

УДК 553.9
DOI: 10.18799/24131830/2025/11/5187
Шифр специальности ВАК: 1.6.11
Научная статья



Исследование геохимических полей аренов бензольного ряда на земной поверхности с использованием естественных и искусственных сорбентов на месторождении Песцовое (Ямало-Ненецкий Автономный Округ Российской Федерации)

А.Ю. Белоносов[✉], М.Н. Балдин, Д.В. Зинченко, В.А. Какуля, В.М. Грузнов

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения РАН,
Россия, г. Новосибирск*

[✉]Belonosovay@ipgg.sbras.ru

Аннотация. *Актуальность* исследования обусловлена целесообразностью расширения применения геохимической съемки в практике поиска залежей углеводородов как экспрессного метода для принятия перспективных решений. *Цель:* сравнить характеристики миграции углеводородов из залежи на дневную поверхность, зарегистрированных двумя методами – анализом подпочвенных грунтов и пассивным концентрированием, и показать преимущественные пути их миграции. *Объект:* нефтегазовое месторождение Песцовое на Санской площади с многолетнемерзлыми породами в Ямало-Ненецком Автономном Округе. *Методы:* геохимическая съемка по аренам C_6H_6 – C_8H_{10} с использованием естественных пассивных концентраторов в виде подпочвенных грунтов и искусственных концентраторов. Нанесение зарегистрированных уровней углеводородов на карты, содержащие распределение геодинамически-напряженных зон трещиноватости. *Результаты.* Совместно определены концентрации проявлений на дневной поверхности углеводородов, мигрирующих из залежи: бензола и толуола по анализу подпочвенного грунта; бензола, толуола и ксилолов в почвенном газе пассивным концентрированием. Построены площадные распределения бензола и толуола, распределения нефтегазозонного показателя Б/Т* в виде отношения концентрации бензола к скорректированной концентрации толуола. Установлено, что площадные распределения бензола и толуола, полученные двумя разными методами съемки, положительно коррелируют между собой, однако их характер и информативность отличны для каждого арена. Съемка по подпочвенному грунту более информативна для толуола: его средний максимум в грунте (60 ppb) превышает в 1,5–2 раза максимум, полученный с концентраторов (38 ppb). Однако максимум концентраций бензола с проб грунта ($\approx 1,6$ ppb) меньше в 0,6 раз аналогичных с искусственных концентраторов (2,6 ppb). Распределения концентраций бензола и толуола в подпочвенных грунтах имеют мозаичный характер, а распределения концентраций ксилолов с пассивных концентраторов имеют точечное, очаговое распределение, более информативное для оценки нефтеперспективности. Показано, что миграция аренов к земной поверхности происходит преимущественно по геодинамически-напряженным зонам трещиноватости, что с учетом физических характеристик аренов сопутствует диффузионной и фильтрационной миграции. Приуроченность миграции к осям геодинамически-напряженных зон подтверждает их информативность в определении нефте- и флюидоперспективных геоструктур. Отмечено существенное преимущество пассивного концентрирования по критерию минимизации затрат, экспрессности и возможности оперативно корректировать съемку.

Ключевые слова: геохимическая съемка, подпочвенный грунт, пассивное концентрирование, экспрессный полевой анализ, площадные распределения аренов, зоны трещиноватости

Благодарности: Работа выполнена в рамках Программы фундаментальных научных исследований в Российской Федерации (ПФНИ РФ), проект FWZZ-2022-0027 (Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения РАН).

Для цитирования: Исследование геохимических полей аренов бензольного ряда на земной поверхности с использованием естественных и искусственных сорбентов на месторождении Песцовое (Ямало-Ненецкий Автономный Округ Российской Федерации) / А.Ю. Белоносов, М.Н. Балдин, Д.В. Зинченко, В.А. Какуля, В.М. Грузнов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 36. – № 11. – С. 121–133. DOI: 10.18799/24131830/2025/11/5187

UDC 553.9
DOI: 10.18799/24131830/2025/11/5187
Scientific paper



Study of geochemical fields of benzene series arenes on the Earth's surface using natural and artificial sorbents at the Pestsovoe deposit (Yamalo-Nenets Autonomous District of the Russian Federation)

A.Yu. Belonosov[✉], M.N. Baldin, D.V. Zinchenko, V.A. Kakulya, V.M. Gruznov

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation

[✉]Belonosovay@ipgg.sbras.ru

Abstract. Relevance. The expediency of expanding the use of geochemical survey in searching for hydrocarbon deposits, as an express method for making promising decisions. **Aim.** To compare the characteristics of hydrocarbon migration from a deposit to the daytime surface, recorded by two methods – subsurface soil analysis and passive concentration, and to show the preferential routes of their migration. **Object.** Pestsovoe oil and gas field on the Sanskaya area with permafrost rocks in the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug. **Methods.** Geochemical survey in C₆H₆–C₈H₁₀ arenes using natural passive concentrators in the form of subsurface soils and artificial concentrators. Application of registered hydrocarbon levels on maps containing the distribution of geodynamically stressed zones of fracturing. **Results.** The authors have jointly determined the concentrations of manifestations on the daytime surface of hydrocarbon migrating from the deposit: benzene and toluene from the analysis of subsoil; benzene, toluene and xylenes in soil gas by passive concentrating. The areal distributions of benzene and toluene, the distributions of the oil-and-gas-bearing index B/T* in the form of the ratio of the benzene concentration to the corrected toluene concentration were constructed. It was found that benzene and toluene area of distributions obtained by two different survey methods correlate positively with each other, however, their nature and information content are different for each arene. Surveying subsurface soil is more informative for toluene: its average maximum in soil (60 ppb) exceeds the maximum obtained from concentrators (38 ppb) by 1.5–2 times. However, the maximum concentration of benzene from soil samples (≈1.6 ppb) is 0.6 times less than similar concentrations from artificial concentrators (2.6 ppb). Distributions of benzene and toluene concentrations in subsurface soils have a mosaic character, and distributions of xylene concentrations from passive concentrators have a point, focal distribution, which is more informative for assessing oil prospects. It was shown that the migration of arenes to the Earth's surface occurs mainly along fracture zones, which, taking into account the physical characteristics of arenes, accompanies diffusion and filtration migration. The confinement of migration to the axes of the geodynamically stressed zones confirms their informativeness in determining oil- and fluid-promising geostructures. A significant advantage of passive concentration is noted according to the criterion of minimizing costs, rapidity and the ability to promptly adjust the survey.

Keywords: geochemical survey, subsurface soil, passive concentration, rapid field analysis, areal distribution of arenes, fracture zones

Acknowledgements: The work was carried out within the framework of the Russian Fund for Scientific Research, project FWZZ-2022-0027 (A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences).

For citation: Belonosov A.Yu., Baldin M.N., Zinchenko D.V., Kakulya V.A., Gruznov V.M. Study of geochemical fields of benzene series arenes on the Earth's surface using natural and artificial sorbents at the Pestsovoe deposit (Yamalo-Nenets Autonomous District of the Russian Federation). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 11, pp. 121–133. DOI: 10.18799/24131830/2025/11/5187

Введение

Геохимический метод поиска залежей углеводородов (УВ), предложенный в 30-х гг. прошлого века, продолжает развиваться. Метод основан на существовании непрерывной субвертикальной миграции УВ из залежей к земной поверхности [1]. В результате чего на всех уровнях геологического разреза формируются аномальные концентрации

УВ. Миграция осуществляется в результате диффузии и фильтрации [2]. При диффузии на дневной поверхности регистрируется относительно равномерное распределение УВ [3–5]. Фильтрация происходит по микротрещинам и тектоническим нарушениям, что приводит к формированию на дневной поверхности зон, выделенных по уровню концентраций УВ.

Проявления геохимических полей в почвенном грунте и в окклюдированном газе над нефтегазовой залежью представляют своего рода проекцию этой залежи, или ее «искаженное отражение» на дневную поверхность, показывающее распространение и распределение скоплений УВ в коллекторах и ловушках. «Искажение» обусловлено следующими факторами: а) неоднородностью надстиляющих пород, нарушениями их сплошности и наличием мерзлоты; б) различием диффузионной и фильтрационной проницаемостей каждого УВ-компонента для каждой породы; в) способностью УВГ к гидратообразованию. Последние два фактора напрямую вытекают из молекулярных и физико-химических особенностей УВ.

Геохимическая съемка регистрирует геохимические поля как конечный результат вертикальной миграции УВ. Она проводится как на начальном этапе поисковых работ для оценки перспективности месторождения, так и на заключительном этапе поисково-разведочных работ для уточнения закладки разведочных или эксплуатационных скважин [6]. Поэтому актуальной является информативность съемки в картировании залежи.

В настоящей работе рассматривается проявление эпигенетического нафтидогенного поля по ароматическим УВ: *бензола*, *толуола*. Исследования проводились в рамках газо-геохимических работ на Санской площади (месторождение Песцовое) и носили научно-методический характер.

Научная проблема: информативность двух технологий геохимической съемки при поиске залежей углеводородов. Информативность представлена распределением УВ на дневной поверхности.

Цель: сравнение результатов геохимических съемок по аренам C_6H_6 и C_7H_8 двумя методами с анализом проб в стационарной и полевой лабораториях. Сравнение выполнено на примере геохимических съемок на газоконденсатном месторождении Песцовое на Санской площади Ямало-Ненецкого Автономного Округа с учетом особенностей геологии месторождения. Геология региона представлена распределением геодинамически-напряжённых зон (ГДНЗ) региональных и локальных систем трещиноватости слагающих горных пород.

Принципиальные различия примененных геохимических методов состоят в использовании разных концентраторов: естественных – в виде подпочвенных грунтов, и искусственных концентраторов (ИК), закладываемых в грунт со съемкой в режиме пассивного центрирования; в существенном различии времени экспозиции концентраторов: грунтов – предположительно тысячи лет, ИК – 1–2 суток; в различии методов анализа содержимого концентраторов: проб грунтов – в стационарной

лаборатории, ИК – в полевой лаборатории с использованием портативного газового хроматографа. Полевой анализ обеспечивает принципиально новый режим съемки – адаптивный, с возможностью его оперативной корректировки по результатам текущей съемки. Потребность корректировки может возникать для уточнения мест высокого выхода УВ на профиле.

Для достижения этой цели решались следующие задачи:

- отбор и анализ проб подпочвенного грунта и газа, сорбированного ИК;
- построение площадных распределений концентраций *бензола* и *толуола*, полученных двумя методами, построение и сравнение площадных распределений нефтегазоносного показателя – отношения концентраций бензола и толуола (Б/Т*), полученного двумя методами;
- сопоставление площадных распределений аренов с распределением геодинамически напряженных зон исследуемой площади.

Методы и материалы

Объект исследования: технологии геохимической съемки по аренам C_6H_6 – C_8H_{10} с использованием естественных пассивных концентраторов в виде подпочвенных грунтов и ИК.

Характеристики методов съемки.

1) *Съемка по подпочвенным грунтам* содержит отбор проб почвенного грунта весом 0,8–1 кг с глубины 0,7–1 м и последующий анализ проб в стационарной химико-аналитической лаборатории Западно-Сибирского филиала Института нефтегазовой геологии и геофизики (ЗСФ ИНГГ) СО РАН в г. Тюмени. Концентрации аренов в пробах подпочвенного грунта определялись газохроматографическим методом по технологии парофазного анализа. В подпочвенных глинистых отложениях природные факторы, искажающие глубинный сигнал, и влияние техногенных объектов методически минимизировались [7].

Градуировку метода проводили по стандартной смеси «Reference Naphtha Standart» ASTM D 5134, содержащей ароматические соединения.

2) *Съемка с применением пассивного центрирования и полевого анализа проб на портативном газовом хроматографе (ГХ).* Для съемки пассивные концентраторы (ПК) размещали в шурфах по три в каждом на глубине 0,4–0,5 м на 1–2 суток. Метод примечателен экспрессным анализом проб с ПК в полевой лаборатории на ГХ ЭХО-В-ФИД. Градуировку оборудования осуществляли посредством парофазного источника следовых концентраций толуола на уровне 10^{-10} г/см³ [8]. Учитывали зависимость аналити-

ческих характеристик используемых концентраторов от герметичности контейнеров, температур насыщения концентраторов в грунте.

Оборудование для съемки по подпочвенным грунтам:

- ГХ «Хром-5». Предел определения по УВ-газам – $1 \cdot 10^{-6}$ об. %; определяемые компоненты – УВ-газы от метана (CH_4) до октана (C_8H_{18}); колонка набивная длиной 3×3000 мм, сталь; сорбент – модифицированная окись алюминия 0,25–0,5 мм; детектор – пламенно-ионизационный (ПИД);
- ГХ «Кристалл 5000.2». Предел определения бензола и толуола с фотоионизационным детектором (ФИД) – $0,1 \times 10^{-6}$ об. %, $2,5 \times 10^{-13}$ г/с; колонка капиллярная длиной 100 м с внутренним диаметром 0,25 мм; неподвижная фаза полидиметилсилоксан (100 %).

Оборудование для экспрессной съемки с пассивными концентраторами:

- концентраторы изготовлены в виде трубок из нержавеющей стали длиной 30 мм, внешним диаметром 6,5 мм с толщиной стенок 0,3 мм (объем концентраторов $0,8 \text{ см}^3$), на внутреннюю поверхность трубок нанесен слой (до 100 мкм) полидиметилсилоксана SE-30 [9]. Термостойкость сорбента до 200°C ;
- портативный поликапиллярный ГХ ЭХО-В-ФИД с фотоионизационным детектором [10]. Порог определения по толуолу $1,3 \times 10^{-12}$ г/см³. Поликапиллярная колонка (960 капилляров, диаметром 40 мкм каждый) длиной 220 мм с неподвижной жидкой фазой SE-30 толщиной 0,6 мкм;
- система микропотков «МИКРОГАЗ ФМ40» использовалась в качестве источника следовых концентраций C_6 – C_8 для определения коэффициентов обогащения (КО) концентраторов. Для определения КО использовали поток очищенного воздуха $\sim 1000 \text{ см}^3/\text{мин}$ с концентрациями бензола, толуола, м-ксилола и о-ксилола на уровне $[\times 10^{-12} \text{ г/см}^3/\text{мин}]$ соответственно:

$\text{C}_6=84$; $\text{C}_7=99$; $\text{C}_{\text{м-кси}}=31,3$; $\text{C}_{\text{о-кси}}=48$. Совокупная погрешность генерации градуировочных концентраций аренов системой с ампул-источниками производства ООО «Мониторинг» составляла $\pm 11,0\%$ [11];

- измеритель влажности и температуры ИТВТМ-7 М производства ЗАО ЭКСИС (погрешность $\pm 0,1^\circ\text{C}$);
- пинцет, чашка Петри, стеклянные контейнеры «Vials Amber glass 15 mL».

Схемы съемки. Съемки выполнены двумя методами на площади 200 км^2 на Санской площади ЯНАО (Песцовый лицензионный участок). Пассивные концентраторы закладывались через один пикет отбора (п.о.) почвенного грунта, т. е. сетка отбора грунтов была в два раза подробнее, чем сетка для съемки с ПК (рис. 1). Также сетка для съемки с ПК была сдвинута на 1 пикет влево относительно профилей съемки по грунтам. Средняя плотность съемки по грунтам – 4 пикета на 1 км^2 , съемки с ПК – 2 пикета на 1 км^2 .

Топографическая привязка пунктов пробоотбора проводилась с помощью GPS-ГЛОНАСС навигаторов с погрешностью плановой привязки ± 10 м. Расположение профилей на участке проведения работ изображено треугольниками ▲ на рис. 1.

Результаты исследования

Пути миграции и проявления УВ на земной поверхности связывают, как правило, с зонами разуплотнения, включая зоны трещиноватости, неотектоники и тектонических напряжений [12, 13]. В работе в качестве зон глубинного разуплотнения были взяты ГДНЗ исследуемого региона. Их определение и методика выделения с использованием комплекса геоморфологических исследований геологии территории подробно изложена в работах [14, 15]. Получаемые площадные распределения аренов были в основном приурочены к ГДНЗ региона, приведенным на рис. 2.

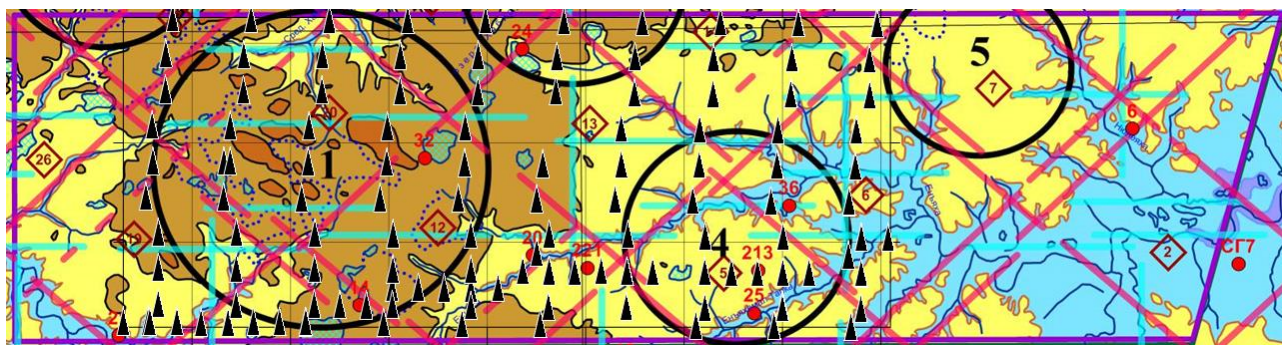


Рис. 1. Расположение профилей в пределах опытного полигона (окоптурен фиолетовой линией)

Fig. 1. Location of profiles within the experimental site (outlined by a purple line)

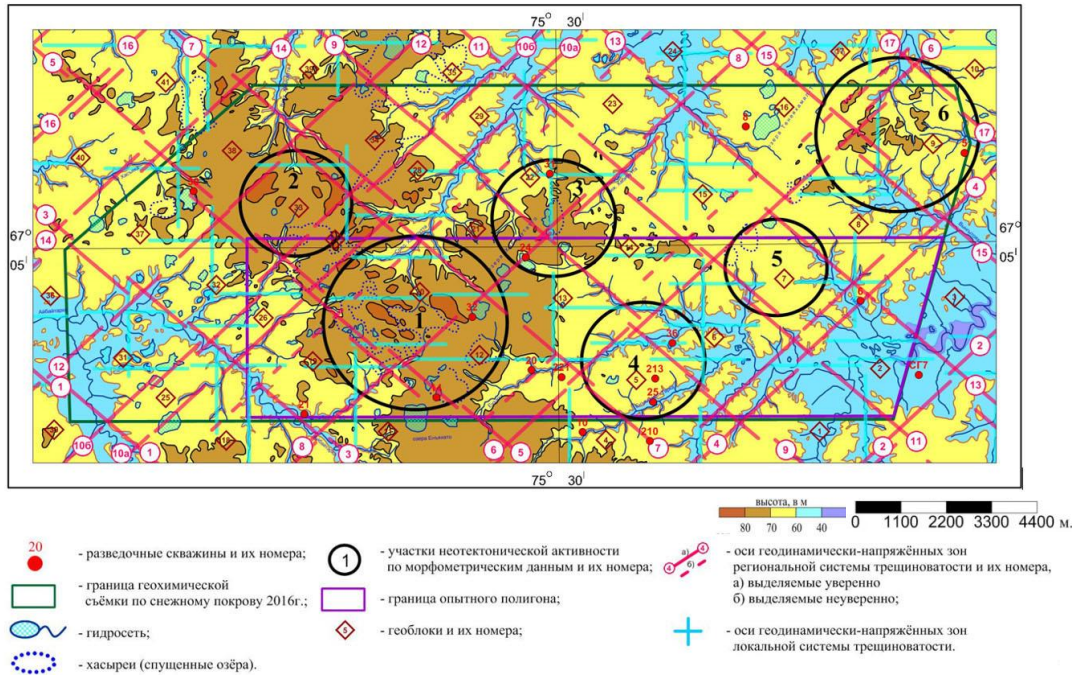


Рис. 2. Карта-схема ГДНЗ региональных и локальных систем
Fig. 2. Schematic map of geodynamically stressed zones (GDSZ) of regional and local systems

ГДНЗ могут быть как региональными структурообразующими разломами, так и локальными (затухающими на определенной глубине) дизъюнктивными нарушениями.

Региональная система ГДНЗ (рис. 2, выделена красными линиями) является проекцией на дневную поверхность древней палеозойской системы дизъюнктивных нарушений (системы трещиноватостей), которые проникают сквозь всю толщу осадочного чехла.

Локальная система ГДНЗ (рис. 2, выделена синими линиями) характеризует проявление на дневной поверхности более молодой и активной системы дизъюнктивных нарушений (мезозойско-кайнозойской), которые также проникают сквозь всю толщу осадочного чехла. На рис. 3 представлены результаты геохимической съемки по подпочвенным грунтам, на рис. 4 – съемки с применением ПК.

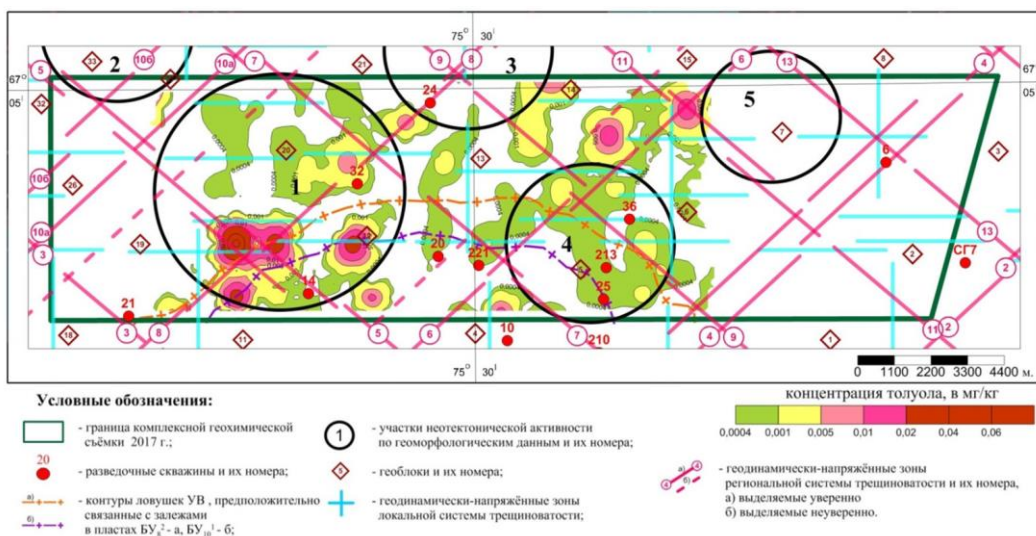


Рис. 3. Карта площадного распределения концентраций толуола в пробах подпочвенного грунта (ЗСФ ИНГГ СО РАН), совмещённая со схемой ГДНЗ
Fig. 3. Map of the areal distribution of toluene concentrations in subsoil samples (West-Siberian Branch Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS), combined with the GDSZ scheme

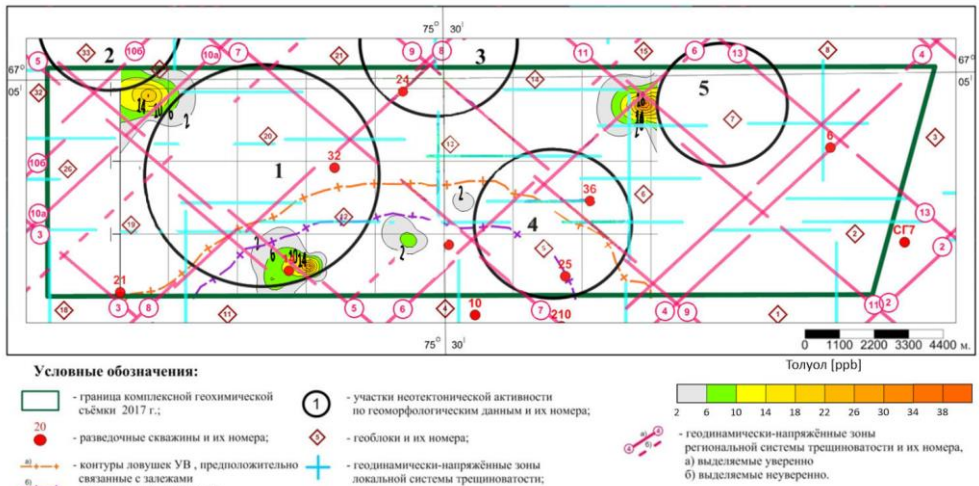


Рис. 4. Карта площадного распределения концентрации толуола по результатам съемки с применением пассивного концентрирования, совмещенная с ГДНЗ

Fig. 4. Map of the areal distribution of toluene concentration based on the results of survey using passive concentration, combined with the GDSZ

Распределение толуола как более тяжелого и менее летучего ароматического УВ, по сравнению с бензолом, более наглядно демонстрирует нефтидогенное эпигенетическое ГП в случае его аномального проявления. Это связано с тем, что пути миграции толуола тяготеют, как правило, к напряженным зонам трещиноватости из-за его преимущественно фильтрационно-го типа массопереноса в условиях многолетнемерзлых пород (ММП). Этим, например, можно объяснить проявления толуола по контуру газонефтяной структурной ловушки и отсутствие таковых на своде залежи (аналогично для ксилолов) – таким образом проявляется известный «кольцевой эффект» [16].

Для бензола по сравнению с толуолом характерен более высокий коэффициент диффузии (на порядок больше для глины и на пять порядков для

песка [17]) и связанная с этим повышенная диффузионная проницаемость геологических сред. Вследствие чего его аномальное геохимическое поле (АГП) чаще проявляется на сводах газонефтяных залежей и ловушек. Для дополнительного объяснения этого различия предложена гипотеза (гипотеза «стюдента»), состоящая в том, что из-за своей большей растворимости относительно толуола и ксилолов [18] бензол больше подвержен миграции с подземными водами и его распределение на дневной поверхности может отражать в том числе и водонасыщенные породы. Ниже представлены распределения бензола по результатам съемки по подпочвенным грунтам (рис. 5) и по результатам съемки с применением пассивных концентраторов (рис. 6).

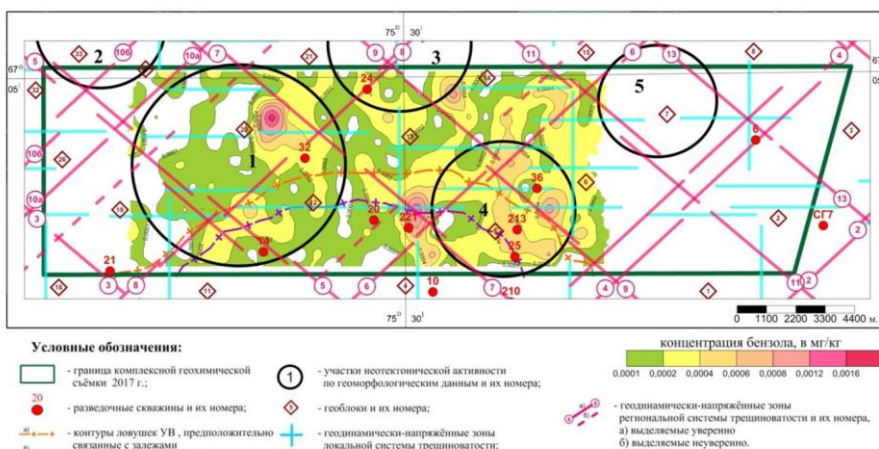


Рис. 5. Карта площадного распределения концентраций бензола в пробах подпочвенного грунта, совмещенная со схемой ГДНЗ

Fig. 5. Map of the areal distribution of benzene concentrations in subsoil samples, combined with the GDSZ scheme

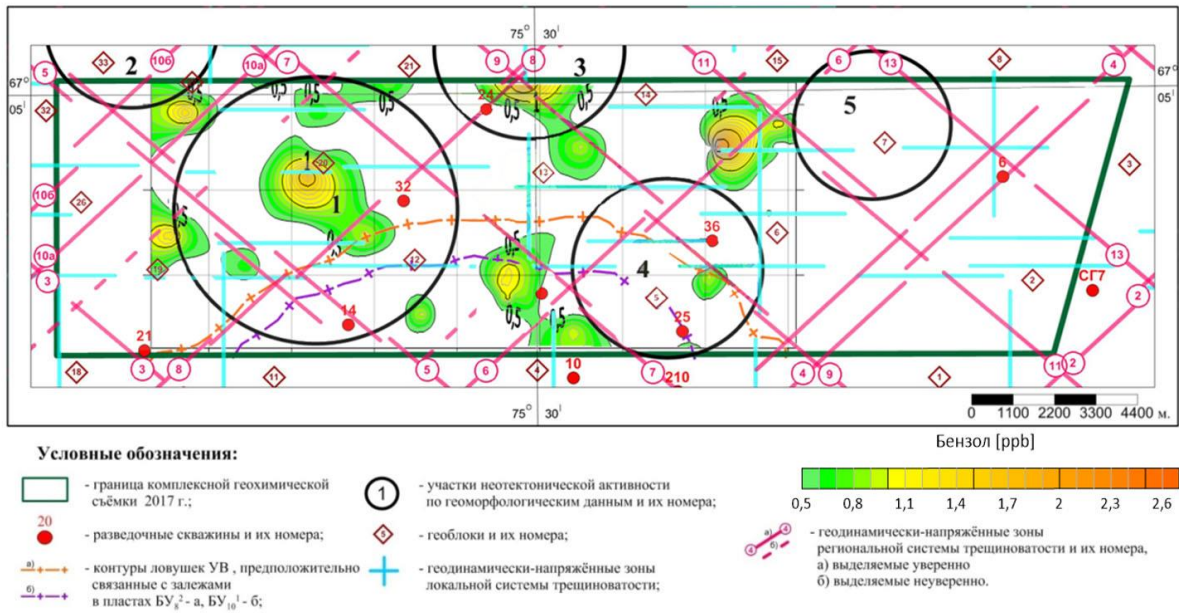


Рис. 6. Карта площадного распределения концентрации бензола по съёмке с пассивными концентраторами, совмещённая с ГДНЗ

Fig. 6. Map of the areal distribution of benzene concentration based on surveys with passive concentrators, combined with the GDSZ

Для сравнения построены для двух видов съёмок площадные распределения нефтегазоносного параметра Б/Т*, которые показывают распределение аренов на крыльях и по контуру ловушек или в зонах повышенной трещиноватости в верхней части осадочного чехла (выделено красным) и над их предполагаемыми сводами (окрашено белым) (рис. 7,8).

Для расчета параметра Б/Т* использовалось соотношение [19]:

$$Б/Т^* = \frac{C_B}{\sqrt{C_T^2 + C_B^2}},$$

где C_T , C_B – концентрации толуола и бензола.

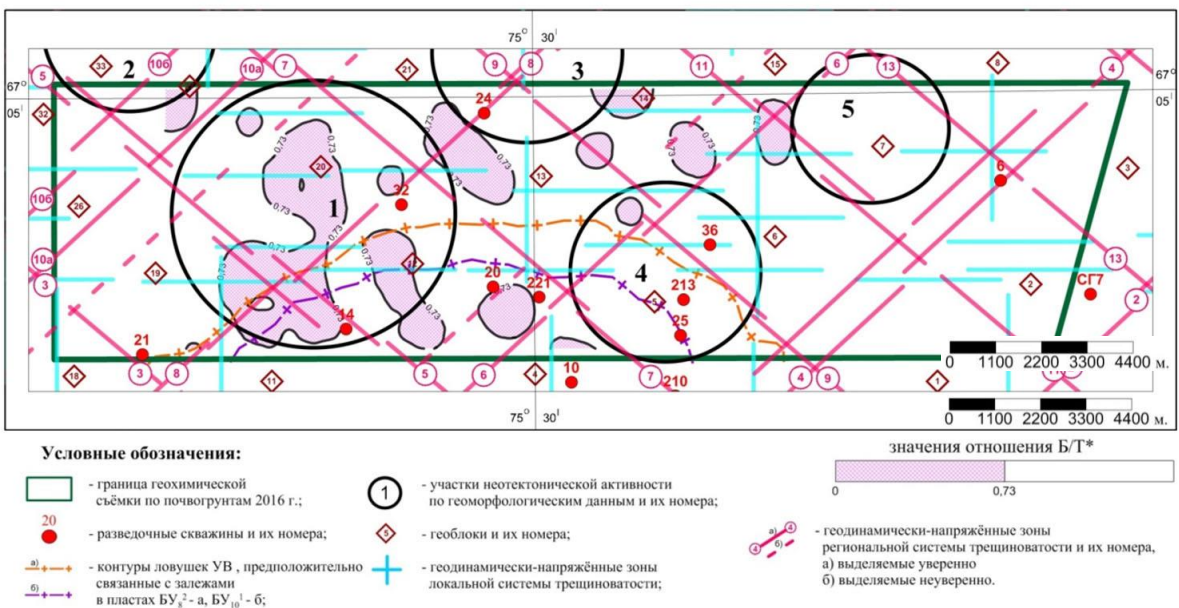


Рис. 7. Карта площадного распределения отношения бензола к толуолу в пробах подпочвенного грунта, совмещённая со схемой ГДНЗ

Fig. 7. Map of the areal distribution of the benzene to toluene ratio in subsoil samples, combined with the GDSZ scheme

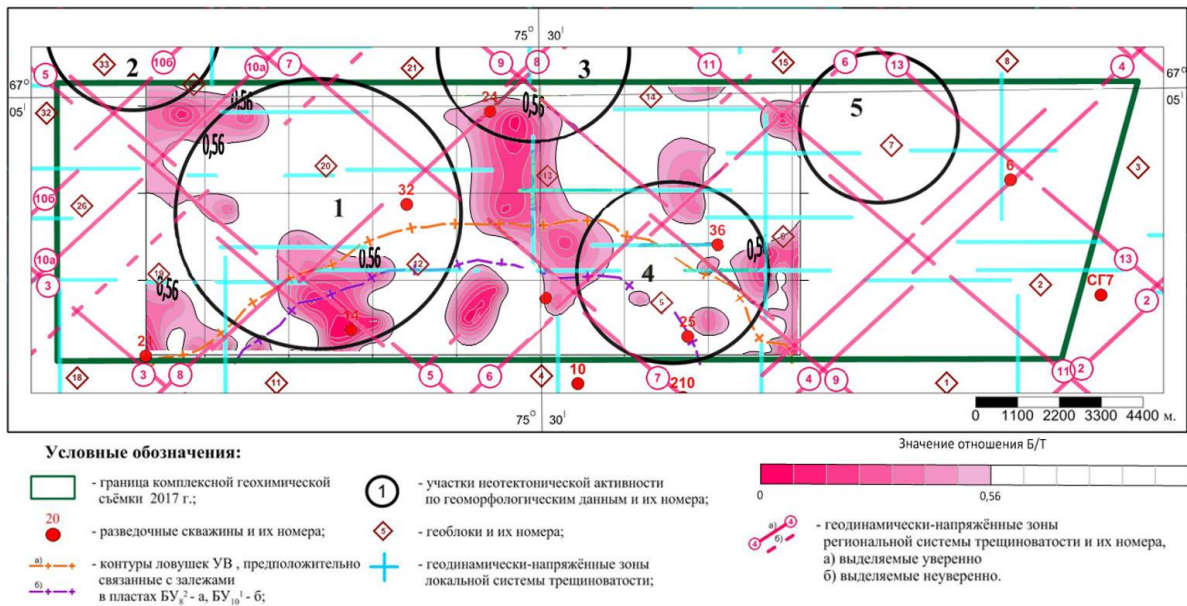


Рис. 8. Карта площадного распределения нефтегазоносного показателя Б/Т* по результатам съёмки с пассивными концентраторами, совмещенная с ГДНЗ

Fig. 8. Map of the areal distribution of the oil and gas-bearing index B/T based on the results of survey with passive concentrators, combined with the GDSZ

С целью определения характера распределения по исследуемой площади мигрирующих из залежи м-ксилола и о-ксилола были построены площадные распределения этих углеводородов с использованием пассивного концентрирования. В результате определено, что распределения ксилолов в основном идентичны распределению толуола.

Обсуждение и заключение

Выше частично приведен сравнительный анализ полученных распределений концентраций бензола, толуола и показателя нефтегазоносности Б/Т* для двух технологий съёмки.

По ксилолам приведено описание их площадных распределений. При анализе учитывались разные процессы дифференциации углеводородов, происходящие при их диффузионно-фильтрационном массопереносе от залежи к поверхности, такие как: сорбционно-хроматографические процессы, диффузионные, термобарические [20–25].

Остановимся на проявлениях отдельных УВ с учетом распределения систем ГДНЗ.

Толуол (рис. 3, 4): на геоблоке 11 в нижней части участка неотектонической активности № 1 выявлена аномалия по результатам съёмок двумя методами (75° 24' E; 67° 1'). Область превышения концентрации толуола на этом участке, предположительно, связана с пересечением зон геодинамических напряженностей региональных (5-5 и 8-8) и локальных систем трещиноватости.

На границах участка неотектонической активности № 5 наблюдаются аномальные значения кон-

центраций толуола. Аномалия подтверждается съёмкой по подпочвенным грунтам. Можно полагать, что источник миграции толуола на этом участке расположен в узле пересечения региональных ГДНЗ 6-6 и 11-11.

Аномалия, выявленная между участками неотектонической активности № 2 и 5 на геоблоке 27, также подтверждается съёмкой по грунтам (на рис. 4 приведен край аномалии). Настоящее превышение над фоном расположено на узле пересечения региональных ГДНЗ (5-5 и 10б-10б).

Из трех зарегистрированных аномалий по результатам съёмки с применением ПК, две (на геоблоке 12 и на узле пересечения ГДНЗ 6-6 и 11-11) являются резко выраженными с концентрацией толуола выше 25 ppb. Все три аномалии подтверждаются результатами, полученными съёмкой по подпочвенным грунтам, что говорит о положительной корреляции результатов двух съёмок. Полученные площадные распределения толуола по двум методам отличаются высокой контрастностью аномалий. Их концентрации толуола многократно превышают фоновый уровень.

Различие методов съёмок проявляется на геоблоках 5 и 14, в узлах пересечения региональных ГДНЗ 6-6 и 9-9, где по результатам съёмки с применением ПК аномалии, или превышения концентраций толуола, не зарегистрированы. Кроме того, общее количество распределений толуола, регистрируемых с применением ПК, меньше зарегистрированных съёмкой по подпочвенным грунтам.

Это свидетельствует о том, что подпочвенный грунт содержит большой сигнал толуола.

В целом содержание толуола достигает максимальных значений на границе контуров предполагаемых ловушек УВ в пластах БУ₈², БУ₁₀¹ на геоблоках 12 и 11, а также в узле пересечения ГДНЗ 5-5 и 8-8 (рис. 3, 4).

Бензол (рис. 5, 6). По результатам обеих съемок выявлено, что концентрации площадных распределений бензола низкие – на порядок ниже относительно толуола. На геоблоках 20, 12, 14, а также в узле пересечения ГДНЗ 8-8 и 9-9 по результатам съемки с ПК выявлены четыре превышения концентраций бензола, которые совпадают с аномалиями, обнаруженными съемкой по подпочвенным грунтам. Таким образом, съемкой по грунтам подтверждаются четыре из шести превышений концентраций бензола, зарегистрированных по результатам съемки с ПК.

Превышение бензола над фоном на геоблоке 20 тяготеет к пересечению региональных ГДНЗ 7-7 и 8-8. Очевидно небольшое смещение распределений на этом участке по результатам двух методов съемок. Смещение может быть обусловлено латеральной миграцией УВ с подземными водами в зоне локальной системы трещиноватости.

Другое небольшое превышение концентраций бензола на уровне 1,5 ppb подтверждается съемкой по грунтам и расположено на стыке региональных ГДНЗ 6-6 и 7-7, а также находится на границе контура предполагаемых ловушек УВ в пласте БУ₁₀¹ (рис. 5, 6).

Самый большой максимум на уровне 2,5 ppb зарегистрирован в месте пересечения региональных систем ГДНЗ 6-6 и 11-11 или с учетом смещения от узла пересечения связан с локальной системой трещиноватости. Превышение концентрации бензола подтверждается небольшим превышением над фоном съемкой по грунтам.

Еще одно проявление концентрации бензола на дневной поверхности, которое подтверждается съемкой по грунтам, располагается в узле пересечения ГДНЗ 8-8 и 9-9 региональных систем трещиноватости.

Остальные аномалии никак не коррелируют с результатами съемки по подпочвенным грунтам, особенно это заметно на участке неотектонической активности № 4, где по результатам съемки с применением ПК не были зарегистрированы проявления бензола.

По результатам съемки по подпочвенным грунтам высокие и повышенные концентрации бензола распространены по всей территории исследований и носят мозаичный характер распределения. Максимумы концентраций приурочены к региональным ГДНЗ 6-6, 8-8, 5-5, 7-7, 9-9 и узлам их пересече-

ния. Наибольшие концентрации отмечаются на границах контуров предполагаемых ловушек УВ в пластах БУ₈², БУ₁₀¹.

Результаты съемки с применением ПК, напротив, носят очаговый, точечный, характер распределения. Максимум концентраций бензола расположен вне границ контуров предполагаемых ловушек УВ в пластах БУ₈², БУ₁₀¹.

В целом результаты двух съемок носят дополнительный характер.

*Нефтегазоносный показатель Б/Т** (рис. 7, 8). Карта площадного распределения показателя Б/Т* демонстрирует, что минимумы распределения отмечаются в пределах контуров предполагаемых ловушек УВ в пластах БУ₈², БУ₁₀¹. Это свидетельствует об очень активной миграции нефтяных УВ, прежде всего толуола, из залежи к дневной поверхности, в особенности в районе узла пересечения ГДНЗ региональных систем трещиноватости 5-5 и 8-8. Суммарное содержание аренов практически полностью обусловлено содержанием толуола и м-ксилола (по результатам съемки с ПК). За контуром предполагаемых ловушек УВ выделяется большой участок низких значений Б/Т*, расположенный на геоблоке 13. По результатам съемки с ПК он не имеет никакой информативности и его можно исключить из анализа, так как в этой области съемкой с ПК зарегистрированы фоновые значения как толуола, так и бензола. По сути, нефтегазоносный показатель Б/Т* низкий на геоблоке 13 потому, что фоновые концентрации толуола превышают здесь фоновые концентрации бензола. Другие низкие значения Б/Т*, которые приурочены к региональным и локальным ГДНЗ, выделяются на участках с высоким уровнем концентраций толуола. Однако в этих случаях активность миграции УВ значительно снижена, что отражается в уровне концентраций аренов.

Локальное увеличение показателя Б/Т*, т. е. повышение доли бензола в паре бензол–толуол, в совокупности с высокими концентрациями аренов возможно в зонах разгрузки подземных вод, в которых содержание бензола может существенно увеличиваться [15].

Показатель Б/Т* показывает распределение аренов по периферии залежи или в зонах трещиноватости (*выделено красным, характерно преобладание толуола*) и над центральной частью ловушки (*окрашено белым, характерно преобладание бензола*).

В целом важно отметить, что без учета низких значений показателя Б/Т* на геоблоке 13 по результатам съемки с ПК его площадные распределения, полученные двумя съемками, в основном совпадают. И если говорить об интерпретации полученных данных, то с учетом исходных данных геоморфологического анализа и данных тектоники можно с уве-

ренностью сказать, что низкие значения показателя Б/Т* (выделены красным) характеризуют лишь зоны нарушения сплошности, зоны разломов над залежью, а никак не указывают на периферию ловушки, и наоборот, высокие значения показателя Б/Т* свидетельствуют об отсутствии таковых зон, что типично для месторождения в зоне ММП.

Заключение

По результатам проведенных исследований и сравнительного анализа установлено:

1. Площадные распределения максимумов толуола и бензола, полученные съемкой с применением пассивных концентраторов, положительно коррелируют с аналогичными аномалиями толуола (три из трех подтверждены) и в меньшей степени – с аналогичными аномалиями бензола (четыре из шести подтверждены), полученными съемкой по подпочвенным грунтам. Максимумы распределения отмечаются вблизи ГДНЗ и узлов их пересечения, что свидетельствует о миграции преимущественно через зоны трещиноватости. Наиболее информативная аномалия находится в пределах контуров предполагаемых ловушек УВ в пластах БУ₈², БУ₁₀¹ на пересечении ГДНЗ 5-5 и 8-8 (рис. 3, 4).
2. Распределение толуола (C₇H₈), как более тяжелого и менее летучего ароматического УВ по сравнению с бензолом, более наглядно демонстрирует нефтидогенное эпигенетическое ГП в случае его аномального проявления. Это связано с тем, что пути миграции толуола тяготеют преимущественно к напряженным зонам трещиноватости из-за его фильтрационного типа массопереноса в условиях многолетнемерзлых пород. Этим можно объяснить проявления толуола по контуру газонефтяной структурной ловушки и отсутствие таковых на своде залежи (аналогично для ксилолов).
3. Аномальное геохимическое поле бензола (C₆H₆) в ряду своей меньшей молекулярной массы и большей летучести относительно толуола и ксилолов обладает большей (на 1 порядок для ила и на 5 порядков для песчаника) диффузионной и фильтрационной проницаемостями, чем у последних. По этой причине бензолу чаще других аренов характерен диффузионный тип массопереноса, вследствие чего его АГП чаще проявляются на сводах газонефтяных залежей и ловушек. Это основное отличие в характере распределений бензола от толуола и ксилолов, зарегистрированных двумя методами. Для усиления этого отличия предложена гипотеза, состоящая в том, что из-за своей большей летучести и растворимости относительно толуола и ксилолов, бензол больше подвержен миграции с подземными водами и его распределение на дневной поверхности отражает в том числе и водоносные породы.
4. Геохимическая съемка с ПК примечательна тем, что коэффициенты обогащения концентраторов известны, в отличие от съемки по подпочвенным грунтам, где вмещающая способность грунтов неизвестна. Тем не менее впервые показано, что в условиях неопределенности с сорбционной характеристикой грунтов результаты съемки по почвенным грунтам удовлетворительно коррелируют с данными по ПК.
5. Геохимическую съемку по подпочвенному грунту можно считать более чувствительной по толуолу. Так, максимум концентрации толуола в грунте превышает в 1,5–2 раза (0,06 мг/кг≈60 ppb) концентрацию с ПК (38 ppb). Однако максимум концентрации бензола (0,0016 мг/кг≈1,6 ppb) меньше в 0,6 раз, чем концентрация с ПК (2,6 ppb).
6. Применение пассивного концентрирования с анализом проб в полевой лаборатории позволяет проводить экспрессную съемку и в течение примерно 1 месяца получать непосредственно в поле распределения УВ, в данном случае аренов. Это значительно сокращает время и экономит затраты по сравнению со съемкой по подпочвенным грунтам с анализом проб в стационарной лаборатории, что увеличивает продолжительность съемки до 1 года.
7. Из сравнения методов съемки следует, что экспрессная геохимическая съемка с анализом проб в поле дает информативность, не уступающую съемке по грунтам, поэтому её целесообразно проводить на начальном этапе поиска залежей УВ перед проведением, например, сейсморазведки или после сейсморазведки для оперативного уточнения наличия УВ в коллекторах горных пород.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Singh R.K., Patidar A.K. A systematic approach for planning a geochemical survey for hydrocarbon exploration: an overview // Iranian Journal of Earth Sciences. – 2024. – Vol. 16. – № 2. – 162408 (1–9). DOI: 10.57647/j.ijes.2024.1602.08
2. Rice G.K. Vertical migration in theory and in practice // Interpretation. – 2021. – Vol. 10. – № 1. – P. 1–37. DOI: 10.1190/int-2020-0216.1
3. Чжиизюнь Цзинь Закономерности строения и размещения средних и крупных нефтегазовых месторождений Китая // Геология нефти и газа. – 2007. – № 1. – С. 46–53.

4. Abrams M.A., Schumacher D. Surface geochemistry methods for petroleum exploration // *Encyclopedia of Petroleum Geoscience. Encyclopedia of Earth Sciences Series* / ed. by R. Sorkhabi. – Cham: Springer, 2020. – P. 1–11. DOI: 10.1007/978-3-319-02330-4_102-1
5. Жильцова А.А., Исаев В.И., Коржов Ю.В. Миграция углеводородных флюидов и геохимический метод индикации залежей // *Региональные проблемы*. – 2010. – Т. 13. – № 1. – С. 11–17.
6. Развитие геофизических и геохимических методов исследования для геологоразведочных работ поиска и разведки месторождений нефти и газа / С.Е. Войтович, М.У. Чернышова, К.У. Гаврилина, А.И. Гатауллин, О.А. Гринько, И.В. Дергунов // *Георесурсы*. – 2013. – Т. 51. – № 1. – С. 22–26.
7. Курчиков А.Р., Белоносов А.Ю., Тимшанов Р.И. Динамика концентраций ароматических углеводородов С6-С8 в приповерхностных средах в связи с прямыми геохимическими поисками залежей нефти // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. – 2010. – № 4. – С. 44–48.
8. Какуля В.А., Балдин М.Н., Грузнов В.М. Исследование характеристик парофазного источника толуола для полевой градуировки портативного газового хроматографа // *Трофимук. чтения*. – Новосибирск: Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука (ИНГГ СО РАН), 2023. – Т. 76. – С. 181–185.
9. Какуля В.А., Балдин М.Н. Особенности применения пассивных концентраторов в геохимической съемке по аренам // «ГеоСибирь-2024». – Новосибирск: Сибирский государственный университет геосистем и технологий (СГУГиТ), 2024. – Т. 2. – С. 105–113.
10. Портативная газовая хроматография с пассивными концентраторами для экспрессной геохимической съемки по ароматическим углеводородам / В.М. Грузнов, М.Н. Балдин, И.И. Науменко, Е.В. Карташов, М.В. Прямов // *Химический анализ в геологии и геохимии*. – Новосибирск: Гео, 2016. – С. 555–564.
11. Источники микропотоков газов и паров ИМ // ООО «Мониторинг». URL: <http://www.ooo-monitoring.ru/products/calibr/pmt/im/> (дата обращения 29.03.2024).
12. A review of the progress for hydrocarbon migration technology: Mainstream methods, frontier trends, and future prospects / Z. Zhang, L. Wang, H. Zhang, D. Wu, C. Zhang // *Advances in Analytic Science*. – 2024. – Vol. 5. – № 2. – Art. N 2955.
13. Direct and indirect surface geochemical methods in petroleum exploration: a case study from eastern part of the Polish Outer Carpathians / H. Sechman, P. Guzy, P. Kaszuba, A. Wojas, G. Machowski, A. Twaróg, A. Maślanka // *International Journal of Earth Sciences*. – 2020. – Vol. 109. – P. 1853–1867. DOI: 10.1007/S00531-020-01876-Y
14. Структурно-тектонический анализ космических материалов территории юга Западной Сибири для оценки нефтеперспективности / А.Ю. Белоносов, О.С. Мартынов, А.Р. Курчиков, С.А. Шешуков, А.Е. Кудрявцев // *Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса: VIII Всероссийская ежегодная конференция*. – М.: ИКИ РАН, 2010. – С. 260.
15. Белоносов А.Ю. Методика дешифрирования космических снимков для картографирования нефтеперспективных геоструктур (на примере Курганской области): дис. ... канд. техн. наук. – Новосибирск, 2010. – 139 с.
16. Геохимические методы прогноза и поисков нефтегазовых месторождений / А.А. Кременецкий, А.Г. Пилицын, А.П. Игнатов, В.М. Грузнов // *Разведка и охрана недр*. – 2010. – № 5. – С. 63–69.
17. Grathwohl P. Diffusion in natural porous media: contaminant transport, sorption/desorption and dissolution kinetics // *Environmental fluid mechanics*. – New York: Springer, 1998. – 206 p.
18. Краткий химический справочник / под ред. В.А. Рабинович, З.Я. Хавина. – Л.: Химия, 1978. – 392 с.
19. Тимшанов Р.И., Белоносов А.Ю., Шешуков С.А. Применение геохимической съемки на разных стадиях геологоразведочных работ // *Геология нефти и газа*. – 2018. – № 3. – С. 103–109. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-103-109.
20. Курчиков А.Р., Белоносов А.Ю., Тимшанов Р.И. Новые подходы в проведении геохимических нефтепоисковых исследований // *Горные ведомости*. – 2011. – № 6. – С. 104–110.
21. Geochemical evidence for the internal migration of gas condensate in a major unconventional tight petroleum system / J.M. Wood, J. Cesar, O.H. Ardakani, A. Rudra, H. Sanei // *Scientific Reports*. – 2022. – Vol. 12. – Art. no. 7931.
22. Klusman R.W., Saeed M.A. Comparison of light hydrocarbon microseepage mechanisms // *Hydrocarbon migration and its near-surface expression*. – 1996. – Vol. 66. – P. 157–168.
23. Brown A. Evaluation of possible gas microseepage mechanisms // *AAPG Bulletin*. – 2000. – Vol. 84. – № 11. – P. 1775–1789.
24. Structural control of gas migration pathways in the hydrocarbon-rich Val d'Agri basin (Southern Apennines, Italy) / S.E. Beaubien, G.S. Spagnolo, R.-M. Ridolfi, L. Aldega, I. Antoncicchi, S. Bigi, A. Billi, E. Carminati // *Marine and Petroleum Geology*. – 2023. – Vol. 154. – P. 106339.
25. Modeling hydrocarbon migration and accumulation processes in the meso-Cenozoic complex of the Black Sea-Caspian Region / V. Kerimov, R. Mustaev, E. Lavrenova, P. Romanov // *Advances in Science, Technology & Innovation (ASTI): International conference on Mediterranean Geosciences Union, Conference paper*. – Cham: Springer, 2024. – P. 253–255. DOI: 10.1007/978-3-031-48758-3_57

Информация об авторах

Андрей Юрьевич Белоносов, кандидат технических наук, старший научный сотрудник Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения РАН, Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3. Belonovay@ipgg.sbras.ru

Михаил Николаевич Балдин, кандидат технических наук, старший научный сотрудник Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения РАН, Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3. Baldinmn@ipgg.sbras.ru

Дмитрий Викторович Зинченко, ведущий инженер Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения РАН, Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3. Zinchenkodv@ipgg.sbras.ru

Вадим Алексеевич Какуля, аспирант Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения РАН, Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3. kakulyav@ipgg.sbras.ru
Владимир Матвеевич Грузнов, доктор технических наук, главный научный сотрудник Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения РАН, Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3. Gruznovvm@ipgg.sbras.ru

Поступила в редакцию: 03.06.2025

Поступила после рецензирования: 15.07.2025

Принята к публикации: 06.10.2025

REFERENCES

1. Singh R.K., Patidar A.K. A systematic approach for planning a geochemical survey for hydrocarbon exploration: an overview. *Iranian Journal of Earth Sciences*, 2024, vol. 16, no. 2, pp. 1–9. DOI: 10.57647/j.ijes.2024.1602.08
2. Rice G.K. Vertical migration in theory and in practice. *Interpretation*, 2021, vol. 10, no. 1, pp. 1–37. DOI: 10.1190/int-2020-0216.1
3. Chzhitsyun Tszin. Structural and distribution regularities of medium and large fields in China. *Oil and gas geology*, 2007, no. 1, pp. 46–53. (In Russ.)
4. Abrams M.A., Schumacher D. Surface geochemistry methods for petroleum exploration. *Encyclopedia of Petroleum Geoscience. Encyclopedia of Earth Sciences Series*. Cham, Springer, 2020. pp. 1–11. DOI: 10.1007/978-3-319-02330-4_102-1
5. Zhiltsova A.A., Isaev V.I., Korzhov J.V. Migration of hydro-carbonic fluids and geochemical method of deposits indication. *Regional problems*, 2010, vol. 13, no. 1, pp. 11–17. (In Russ.)
6. Voitovich S.E., Chernyshova M.U., Gavrulina K.U., Gataullin A.I., Grinko O.A., Dergunov I.V. Development of geophysical and geochemical research methods for geological exploration of oil and gas fields. *Georesources*, 2013, vol. 51, no. 1, pp. 22–26. (In Russ.)
7. Kurcbikov A.R., Belonosov A.Yu., Timshanov R.I. Dynamics of C6–C8 aromatic hydrocarbon concentration in near surface medium due to direct geological and chemical prospecting for oil deposits. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2010, no. 4, pp. 44–48. (In Russ.)
8. Kakulya V.A., Baldin M.N., Gruznov V.M. The investigation of the characteristics of a vapour-phase toluene source for field calibration of a portable gas chromatograph. *Trofimukovsky readings 2023*. Novosibirsk, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG SBRAS) Publ., 2023. Vol. 76, pp. 181–185. (In Russ.)
9. Kakulya V.A., Baldin M.N. Features of the use of passive concentrators in geochemical surveys of aromatic hydrocarbons. *20th International Exhibition and Scientific Congress Interexpo GEO-Siberia*. Novosibirsk, Siberian State University of Geosystems and Technologies Publ., 2024. Vol. 2, pp. 105–113. (In Russ.)
10. Gruznov V.M., Baldin M.N., Naumenko I.I., Kartashov E.V., Pryamov M.V. Portable gas chromatography with passive concentrators for express geochemical survey of aromatic hydrocarbons. *Chemical analysis in geology and geochemistry*. Novosibirsk, Geo Publ., 2016. pp. 555–564. (In Russ.)
11. *Sources of microflows of gases and vapors IM*. (In Russ.) Available at: <http://www.ooo-monitoring.ru/products/calibr/pmt/im/> (accessed 29 March 2024).
12. Zhang Z., Wang L., Zhang H., Wu D., Zhang C. A review of the progress for hydrocarbon migration technology: mainstream methods, frontier trends, and future prospects. *Advances in Analytic Science*, 2024, vol. 5, no. 2, art. no 2955.
13. Sechman H., Guzy P., Kaszuba P., Wojas A., Machowski G., Twaróg A., Maślanka A. Direct and indirect surface geochemical methods in petroleum exploration: a case study from eastern part of the Polish Outer Carpathians. *International Journal of Earth Sciences*, 2020, vol. 109, pp. 1853–1867. DOI: 10.1007/S00531-020-01876-Y
14. Belonosov A.Yu., Martynov O.S., Kurchikov A.R., Sheshukov S.A., Kudryavtsev A.E. Structural-tectonic analysis of space materials of the territory of the south of Western Siberia for assessing oil prospects. *VIII annual conference. Modern problems of remote sensing of the Earth from space*. Moscow, IKI RAS Publ., 2010. pp. 260. (In Russ.)
15. Belonosov A.Yu. *Methodology for interpreting space images for mapping oil-promising geostructures (using the Kurgan region as an example)*. Cand. Diss. Novosibirsk, 2010. 139 p. (In Russ.)
16. Kremenetsky A.A., Pilitsyn A.G., Ignovatov A.P., Gruznov V.M. Geochemical methods of forecasting and prospecting of oil and gas fields. *Exploration and protection of mineral resources*, 2010, no. 5, pp. 63–69. (In Russ.)
17. Grathwohl P. Diffusion in natural porous media: contaminant transport, sorption/desorption and dissolution kinetics. *Environmental fluid mechanics*. New York, Springer, 1998. 206 p.
18. Rabinovich V.A., Khavin Z.Ya. *Brief chemical reference book*. Leningrad, Khimiya Publ., 1978. 392 p. (In Russ.)
19. Timshanov R.I., Belonosov A.Yu., Sheshukov S.A. Application of geochemical survey at different stages of geological exploration works. *Oil and gas geology*, 2018, no. 3, pp. 103–109. (In Russ.) DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-103-109.
20. Kurchikov A.R., Belonosov A.Yu., Timshanov R.I. New approaches to conducting geochemical oil exploration studies. *Mining news*, 2011, no. 6, pp. 104–110. (In Russ.)
21. Wood J.M., Cesar J., Ardakani O.H., Rudra A., Sanei H. Geochemical evidence for the internal migration of gas condensate in a major unconventional tight petroleum system. *Scientific Reports*, 2022, vol. 12, art. no 7931.
22. Klusman R.W., Saeed M.A. Comparison of light hydrocarbon microseepage mechanisms. *Hydrocarbon migration and its near-surface expression*, 1996, vol. 66, pp. 157–168.
23. Brown A. Evaluation of possible gas microseepage mechanisms. *AAPG Bulletin*, 2000, vol. 84, no. 11, pp. 1775–1789.
24. Beaubien S.E., Spagnolo G.S., Ridolfi R.-M., Aldega L., Antoncecci I., Bigi S., Billi A., Carminati E. Structural control of gas migration pathways in the hydrocarbon-rich Val d'Agri basin (Southern Apennines, Italy). *Marine and Petroleum Geology*, 2023, vol. 154, art. no 106339.

25. Kerimov V., Mustaev R., Lavrenova E., Romanov P. Modeling hydrocarbon migration and accumulation processes in the Mesozoic complex of the Black Sea-Caspian Region. *Advances in Science, Technology & Innovation (ASTI). International conference on Mediterranean Geosciences Union, Conference paper*. Cham, Springer, 2024. pp. 253–255. DOI: 10.1007/978-3-031-48758-3_57

Information about the authors

Andrey Yu. Belonosov, Cand. Sc., Senior Researcher, A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 3, Academician Koptyug avenue, Novosibirsk, 630090, Russian Federation. Belonosovay@ipgg.sbras.ru

Mikhail N. Baldin, Cand. Sc., Senior Researcher, A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 3, Academician Koptyug avenue, Novosibirsk, 630090, Russian Federation. Baldinmn@ipgg.sbras.ru

Dmitry V. Zinchenko, Leading Engineer, A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 3, Academician Koptyug avenue, Novosibirsk, 630090, Russian Federation. Zinchenkodv@ipgg.sbras.ru

Vadim A. Kakulya, Postgraduate Student, A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 3, Academician Koptyug avenue, Novosibirsk, 630090, Russian Federation. kakulyav@ipgg.sbras.ru

Vladimir M. Gruznov, Dr. Sc., Chief Researcher, A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 3, Academician Koptyug avenue, Novosibirsk, 630090, Russian Federation. Gruznovvm@ipgg.sbras.ru

Received: 03.06.2025

Revised: 15.07.2025

Accepted: 06.10.2025