

УДК 540.4: 552.578:571.762.12(571.1-12)

DOI 10.47148/0016-7894-2024-6-67-83

Геохимия нефтей и конденсатов юрских залежей на юго-востоке Западной Сибири

© 2024 г. | Е.А. Фурсенко, А.И. Бурухина, Е.А. Костырева, И.С. Сотнич

ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН», Новосибирск, Россия; FursenkoEA@ipgg.sbras.ru; BurukhinaAI@ipgg.sbras.ru; KostyrevaEA@ipgg.nsc.ru; SotnichIS@ipgg.sbras.ru

Поступила : 19.07.2024 г.

Доработана 08.08.2024 г.

Принята к печати 25.09.2024 г.

Ключевые слова: нефть; конденсат; органическая геохимия; углеводороды-биомаркеры; Западная Сибирь.

Аннотация: В статье приведены материалы исследования нефтей и конденсатов юрских залежей Пудинского нефтегазоносного района Васюганской нефтегазоносной области. Установлена существенная неоднородность физико-химических характеристик углеводородных флюидов как по площади, так и по разрезу, что свидетельствует о значительном влиянии на их состав миграционных процессов. В соответствии с геохимической интерпретацией аналитических данных по составу низкомолекулярных углеводородов C₃-C₉, n-алканов, ациклических изопренанов, стеранов, терпанов и аренов проведена генетическая типизация исследованной коллекции. Показано, что большинство нефтей и конденсатов из верхнеюрских залежей (наунакская свита) имеют преимущественно аквагенный генезис и их источником является органическое вещество баженовской свиты. Изученные конденсаты из среднеюрских залежей (тюменская свита, Казанская и Останинская площади) по генетическим параметрам близки преимущественно террагенному органическому веществу тюменской свиты. Смешанный генетический тип, диагностированный для отдельных проб из залежей в наунакской свите, свидетельствует об участии в генерации углеводородных флюидов верхнеюрских залежей нескольких источников с разным фациально-генетическим типом органического вещества (баженовская, тогурская, тюменская свиты). Согласно базовым молекулярным показателям термокаталитической зрелости (индексы нечетности n-алканов, стереоизомерные отношения стеранов C₂₉, параметр Ts/Tm, отношения составов фенантронов и дибензтиофенов), исследованные нефти и конденсаты генерированы в условиях главной зоны нефтеобразования.

Для цитирования: Фурсенко Е.А., Бурухина А.И., Костырева Е.А., Сотнич И.С. Геохимия нефтей и конденсатов юрских залежей на юго-востоке Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2024. – № 6. – С. 67–83. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-6-67-83.

Geochemistry of Jurassic oils and condensates in West Siberian south-east

© 2024 | E.A. Fursenko, A.I. Burukhina, E.A. Kostyreva, I.S. Sotnich

The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia; FursenkoEA@ipgg.sbras.ru; BurukhinaAI@ipgg.sbras.ru; KostyrevaEA@ipgg.nsc.ru; SotnichIS@ipgg.sbras.ru

Received : 19.07.2024

Revised 08.08.2024

Accepted for publication 25.09.2024

Key words: Southern Urals; frontal folds; seismic stratigraphy sequences; oil and gas bearing sequences; unconventional reservoir; local exploration targets; oil; gas.

Abstract: The authors present the materials of Jurassic oil and condensate studies in the Pudinsky Petroleum District, the Vasyugansky Petroleum Area. It is found that physical and chemical properties of hydrocarbon fluids are essentially inhomogeneous both over the area and in the section, which is indicative of a considerable influence of migration processes on their composition. Genetic typification of the investigated collection was conducted on the basis of analytical data geochemical interpretation in accordance with composition of low-molecular hydrocarbons C₃-C₉, n-alkanes, acyclic isoprenanes, steranes, terpanes, and arenes. It is shown that the majority of oils and condensates from the Upper Jurassic accumulations (Nunaksky Formation) have predominantly aquatic genesis, and their source is Organic Matter of the Bazhenov Formation. The studied condensates from Middle Jurassic accumulations (Tyumen Formation, Kazansky, and Ostaninsky areas) are similar to mainly terrigenous Organic Matter of the Tyumen Formation in terms of genetic parameters. The mixed genetic type determined for individual samples from the Naunaksky accumulations is indicative of the fact that several sources with different Organic Matter facies and genetic types (Bazhenov, Togursky, and Tyumen formations) were involved in generation of hydrocarbon fluids of Upper Jurassic accumulations. In accordance with basic molecular characteristics of catalytic thermal maturity (n-alkane oddness indices, stereoisometric ratios of C₂₉ steranes, Ts/Tm parameter, phenanthrene and dibenzothiophene composition ratios), the studied oils and condensates were generated in oil window conditions.

For citation: Fursenko E.A., Burukhina A.I., Kostyreva E.A., Sotnich I.S. Geochemistry of Jurassic oils and condensates in West Siberian south-east. *Geologiya nefi i gaza*. 2024;(6):67–83. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-6-67-83. In Russ.

Введение

Геохимическое исследование нефтей и конденсатов представляет собой важную составляющую комплексного изучения геологии и нефтегазоносности осадочных бассейнов. В статье обобщена аналитическая информация о физико-химических характеристиках и молекулярном составе УВ-фракций нефтей и конденсатов, локализованных в юрских залежах на юго-востоке Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Пробы изученных УВ-флюидов отобраны на месторождениях и нефтегазоносных площадях, расположенных в пределах Пудинского нефтегазоносного района Васюганской нефтегазоносной области. В административном отношении район исследования находится в пределах Томской области (Сибирский федеральный округ) (рис. 1).

Согласно тектоническому районированию юрского структурно-формационного комплекса [1], рассматриваемая территория соответствует северной части Северо-Межовской мегамоноклинали, которая на западе граничит с Колтогорско-Нюрольским желобом, а на востоке — с Барабинско-Пихтовой мегамоноклизой — надпорядковым структурным элементом Внешнего пояса Западно-Сибирской геосинеклизы. Локальные структуры, в пределах которых обособляются месторождения и нефтегазоносные площади, осложняют положительные структурные элементы разных порядков. На северо-востоке Пудинского куполовидного поднятия локализовано Рыбальное нефтяное месторождение, в центральной его части — Лосино-Ярская нефтегазоносная площадь, Северо-Останинское нефтяное и Юбилейное нефтегазоконденсатное месторождения, а на юге — Пинджинское нефтяное, Останинское и Мирное нефтегазоконденсатные месторождения. Селимхановское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на западе Горелоярского куполовидного мезоподнятия. На северо-западе Калгачского наклонного мегавала локализуются Западно-Сомовская нефтегазоносная площадь, Казанское нефтегазоконденсатное и Болтное нефтяное месторождения. Район исследования интересен тем, что находится на границе юго-восточной части внутренней области с Внешним поясом Западно-Сибирской геосинеклизы.

Несмотря на продолжительный период изучения нефтегазоносности юго-востока Западной Сибири (более 50 лет), комплексные геохимические исследования нефтей и конденсатов из юрских залежей Пудинского нефтегазоносного района, выполненные на современном аналитическом уровне, приведены в ограниченном числе публикаций. Так, в статье [2] на основе результатов геохимических исследований обсуждаются источники УВ-флюидов региона, а по данным изучения нафтидов Казанского месторождения реконструирована история формирования УВ-скоплений. Сотрудники ИНГГ СО РАН [3] на основе данных о распределении высокомолекулярных УВ-биомаркеров провели гене-

тическую типизацию коллекции нефтей из верхнеюрских залежей западной части Томской области. В исследованиях, проведенных в ИНГГ СО РАН (Томск), рассмотрены состав и структура разных групп органических соединений в нефтях отдельных месторождений Пудинского нефтегазоносного района и предложены варианты использования этой информации для их типизации [4–6]. Исследования, описанные в данной статье, позволили получить дополнительную геохимическую информацию об особенностях состава и свойств УВ-флюидов, которая может быть использована для расширения и уточнения имеющихся представлений о процессах нефтегазообразования в осадочных толщах региона и источниках аккумулированных в них УВ-скоплений. Цели исследований заключались в геохимической типизации нефтей и конденсатов коллекции и выявлении их потенциальных источников — нефтегазоматеринских толщ.

Материалы и методы

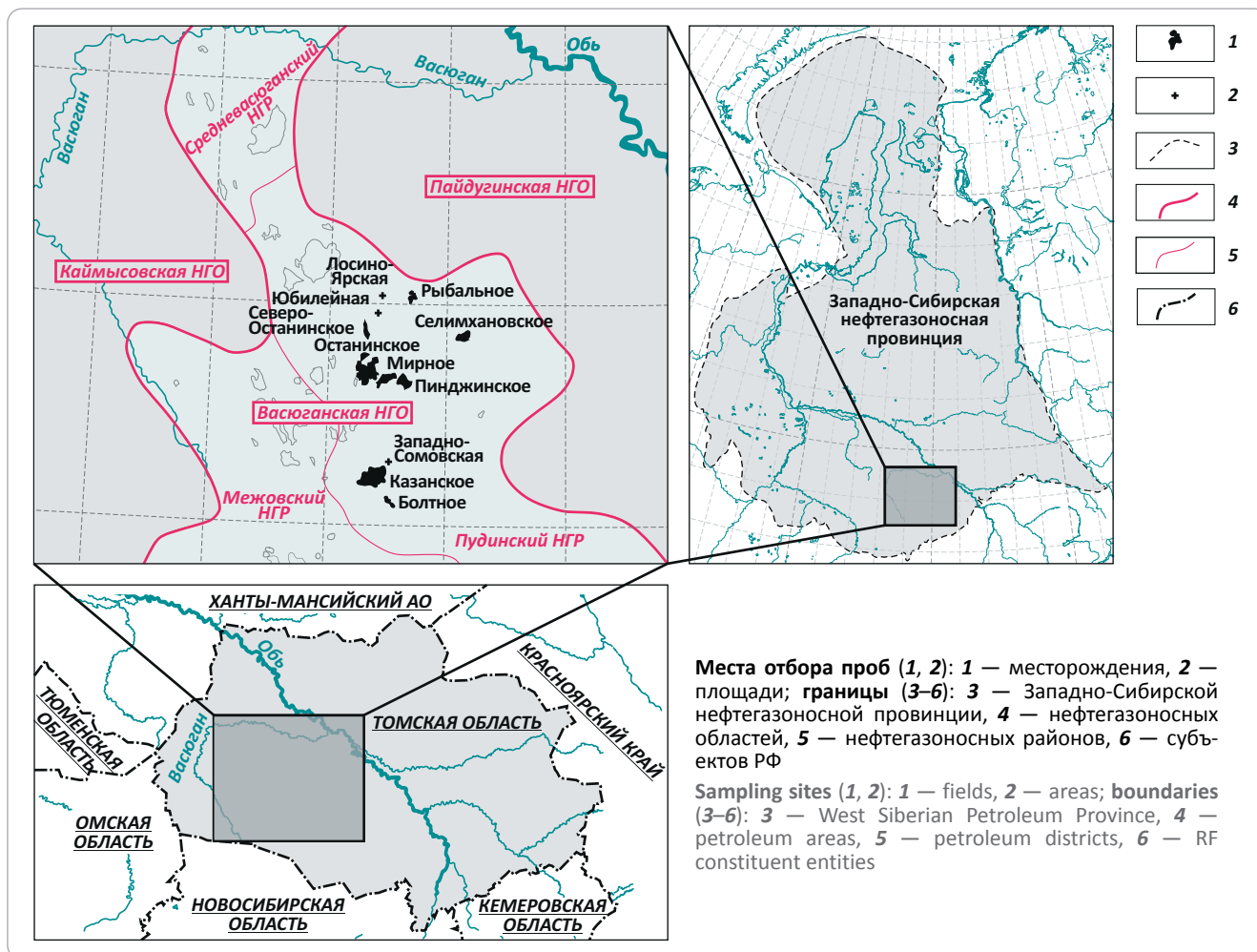
Объектами геохимического исследования стали поверхностные пробы нефтей и конденсатов из юрских залежей рассматриваемого района (см. рис. 1). Интервалы глубин перфорации, с которых при испытаниях были отобраны пробы нефтей и конденсатов, укладываются в диапазон от 2400 до 3100 м. В статье обобщена аналитическая информация о базовых физико-химических характеристиках нафтидов: плотности, вязкости, фракционном составе, содержании серы и твердых парафинов, групповом составе (табл. 1). Физико-химические параметры в разные годы изучались с помощью стандартизированных методов (ГОСТов). Аналитические данные для обобщения заимствованы из фондовых материалов ИНГГ СО РАН. Физико-химические свойства 12 образцов нефтей и 5 конденсатов (табл. 2) исследованы в лаборатории геохимии нефти и газа Института. Классификация нефтей и образцов конденсатов по их физико-химическим свойствам соответствует методическим рекомендациям Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации [7].

Изотопный состав углерода ($\delta^{13}\text{C}$) нефтей и конденсатов (см. табл. 2) определялся на масс-спектрометре DELTA V Advantage (Thermo Fisher Scientific) в Томском филиале АО «СНИИГТиМС» (ответственный исполнитель — Н.Л. Падалко), результаты анализа приведены к международному белемнитовому стандарту V-PDB.

Информация о распределении УВ-биомаркеров в исследованных пробах (см. табл. 2) получена методами газожидкостной хроматографии и хромато-масс-спектрометрии насыщенных и ароматических фракций в лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН. УВ-фракции выделены из дистиллятов нефтей и конденсатов с температурой начала кипения выше 200 °С методом жидкостной (элюентной) адсорбционной хроматографии с предварительным осаждением асфальтенов.

Рис. 1. Схема отбора проб нефтей и конденсатов (нефтегазогеологическое районирование приводится в соответствии со схемой, принятой в ИНГГ СО РАН)

Fig. 1. Map of oil and condensate sampling (geopetroleum zoning corresponds to the scheme accepted in INGG SB RAS)



Алканы нормального и изопреноидного строения в насыщенных фракциях определялись при помощи газового хроматографа «Маэстро» (Agilent Technologies 7820A GC System) с пламенно-ионизационным детектором, кварцевой капиллярной колонкой HP5 в режиме линейного программирования температуры с гелием в качестве газа-носителя. Идентификация индивидуальных УВ осуществлялась по временам удерживания в программном обеспечении GC ChemStation. Высокомолекулярные полициклические УВ-биомаркеры в насыщенной фракции и ароматические соединения в ароматической фракции изучены методом хромато-масс-спектрометрии на системе, включающей газовый хроматограф Hewlett Packard 5890 с высокоэффективным масс-селективным детектором Agilent MSD 5972A и компьютерное обеспечение для регистрации и обработки информации HPG 1034. Идентификация индивидуальных соединений осуществлялась при помощи программного обеспечения GC ChemStation по временам удерживания и подтверждалась сравнением масс-спектров пиков на полученных масс-фрагментограммах с имеющимися спектрами из библиотеки Национального

института стандартов и технологий NIST-05, а также с опубликованными данными. Для насыщенной фракции по масс-фрагментограммам m/z 217, 218 идентифицированы стераны, а по m/z 191 — трицикланы (хейлантаны), тетрацикланы, гопаны и моретаны. С помощью хромато-масс-спектрометрии проводился анализ ароматической фракции в режиме записи характерных осколочных ионов m/z 178, 192 (фенантрен и его монометилзамещенные), m/z 184, 198 (дибензотиофен и его монометилзамещенные), m/z 253 и 231 (моно- (МАС) и триароматические (ТАС) стероиды). Относительное содержание индивидуальных насыщенных и ароматических соединений рассчитывалось как отношение площади соответствующего пика к сумме площадей всех идентифицированных соединений данного типа отдельно для насыщенной и ароматической фракций.

Для установления генетических связей нефтей и конденсатов с ОБ пород был проведен сравнительный анализ особенностей распределения УВ-биомаркеров (n -алканы, ациклические изопренаны, стераны, терпаны, арены) и определен изотопный

Табл. 1. Физико-химические характеристики поверхностных проб нефтей и конденсатов**Tab. 1.** Physical and chemical characteristics of oil and condensate surface samples

Нефтегазоносный комплекс	Плотность, кг/м ³	Сера, %	T, °C	Фракционный состав, %		Групповой состав, %		
				до 200 °C	после 200 °C	УВ	Смолы	Асфальтены
Конденсаты								
Наунакская свита (J _{3o})	(694–801,9)/746(97)	(0,002–,6)/0,084(93)	(28–85)/42(55)	(46–78)/60(55)	(22–54)/40(55)	(94,94–99,53)/97,20(37)	(0,01–5,06)/2,44(37)	(0,00–0,61)/0,2(37)
Тюменская свита (J ₂)	(709,5–804,4)/747,8(8)	(0,005–,18)/0,053(4)	(28–98)/52(8)	(38–86)/62(7)	(14–62)/38(7)	(96,76–99,30)/98,61(4)	(0,44–2,14)/1,14(4)	(0,00–1,10)/0,33(4)
Нефти								
Наунакская свита (J _{3o})	(768,3–908,3)/812,7(90)	(0,045–0,470)/0,199(83)	(30–137)/60(48)	(12–56)/36(48)	(44–100)/65(48)	(76,90–97,96)/93,33(42)	(1,97–22,40)/6,08(42)	(0,07–3,01)/0,6(42)
Тюменская свита (J ₂)	(806–884,9)/835,1(12)	(0,039–0,490)/0,174(11)	(57–155)/83(12)	(8–26)/19(10)	(74–92)/80(10)	(92,47–97,49)/94,19(10)	(2,50–7,60)/5,48(10)	(0,01–0,87)/0,39(10)

Примечание. Числитель — минимум-максимум, знаменатель — среднее, в скобках — число проб. **Конденсаты:** верхнеюрские залежи — Болтная, Западно-Сомовская, Казанская, Мирная, Останинская, Селимхановская площади; среднеюрские залежи — Казанская, Останинская площади; **нефти:** верхнеюрские залежи — Западно-Сомовская, Казанская, Лосино-Ярская, Мирная, Останинская, Пинджинская, Рыбальная, Селимхановская, Юбилейная площади; среднеюрские залежи — Западно-Сомовская, Казанская, Останинская, Рыбальная площади.

Note. Numerator — min-max; denominator — mean; in brackets — number of samples. **Condensates:** Upper Jurassic accumulations — Boltny, West Somovsky, Kazansky, Mirny, Ostaninsky, Selimkhanovsky areas; Middle Jurassic accumulations — Kazansky, Ostaninsky areas; **oils:** Upper Jurassic accumulations — West Somovsky, Kazansky, Losino-Yarsky, Mirny, Ostaninsky, Pindzhinsky, Rybal'ny, Selimkhanovsky, Yubileiny areas; Middle Jurassic accumulations — West Somovsky, Kazansky, Ostaninsky, Rybal'ny areas.

Табл. 2. Представительность коллекции нефтей и конденсатов, исследованных в ИНГГ СО РАН**Tab. 2.** Representativeness of oil and condensate collection studies in INGG SB RAS

Площадь	Номер скважины	Интервалы перфорации, м	Возраст	Свита
Конденсаты				
Останинская	428	2466–2476	J ₃	Наунакская + баженовская
Болтная	3	2461–2493	J ₃	Наунакская
Селимхановская	1	2247–2257		
Казанская	1	2541–2547, 2551–2556	J ₂	Тюменская
Останинская	420	2542–2560		
Нефти				
Мирная	413	2486–2516	J ₃	Наунакская + баженовская
Западно-Сомовская	12	2507–2515	J ₃	Наунакская
Казанская	31	2688–2692, 2692–2704		
Лосино-Ярская	41	2443–2453		
Мирная	413	2507–2521		
Мирная	414	2500–2516		
Пинджинская	127	2529–2545		
Рыбальная	406	2420–2425		
Рыбальная	408	2416–2420		
Селимхановская	2	2252–2263		
Останинская	422	2440–2458		
Останинская	455	2470–2477		

состав углерода в нефтидах и экстрактах пород (Казанская, Западно-Сомовская, Останинская площади) по единой методике, принятой в ИНГТ СО РАН, а также использовались опубликованные материалы по геохимии ОБ осадочных толщ региона.

Для 6 проб нефтей (верхнеюрские залежи Лосино-Ярской, Мирной, Рыбальной, Юбилейной площадей) и 3 проб конденсата коллекции (верхнеюрские залежи Болтной и Останинской площадей, среднеюрская залежь Казанской площади) коллекции методом хромато-масс-спектрометрии определен компонентный состав легкокипящих фракций (УВ C_3 – C_9). Идентификация индивидуальных УВ C_3 – C_9 и расчет их относительных концентраций осуществлялись при помощи хроматограмм по общему ионному току, которые были получены для нефракционированных проб нефтей и конденсатов. Исследование проводилось на аналитическом комплексе, состоящем из газового хроматографа Hewlett Packard 5890, высокоэффективного масс-селективного детектора Agilent MSD 5972 и компьютерной системы регистрации и обработки информации GN ChemStation. Для деления проб использована капиллярная кварцевая колонка DB1, газ-носитель — гелий.

Результаты и их обсуждение

Физико-химические свойства нефтей и конденсатов. Плотность конденсатов изменяется от очень низкой (694 – 699 $кг/м^3$, Казанская площадь) до характерной для особо легких нефтей (например, у проб из наунакской свиты Мирной и Западно-Сомовской площадей — $801,9$ и $801,3$ $кг/м^3$ соответственно), а в среднем составляет 746 и $747,8$ $кг/м^3$ для конденсатов из залежей в наунакской и тюменской свитах соответственно (см. табл. 1). Исследованные конденсаты закономерно характеризуются низкой вязкостью (при 20 °С не более 5 $мм^2/с$). Их температуры начала кипения находятся в диапазоне от 28 до 98 °С (см. табл. 1). Относительно повышенные значения этого параметра (≥ 70 °С) определены для единичных проб из залежей наунакской (Болтная и Казанская площади) и тюменской свит. (Казанская площадь). Выход бензиновой фракции ($T < 200$ °С) в среднем выше 50 % и достигает 86 % (Казанская площадь, J_2) и 78 % (Казанская площадь, J_{30}). В конденсатах рассматриваемого района содержание УВ составляет более 95 %, а концентрации смолисто-асфальтеновых веществ (САВ) очень низкие (см. табл. 1). В наибольшей степени обогащены УВ конденсаты из залежей тюменской свиты Казанской и Останинской площадей (> 99 %) и единичные пробы из наунакской свиты Казанской, Останинской и Селимхановской площадей. Повышенными концентрациями смол (> 3 %) характеризуются отдельные пробы конденсатов из наунакской свиты (Мирная, Казанская, Болтная, Западно-Сомовская, Рыбальная площади). В составе УВ исследованных проб преобладают насыщенные структуры, которых в несколько раз больше, чем ароматических

(отношение насыщенные УВ/ароматические УВ в среднем составляет $17,9$, диапазон изменения — $2,5$ – $81,3$). Конденсаты из тюменской свиты (Казанская, Останинская площади) малопарафинистые — содержание в них твердых парафинов в среднем соответствует $0,26$ % (диапазон изменения $0,10$ – $0,63$ %). В залежах из наунакской свиты встречаются как малопарафинистые ($< 1,5$ % Болтная, Казанская, Селимхановская площади), так и парафинистые конденсаты ($1,5$ – $3,9$ % Болтная, Казанская, Мирная, Рыбальная площади). В большинстве конденсатов содержания серы не превышают $0,2$ %. Наиболее сернистыми в исследованной выборке являются единичные пробы из наунакской свиты Казанской ($0,60$ %) и Болтной ($0,33$ %) площадей. Конденсаты из залежей в наунакской свите в среднем более обогащены серой (в среднем $0,08$ %) по сравнению с конденсатами из нижележащих скоплений тюменской свиты (в среднем $0,05$ %) (см. табл. 1).

Плотность нефтей в изучаемом районе изменяется в широком диапазоне (см. табл. 1). Основная часть проб представляет собой УВ-флюиды особо легкого типа с плотностью < 830 $кг/м^3$. К этой группе относятся пробы, близкие по плотности к конденсатам (~ 800 $кг/м^3$ и менее) — нефти из наунакской свиты Казанской площади, отдельные пробы из залежей разного возраста других площадей. Значительно меньше легких (831 – 850 $кг/м^3$) и средних (851 – 870 $кг/м^3$) по плотности нефтей. В эту группу попали почти все нефти Рыбальной площади, несколько проб Казанской (J_2), нефти из залежей наунакской свиты Мирной, Западно-Сомовской, Останинской, Пинджинской и Юбилейной площадей. Единичные пробы классифицируются как тяжелые (871 – 895 $кг/м^3$) — с Пудинской (J_2), Лосино-Ярской (J_{30}), Мирной (J_{30}) и Пинджинской (J_{30}) площадей и битуминозные (> 895 $кг/м^3$) с Останинской площади (J_{30}). Нефти из отложений тюменской свиты (Западно-Сомовская, Казанская, Пудинская, Рыбальная площади) в основном более вязкие (при 20 °С в среднем $16,88$ $мм^2/с$, диапазон изменения $2,99$ – $40,42$ $мм^2/с$) по сравнению с нефтью из проб вышележащих наунакских залежей ($4,44$ $мм^2/с$, $1,71$ – $25,23$ $мм^2/с$). Среди наунакских нефтей наиболее вязкими являются единичные пробы Юбилейной и Селимхановской площадей (при 20 °С теряют текучесть). Повышенная вязкость этих нефтей, а также проб из тюменских залежей обусловлена их высокой парафинистостью. Так, к высокопарафинистым относятся нефти из залежей тюменской свиты Западно-Сомовской, Казанской и Рыбальной площадей (в среднем $18,51$ %, диапазон изменения $5,01$ – $33,3$ %). В большинстве наунакских нефтей содержание парафинов ниже по сравнению с пробами из нижележащих залежей и в среднем составляет $4,68$ % (диапазон изменения $1,12$ – $20,1$ %), однако среди них также встречаются парафинистые и высокопарафинистые нефти. Максимальное содержание парафинов для нефти из залежей этого возраста определено на Юбилей-

ной площади (20,1 %). Вместе с тем высокая вязкость ($> 20 \text{ мм}^2/\text{с}$) тяжелых нефтей из наунакских залежей Лосино-Ярской и Пинджинской площадей может быть связана с повышенным содержанием в них высокотемпературных (температура начала кипения выше $200 \text{ }^\circ\text{C}$) фракций ($> 80 \%$ на нефть) и САВ ($> 10 \%$ на нефть). Температура кипения и выход высокотемпературных фракций всех исследованных нефтей закономерно выше по сравнению с конденсатами. Внутри выборки нефтей эти параметры выше для вязких и наиболее тяжелых проб. Основная часть нефтей района исследования подобно конденсатам более чем на 90% состоит из УВ (см. табл. 1), среди которых насыщенные соединения преобладают над ароматическими. Тем не менее, относительное содержание ароматических соединений в составе нефтей в среднем выше, чем в конденсатах, а отношение насыщенных УВ к ароматическим ниже (в среднем 4,3, диапазон изменения 1–14,8). Вместе с тем некоторые нефти выборки характеризуются относительно пониженными содержаниями УВ и, как следствие, повышенными концентрациями САВ, что позволяет отнести эти пробы к типу смолистых ($10\text{--}20 \%$ Западно-Сомовская (J_3O), Казанская (J_3O), Мирная (J_3), Пинджинская (J_3O), Рыбальная (J_3O), площади) и высокосмолистых ($20\text{--}35 \%$ Мирная (J_3O), Останинская (J_3O) площади). Содержание серы в нефтях коллекции немного выше, чем в конденсатах, но в целом незначительное — $< 0,5 \%$ (см. табл. 1), что характеризует их как УВ-флюиды малосернистого типа. Наиболее сернистыми в исследованной выборке являются смолистые нефти с повышенной плотностью и высокими концентрациями САВ. Отмеченная для конденсатов тенденция к относительно повышенному содержанию серы в пробах из залежей наунакской свиты по сравнению с нижележащими отложениями в нефтяной выборке не наблюдается.

Таким образом, анализ физико-химических свойств нефтей и конденсатов рассматриваемого района позволил выявить следующие основные закономерности. Несмотря на достаточно широкий диапазон значений плотности, по этому параметру все изученные УВ-флюиды, за исключением единичных проб, являются легкими и особо легкими. При этом на одних и тех же стратиграфических уровнях в пределах одних и тех же месторождений могут встречаться УВ-флюиды в диапазоне от особо легких и легких до тяжелых. Помимо низкой плотности, в среднем для исследованных нефтей и конденсатов характерны низкие содержания серы и САВ ($< 10 \%$) и наоборот, высокие концентрации бензиновых фракций. Повышенные значения вязкости, зафиксированные для нефтей и конденсатов из залежей тюменской свиты и единичных проб из верхнеюрских залежей (Юбилейная и Селимхановская площади) обусловлены их высокой парафинистостью, а для тяжелых нефтей из наунакских залежей (Лосино-Ярская, Пинджинская площади)

связаны со значительным содержанием высокотемпературных фракций и САВ.

Среди нефтей и конденсатов, для которых измерен изотопный состав углерода, относительно обогащен тяжелым изотопом ^{13}C конденсат из тюменской свиты Останинской площади ($\delta^{13}\text{C} -28, \text{‰}$), а также нефть и конденсат из наунакской свиты Селимхановской площади ($\delta^{13}\text{C} -27,8$ и -28‰ соответственно) (рис. 2). Нефти из верхнеюрских отложений Болтной, Западно-Сомовской, Казанской, Лосино-Ярской, Мирной, Пинджинской, Рыбальной и Останинской площадей и конденсат из тюменской свиты Казанской площади характеризуются легким изотопным составом углерода ($\delta^{13}\text{C} < 29 \text{‰}$).

Распределение легкокипящих УВ $C_3\text{--}C_9$. Как отмечалось выше, для нескольких проб коллекции (три образца конденсата — Болтная, Казанская и Останинская площади; шесть образцов нефтей — Болтная, Лосино-Ярская, Мирная, Рыбальная и Юбилейная площади) определен компонентный состав бензиновой фракции. В этих пробах идентифицированы *n*-алканы, алкилзамещенные алканы, легкие ароматические УВ (бензол, толуол, этилбензол, ксилолы), циклопентаны (ЦП) и циклогексаны (ЦГ), а также их метил- и этил-производные. Сравнительный анализ распределения индивидуальных УВ $C_3\text{--}C_9$, позволил установить существенные различия состава исследованных конденсатов. Так, в останинской пробе из интервала, объединяющего баженовскую и наунакскую свиты, преобладают *n*-алканы, 2- и 3-метилалканы, содержания цикланов и аренов значительно ниже. Для большинства изученных конденсатов среди идентифицированных низкомолекулярных *n*-алканов максимум концентрации приходится на *n*- C_6 . Исключением представляет конденсат из тюменской свиты Казанской площади, в котором, наоборот, концентрации идентифицированных низкомолекулярных УВ растут с увеличением их молекулярной массы и достигают максимума на *n*- C_9 . Закономерно, что в этой пробе при стандартной для конденсатов плотности ($778,2 \text{ кг/м}^3$) выход бензиновой фракции ниже (58% на конденсат) по сравнению, например, с конденсатами Останинской площади ($> 70 \%$ на конденсат). Такие особенности фракционного состава и распределения низкомолекулярных УВ казанского конденсата могут быть обусловлены миграционными (фазово-ретроградными) процессами [9].

В большинстве проб, изученных данным методом, в групповом составе УВ $C_3\text{--}C_9$, преобладают *n*-алканы и *i*-алканы, далее в порядке снижения относительных концентраций следуют цикланы и легкие арены (рис. 3). Согласно распределению алканов и цикланов состава C_7 (см. рис. 3) в сочетании со значениями генетических показателей, рассчитанных по составу УВ $C_3\text{--}C_9$, ($\Sigma \text{ЦП}/\Sigma \text{ЦГ} > 0,7$, $\text{этилбензол}/\Sigma \text{ксилолов} > 0,2$, $n\text{-гептан}/\text{метил ЦГ} > 0,8$), рассматриваемые конденсаты Болтной и Останинской площадей, нефти Лосино-Ярской, Мирной и Рыбальной площадей, отобранные из верхнеюрских

залежей, следует классифицировать как аквагенные [10–13]. Аквагенный генотип этих нафтидов подтверждается в том числе легким изотопным составом углерода ($< 29\%$) и генетическими показателями по составу алканов, стеранов и терпанов. Нефти из наунакской залежи Юбилейной площади согласно генетическим показателям УВ C_3 – C_9 относятся к УВ-флюидам смешанного генотипа (Σ ЦП/ Σ ЦГ 0,4–0,9, этилбензол/ Σ ксилолов 0,2, *n*-гептан/метил ЦГ 0,5–1,4). Генетические показатели по составу УВ C_3 – C_9 (Σ ЦП/ Σ ЦГ 0,1, этилбензол/ Σ ксилолов 0,2, *n*-гептан/метил ЦГ 0,5) конденсата из тюменской свиты Казанской площади и его положение на тригонограмме распределения УВ-состава C_7 (см. рис. 3) свидетельствуют о его генерации за счет ОВ неморского происхождения.

Распределение *n*-алканов и ациклических изопренов. В насыщенных фракциях исследованных нафтидов методом газожидкостной хроматографии идентифицированы *n*-алканы C_{10} – C_{40} и ациклические изопрены C_{13} – C_{25} . В большинстве проб максимум молекулярно-массового распределения *n*-алканов приходится на УВ со средней длиной цепи (C_{15} – C_{19}). Для всех изученных проб отношение n - C_{27}/n - C_{17} не превышает 0,7, причем для конденсатов этот параметр ниже (в среднем 0,17, диапазон изменения 0,02–0,53) по сравнению с нефтями (0,44, 0,29–0,65). Считается, что низкие значения отношения n - C_{27}/n - C_{17} ($< 0,3$ – $0,5$) свидетельствуют о генетической связи нефтематеринского ОВ с одноклеточными водорослями, а высокие ($> 0,7$ – $0,8$) рассматриваются как признак вклада в его состав смол и восков наземной растительности и/или липидных компонентов прикрепленных многоклеточных водорослей [14–16]. Однако наименьшее для изученной выборки значение этого параметра (0,02) получено для конденсата Казанской площади (I_2) и обусловлено, вероятнее всего, не генетическими причинами, а селективным накоплением более легких компонентов, в том числе *n*-алканов, вследствие фазово-ретроградных процессов при формировании соответствующей газоконденсатной залежи [9].

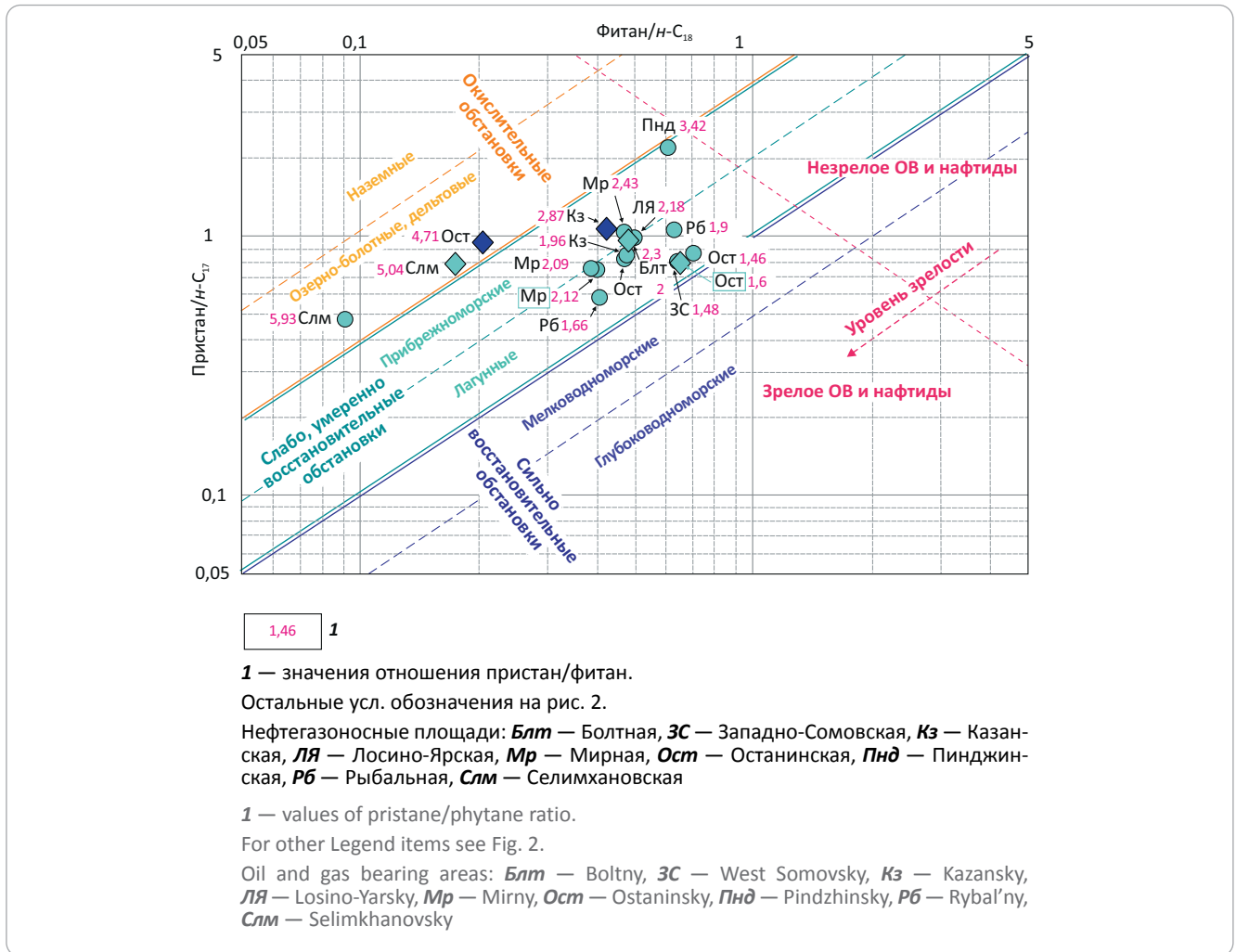
Индексы нечетности ОЕР для исследованных нефтей и конденсатов близки к 1 (диапазон изменения 0,9–1,1). На существенное преобладание в исследованных пробах неразветвленных структур также указывают высокие значения отношения *n*-алканы/ациклические изопрены (в среднем 5,3, диапазон изменения 3,1–11,4) и изопреноидного коэффициента ($K_{I30} = (\text{пристан} + \text{фитан}) / (n\text{-}C_{17} + n\text{-}C_{18})$); среднее 0,7, диапазон изменения 0,3–1,4). Перечисленные показатели принимают значения, характерные для зрелых нафтидов, т. е. осформированных в условиях главной зоны нефтеобразования (ГЗН) [15, 16].

Отношение пристан/фитан для нефтей и конденсатов в среднем составляет 2,7 и изменяется в широком диапазоне — от 1,5 до 5,9. На диаграмме Кеннона-Кессоу (рис. 4) наунакские нефти (Западно-

Сомовская, Казанская, Рыбальная, Останинская площади) и останинский конденсат с низкими (< 2) значениями этого показателя сгруппированы в области, которая свидетельствующей о накоплении нефтематеринского ОВ в умеренно-восстановительных условиях и его зрелости, соответствующей ГЗН [16, 17]. К этой же области на диаграмме тяготеют наунакские нефти Лосино-Ярской, Мирной, Останинской площадей и конденсат Болтной площади, а также конденсат Казанской площади тюменской свиты, для которых отношение пристан/фитан выше 2. Согласно расположению точек проб на диаграмме (см. рис. 4), менее зрелым и более окисленным было ОВ, за счет которого образована конденсатоподобная нефть (плотность 799,1 кг/м³) из наунакской свиты Пинджинской площади. Пробы Селимхановской площади из верхнеюрских залежей и конденсат Останинской площади из тюменской свиты расположены в области диаграммы, которая характерна для нафтидов, генетически связанных с более зрелым и более окисленным ОВ по сравнению с нефтематеринским ОВ большинства наунакских проб. На значительную окисленность исходного ОВ этих проб также указывают очень высокие значения отношения пристан/фитан [15, 16]. Данные ИНГТ СО РАН и опубликованные результаты исследований [18–21] показывают, что низкие значения отношения пристан/фитан (< 2) характеризуют аквагенное ОВ баженовской свиты, а повышенные значения этого показателя (> 2) наблюдаются для смешанного и террагенного ОВ ниже-среднеюрских толщ (тюменская и тогурская свиты). Вместе с тем следует отметить, что аномально высокие значения отношения пристан/фитан ($>> 2$) для конденсатов и легких нефтей могут быть обусловлены фазово-ретроградными процессами и, как следствие, они не всегда отражают условия накопления нефтематеринского ОВ [9].

Распределение стеранов и терпанов. Исследованные пробы по распределению стеранов разной молекулярной массы разделяются на несколько групп (рис. 5). Содержания гомологов C_{30} в насыщенных фракциях всех исследованных нефтей и конденсатов не превышают 10 % суммы идентифицированных стеранов. В нефтях (Западно-Сомовская, Казанская, Мирная, Лосино-Ярская, Рыбальная, Останинская площади) и конденсатах (Болтная, Останинская площади) из наунакской свиты концентрации стеранов C_{27} превосходят или примерно соответствуют содержаниям стеранов C_{29} . Стеранов C_{28} больше, чем стеранов C_{29} в тех пробах, в которых существенно преобладают стераны C_{27} . Данные нефти характеризуются отношением стераны $C_{29}/C_{27} \approx 1$ или < 1 (см. рис. 5), что вместе с локализацией этих проб на тригонограмме (см. рис. 5) указывает на аквагенный генотип исходного для них ОВ [15, 16]. В нефти из наунакской залежи Селимхановской площади и в конденсатах из тюменской свиты (Казанская и Останинская площади) максимум концентрации приходится на стераны C_{29} , далее в

Рис. 4. Диаграмма Кеннона-Кессоу для исследованных нефтей и конденсатов (по [16, 17])
Fig. 4. Connan-Cassou diagram for studied oils and condensates (according to [16, 17])



порядке убывания следуют стераны C_{27} и C_{28} . Следовательно, для этой группы проб характерны высокие значения отношения стераны C_{29}/C_{27} (1,49, 3,51, 3,86 соответственно) (см. рис. 5), что свидетельствует об их происхождении за счет преимущественно террагенного биоматериала. Согласно материалам ИНГТ СО РАН (см. рис. 5) и опубликованным исследованиям [18–21], отношение стеранов C_{29}/C_{27} для ОВ основных нефтематеринских толщ имеет следующие значения: аквагенное ОВ баженовской свиты, как правило, меньше или близко 1; террагенное ОВ тюменской свиты — больше 1; смешанное ОВ ниже-среднеюрских отложений (включая тогурскую свиту) изменяется в широком диапазоне, достигая значений существенно выше 1.

Среди изомерных групп стеранов в большинстве проб регулярные структуры ($\alpha\alpha + \beta\beta$) преобладают над перегруппированными ($\beta\alpha$). Диастерановый индекс ($\beta\alpha / (\alpha\alpha + \beta\beta)$) в среднем составляет 0,83 (диапазон изменения 0,29–2,01) (табл. 3). Значения этого индекса выше 1 наблюдаются для единичных проб из наунакской свиты Мирной и Останинской площадей, для конденсатов — из тюменских залежей Казанской и Останинской площадей. Повышен-

ные значения диастеранового индекса ($> 0,6–0,8$ и выше) могут быть обусловлены более окислительными условиями и каталитическим воздействием алюмосиликатов на ОВ при его захоронении [15, 16]. В исследованной коллекции самые низкие значения диастеранового индекса отмечены в наунакской нефти и конденсате Селимхановской площади (0,29 и 0,32 соответственно).

В составе терпанов изученных проб преобладают гопаны и гомогопаны (в среднем 77,61 и 63,03 % на сумму терпанов, диапазоны изменения — 74,19–81,7 и 45,54–76,11 % в нефтях и конденсатах соответственно), далее в порядке убывания концентрации следуют трицикланы (хейлантаны) (в среднем 15,37 и 28,77 % на сумму терпанов, диапазон изменения 11,98–19,85 и 13,59–46,34 % в нефтях и конденсатах соответственно), моретаны (5,43 и 5,94, 3,69–8,74 и 2,69–8,23 %) и тетрациклические терпаны (1,59 и 2,27, 1–2,16 и 1,31–3,11 %). Подобно распределению n -алканов, для УВ терпанового ряда в составе конденсатов, в отличие от нефтей, отмечается относительная обогащенность более легкими компонентами — трицикланами, что для исследованных проб, вероятнее всего, связано с перерас-



Рис. 5. Генетическая типизация исследованных нефтей и конденсатов по отношению между трицикловым индексом (I_{TC} , [22]) и показателем стераны C_{29}/C_{27} (А), тригонограмме распределения стеранов $C_{27}-C_{29}$ (В) и ее сопоставление с установленными генотипами ОВ нефтематеринских толщ (по материалам ИНГГ СО РАН)

Fig. 5. Genetic typification of studied oils and condensates according to the relationship between the tricyclic index (I_{TC} , [22]) and C_{29}/C_{27} sterane index (A); the triangular diagram of $C_{27}-C_{29}$ sterane distribution (B), and its comparison with the determined OM genotypes of source formations (according to INGG SB RAS materials)

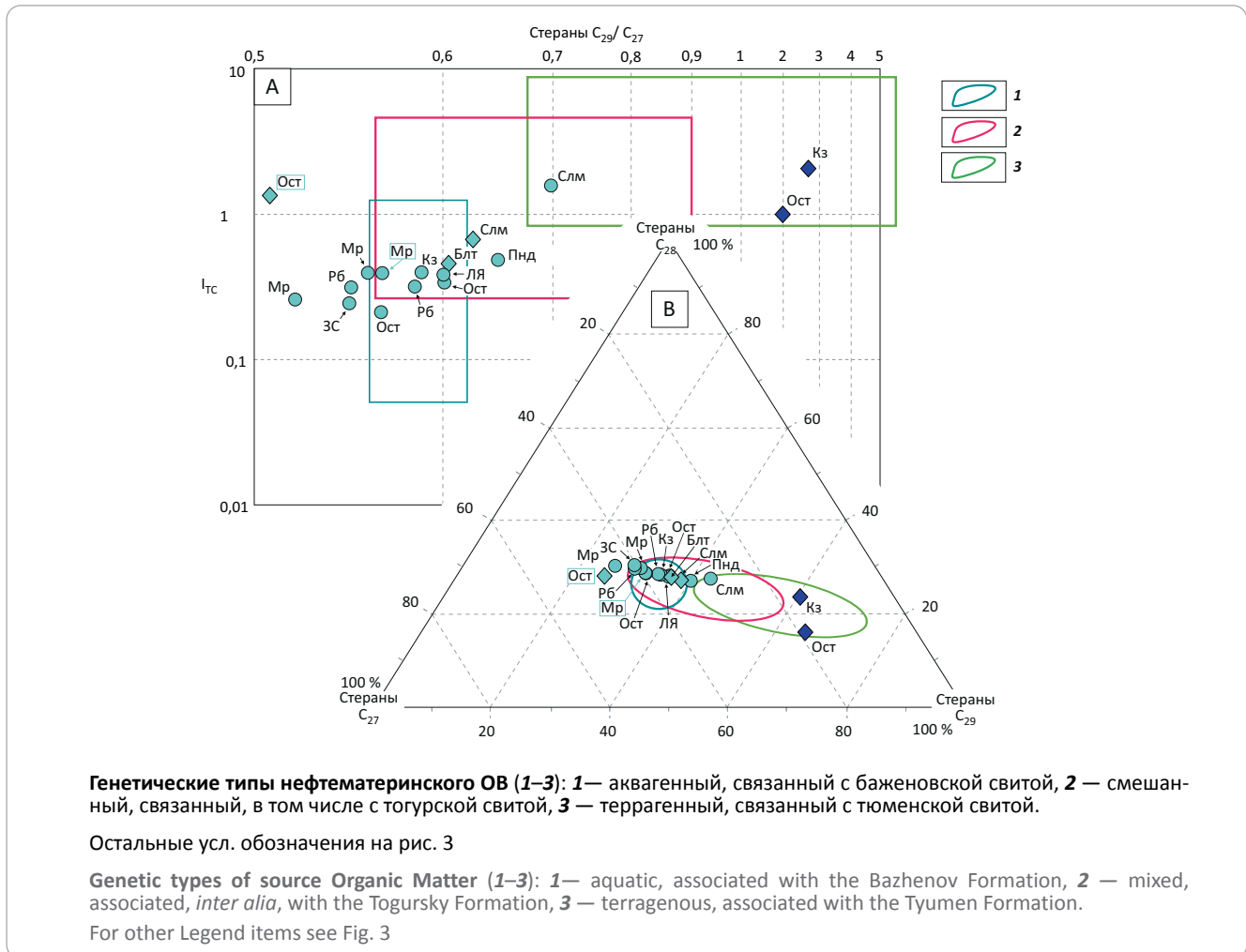


Табл. 3. Геохимические показатели исследованных нефтей и конденсатов по составу высокомолекулярных насыщенных полициклических углеводородов-биомаркеров

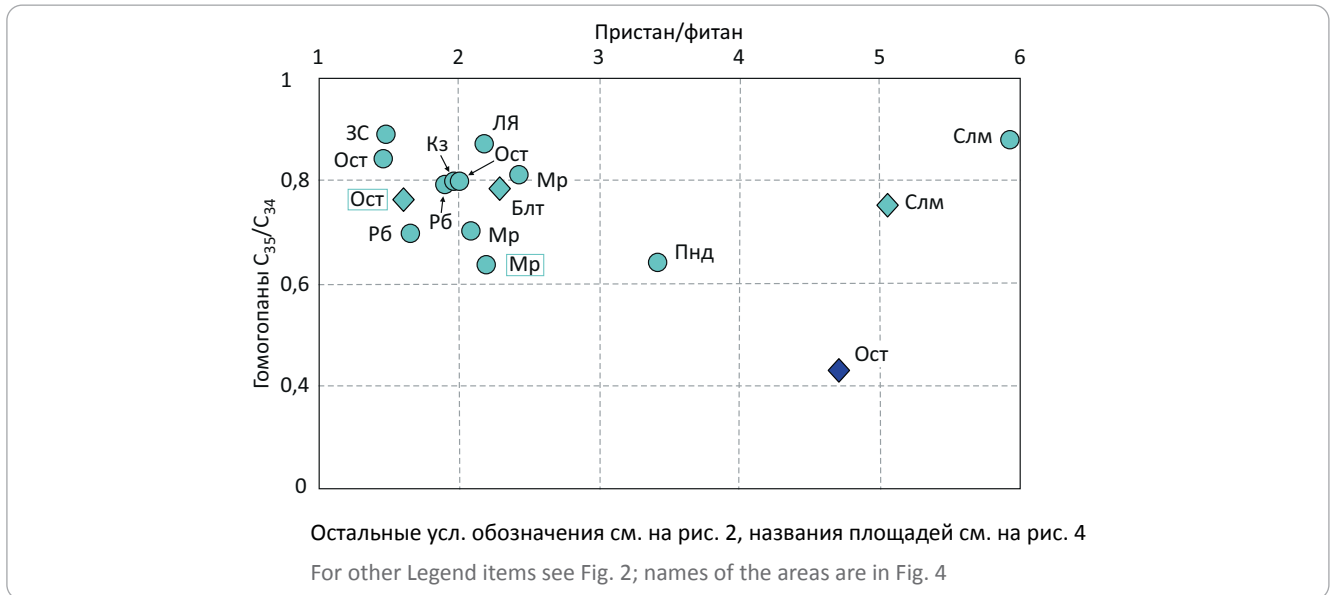
Tab. 3. Geochemical parameters of studied oils and condensates according to composition of saturated high molecular polycyclic biomarker hydrocarbons

Нефтегазоносный комплекс	Ts/Tm	Диастерановый индекс ($\beta\alpha/(\beta\beta + \alpha\alpha)$)	Изомерные отношения стеранов C_{29}			
			$\beta\beta/(\beta\beta + \alpha\alpha)$	20S/(20S + 20R)	$\beta\beta(20S + 20R)/\alpha\alpha 20R$	20S/20R
Конденсаты						
Науная свита (J_3o)	(0,47–0,69)/0,59 (3)	(0,32–1,18)/0,74 (3)	(0,43–0,48)/0,43 (3)	(0,4–0,47)/0,43 (3)	(2,32–3)/2,75 (3)	(0,66–0,87)/0,77 (3)
Тюменская свита (J_2)	не опр.; 0,46	2,01; 1,02	0,45; 0,53	0,57; 0,49	3,05; 4,74	1,33; 0,95
Нефти						
Науная свита (J_3o)	(0,37–1,75)/0,99 (12)	(0,29–1,1)/0,73 (12)	(0,41–0,6)/0,51 (12)	(0,43–0,54)/0,47 (12)	(2,24–5,81)/3,89 (12)	(0,74–1,18)/0,91 (12)

Примечание. не опр. – не определено; (минимум–максимум)/среднее (число проб); **конденсаты:** верхнеюрские залежи – Болтная, Останинская, Селимхановская площади; среднеюрские залежи – Казанская, Останинская площади; **нефти:** Западно-Сомовская, Казанская, Лосино-Ярская, Мирная, Останинская, Пинджинская, Рыбальная, Селимхановская площади.

Note. не опр. – not determined; (min/max)/mean (number of samples); **condensates:** Upper Jurassic accumulations – Boltny, Ostaninsky, Selimkhanovsky areas; Middle Jurassic accumulations – Kazansky, Ostaninsky areas; **oils:** West Somovsky, Kazansky, Losino-Yarsky, Mirny, Ostaninsky, Pindzhinsky, Rybal'ny, Selimkhanovsky areas.

Рис. 6. Отношение между геохимическими показателями гомогопаны C_{35}/C_{34} и пристан/фитан в исследованных нефтях и конденсатах
Fig. 6. The relationship between the geochemical parameters of homohopane C_{35}/C_{34} and pristane/phytane in the studied oils and condensates



пределением компонентов по молекулярной массе при формировании залежей [9].

Низкие значения трицикланового индекса (I_{TC}) для большинства нефтей и конденсатов из наунакской свиты ($< 0,5$), как и отношения стеранов C_{29}/C_{27} , свидетельствуют о преимущественно аквагенном генотипе их источника (см. рис. 5) [22]. Нефть из наунакской свиты Селимхановской площади (1,56) и конденсаты из тюменской свиты Казанской и Останинской площадей согласно высоким значениям I_{TC} (2,05, 1,33 соответственно) имеют преимущественно террагенный генезис. По материалам ИНГТ СО РАН (см. рис. 5), высокие значения I_{TC} (> 1) характерны для террагенного ОВ нижне-среднеюрских отложений, низкие (< 1) — для аквагенного ОВ баженовской свиты.

Значения отношений гомогопанов C_{35}/C_{34} для проб исследованной коллекции изменяется от 0,43 до 0,89 при среднем 0,76. Относительно повышенные значения этого показателя ($> 0,6$) для проб из наунакской свиты главным образом согласуются с низкими значениями отношения пристан/фитан (рис. 6) и указывают на восстановительные условия накопления нефтематеринского ОВ [15, 16]. Более низкое значение отношения гомогопанов C_{35}/C_{34} (0,43) для конденсата из тюменской свиты Останинской площади соответствует более высокой окисленности нефтематеринского ОВ, которая фиксируется как по высокому значению отношения пристан/фитан (4,71), так и по соответствующей локализации значений на диаграмме Кеннона-Кессоу (см. рис. 4). Следует отметить, что согласно исследованиям И.В. Гончарова с коллегами [2, 18], высокими значениями отношения пристан/фитан ($>> 2$) характеризуется террагенное ОВ средней юры и генетически связанные с ними нефти юго-востока

Западной Сибири. В конденсате из тюменской свиты Казанской площади гомогопаны C_{35} отсутствуют. Обстановки fossilization нефтематеринского ОВ для нафтидов из наунакской залежи Селимхановской площади диагностируются неоднозначно. Эти пробы характеризуются высокими значениями отношения гомогопанов C_{35}/C_{34} (0,88 и 0,75) и низким диастерановым индексом (0,29 и 0,32), что соответствует восстановительным обстановкам накопления нефтематеринского ОВ и не согласуется с аномально высокими значениями отношения пристан/фитан (5,93 и 5,04). Можно предположить, что такие высокие значения последнего отношения обусловлены не генетическими причинами, а фазово-ретроградными процессами [9].

Сравнительный анализ изомерных отношений стеранов C_{29} и Ts/Tm (см. табл. 3) в общем случае показывает, что формирование исследованных нафтидов происходило в условиях ГЗН [15, 16]. Широкие диапазоны значений показателей, основанных на отношении между изомерами стеранов C_{29} в конфигурациях *R* и *S* (см. табл. 3), вероятнее всего, обусловлены особенностями условий нефтегазогенерации в материнских толщах (*PT*-условия, каталитические свойства минеральной матрицы, длительность нефтегазогенерации), которые привели к разному уровню изомеризации стеранов. Значения терпанового показателя зрелости Ts/Tm проб из наунакских залежей для большинства исследованных проб близки к среднему для выборки (см. табл. 3). Минимальное значение этого показателя характеризует одну из нефтей Останинской площади, а повышенные значения параметра Ts/Tm наблюдаются у проб Мирной площади (1,37–1,75) и нефти Рыбальной площади (1,64). Наблюдаемая контрастность отношения между терпанами Ts и Tm для од-

нотипных по генотипу нафтидов Западной Сибири отмечалась для нефтей баженовской свиты (диапазон изменения T_s/T_m 0,43–4,52) [23], а также для нафтидов, локализованных на юго-востоке региона (показатель $T_s/(T_s + T_m)$): для нефтей баженовского типа 0,4–0,8; для нефтей тогурского типа 0,1–0,8) [2]. Подобно изомерным отношениям стеранов C_{29} наблюдаемые различия этого отношения могут быть обусловлены как разным уровнем зрелости нефтематеринского ОВ, так и составом содержащих его пород, катализирующих процессы изомеризации терпанов [15, 16].

Распределение ароматических соединений. В составе нафтно-ароматической фракции нефтей методом хромато-масс-спектрометрии идентифицированы фенантрены (Ф), дибензотиофены (ДБТ), моно- (МАС) и триароматические (ТАС) стероиды (рис. 7). В большинстве исследованных проб среди идентифицированных аренов преобладают фенантрены (в среднем 63,63 % на сумму аренов, диапазон изменения 29,39–84,84 %). Исключение составляют конденсат из тюменской свиты Казанской площади и наунакская нефть Останинской площади, в которых суммарные концентрации МАС и ТАС (55,17 и 57,24 % на сумму аренов соответственно) самые высокие для исследованной коллекции (см. рис. 7). Чуть меньше ТАС и МАС в ароматических фракциях наунакских нефтей Западно-Сомовской (40,18 %), Казанской (34,68 %), Лосино-Ярской (42,1 %) площадей. В то же время для большинства исследованных проб характерно невысокое, значительно пониженное по сравнению с дибензотиофенами и фенантренами, содержание ароматических стероидов. При этом самые низкие относительные концентрации ароматических стероидов определены для конденсатов Останинской площади (9,50 % (I_2), 4,28 % (I_3)), нефти из наунакской свиты Мирной (6,55 и 7,89 %) и Пинджинской (6,96 %) площадей.

Отношение между ароматическими стероидами ($\sum \text{ТАС}/\sum \text{МАС}$) выше для нефтей из наунакских залежей (в среднем 4,42) по сравнению с конденсатами (табл. 4). Самое низкое значение этого показателя типично для обогащенного ароматическими стероидами казанского конденсата из залежей тюменской свиты (0,17), а максимальное (18,84) — нефти из залежей наунакской свиты Мирной площади.

В большинстве проб из залежей в наунакской свите (Останинская, Мирная, Пинджинская, Рыбальная площади) наблюдаются высокие содержания дибензотиофенов ($>> 10\%$ на сумму идентифицированных аренов). Относительно повышенные содержания дибензотиофенов обычно рассматривают как свидетельство восстановительных обстановок при накоплении нефтематеринского ОВ [24]. Сочетание относительно повышенных (по сравнению с остальными пробами) концентраций дибензотиофенов и ароматических стероидов при $\sum \text{ТАС}/\sum \text{МАС}$ больше 1 указывает на генетическое родство нефтей из наунакских залежей Запад-

но-Сомовской, Казанской, Мирной, Рыбальной и Останинской площадей с аквагенным ОВ баженовской свиты [24]. Согласно материалам ИНГТ СО РАН, высокие концентрации дибензотиофенов ($>> 10\%$) при преобладании ТАС над МАС наблюдается для аквагенного ОВ баженовской свиты из разрезов Казанской и Рыбальной площадей.

Во всех исследованных пробах на масс-фрагментограммах m/z 219 (\rightarrow 234) в разных концентрациях идентифицирован триароматический УВ-ретен, биопредшественником которого являются смолы хвойных растений [16, 25]. Самые высокие концентрации этого УВ определяются в ароматических фракциях конденсата из тюменской свиты Казанской площади и в наунакских пробах Селихановской площади, для которых по другим генетическим показателям (отношение стеранов C_{29}/C_{27} , I_{TC}) предполагается преимущественно террагенный генезис. Содержание ретена повышено в конденсате из наунакской свиты Останинской площади. Напротив, наиболее низкими концентрациями ретена характеризуются нефти аквагенного генотипа из наунакских залежей Мирной, Рыбальной и Останинской площадей. Исследования ОВ юрских пород из разрезов Казанской, Рыбальной, Останинской площадей, выполненные в ИНГТ СО РАН, показали, что ретен присутствует практически во всех исследованных пробах. Максимальные его концентрации характеризуют террагенное ОВ ниже-среднеюрских отложений, а минимальные — аквагенное ОВ баженовской свиты.

Показатели зрелости (см. табл. 4), рассчитанные по составу идентифицированных аренов и дибензотиофенов (дибензотиофеновый индекс (ДБТИ), триароматический стероидный индекс (ТАСИ), метилфенантреновый индекс (МФИ 1), 4-метилДБТ/1-метилДБТ) соответствуют характеристикам нафтидов, которые генерированы в условиях ГЗН [16, 24, 26]. Соответственно, согласно показателям, рассчитанным по составу дибензотиофенов, наиболее преобразованным на период генерации было ОВ — источник конденсатов из среднеюрских залежей Казанской и Останинской площадей. Широкий диапазон значений показателей 4-метилДБТ/1-метилДБТ и МФИ 1, определяемых для ОВ ГЗН, рассмотрен в работе [27], где на примере баженовской свиты показано, что эти параметры зрелости весьма информативны для характеристик термокаталитического преобразования ОВ.

Заключение

По результатам комплексной геохимической интерпретации аналитических данных показано, что в юрских залежах исследованного района локализованы нефти и конденсаты, разнородные по своим физическим и химическим характеристикам. Это многообразие свидетельствует о значительном влиянии на их состав миграционных, в первую очередь фазово-ретроградных процессов на их состав. Вместе с тем сравнительный анализ базовых фаци-

Рис. 7. Распределение ароматических соединений, идентифицированных в нафтено-ароматических фракциях исследованных нефтей и конденсатов

Fig. 7. Distribution of aromatic compounds identified in naphtheno-aromatic fractions of studied oils and condensates

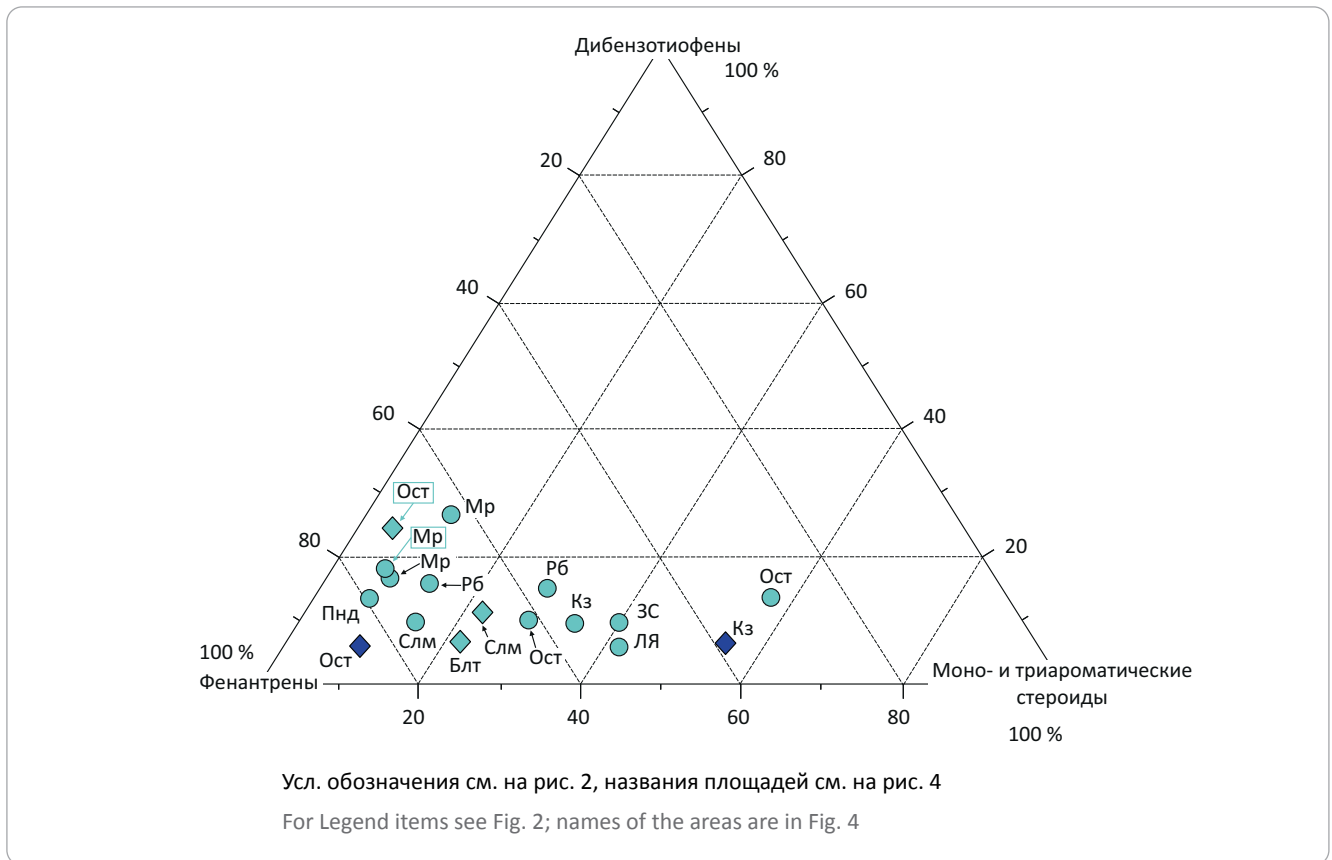


Табл. 4. Геохимические показатели исследованных нефтей и конденсатов по составу идентифицированных ароматических соединений

Tab. 4. Geochemical parameters of studied oil and condensates according to composition of identified aromatic compounds

Нефтегазоносный комплекс	$\Sigma \text{TAC} / \Sigma \text{MAC}$	$\Sigma \text{Ф} / \Sigma \text{ДБТ}$	ДБТИ	ТАСИ	МФИ 1	4-метилДБТ / 1-метилДБТ
Конденсаты						
Наунакская свита (J _{3o})	(0,98–2,02) / 1,66(3)	(2,94–11,42) / 6,81(3)	(0,99–3,92) / 2,07(3)	(0,04–0,53) / 0,24(3)	(0,46–0,73) / 0,58(3)	(1,82–4,17) / 2,72(3)
Тюменская свита (J ₂)	0,17; 1,86	6,4; 14,98	11,43; 6,52	0,2; 0,24	0,67; 0,59	5,56; 5,56
Нефти						
Наунакская свита (J _{3o})	(1,11–18,84) / 4,42(12)	(2,2–9,59) / 5,28(12)	(0,7–9,47) / 1,7(12)	(0,08–0,49) / 0,23(12)	(0,36–1,51) / 0,61(12)	(0,94–6,25) / 2,32(12)

Примечание. Дибензотиофеновый индекс ДБТИ = (2- + 3-метилДБТ) / Σ ДБТ; индекс ТАСИ = (ТАС C₂₀ + ТАС C₂₁) / Σ ТАС; метилфенантренный индекс МФИ 1 = 1,5 (3-метилФ + 2-метилФ) / (Ф + 9-метилФ + 1-метилФ); **конденсаты:** верхнеюрские залежи – Болтная, Останинская, Селимхановская площади; среднеюрские залежи – Казанская, Останинская площади; **нефти:** Западно-Сомовская, Казанская, Лосино-Ярская, Мирная, Останинская, Пинджинская, Рыбальная, Селимхановская площади.

Note. Dibenzothiophene index DBTI = (2- + 3-methylDBT) / Σ DBT; triaromatic steroid index TASI = (TASC₂₀ + TASC₂₁) / Σ TAS; methylphenanthrene index MPI 1 = 1,5 · (3-methylP + 2-methylP) / (P + 9-methylP + 1-methylP); **condensates:** Upper Jurassic accumulations – Boltny, Ostaninsky, Selimkhanovsky areas; Middle Jurassic accumulations – Kazansky, Ostaninsky areas; **oils:** West Somovsky, Kazansky, Losino-Yarsky, Mirny, Ostaninsky, Pindzhinsky, Rybal'ny, Selimkhanovsky areas.

ально-генетических параметров (изотопный состав углерода, молекулярно-массовое распределение УВ-биомаркеров и ароматических соединений) позволил выделить в исследованной выборке три основные генетические группы УВ-флюидов.

Конденсаты из тюменской свиты (Казанская и Останинская площади) по своим геохимическим

показателям (высокая парафинистость; относительно тяжелый изотопный состав углерода; высокие значения отношений пристан/фитан, стераны C₂₉/стераны C₂₇, I_{TC} и низкое – гомогопаны C₃₅/гомогопаны C₃₄; повышенные концентрации ретена) генетически связаны с ОВ террагенного генотипа, вероятнее всего, тюменской свиты [6, 18, 19,

27–29]. Среди исследованных проб не обнаружены УВ-флюиды, которые могли быть генерированы ОБ нижнеюрской тогурской свиты.

К нафтидам смешанного генотипа отнесены пробы с противоречивым набором значений геохимических показателей, когда одни параметры указывают на аквагенный фациально-генетический тип, а другие — на террагенный. Изотопно легкая нефть Пинджинской площади ($\delta^{13}\text{C}$ 30,2 ‰) характеризуется высоким содержанием дибензотиофенов (13,16 % на сумму аренов), отсутствием ретена, низким значением показателя I_{TC} (0,48) и одновременно высокими значениями показателей пристан/фитан (3,42) и стераны C_{29}/C_{27} (1,23). Нефть и конденсат из наунакской свиты Селимхановской площади различаются по I_{TC} (1,56 и 0,67 соответственно), для них при высоких значениях отношения гомогпанов C_{35}/C_{34} (0,88 и 0,75 соответственно) и низких значениях диастеранового индекса (0,29 и 0,32 соответственно) определены тяжелый изотопный состав углерода ($\delta^{13}\text{C}$ –27,8 и –28 ‰), высокие значения отношений стераны C_{29}/C_{27} (1,49 и 1,12 соответственно), пристан/фитан (5,93 и 5,04 соответственно), наблюдаются высокие концентрации ретена. В соответствии с данными о распределении УВ C_3 – C_9 , к группе проб смешанного генотипа относится парафинистая нефть из наунакской залежи Юбилейной площади. Перечисленные нафтиды могли быть образованы за счет нескольких источников, содержащих ОБ разных генотипов (баженовская, тогурская и тюменская свиты).

Согласно базовым геохимическим показателям (легкий изотопный состав углерода; низкие значе-

ния отношений пристан/фитан, стераны C_{29} /стераны C_{27} , I_{TC} и высокое — гомогпанов C_{35}/C_{34} , высокие содержания дибензотиофенов, моно- и триароматических стероидов) в группу аквагенного генотипа обособляются нефти и конденсаты из верхнеюрских залежей рассматриваемого района (Болтная, Западно-Сомовская, Казанская, Лосино-Ярская, Мирная, Рыбальная, Останинская площади). Аквагенный генотип нефтей из верхнеюрских залежей Болтной, Лосино-Ярской, Мирной и Рыбальной площадей подтверждается распределением УВ C_3 – C_9 . Очевидным источником этих УВ-флюидов является ОБ баженовской свиты [2, 3, 20, 21, 27, 30], которое сопоставимо с ними как по фациально-генетическим показателям, так и по уровню термокаталитической преобразованности. Несмотря на то, что основные геохимические показатели указывают на преимущественно аквагенный генотип нафтидов Лосино-Ярской, Останинской и Болтной площадей, присутствие ретена в их составе свидетельствует о незначительной террагенной примеси в генерировавшем их нефтематеринском ОБ.

Индексы нечетности n -алканов, локализация проб на диаграмме Кеннона-Кессоу, стереоизомерные отношения стеранов C_{29} , параметр Ts/Tm , отношения состава фенантронов и дибензотиофенов свидетельствуют о генерации исследованных нефтей и конденсатов в условиях ГЗН. Для исходного ОБ нефтей и конденсатов из среднеюрских залежей по многим из этих показателей диагностируется более высокая степень термокаталитической преобразованности по сравнению с пробами из наунакской свиты.

Литература

1. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко О.И. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 11–12. – С. 1832–1845.
2. Гончаров И.В., Обласов Н.В., Сметанин А.В., Самойленко В.В., Фадеева С.В., Журова Е.Л. Генетические типы и природа углеводородных залежей юго-востока Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 8–13.
3. Данилова В.П., Конторович А.Э., Костырева Е.А., Моисеева Н.В. Геохимия высокомолекулярных углеводородов-биомаркеров в келловей-верхнеюрских нефтях Томской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 1. – С. 98–104.
4. Серебренникова О.В., Стрельникова Е.Б., Стахина Л.Д., Николаева Т.Л. Распределение и состав гетероатомных соединений в нефтях отложений юрского комплекса юго-востока Западной Сибири // Нефтехимия. – 2006. – Т. 46. – № 1. – С. 11–18.
5. Стрельникова Е.Б., Серебренникова О.В., Рябова Н.В. Типизация нефтей юры юго-востока Западной Сибири по данным ИК-спектроскопии // Нефтехимия. – 2008. – Т. 48. – № 6. – С. 418–425.
6. Серебренникова О.В., Филиппова Т.Ю., Красная Н.А. Взаимосвязь состава алканов и металлопорфиринов нефтей и органического вещества пород юго-востока Западной Сибири как отражение условий формирования нефтематеринских толщ // Нефтехимия. – 2003. – Т. 43. – № 3. – С. 163–167.
7. Методические рекомендации по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденные распоряжением Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.02.2016 г. № 3-Р. – 2016. – Режим доступа: https://gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/metodicheskie_rekomendacii_po_primeneniyu_nkz_utverzhdennye.pdf (дата обращения 12.07.2024).
8. Конторович А.Э., Верховская Н.А., Тимошина И.Д., Фомичев А.С. Изотопный состав углерода рассеянного органического вещества и битумоидов и некоторые спорные вопросы теории образования нефти // Геология и геофизика. – 1986. – № 5. – С. 3–12.
9. Старобинец И.С. Геолого-геохимические особенности газоконденсатов. – Л.: Недра, 1974. – 152 с.

10. Гончаров И.В. Геохимия нефтей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 180 с.
11. Odden W., Patience R.L., Van Graas G.W. Application of light hydrocarbons (C₄–C₁₃) to oil/source rock correlations: a study of the light hydrocarbon compositions of source rocks and test fluids from offshore Mid-Norway // *Organic Geochemistry*. – 1998. – Vol. 28. – No. 12. – P. 823-847. DOI: 10.1016/S0146-6380(98)00039-4.
12. Huang S., Wang Z., Lv Z., Gong D., Yu C., Wu W. Geochemical identification of marine and terrigenous condensates—A case study from the Sichuan Basin, SW China // *Organic Geochemistry*. – 2014. – Vol. 74. – P. 44-58. DOI: 10.1016/j.orggeochem.2014.04.001
13. Фурсенко Е.А. Геохимия низкомолекулярных углеводородов нефтей и конденсатов Надым-Тазовского междуречья и северных районов Широкого Приобья (Западная Сибирь). – Новосибирск: Изд-во ИНГГ СО РАН, 2014. – 146 с.
14. Bray E.E., Evans E.D. Distribution of n-paraffins as a clue to recognition of source beds // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1961. – Vol. 22. – No. 1. – P. 2–15. DOI: 10.1016/0016-7037(61)90069-2.
15. Петров А.А. Углеводороды нефти. – М.: Наука, 1984. – 264 с.
16. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. 2nd ed. – New York: Cambridge University Press, 2005. – 1155 с. DOI:10.1017/CBO9780511524868.
17. Connan J., Cassou A.M. Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1980. – Т. 44. – № 1. – P. 1–23. DOI: 10.1016/0016-7037(80)90173-8.
18. Гончаров И.В., Обласов Н.В., Самойленко В.В., Носова С.В. Углеродное органическое вещество нижней и средней юры Западной Сибири и его роль в формировании углеводородных скоплений // *Нефтяное хозяйство*. – 2006. – № 8. – С. 19–23.
19. Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. Геохимия органического вещества и нефтегенерационный потенциал нижнеюрской тогурской свиты (юго-восток Западной Сибири) [Электронный ресурс] // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. – 2014. – Т. 9. – № 1. – Режим доступа: http://www.ngtr.ru/rub/1/13_2014.pdf (дата обращения 15.07.2024).
20. Гончаров И.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Фадеева С.В., Веклич М.А., Кашапов Р.С., Трушков П.В., Бахтина Е.С. Типы и катагенез органического вещества баженовской свиты и ее возрастных аналогов // *Нефтяное хозяйство*. – 2016. – № 10. – С. 20–25.
21. Конторович А.Э., Костырева Е.А., Родякин С.В., Сотнич И.С., Ян П.А. Геохимия битумоидов баженовской свиты // *Геология нефти и газа*. – 2018. – № 2. – С. 79–88. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-79-88.
22. Конторович А.Э., Бахтуров С.Ф., Башарин А.К., Беляев С.Ю., Буриштейн Л.М., Конторович А.А., Кринин В.А., Ларичев А.И., Году Л., Меленевский В.Н., Тимошина И.Д., Фрадкин Г.С., Хоменко А.В. Разновозрастные очаги нафтидообразования и нафтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне // *Геология и геофизика*. – 1999. – Т. 40. – № 11. – С. 1676–1693.
23. Фурсенко Е.А., Конторович А.Э., Костырева Е.А., Падалко Н.Л., Родченко А.П., Рыжкова С.В. Геохимия нефтей баженовского горизонта (Западная Сибирь) // *Геология и геофизика*. – 2024. – Т. 65. – № 1. – С. 101–116. DOI: 10.15372/GiG2023188.
24. Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Иванова Е.Н., Фомин А.Н. Фенантрены, ароматические стераны и дибензотиофены в юрских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и их значение для органической геохимии // *Геология и геофизика*. – 2004. – Т. 45. – № 7. – С. 873–883.
25. Alexander R., Larcher A.V., Kagi R.I., Price P.L. An oil-source correlation study using age-specific plant-derived aromatic biomarkers // *Biological Markers in Sediments and Petroleum*. – Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall, 1992. – С. 201–221.
26. Radke M., Welte D. H., Willisch H. Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influence of the organic matter type // *Organic Geochemistry*. – 1986. – Vol. 10 – No. 1–3. – P. 51 63.
27. Гончаров И.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Фадеева С.В. Катагенез органического вещества пород баженовской свиты юго-востока Западной Сибири (Томская область) // *Нефтяное хозяйство*. – 2013. – № 10. – С. 32–37.
28. Данилова В.П., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Москвин В.И., Фомин А.Н., Махнева Е.Н. Геохимия мезозойских отложений востока Томской области // *Геология нефти и газа*. – 1998. – № 8. – С. 33–43.
29. Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал ГЕО, 2005. – 183 с.
30. Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // *Геология и геофизика*. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 972–1012. DOI: 10.1016/j.rgg.2013.07.002.

References

1. Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O., Kontorovich A.A., Suprunenko O.I. Tectonic structure and history of evolution of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic. *Russian Geology and Geophysics*. 2001;42(11–12):1832–1845.
2. Goncharov I.V., Oblasov N.V., Smetanin A.V., Samoilenko V.V., Fadeeva S.V., Zhurova E.L. Genetic types and nature of fluid of hydrocarbon deposits south-east of Western Siberia. *Oil Industry*. 2012;(11):8–13. In Russ.
3. Danilova V.P., Kontorovich A.E., Kostyeva E.A., Moiseeva N. V. Geokhimiya vysokomolekulyarnykh uglevodorodov-biomarkerov v kellovei-verkhneyurskikh neftnyakh Tomskoi oblasti [Geochemistry of high-molecular-weight hydrocarbon-biomarkers in Callovian–Upper Jurassic oils from Tomsk region]. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2004;(1):98–104. In Russ.
4. Serebrennikova O.V., Strel'nikova E.B., Stakhina L.D., Nikolaeva T.L. Distribution and composition of heteroatomic compounds in oils from jurassic deposits in the southeastern part of Western Siberia. *Petroleum Chemistry*. 2006;46(1):9–15. DOI: 10.1134/S0965544106010026.

5. Strel'nikova E.B., Serebrennikova O.V., Ryabova N.V. Classification of Jurassic oils from southeastern West Siberia by IR data. *Petroleum Chemistry*. 2008;48 (6):420–427. DOI: 10.1134/S0965544108060030.
6. Serebrennikova O.V., Filippova T.Yu., Krasnoyarova N.A. Interrelation between the composition of alkanes and metalloporphyrins in crude oils and rock organic matter as a reflection of formation conditions of oil-bearing strata in the southeast of West Siberia. *Petroleum Chemistry*. 2003;43(3):145–149.
7. Metodicheskie rekomendatsii po primeneniyu klassifikatsii zapasov i resursov nefti i goryuchikh gazov [Guidelines on application of petroleum resources classification]. Moscow: Russian Ministry of Natural Resources and Environment Publ. house; 2016. 32 p. Available at: https://gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/metodicheskie_rekomendacii_po_primneniyu_nkz_utverzhdennye.pdf (accessed 12.07.2024).
8. Kontorovich A.E., Verkhovskaya N.A., Timoshina I.D., Fomichev A.S. Isotope composition of carbon of disperse organic matter and bitumoids and some issue points in the theory of oil formation. *Russian geology and geophysics*. 1986;(5):3–12. In Russ.
9. Starobinets I.S. Geologo-geokhimicheskie osobennosti gazokondensatov [Geological and geochemical features of gascondensates]. Leningrad: Nedra; 1974. 152 p. In Russ.
10. Goncharov I.V. Geokhimiya neftei Zapadnoi Sibiri [Oil geochemistry in Western Siberia]. Moscow: Nedra; 1987. 180 p. In Russ.
11. Odden W., Patience R.L., Van Graas G.W. Application of light hydrocarbons (C₄–C₁₃) to oil/source rock correlations: a study of the light hydrocarbon compositions of source rocks and test fluids from offshore Mid-Norway. *Organic Geochemistry*. 1998;28(12):823–847. DOI: 10.1016/S0146-6380(98)00039-4.
12. Huang S., Wang Z., Lv Z., Gong D., Yu C., Wu W. Geochemical identification of marine and terrigenous condensates—A case study from the Sichuan Basin, SW China. *Organic Geochemistry*. 2014;(74):44–58. DOI: 10.1016/j.orggeochem.2014.04.001.
13. Fursenko E.A. Geochemistry of low-molecular hydrocarbons of oils and condensates in the northern areas of the Middle OB region and Nadym-Taz interfluve (Western Siberia). Novosibirsk: IPGG SB RAS; 2014. 146 p. In Russ.
14. Bray E.E., Evans E.D. Distribution of n-paraffins as a clue to recognition of source beds. *Geochimica et Cosmochimica Acta*. 1961;22(1): 2–15.
15. Petrov A.A. Oil hydrocarbons. Moscow: Nauka; 1984. 264 p.
16. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. 2nd ed. New York: Cambridge University Press; 2005. 1155 p. DOI: 10.1017/CBO9780511524868.
17. Connan J., Cassou A.M. Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. *Geochimica et Cosmochimica Acta*. 1980;44(1):1–23. DOI: 10.1016/0016-7037(80)90173-8.
18. Goncharov I.V., Oblasov N.V., Samoilenko V.V., Nosova S.V. Carbonaceous organic substance of lias and dogger of Western Siberia and its role in formation of hydrocarbonic accumulation, on an example of Tomsk area. *Oil industry*. 2006;(8):19–23. In Russ.
19. Kostyreva E.A., Moskvina V.I., Yan P.A. OM geochemistry and oil generation potential of Lower Jurassic Togur Fm (south-east of Western Siberia). *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2014;9(1). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/1/13_2014.pdf (accessed 15.07.2024).
20. Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Oblasov N.V., Fadeeva S.V., Veklich M.A., Kashapov R.S., Trushkov P.V., Bahtina E.S. Types of organic matter and catagenesis of the Bazhenov formation and its same-aged analogues. *Oil industry*. 2016;(10):20–25. In Russ.
21. Kontorovich A.E., Kostyreva E.A., Rodyakin S.V., Sotnich I.S., Yan P.A. Geochemistry of the Bazhenov Formation bitumoids. *Oil and gas geology*. 2018;(2):79–88. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-79-88.
22. Kontorovich A.E., Bakhturov S.F., Basharin A.K., Belyaev S.Yu., Burshtein L.M., Kontorovich A.A., Krinin V.A., Larichev A.I., Goudou L., Melenevskii V.N., Timoshina I.D., Fradkin G.S., Khomenko A.V. Heterochronous centers of naphthide formation and accumulation in the North-Asian Craton. *Geologiya i geofizika*. 1999;40(11):1676–1693.
23. Fursenko E.A., Kontorovich A.E., Kostyreva E.A., Padalko N.L., Rodchenko A.P., Ryzhkova S.V. Geochemistry of crude oils from the Bazhenov horizon (West Siberia). *Russian Oil and Gas Geology*. 2024;(1):85–97. DOI: 10.2113/RGG20234682.
24. Kontorovich A.E., Melenevskii V.N., Ivanova E.N., Fomin A.N. Phenanthrenes, Aromatic Steranes, And Dibenzothiophenes in Jurassic Deposits of the West Siberian Petroleum Province: Implications for Organic Geochemistry. *Russian Geology and Geophysics*. 2004;45(7):873–883.
25. Alexander R., Larcher A.V., Kagi R.I., Price P.L. An oil-source correlation study using age-specific plant-derived aromatic biomarkers: Biological Markers in Sediments and Petroleum: J.M. Moldowan, P. Albrecht and R.P. Philp, eds. Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall; 1992. 201–221 pp.
26. Radke M., Welte D. H., Willisch H. Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influence of the organic matter type. *Organic Geochemistry*. 1986;10(1–3):51–63.
27. Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Oblasov N.V., Fadeeva S.V. Catagenesis of organic matter Bazhenov formation rocks in the South-East of West Siberia (Tomsk region). *Neftyanoe khozyaistvo*. 2013;(10):32–37. In Russ.
28. Danilova V.P., Kostyreva E.A., Melenevskii V.N., Moskvina V.I., Fomin A.N., Makhneva E.N. Geochemistry of Mesozoic deposits of east Tomsk region. *Russian Oil and Gas Geology*. 1998;(8):33–43. In Russ.
29. Kostyreva E.A. Geochemistry and genesis of Paleozoic oils in southeastern West Siberia. Novosibirsk: SB RAS Publ. house, "GEO" branch; 2005. 183 p. In Russ.
30. Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., Shurygin B.N., Vakulenko L.G., Gaideburova E.A., Danilova V.P., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kostyreva E.A., Moskvina V.I., Yan P.A. Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*. 2013;54(8):747–779. DOI: 10.1016/j.rgg.2013.07.002.

Информация об авторах

Елена Анатольевна Фурсенко

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник
ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,
630090 Новосибирск, пр-кт Коптюга, д. 3
e-mail: FursenkoEA@ipgg.sbras.ru
ORCID ID: 0000-0002-7297-7342,
SCOPUS ID: 6506569527

Александра Ильинична Бурухина

младший научный сотрудник
ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,
630090 Новосибирск, пр-кт Коптюга, д. 3
e-mail: BurukhinaAI@ipgg.sbras.ru
ORCID ID: 0000-0002-9968-8065,
SCOPUS ID: 57209140793

Елена Анатольевна Костырева

кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник
ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,
630090 Новосибирск, пр-кт Коптюга, д. 3
e-mail: KostyrevaEA@ipgg.nsc.ru
SCOPUS ID: 6507178223

Инга Сергеевна Сотнич

кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник
ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,
630090 Новосибирск, пр-кт Коптюга, д. 3
e-mail: SotnichIS@ipgg.sbras.ru
ORCID ID: 0009-0003-8531-5457,
SCOPUS ID: 57189490058

Information about authors

Elena A. Fursenko

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Researcher
The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
3, prospekt Koptuyuga, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: FursenkoEA@ipgg.sbras.ru
ORCID ID: 0000-0002-7297-7342,
SCOPUS ID: 6506569527

Aleksandra I. Burukhina

Junior Researcher
The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
3, prospekt Koptuyuga, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: BurukhinaAI@ipgg.sbras.ru
ORCID ID: 0000-0002-9968-8065,
SCOPUS ID: 57209140793

Elena A. Kostyreva

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Researcher
The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
3, prospekt Koptuyuga, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: KostyrevaEA@ipgg.nsc.ru
SCOPUS ID: 6507178223

Inga S. Sotnich

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Researcher
The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
3, prospekt Koptuyuga, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: SotnichIS@ipgg.sbras.ru
ORCID ID: 0009-0003-8531-5457,
SCOPUS ID: 57189490058



Уважаемые читатели!

открыта
ПОДПИСКА
на **2025** год

«Пресса России»
43299

«Почта России»
П4631

«Урал-Пресс»
43299

Подписка в издательстве:
info@oilandgasgeology.ru

Для подписки доступны печатная
и электронная версии журнала