection. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*. Manama, Bahrain, 2011. pp. 318–325 DOI: <https://doi.org/10.2118/141557-MS>
16. Deans H., Carlisle C. The single-well chemical tracer test – a method for measuring reservoir fluid saturations. *Petroleum Engineering Handbook. Vol. 5, Reservoir Engineering and Petrophysics*. Ed. by E.D. Holstein. Richardson, Texas, SPE, 2007. Ch. 5, pp. 615–648. DOI: [10.2307/3616786](https://doi.org/10.2307/3616786)
17. Doorwar S., Tagavifar M., Varadarajan D. A 1D analytical solution to determine residual oil saturations from single-well chemical tracer test. *SPE Improved Oil Recovery Conference, Virtual*. 2020. DOI: <https://doi.org/10.2118/200420-MS>
18. Bu P.X., AlSofi A.M., Liu J., Benedek L., Ming H. Simulation of single well tracer tests for surfactant-polymer flooding. *SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition*. Al-Khobar, Saudi Arabia, 2014. DOI: <https://doi.org/10.2118/172229-MS>
19. Mechergui A., Agenet N., Romero C., Nguyen M., Batias J. Design, operation, and laboratory work for single-well tracer test campaign in Handil Field Indonesia. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*. Kuala Lumpur, Malaysia, 2013. DOI: <https://doi.org/10.2118/165227-MS>

20. Viig S.O., Juilla H., Renouf P., Kleven R., Krognes B., Dugstad Ø., Huseby O.K. Application of a new class of chemical tracers to measure oil saturation in partitioning interwell tracer tests. *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. The Woodlands, Texas, 2013. DOI: <https://doi.org/10.2118/164059-MS>
21. Wang S., Shiao B., Harwell J.H. Effect of reservoir conditions on designing single-well chemical tracer tests under extreme brine conditions. *Transp Porous Med.*, 2018. pp. 1–13 DOI: <https://doi.org/10.1007/s11242-017-0934-9>
22. Hernández C., Chacón L., Anselmi L., Angulo R., Manrique E., Romero E., De Audemard N., Carlisle C. 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, 2002. DOI: <https://doi.org/10.2118/75122-MS>
23. McGuire P.L., Chatham J.R., Paskvan F.K., Sommer D.M., Carini F.H. Low salinity oil recovery: an exciting new EOR opportunity for Alaska's North Slope. *SPE Western Regional Meeting*. Irvine, California, 2005. Doi: <https://doi.org/10.2118/93903-MS>
24. Skrettingland K., Holt T., Tveheyo M.T.T., Skjevrak I. Snorre low-salinity-water injection – coreflooding experiments and single-well field pilot. *SPE Res Eval & Eng.*, 2011. pp. 182–192. DOI: <https://doi.org/10.2118/129877-PA>
25. Keller Yu.A., Uskov A.A., Krivoguz A.N. The application of SWCTT for evaluating the efficiency of low-salinity water flooding at the carbonate reservoir of the Kharyaginskoe oil field. *Oil industry*, 2020, no. 7, pp. 109–113. (In Russ.) DOI: 10.24887/0028-2448-2020-7-109-113.
26. Mukhutdinova A.R., Bolotov A.V., Anikin O.V., Varfolomeev M.A. Algorithm for estimating boundary conditions of a distributed tracer for application in a single-well tracer test. *Georesources*, 2022, no. 24 (4), pp. 75–81. (In Russ.) DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.6>
27. Callegaro C., Masserano F., Bartosek M., Buscaglia R., Visintin R., Hartvig S.K., Huseby O.K. Single well chemical tracer tests to assess low salinity water and surfactant EOR processes in West Africa. *International Petroleum Technology Conference*. Kuala Lumpur, Malaysia, 2014. DOI: <https://doi.org/10.2523/IPTC-17951-MS>
28. Al Murayri M.T., Hassan A.A., Abdul Rahim A., Decroux B., Negre A., Salaun M. Surfactant-polymer flooding: single well chemical tracer test design and implementation in a major sandstone Kuwaiti Reservoir. *SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference*. Mishref, Kuwait, 2019. DOI: <https://doi.org/10.2118/197995-MS>
29. Sayfritz S., Krivokapic A. *Sporingsstoff. (Tracers)*. Norwegian patent, no. 338291, 2015.
30. Bazhenova O.O., Magadova L.A. Water-oil-soluble tracers for monitoring the operation of reservoir zones exposed by a hydraulic fracture. *Oilfield chemistry. Proc. of the VII International Scientific and Practical Conference (XV All-Russian Scientific and Practical Conference)*. Moscow, November 19, 2020. Moscow, Russian State University of Oil and Gas (National Research University) named after I.M. Gubkin Publ., 2020. pp. 46–48. (In Russ.)
31. Yarkeeva N.R., Nasyrov E.A., Gazizova E.R., Fedorin D.A., Khaydarshin R.R. Use of tracers for determination of hydraulic fracturing parameters. *Problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products*, 2020, no. 2 (124), pp. 42–51. (In Russ.) DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-2-42-51.
32. Bikmetova A.R., Asalkhuzina G.F. Assessment of individual properties of hydraulic fracturing cracks based on the results of tracer studies in horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing. *Geological and geophysical studies of oil and gas formations. Collection of scientific articles based on materials VII All-Russian Youth Scientific and Practical Conference*. Ufa, May 26, 2022. Ufa, Bashkir State University Publ., 2022. pp. 68–69. (In Russ.)
33. Bikmetova A.R., Asalkhuzina G.F., Davletbaev A.Ya. Estimating parameters in the horizontal wells with multistage fracturing using reservoir modeling and tracer analysis. *Oil industry*, 2022, no. 11, pp. 118–121. (In Russ.) DOI: 10.24887/0028-2448-2022-11-118-121.
34. Gashimov R.R., Salyaev V.V., Nuykin A.M., Arzamastsev G.G., Safin A.F., Mukhametshin I.R., Nukhaev M.T., Prusakov A.V. Well completion technology evaluation for oil rim field development using permanent tracers: a case study from North-Komsomolskoye Field. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, 2017. DOI: <https://doi.org/10.2118/187746-MS>
35. Silva M., Brandvoll Ø., Hubred P.A., Viig S. Tracer-based monitoring of P&A in offshore fields European Association of Geoscientists & Engineers Source. *84th EAGE Annual Conference & Exhibition*. 2023. pp. 1–14 DOI: <https://doi.org/10.2118/214446-MS>
36. Shtun S.Y., Senkov A.A., Abramenko O.I., Matsashik V.V., Mukhametshin I.R., Prusakov A.V., Nukhaev M.T. The comparison of inflow profiling technologies for ERD wells including PLT, fiber optics DTS, stationary chemical tracers: a case study from the Caspian offshore Yuri Korchagin Field in Russia. *SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition*. Baku, Azerbaijan, 2017. DOI: <https://doi.org/10.2118/188985-MS>
37. Silva M., Stray H., Bjørnstad T. Stability assessment of PITT tracer candidate compounds: The case of benzyl alcohols. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 167, pp. 517–523. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.peteng.2018.05.023>
38. Sanni M., Al-Abbad Mohammed, Kokal Sunil, Dugstad Øyvind, Hartvig Sven, Huseby Olaf. Pushing the envelope of residual oil measurement: a field case study of a new class of inter-well chemical tracers. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Dubai, UAE, 2016. DOI: <https://doi.org/10.2118/181324-MS>
39. Silva M., Ould Metidji M., Stray H., Bjørnstad T. Alkylpyrazines – from the “Dinner Table” to the oilfield: a new class of partitioning tracers. *European Association of Geoscientists & Engineers Source. IOR 2019 – 20th European Symposium on Improved Oil Recovery*. 2019. vol. 2019, pp. 1–12 DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201900063>
40. Tang J.S. Interwell tracer tests to determine residual oil saturation to waterflood at Judy Creek Bhl'a'pool. *J Can Pet Technol.*, 1992. DOI: <https://doi.org/10.2118/92-08-06>
41. Lichtenberger G.J. Field applications of interwell tracers for reservoir characterization of enhanced oil recovery pilot areas. *SPE Production Operations Symposium*. Oklahoma City, Oklahoma, 1991. DOI: <https://doi.org/10.2118/21652-MS>
42. Perevalov V.P. *Xanthene dyes. Great Russian Encyclopedia*. 2016. (In Russ.) Available at: <https://old.bigenc.ru/chemistry/text/2638778> (accessed: 8 February 2023).
43. Ternovaya S.V., Tarasov M.G., Trunov N.M. Results of indicator studies at the West Varieganskoye oil field. *Scientific notes of the geological and geographical faculty*. Rostov-on-Don, Institute of Earth Sciences Publ., 2004. pp. 156–168.

44. Tarasov M.G., Nikanorov A.M., Trunov N.M. Using a new type of tracer to study technogenic changes in water pressure systems of oil fields. *Fundamental problems of oil and gas hydrogeology: Materials of the All-Russian Federation Conference*. Moscow, GEOS Publ., 2005. pp. 184–188. (In Russ.)
45. Antonov G.P., Abramov M.A., Kubarev P.N. Carrying out tracer studies to control and regulate the process of waterflooding of oil deposits at Tatneft. *Oilfield Engineering*, 2015, no. 5, pp. 56–68. (In Russ.)
46. Sukanya S., Sabu J. *Environmental radon: a tracer for hydrological studies*. Singapore, Springer Nature Singapore Pte Ltd, 2023. 184 p.
47. Yakhin A.R., Gazizova E.R., Khaziev A.M. Study of horizontal wells with multistage fracturing formation using chemical inflow indicators. *Problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products*, 2022, no. 1 (135), pp. 22–37. (In Russ.)
48. Kaludzhner Z., Toropov K.V., Murtazin R.R. Comparison of field-geophysical and tracer methods to control the inflow profile in horizontal wells with multistage hydraulic fracturing. *Oil industry*, 2019, no. 9, pp. 38–41. (In Russ.) DOI: 10.24887/0028-2448-2019-9-38-41.
49. Gurianov A., Katashov A., Ovchinnikov K. Production logging using quantum dots tracers. *Coiled Tubing Times*, 2017, no. 2 (060), pp. 42–51. (In Russ.)
50. Shidong D., Deji D., Jiajia G., Waleed K., Yingchun N., Xu Q. Bionic slow-release hydraulic fracturing proppant and slow release hydraulic fracturing tracer. *55th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*. Virtual, 2021.
51. Georgakilas V., Giannelis E.P. Photoluminescent carbogenic dots. *Chem. Mater.*, 2008, no. 20 (14), pp. 4539–4541.
52. Ji Bingyu, Sui Xinguang, Wang Qinglin, Li Qun, Anjian Liu, Tongjing Liu. Advance on the tracer test technology among wells. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. Melbourne, Australia, 2002. DOI: <https://doi.org/10.2118/77874-MS>
53. Volpin S.G., Afanaskin I.V., Yudin V.A., Efimova N.P. *Possibility of determining filtration parameters of disjunctive disturbances in oil fields based on hydrodynamic studies of formations and wells*. Moscow, Krasnogorsk Printing Plant LLC Publ., 2018. 262 p. (In Russ.)
54. Raspopov A.V., Prokusheva S.A. Tracer analysis of hydrodynamic connections in the Silurian deposits of the Timan-Pechora oil and gas province. *Neftyanaya Provintsiya*, 2022, no. 4 (32), pp. 65–78. (In Russ.)
55. Izotov A.A., Afonin D.G. The mechanism of indicator propagation in a terrigenous formation during tracer studies. *Exposition Oil Gas*, 2021, no. 5, pp. 31–34. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-31-34 (in Russ)
56. Ipatov A.I., Zaletova D.V. The reason for the high velocities of filtration flows when tracing indicators. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2004, no. 10, pp. 57–62. (In Russ.)
57. Krivova N.R. *Technologies for the development of multilayer deposits with discontinuous faults*. Monograph. Tyumen, TyumGNGU Publ., 2014. 96 p. (In Russ.)
58. Chernokozhev D.A., Khozyainov M.S., Kuznetsov M.I., Kuznetsova K.I. Clarification of the geological structure and degree of heterogeneity of productive strata based on the results of indicator studies. *Bulletin of the International University of Nature, Society and Man "Dubna". Series: Natural and engineering sciences*, 2016, no. 2 (34), pp. 68–75. (In Russ.)
59. Abbaszadeh-Dehghani Maghsood, Brigham W.E. Analysis of well-to-well tracer flow to determine reservoir layering. *J Pet Technol*, 1984, no. 36, pp. 1753–1762. DOI: <https://doi.org/10.2118/10760-PA>
60. Korovin M.O. Features of determining anisotropic parameters from the results of tracer studies of U11 formation on the example of oil field. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 8, pp. 85–90. (In Russ.)
61. Potashev K.A., Akhunov R.R., Mazo A.B. Calculation of the flow rate between wells in the flow model of an oil reservoir using streamlines. *Georesources*, 2022, no. 24 (1), pp. 27–35. (In Russ.) DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.1.3>

Information about the authors

Vyacheslav V. Verzhbitsky, Cand. Sc., Associate Professor, North-Caucasus Federal University, 1, Pushkin street, Stavropol, 355017, Russian Federation. vverzhbitckii@ncfu.ru, <https://orcid.org/0000-0003-4559-6904>

Alexander I. Shchekin, Cand. Sc., Associate Professor, North-Caucasus Federal University, 1, Pushkin street, Stavropol, 355017, Russian Federation. ashchekin@ncfu.ru, <https://orcid.org/0000-0003-4004-2160>

Tatiana A. Gunkina, Cand. Sc., Associate Professor, North-Caucasus Federal University, 1, Pushkin street, Stavropol, 355017, Russian Federation. tgunkina@ncfu.ru, <https://orcid.org/0000-0003-3001-3921>

Alexander V. Handzel, Cand. Sc., Associate Professor, North-Caucasus Federal University, 1, Pushkin street, Stavropol, 355017, Russian Federation. ahandzel@ncfu.ru, <https://orcid.org/0000-0001-5686-8931>

Viktoriya V. Verzhbitskaya, Senior Lecturer, North-Caucasus Federal University, 1, Pushkin street, Stavropol, 355017, Russian Federation. vvchernova@ncfu.ru, <https://orcid.org/0009-0001-8169-6921>

Received: 16.05.2024

Revised: 12.07.2024

Accepted: 31.01.2025