

Новая зона нефтегазоаккумуляции в Левобережной части Волгоградской области

Ермоловский А.В.¹, Садманова М.В.¹, Польская Н.Н.¹, Самойленко А.Ю.¹, Каган К.Г.¹, Поликарпов М.Ю.¹,
Кристья Е.Е.², Султанова А.Т.¹, Шепотко Е.В.¹, Мунтяева Д.А.¹, Киселева С.В.¹

¹ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Волгоград, Россия; ²ПАО «ЛУКОЙЛ», Москва, Россия
alexey.ermolovskiy@lukoil.com

Аннотация

Рассмотрены результаты геохимических исследований нефтей верхне-франских залежей в пределах Николаевско-Городищенской предбортной ступени на территории заволжского левобережья Волгоградской области. Проведены геохимические исследования экстрактов из образцов нефтенасыщенного керна. Выполнены анализы по определению молекулярного состава техногенных углеводородов, которые были закачены в скважину для проведения работ по вызову притока методом свабирования. Исходя из корреляций «нефть-кern» показана принадлежность нефти к испытанному пласту, что дало основание выполнения дальнейшего сравнения физико-химических свойств и молекулярного состава нефтей приуроченных к верхне-франским отложениям девонской системы Николаевско-Городищенской предбортной ступени. Проведено сравнение физико-химических и молекулярных параметров нефтей, для корреляции «нефть-нефть», сходство которых позволяет предполагать единую зону нефтегазоаккумуляции в верхне-франских отложениях, протяжённостью около 150 км в пределах Николаевско-Городищенской предбортной ступени от Белокаменного месторождения до поисково-разведочной скважины 1 ЮД. Показана перспективность проведения дальнейших геологоразведочных работ, с целью обнаружения новых поисковых нефтяных объектов на больших глубинах (~5 км) приуроченных к верхне-франскому ярусу девонской системы.

Материалы и методы

Молекулярные исследования нефтей и экстрактов из керна методами хроматографического и хромато-масс-спектрометрического анализа для корреляции «нефть-кern» и «нефть-нефть».

Ключевые слова

зона нефтегазоаккумуляции; резервуарная геохимия; хроматография; хромато-масс-спектрометрия; корреляция «нефть-нефть»; корреляция «нефть-кern»; физико-химический анализ

Для цитирования

Ермоловский А.В., Садманова М.В., Польская Н.Н., Самойленко А.Ю., Каган К.Г., Поликарпов М.Ю., Кристья Е.Е., Султанова А.Т., Шепотко Е.В., Мунтяева Д.А., Киселева С.В. Новая зона нефтегазоаккумуляции в Левобережной части Волгоградской области // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 8. С. 60–66. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-8-60-66

Поступила в редакцию: 15.10.2024

GEOCHEMISTRY

UDC 550.4 | Original Paper

New oil and gas accumulation zone in the Left-bank part of the Volgograd region

Ermolovskiy A.V.¹, Sadmanova M.V.¹, Polskaya N.N.¹, Samoylenko A.Yu.¹, Kagan K.G.¹, Polikarpov M.Yu.¹,
Kristya E.E.², Sultanova A.T.¹, Shepotko E.V.¹, Muntayeva D.A.¹, Kiseleva S.V.¹

¹“LUKOIL-Engineering” LLC, Volgograd, Russia; ²“LUKOIL” PJSC, Moscow, Russia
alexey.ermolovskiy@lukoil.com

Abstract

The results of geochemical studies of oils of Upper Frannian deposits within the Nikolaevsko-Gorodishchenskaya prebort stage in the territory of the Zavolzhsky left bank of the Volgograd region are considered. Geochemical studies of extracts from oil-saturated core samples were carried out. Analyzes were performed to determine the molecular composition of technogenic hydrocarbons, which were injected into the well to carry out works to induce inflow using the swabbing method. Based on “oil-core” correlations, the oil belonging to the tested reservoir was shown, which gave the basis for further comparison of physical and chemical properties and molecular composition of oils confined to the Upper Frannian deposits of Devonian system of Nikolayevsko-Gorodishchenskaya pre-board stage. The comparison of physicochemical and molecular parameters of oils, for correlation “oil-oil”, the similarity of which allows us to assume a single zone of oil and gas accumulation in the Upper Frannian sediments, the length of about 150 km within the Nikolaevsko-Gorodishchenskaya pre-board stage from the Belokamennoye field to the exploration well 1 YUD. The prospectivity of further exploration works is shown, in order to discover new oil exploration targets at greater depths (~5 km) confined to the Upper Frannian stage of the Devonian system.

Materials and methods

Molecular studies of oils and extracts from the core using chromatographic and chromatography-mass spectrometric analysis for the correlation “oil-core” and “oil-oil”.

Keywords

Oil and gas accumulation zone; reservoir geochemistry; chromatography; chromatography-mass spectrometry; oil-oil correlation; oil-core correlation; physicochemical analysis

For citation

Ermolovskiy A.V., Sadmanova M.V., Polskaya N.N., Samoylenko A.Yu., Kagan K.G., Polikarpov M.Yu., Kristya E.E., Sultanova A.T., Shepotko E.V., Muntayeva D.A., Kiseleva S.V. New oil and gas accumulation zone in the Left-bank part of the Volgograd region. Exposition Oil Gas, 2024, issue 8, P. 60–66. (In Russ). DOI:10.24412/2076-6785-2024-8-60-66

Received: 15.10.2024

Введение

Разведка перспективных в нефтегазовом отношении объектов верхне-франского возраста девонской системы может стать новым направлением геологоразведочных работ (ГРП) в Левобережной части Волгоградской области. Во время гидродинамических исследований воронежско-ливенского объекта при фонтанировании поисково-разведочной скважины 1 ЮД была получена проба нефти, что существенно повысило актуальность ГРП на территории заволжского левобережья Волгоградской области. Других нефтепроявлений или промышленных притоков в отложениях верхне-франского возраста в пределах Николаевско-Городищенской предбортной ступени на территории Волгоградской области отмечено не было. Исключением является Белокаменное месторождение, расположенное на границе Саратовской и Волгоградской областей.

Белокаменное месторождение было открыто 1989 г., хорошо изучено бурением, приурочено к верхне-франской рифогенной зоне и является «эталонном» рифового направления нефтегазодобычи [1].

На Белокаменном месторождении выявлены продуктивные залежи в коллекторах евлано-ливенского горизонта на глубине ~ 3650 м. Тогда как в поисково-разведочной скважине 1 ЮД продуктивные воронежско-ливенские отложения были вскрыты на глубинах почти 5 км. Протяжённость участка с перепадом глубин верхне-франских отложений от 3,6 до 5,0 км в пределах

Николаевско-Городищенской структурной зоны от Белокаменного месторождения до поисково-разведочной скважины 1 ЮД составляет примерно 150 км. Поэтому проведение сравнительного геохимического анализа нефтей евлано-ливенского горизонта Белокаменного месторождения с нефтями, полученными из поисково-разведочной скважины 1 ЮД воронежско-ливенского возраста, с целью определения их возможной приуроченности к единой зоне нефтегазонакопления является очень актуальной задачей в общем комплексе ГРП исследуемой территории.

Определение понятия зоны нефтегазонакопления по геохимическим данным приведены в работе [2]: «под зоной нефтегазонакопления понимается структурно обособленный элемент земной коры, в результате тектонического, литолого-фациального и катанетического развития которого образовались и сформировались в залежи углеводородные флюиды определенного типа и молекулярного состава».

Если в разновозрастных отложениях единой тектонической приуроченности из разных скважин получены близкие по типу и молекулярному составу флюиды, они относятся к одной зоне нефтегазонакопления. В противном случае они принадлежат разным зонам [2].

Экспериментальная часть

Геохимические исследования по корреляции «нефть-нефть» и «нефть-керна» для уточнения зональности нефтегазонакопления включает комплексные работы

по определению физико-химических характеристик нефтей, молекулярного состава парафинов средне- и высококипящих фракций и полициклических биомаркеров [3].

Физико-химический анализ флюидов проводился по стандартным методикам на аппаратуре в основном отечественного производства.

Молекулярный анализ парафиновых углеводородов проводился на газожидкостном хроматографе HP 6890 фирмы Хьюлетт-Паккард. Хроматографирование выполнялось в следующих условиях: газ-носитель — гелий, колонка — HP-5MS с внутренним диаметром 0,25 мм, длина колонки — 30 м, неподвижная фаза — (5%-фенил)-метилполисилоксан, толщина фазы — 25 мкм, линейное программирование температуры — 4 °С/мин, температура программирования — от 70 до 305 °С.

Анализ полициклических биомаркеров осуществлялся на приборе фирмы Хьюлетт-Паккард HP-5973 с использованием системы компьютерной обработки данных в режиме SIM с записью ионов m/z 217, 218 — для стеранов и с m/z 191, 177 — для терпанов. Разделение углеводородов проводилось на капиллярной колонке длиной 30 м с неподвижной фазой — 5%-фенил-метилполисилоксан. Хроматографирование велось в режиме линейного программирования температуры: начало — 70 °С, скорость подъема температуры — 4 °С/мин., конец программы — 300 °С. Спектры сняты при энергии ионизации 70 эВ и температуре в камере ионизации 230 °С.

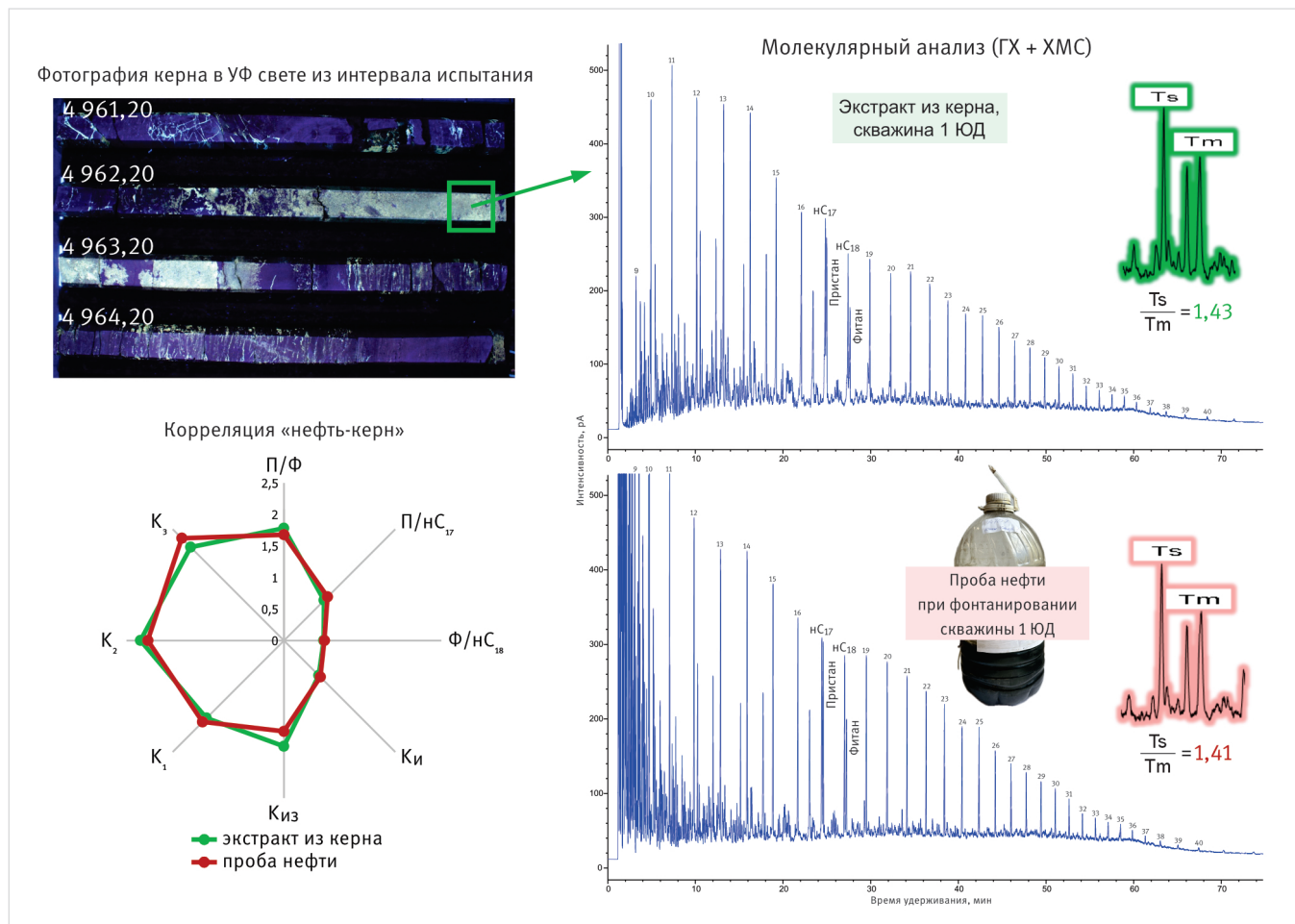


Рис. 1. Геохимическое определение принадлежности нефти к испытываемому пласту. Скважина 1 ЮД
Fig. 1. Geochemical determination of oil belonging to the tested reservoir. Well 1 YUD

Для вызова притока, при свабировании, в скважину закачивались жидкости, которые имели в своем составе помимо пластовых вод, нефтяные углеводороды, с сопредельных месторождений. Поэтому в притоке при гидродинамических исследованиях скважины в отобранных пробах могли присутствовать кроме технических вод, пластовая вода и нефть не принадлежащие исследуемому объекту. Такая ситуация, требует дополнительных геохимических исследований по определению принадлежности нефти к испытываемому пласту.

Для этого проводится сравнение молекулярного состава нефти и углеводородов, извлеченных из пород путем экстрагирования н-гексаном в течение 40 часов. После удаления экстрагента углеводородные экстракты анализируются методом хроматографии и хромато-масс-спектрометрии.

Для проведения корреляции «нефть-керна» был выбран образец керна из интервала с наиболее интенсивным свечением в ультрафиолетовом свете, который входит в интервал опробования исследуемых отложений.

Обсуждение результатов

Результаты сравнительного молекулярного анализа углеводородного экстракта

из керна и пробы нефти, полученной при гидродинамических исследованиях поисково-разведочной скважины 1 ЮД представлены на рисунке 1.

На основании детального анализа хроматограмм и масс-фрагментограмм были выбраны наиболее информативные для сравнения геохимические показатели.

Методом газожидкостной хроматографии в области среднекипящих фракций сравнивались следующие соотношения индивидуальных углеводородов: пристан/фитан, пристан/ HC_{17} , фитан/ HC_{18} , $\text{Ki} = (\text{пристан} + \text{фитан}) / (\text{HC}_{17} + \text{HC}_{18})$, $\text{Kиз} = (\text{HC}_{14} + \text{HC}_{15} + \text{HC}_{16}) / (\text{HC}_{19} + \text{HC}_{20})$, $\text{K1} = \Sigma(\text{HC}_{10} - \text{HC}_{15}) / \Sigma(\text{HC}_{15} - \text{HC}_{20})$, $\text{K2} = \Sigma(\text{HC}_{12} - \text{HC}_{20}) / \Sigma(\text{HC}_{21} - \text{HC}_{30})$, $\text{K3} = \Sigma(\text{HC}_{17} - \text{HC}_{24}) / \Sigma(\text{HC}_{25} - \text{HC}_{35})$, где пристан — 2,6,10,14-тетраметилпентадекан, фитан — 2,6,10,14-тетраметилгексадекан, $\text{HC}_{10} - \text{HC}_{35}$ — нормальные парафиновые углеводороды с соответствующим числом углеродных атомов, $\text{HC}_{14} - \text{HC}_{20}$ — изопреноидные углеводороды с соответствующим числом углеродных атомов.

Методом хромато-масс-спектрометрии для корреляции в системе «нефть-керна» сравнивались отношения более термодинамически устойчивого терпана Ts (22,29,30-Трисноргопан C_{27} (17-метил, 18 α)) к менее устойчивому — Tm (22,29,30-Трисноргопан C_{27} (18-метил, 17 α)).

Значения перечисленных показателей, полученных в результате обработки хроматограмм и масс-фрагментограмм, показали, что по молекулярному составу исследуемый экстракт из керна и проба нефти близки между собой. Такое совпадение всех основных молекулярных геохимических показателей в исследуемом образце керна и пробе нефти указывает на принадлежность полученного углеводородного флюида к исследуемому пласту.

Дополнительным подтверждением приуроченности полученной нефти к исследуемому пласту являются различия в молекулярном составе углеводородов техногенного характера, которые были закачены в скважину с жидкостью для проведения работ по свабированию и полученных углеводородных проб при проведении гидродинамических исследований скважины (рис. 2).

Показанная принадлежность нефти к испытанному пласту дает основание выполнения дальнейшего сравнения физико-химических свойств и молекулярного состава нефтей приуроченных к верхне-франским отложениям девонской системы Николаевско-Городищенской предбортной ступени.

В таблице 1 приведена физико-химическая характеристика нефтей верхне-франских отложений из поисково-разведочной

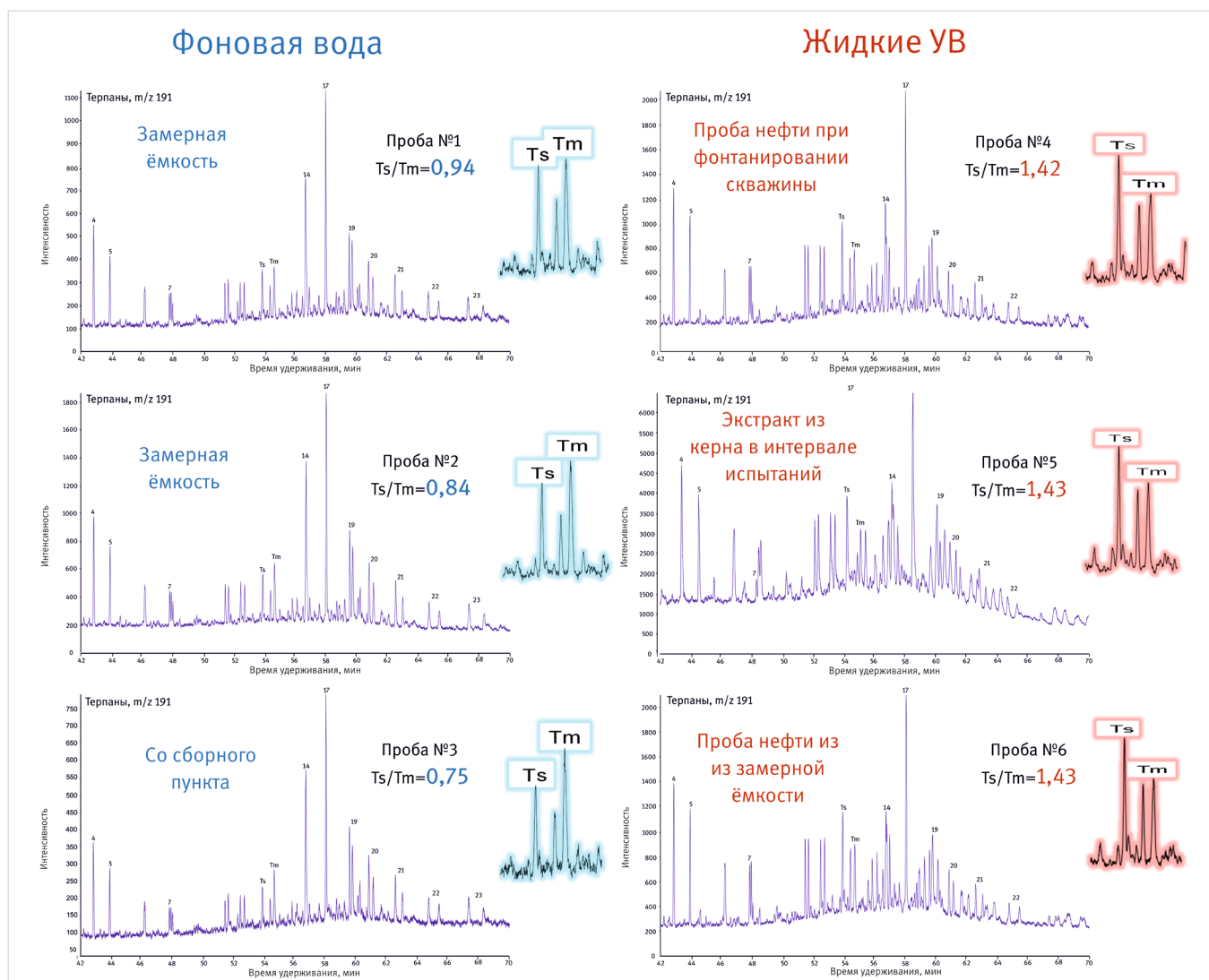


Рис. 2. Сравнение биомаркерного показателя Ts/Tm в экстрактах из фоновых вод и ЖУВ (жидкие углеводороды полученные при фонтанировании скважины, выделенные из керна, с замерной ёмкости)

Fig. 2. Comparison of the biomarker index Ts/Tm in extracts from background waters and liquid hydrocarbons (liquid hydrocarbons obtained during well gushing, extracted from the core, from the measuring tank)

Табл. 1. Физико-химическая характеристика нефтей верхне-франских отложений Николаевско-Городищенской предбортовой ступени
Tab. 1. Physico-chemical characteristics of the oils of the Upper Frannian sediments of the Nikolaevsk-Gorodishchenskaya preboard stage

Скважина	1 ЮД	31 Белокаменная
Геологический возраст	vr-lv	ev-lv
Плотность при 20 °С, кг/м³	830	825
Вязкость кинематическая, сСт:		
при 20 °С	5,63	6,48
при 50 °С	2,95	3,12
Вязкость динамическая, мПа·с:		
при 20 °С	4,67	5,35
при 50 °С	2,38	2,21
Содержание, % масс.:		
парафина	4,67	5,17
смола силикагелевых	4,00	4,88
асфальтенов	0,28	0,65
Выход фракций, % об.:		
до 100 °С	6	11
до 150 °С	20	23
до 200 °С	32	33
до 250 °С	43	42
до 300 °С	54	53

скважины 1 ЮД (~ 5 км) и Белокаменного месторождения (скважина 31, ~3 650 м).

На основании приведенных в таблице физико-химических характеристик следует, что нефть скважины 1 ЮД схожа с нефтью Белокаменного месторождения по ряду показателей. Обе нефти относятся к особо легким (плотности при 20 °С равны 830 и 825 кг/м³ соответственно) и маловязким (кинематическая вязкость при 20 °С составляет 5,63 и 6,48 сСт, при 50 °С 2,95 и 3,12 сСт), содержат близкое значение парафина 4,67 и 5,17 % масс., смола силикагелевых 4,00 и 4,88 % масс. До 200 °С в них выпадает 32 и 33 % об. фракций, до 300 °С — 54 и 53 % об. соответственно.

Дополнительным подтверждением сходства исследуемых нефтей верхне-франских отложений девонской системы Николаевско-Городищенской предбортовой ступени является близость основных молекулярных геохимических показателей в области среднекипящих фракций: пристан/фитан, пристан/нС₁₇, фитан/нС₁₈, Ки = (пристан+фитан)/(нС₁₇ + нС₁₈), которые соответственно равны 1,68; 0,98; 0,64; 0,82 для нефти скважины 1 ЮД и 1,61; 0,89; 0,63; 0,77 для нефти Белокаменного месторождения (рис. 3).

Состав полициклических биомаркеров показал, что нефти из скважин 1 ЮД и 31 Белокаменная имеют схожее распределение биомаркеров (рис. 4). Распределение стеранов C₂₇:C₂₈:C₂₉ [4–7] в исследуемых нефтях представлено на треугольной диаграмме (рис. 4), из которой видно, что нефти характеризуются близкими условиями осадконакопления, а именно, исходя из соотношения холестана C₂₇ к ситостану C₂₉ можно говорить, что накопление исходного ОВ происходило в морских обстановках. Показателем морской природы исходного органического вещества являются значения отношения C₂₉/C₃₀ которые очень близки для нефтей из скважин 1 ЮД и 31 Белокаменная — 0,50 и 0,42 соответственно.

Близость биомаркерного состава для нефтей из скважин 1 ЮД и 31 Белокаменная отмечается и в отношениях диа/рег и диаC₃₀/C₃₀ — 0,69 и 0,29; 0,68 и 0,22, соответственно,

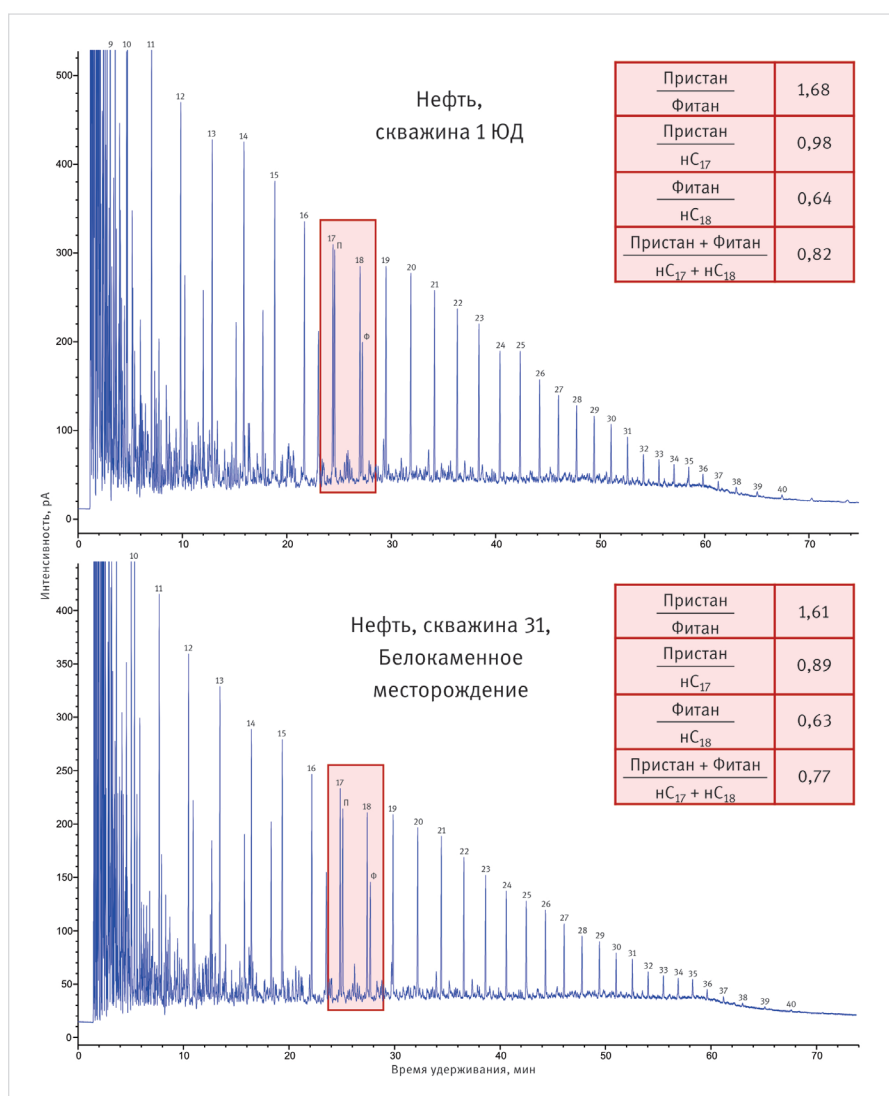


Рис. 3. Молекулярная характеристика среднекипящих фракций нефтей верхне-франских отложений Николаевско-Городищенской предбортовой ступени

Fig. 3. Molecular characteristics of medium-boiling fractions of oils of the Upper Frannian sediments of the Nikolaevsk-Gorodishchenskaya preboard stage

которые указывают на то, что нефть генерировалась в глинистых отложениях.

Значения коэффициентов зрелости К1, К2, Ts/Tm нефтей из скважин 1 ЮД (0,45; 3,41; 1,42) и 31 Белокаменной (0,46; 3,55; 1,49) также имеют близкие значения и указывают на значительную катагенетическую преобразованность исходного органического вещества [8–11].

На основании полученных результатов геохимических исследований и корреляций «нефть-нефть» и «нефть-керн», показано

сходство физико-химического и молекулярного составов нефтей верхне-франского яруса девонской системы из поисково-разведочной скважины 1 ЮД и Белокаменного месторождения.

Таким образом, результаты приведенных корреляций с большей долей вероятности, позволяют предполагать единую зону нефтегазоаккумуляции в верхне-франских отложениях, протяжённостью около 150 км в пределах Николаевско-Городищенской предбортной ступени от Белокаменного месторождения

до поисково-разведочной скважины 1 ЮД, что схематично изображено на рисунке 5.

Итоги

Исследуемая территория является перспективной для проведения дальнейших ГРП, связанных с переинтерпретацией геолого-геофизического и сейсмического материала с целью обнаружения новых поисковых нефтяных объектов на больших глубинах (~5 км) приуроченных к верхне-франскому ярусу девонской системы.

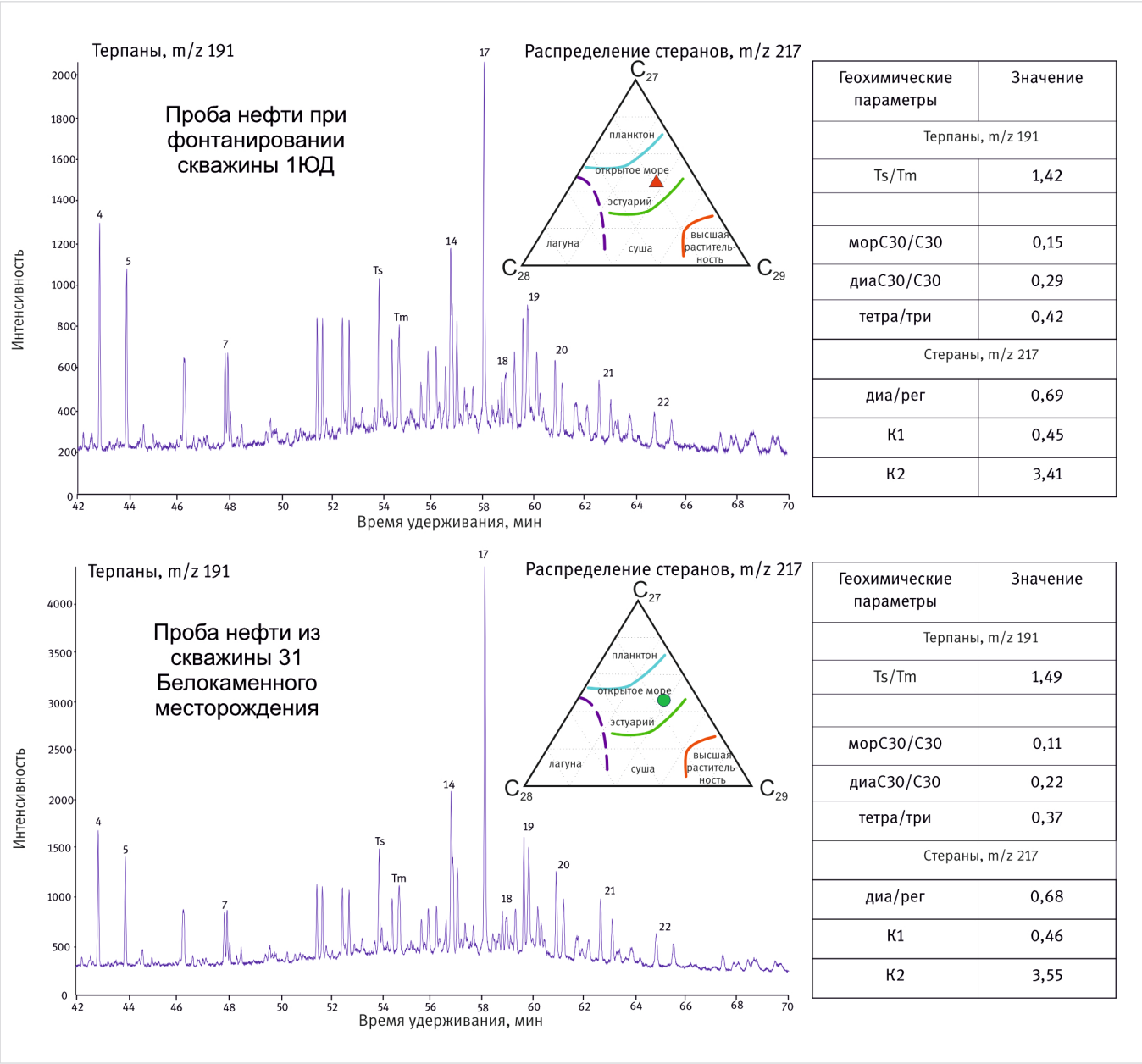


Рис. 4. Сравнение биомаркерных показателей полициклических углеводородов в нефтях из скважин 1 ЮД и 31 Белокаменная. Терпаны: Ts – 22, 29, 30-Трисноргопан C₂₇ (17-метил, 18α); Tm – 22, 29, 30-Трисноргопан C₂₇ (18-метил, 17α); 4 – трициклический терпан (13β, 14α); 5 – Трициклический терпан C₂₄ (13β, 14α); 7 – Тетрациклический терпан C₂₄ (13β, 14α); 14 – 30-Норгопан C₂₉ (17α, 21β) (адиантан); 17 – Гопан C₃₀ (17α, 21β); 18 – Моретан C₃₀ (17α, 21β) 19 – Гомогопан C₃₁ (17α, 21β, 22S+22R); 20 – Гомогопан C₃₂ (17α, 21β, 22S+22R); 21 – Гомогопан C₃₃ (17α, 21β, 22S+22R); 22 – Гомогопан C₃₄ (17α, 21β, 22S+22R). Стераны: диа/рег – (10+13)/(18+19+20+21); К1 – 18/(18+21); К2 – (19+20)/21; 10 – Изохолестан (5α, 14β, 17α, 20R); 13 – 24-Этил-β,α-диахолестан (10α, 13β, 17α, 20R); 18 – 24-Этил-α-холестан (5α, 14α, 17α, 20S); 19 – 24-Этилизохолестан (5α, 14β, 17β, 20R); 20 – 24-Этилизохолестан (5α, 14β, 17β, 20S); 21 – 24-Этил-α-холестан (5α, 14α, 17α, 20R).

Fig. 4. Clarification of biomarkers indicators of polycyclic hydrocarbons in oils from wells 1 YUD and 31 Belokamennaya. Terpanes: Ts – 22, 29, 30-Trisnorhopan C₂₇ (17-methyl, 18α); Tm – 22, 29, 30-Trisnorhopan C₂₇ (18-methyl, 17α); 4 – Tricyclic terpan (13β, 14α); 5 – Tricyclic terpan C₂₄ (13β, 14α); 7 – Tetracyclic terpan C₂₄ (13β, 14α); 14 – 30-Norhopan C₂₉ (17α, 21β) (adiantan); 17 – Hopan C₃₀ (17α, 21β); 18 – Moretane C₃₀ (17β, 21α) 19 – Homohopan C₃₁ (17α, 21β, 22S+22R); 20 – Homohopan C₃₂ (17α, 21β, 22S+22R); 21 – Homohopan C₃₃ (17α, 21β, 22S+22R); 22 – Homohopan C₃₄ (17α, 21β, 22S+22R). Steranes: dia/reg – (10+13)/(18+19+20+21); K1 – 18/(18+21); K2 – (19+20)/21; 10 – Isocholestone (5α, 14β, 17α, 20R); 13 – 24-Ethyl-β,α-diacholestone (10α, 13β, 17α, 20R); 18 – 24-Ethyl-α-cholestone (5α, 14α, 17α, 20S); 19 – 24-Ethylisocholestone (5α, 14β, 17β, 20R); 20 – 24-Ethylisocholestone (5α, 14β, 17β, 20S); 21 – 24-Ethyl-α-cholestone (5α, 14α, 17α, 20R).

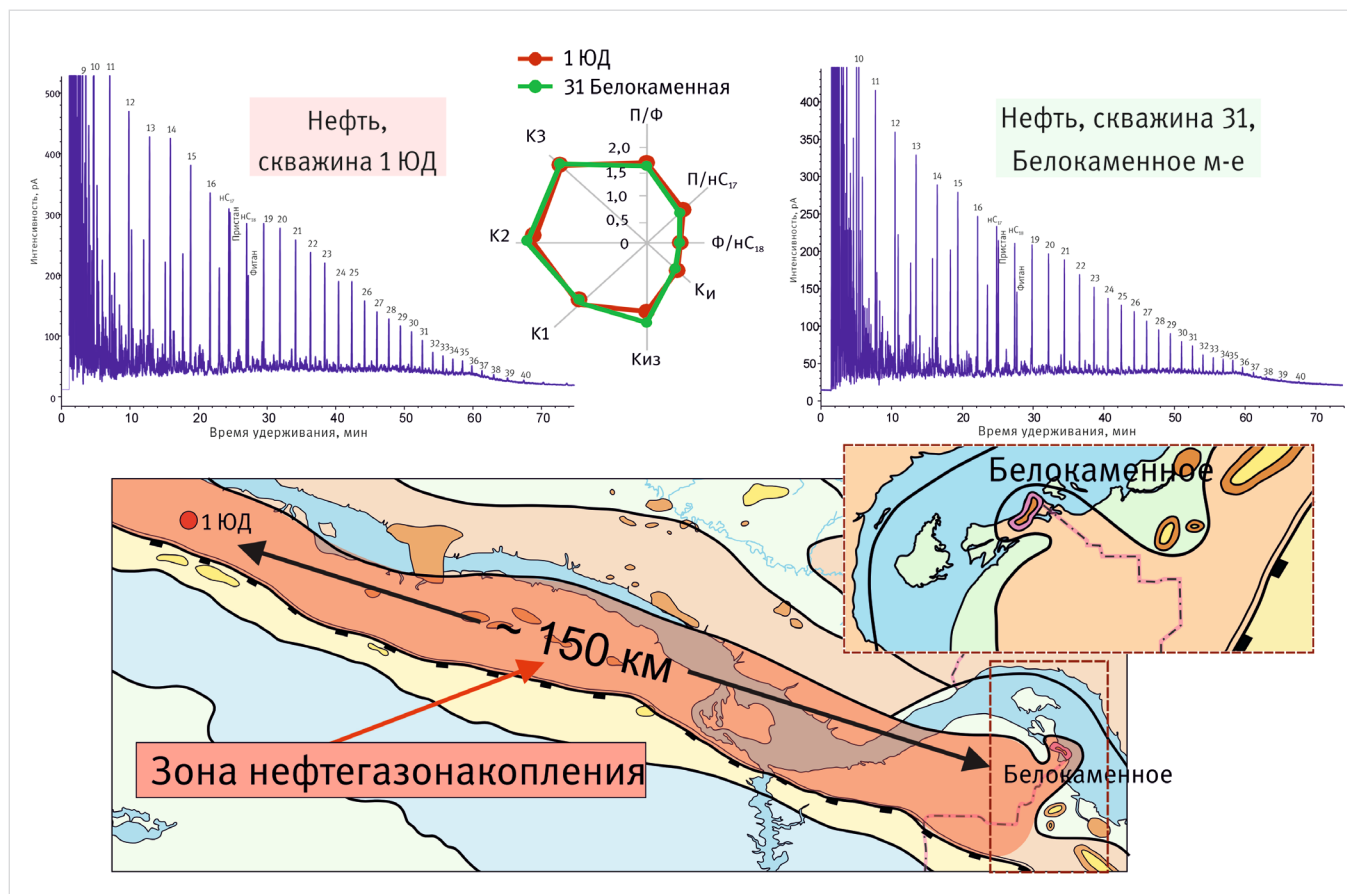


Рис. 5. Корреляция нефтей Николаевско-Городищенской предбортовой ступени и выделение новой зоны нефтегазоаккумуляции в верхне-франских отложениях девонской системы

Fig. 5. Correlation of oils of the Nikolaevsko-Gorodishchenskaya preboard stage and the allocation of a new oil and gas accumulation zone in the Upper Frannian sediments of the Devonian system

Выводы

В верхне-франских отложениях Волгоградского Левобережья по молекулярному составу и физико-химическим свойствам нефтей выделена новая зона нефтегазоаккумуляции протяженностью около 150 км, от месторождения Белокаменное в юго-западном направлении до поисковоразведочной скважины 1 ЮД, в пределах Николаевско-Городищенской предбортовой ступени.

Литература

- Самойлова А.В. Неструктурные ловушки Ровенско-Краснокутского вала — перспективное направление нефтегазодобычи Саратовской области // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. Т. 23. № 4. 10 с.
- Куклинский А.Я. Геология, разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. Сборник научных трудов. Вып. 53. Волгоград: ВолгоградНИПИнефть, 1995. 262 с.
- Ермоловский А.В., Куклинский А.Я., Зубарева Е.В. и др. Геохимические технологии в практике ТЭК // Современные информационные технологии в нефтяной и газовой промышленности. Москва: Нефтяное хозяйство, 2019. С. 178–183.
- Яндарбиев Н.Ш., Козлова Е.В., Фадеева Н.П. и др. Геохимия углеводородов Терско-Каспийского прогиба // Георесурсы. 2017. Спецвыпуск. Часть 2. С. 227–239.
- Деревесникова А.А., Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С. Ароматические биомаркеры стеранового и голанового рядов в верхнедевонских нефтях и битумоидных доманиковых отложениях Тимано-Печорского бассейна // Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН. 2019. № 5. С. 3–12.
- Петрова В.И., Батова Г.И., Куршева А.В. и др. Молекулярная геохимия органического вещества триасовых пород северо-восточной части Баренцева моря — Влияние тектонических и магматических процессов // Геология и геофизика. 2017. Т. 58, № 3-4. С. 398–409.
- Соколова М.Н., Абля Э.А. Исследование биомаркеров в органическом веществе донных отложений Северного и Среднего Каспия // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. 2007. № 2. С. 49–57.
- Дахнова М.В. Применение геохимических методов исследований при поисках, разведке и разработке месторождений углеводородов // Геология нефти и газа. 2007. № 2. С. 81–89.
- Peters K.E., Flower M.G. Application of petroleum geochemistry to exploration and reservoir management. Organic Geochemistry, 2002, Vol. 33, issue 1, P. 5–36. (In Eng).
- Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. Volume 1: Biomarkers and isotopes in the environment and human history. Cambridge: Cambridge University Press, 2005, 488 p. (In Eng).
- Halpern H.I. Development and applications of light-hydrocarbon-based star-diagrams // AAPG Bulletin, 1995, Vol. 79, issue 6, P. 801–815. (In Eng).

ENGLISH

Results

The area under study is promising for further exploration related to the reinterpretation of geological, geophysical and seismic material in order to discover new oil exploration facilities at great depths (~5 km) confined to the Upper Frannian tier of the Devonian system.

Conclusions

According to the molecular composition and physico-chemical properties of oils, a new oil and gas accumulation zone with a length of about 150 km has been identified in the Upper Frannian deposits of the Volgograd Left Bank, from the Belokamennoye field in the south-west direction to the exploration well 1 YUD, within the Nikolaevsk-Gorodishchenskaya pre-board stage.

References

1. Samoilova A.V. Nonstructural traps of the Rovensko-Krasnokutsky shaft – the prospective direction of oil and gas production in the Saratov region. Actual problems of oil and Gas, 2018, Vol. 23, issue 4, 10 p. (In Russ).
2. Kuklinsky A.Ya. Geology, development and operation of oil fields. Collection of scientific papers. Issue 53. Volgograd: VolgogradNIPneft, 1995. 262 p. (In Russ)
3. Emolovsky A.V., Kuklinsky A.Ya., Zubareva E.V. et al. Geochemical technologies in the practice of fuel and energy complex. Modern information technologies in the oil and gas industry. Moscow: Oil industry, 2019, P. 178–183. (In Russ).
4. Yandarbiev N.Sh., Kozlova E.V., Fadeeva N.P. et al. Geochemistry of hydrocarbons of the Terek-Caspian trough. Georesursy, 2017, Special issue, Part 2, P. 227–239. (In Russ).
5. Derevesnikova A.A., Bushnev D.A., Burdelnaya N.S. Aromatic biomarkers of sterane and hopane series in upper devonian oils and bitumoids of domanik deposits of the Timan-Pechora basin. Vestnik IG Komi NC UB RAS, 2019, issue 5, P. 3–12. (In Russ).
6. Petrova V.I., Batova G.I., Kursheva A.V. et al. Molecular geochemistry of organic matter of triassic rocks in the North-Eastern part of the Barents Sea: the influence of tectonic and magmatic processes. Geology and geophysics, 2017, Vol. 58, issue 3–4, P. 398–409. (In Russ).
7. Sokolova M.N., Ablya E.A. Study of biomarkers in organic matter of bottom sediments of the Northern and Middle Caspian Sea. Bulletin of Moscow University. Series 4. Geology, 2007, issue 2, P. 49–57. (In Russ).
8. Dahnova M.V. Application of geochemical investigations for exploration, prospecting and development of hydrocarbons fields. Russian oil and gas geology, 2007, issue 2, P. 81–89. (In Russ).
9. Peters K.E., Flower M.G. Application of petroleum geochemistry to exploration and reservoir management. Organic Geochemistry, 2002, Vol. 33, issue 1, P. 5–36. (In Eng).
10. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. Volume 1: Biomarkers and isotopes in the environment and human history. Cambridge: Cambridge University Press, 2005, 488 p. (In Eng).
11. Halpern H.I. Development and applications of light-hydrocarbon-based star-diagrams // AAPG Bulletin, 1995, Vol. 79, issue 6, P. 801–815. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ермоловский Алексей Владимирович, к.т.н., начальник отдела, отдел геохимических исследований, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Волгоград, Россия
Для контактов: alexey.ermolovsky@lukoil.com

Ermolovsky Alexey Vladimirovich, ph.d. of engineering sciences, head of department, geochemical research department, “LUKOIL-Engineering” LLC, Volgograd, Russia
Corresponding author: Alexey.Ermolovsky@lukoil.com

Садманова Мария Владимировна, старший научный сотрудник, отдел геохимических исследований, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Волгоград, Россия

Sadmanova Maria Vladimirovna, senior researcher, department of geochemical research, “LUKOIL-Engineering” LLC, Volgograd, Russia

Польская Наталья Николаевна, начальник отдела, отдел исследований пластовых флюидов, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Волгоград, Россия

Polskaya Natalia Nikolaevna, head of department, reservoir fluid research department, “LUKOIL-Engineering” LLC, Volgograd, Russia

Самойленко Андрей Юрьевич, к.т.н., заместитель начальника центра, Центр исследования ядра и пластовых флюидов, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Волгоград, Россия

Samoylenko Andrey Yurievich, ph.d. of engineering sciences, deputy head of center, center for core and reservoir fluids research, “LUKOIL-Engineering” LLC, Volgograd, Russia

Каган Кирилл Григорьевич, к.т.н., начальник управления, Центр исследования ядра и пластовых флюидов, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Волгоград, Россия

Kagan Kirill Grigorievich, ph.d. of engineering sciences, head of department, center for core and reservoir fluid research, “LUKOIL-Engineering” LLC, Volgograd, Russia

Поликарпов Михаил Юрьевич, начальник отдела, отдел гидродинамических и индикаторных исследований скважин, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Волгоград, Россия

Polikarpov Mikhail Yurievich, head of department, department of hydrodynamic and indicator well research, “LUKOIL-Engineering” LLC, Volgograd, Russia

Кристия Елена Евгеньевна, к.г.-м.н., старший менеджер, Управление геофизических работ, ПАО «ЛУКОЙЛ», Москва, Россия

Kristya Elena Evgenievna, ph.d. of geologo-mineralogical sciences, senior manager, geophysical operations directorate, “LUKOIL” PJSC, Moscow, Russia

Султанова Алена Тимуровна, инженер 1 категории, отдел геохимических исследований, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Волгоград, Россия

Sultanova Alena Timurovna, engineer 1st category, department of geochemical research, “LUKOIL-Engineering” LLC, Volgograd, Russia

Шепотко Екатерина Владимировна, инженер 1 категории, отдел геохимических исследований, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Волгоград, Россия

Shepotko Ekaterina Vladimirovna, engineer 1st category, department of geochemical research, “LUKOIL-Engineering” LLC, Volgograd, Russia

Мунтяева Дарья Алексеевна, старший научный сотрудник, отдел геохимических исследований, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Волгоград, Россия

Muntyaeva Darya Alekseevna, senior researcher, department of geochemical research, “LUKOIL-Engineering” LLC, Volgograd, Russia

Киселева Светлана Васильевна, инженер 2 категории, отдел геохимических исследований, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»; Волгоград, Россия

Kiseleva Svetlana Vasilievna, engineer 2nd category, department of geochemical research “LUKOIL-Engineering” LLC, Volgograd, Russia