

УДК 553.982

DOI 10.31087/0016-7894-2023-2-85-96

## Особенности углеводородного состава бензиновых фракций и генезис нефтей Средне-Назымского месторождения

© 2023 г. | Т.А. Матюхина<sup>1</sup>, В.Д. Немова<sup>1</sup>, Е.О. Микитин<sup>1</sup>, Н.Е. Гаврилова<sup>2</sup>, О.А. Воронкова<sup>2</sup>, Д.А. Спиридонов<sup>2</sup><sup>1</sup>ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»; Россия, Москва; tatyana.matyukhina@lukoil.com; varvara.nemova@lukoil.com; evgenij.mikitin@lukoil.com;<sup>2</sup>Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПинефть»; Россия, Пермь; natalja.gavrilova@pnn.lukoil.com; olga.a.voronkova@pnn.lukoil.com; dmitriy.spiridonov@lukoil.com

Поступила 17.01.2023 г.

Доработана 20.02.2023 г.

Принята к печати 22.02.2023 г.

**Ключевые слова:** *верхнеюрские отложения; нефтегазоматеринские породы; геохимические исследования нефтей; генетическая типизация; физико-химический анализ; бензиновая фракция; молекулярный анализ; биомаркеры; кероген.*

**Аннотация:** Статья посвящена изучению молекулярного состава нефти, содержащейся в сложнопостроенных низкопроницаемых породах-коллекторах, слагающих юрские и доюрские залежи Средне-Назымского месторождения, расположенного в пределах Фроловской нефтегазоносной области Западной Сибири. В настоящий момент дискуссионным остается вопрос об источнике углеводородов для залежей в доюрских и среднеюрских отложениях, а также актуальными и нетривиальными являются задачи, связанные с мониторингом за разработкой верхнеюрской высокоуглеродистой формации. В изучаемом разрезе с использованием пиролитических исследований методом Rock-Eval выявлены нефтематеринские толщи и определен их генерационный потенциал. Изучен молекулярный состав углеводородов-биомаркеров методами газожидкостной хроматографии и хромато-масс-спектрометрии для обоснования генетической типизации нефтей юрских и доюрских залежей и проведения хемотрелляции по типу «нефть – порода». Дополнительно использованы данные об изотопном составе углерода сырых нефтей, битумоидов, керогена верхнеюрских пород и о содержании микроэлементов и ванадилпорфиринов в нефтях различных продуктивных пластов рассматриваемого месторождения. Особое внимание уделено изучению углеводородов бензиновой фракции нефтей. Установлены информативные молекулярные параметры — соотношения углеводородного состава C<sub>6</sub>–C<sub>7</sub>, позволяющие идентифицировать нефти из верхнеюрских, среднеюрских (пласты ЮК<sub>2-7</sub>) отложений и доюрского комплекса (пласт PZ). Эти параметры предлагается использовать для определения принадлежности нефти к рассматриваемым объектам/залежам и для мониторинга за разработкой Средне-Назымского месторождения.

Для цитирования: Матюхина Т.А., Немова В.Д., Микитин Е.О., Гаврилова Н.Е., Воронкова О.А., Спиридонов Д.А. Особенности углеводородного состава бензиновых фракций и генезис нефтей Средне-Назымского месторождения // Геология нефти и газа. – 2023. – № 2. – С. 85–96. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-2-85-96.

## Sredne-Nazymsky field: features of gasoline cut hydrocarbon composition and oil genesis

© 2023 | Т.А. Matyukhina<sup>1</sup>, V.D. Nemova<sup>1</sup>, E.O. Mikitin<sup>1</sup>, N.E. Gavrilova<sup>2</sup>, O.A. Voronkova<sup>2</sup>, D.A. Spiridonov<sup>2</sup><sup>1</sup>LLC «LUKOIL-Engineering»; Russian Federation, Moscow; tatyana.matyukhina@lukoil.com; varvara.nemova@lukoil.com; evgenij.mikitin@lukoil.com;<sup>2</sup>LLC “LUKOIL-Engineering” Limited PermNIPIneft Branch; Russian Federation, Perm; natalja.gavrilova@pnn.lukoil.com; olga.a.voronkova@pnn.lukoil.com; dmitriy.spiridonov@lukoil.com

Received 17.01.2023

Revised 20.02.2023

Accepted for publication 22.02.2023

**Key words:** *Upper Jurassic deposits; oil and gas source rocks; geochemical studies of oil; genetic typification; physical and chemical analysis; gasoline cut; molecular analysis; biomarkers; kerogen.*

**Abstract:** The authors discuss studies of molecular composition of oil contained in structurally complicated low-permeable reservoir rocks constituting the Jurassic and pre-Jurassic accumulations in the Sredne-Nazymsky field; the field is situated within the West Siberian Frolovsky Petroleum Region. The hydrocarbon source of accumulations in pre-Jurassic and Middle Jurassic deposits is still debatable. At the same time, monitoring of the Upper Jurassic high-carbon formation development is a topical and sophisticated problem. The Rock-Eval pyrolysis was used to determine the possible source rocks, the Organic Matter type and generation potential in the studied interval. Molecular composition of biomarker hydrocarbons obtained from the gas-liquid chromatography and chromatography-mass spectrometry data were used in genetic typification of oil from the Jurassic and pre-Jurassic accumulations and in oil-rock chemocorrelation. In addition, data on the isotopic signa-

ture of carbon in crude oils, bitumoids, kerogen of Upper Jurassic rocks, and trace element and vanadyl porphyrin content in oils of different reservoirs in the field under consideration were used. Particular attention was paid to the study of hydrocarbons in gasoline cut of oils. Informative molecular parameters ( $C_6-C_7$ , ratios in hydrocarbon composition) were determined that makes it possible to identify oils from Upper Jurassic, Middle Jurassic (ЮК<sub>2-7</sub> reservoirs) deposits and pre-Jurassic sequence (PZ reservoir). The authors propose to use these parameters in determination of oil belonging to the objects/accumulations under consideration and in monitoring of the Sredne-Nazymsky field development.

For citation: Matyukhina T.A., Nemova V.D., Mikitin E.O., Gavrilova N.E., Voronkova O.A., Spiridonov D.A. Sredne-Nazymsky field: features of gasoline cut hydrocarbon composition and oil genesis. *Geologiya nefti i gaza*. 2023;(2):85–96. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-2-85-96. In Russ.

### Коллекция образцов и методы исследования

В статье проанализированы результаты геохимических исследований обширной коллекции устьевых проб нефти, отобранных в период 2018–2022 гг. Пробы нефти (общее число 272) отобраны из разновозрастных продуктивных горизонтов 144 скважин Средне-Назымского месторождения: 108 проб — из верхнеюрских отложений, 65 — из среднеюрских отложений (тюменская свита), пласты ЮК<sub>2-7</sub> и 99 — из доюрских отложений (пласт PZ) (рис. 1). Изучено органическое вещество (ОВ) потенциальных нефтегазоматеринских пород (НГМП) в разрезе скважин рассматриваемого месторождения.

Комплекс исследований включал следующие этапы: выделение потенциальных НГМП, проведение генетической типизации нефтей, корреляцию нефтей с битумоидами верхнеюрских НГМП, для каждого продуктивного горизонта установление «геохимического облика» («отпечатков пальцев») нефти по составу углеводородов (УВ) бензиновой фракции.

Молекулярный состав УВ-биомаркеров нефтей и битумоидов изучен методами газожидкостной хроматографии (ГЖХ) и хромато-масс-спектрометрии (ХМС) в Филиале «ПермНИПИнефть» ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», также определены общие физико-химические характеристики нефтей: плотность, вязкость, групповой состав, содержание парафина, серы, микрокомпонентов и ванадилпорфириновых комплексов. Изотопный анализ сырых нефтей (17 проб), битумоидов (4 пробы) и керогена (4 образца) (см. рис. 1) выполнен методом изотопной масс-спектрометрии в Сколковском институте науки и технологий. Выделение потенциальных НГМП, определение типа и степени зрелости ОВ, оценка генерационного потенциала проведены с использованием экспрессного метода пиролиза (Rock-Eval).

### Нефтегазоносность Средне-Назымского месторождения

Средне-Назымское месторождение расположено в пределах Елизаровского прогиба Фроловской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, открыто в 1978 г. По состоянию на 01.01.2021 г. по Средне-Назымскому месторождению на балансе числится 23 залежи в 8 продуктивных пластах, приуроченных к широкому стратиграфическому диапазону: от доюрского фундамента (пласт PZ), отложений средней и верх-

ней юры — терригенные пласты ЮК<sub>2-7</sub> тюменской свиты и верхнеюрского комплекса, до нижнего мела — пласт AC<sub>1</sub> фроловской свиты, последняя также является региональным глинистым флюидоупором мощностью более 600 м.

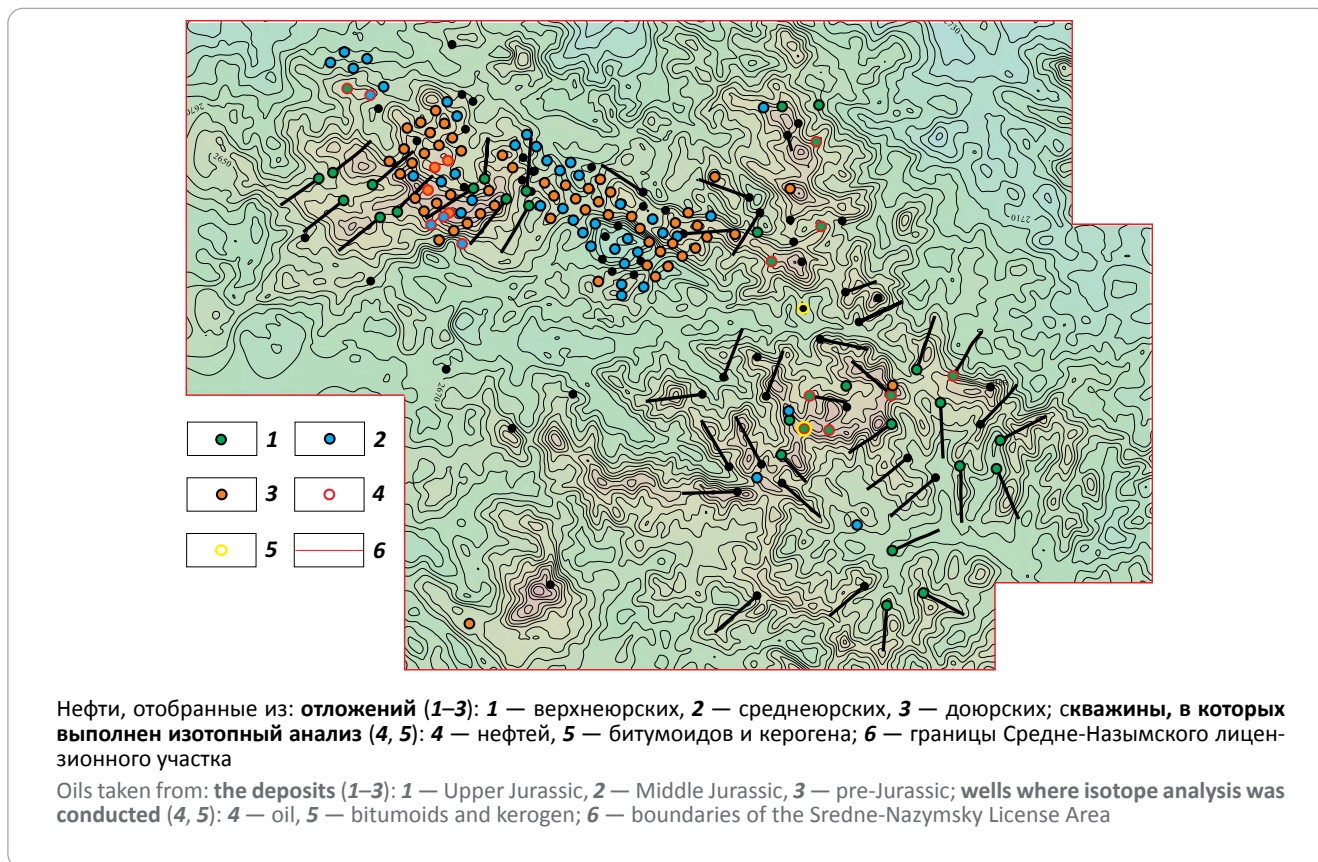
### Выделение потенциальных нефтегазоматеринских пород

В разрезе юрских и доюрских отложений по пиролитическим параметрам авторами статьи выделено три основных типа материнских пород (рис. 2). К **первому типу материнских пород** отнесены верхнеюрские отложения морского генезиса, сложенные преимущественно карбонатно-глинисто-кремнистыми породами мощностью 30–40 м. Характерной особенностью данных пород является аномально высокое содержание сапропелевого ОВ: концентрация органического углерода (ТОС) изменяется от 0,5 до 25,9 % и в среднем по разрезу составляет 7,4 %. По классификации Тиссо и Вельте ОВ верхнеюрских отложений относится преимущественно ко II типу, часть образцов попадает на границу I/II типов (рис. 3). Отличительной чертой I и II типов керогена являются относительно высокие значения атомного отношения Н/С и низкие значения атомного отношения О/С [1]. Источником ОВ для материнских пород послужили остатки фитопланктона, зоопланктона и микроорганизмов (бактерий), накапливавшиеся в восстановительной обстановке. Генерационный потенциал пород ( $S_1 + S_2$ ) варьирует от 0,2 до 131,8 мг УВ/г породы и в среднем составляет 25,2 мг УВ/г породы. Катагенетическая зрелость отложений, определенная по средним значениям  $T_{max} = 445$  °С, соответствует градации катагенеза МК<sub>2</sub> (главной фазе нефтеобразования) [2]. Анализируя значения основных пиролитических параметров, верхнеюрские отложения можно отнести к очень хорошим и отличным нефтепроизводящим породам [1].

Также в разрезе верхнеюрских отложений в составе абалакской свиты выделяется **второй тип материнских пород** мелководно-морского генезиса, который сложен преимущественно глинами кремнистыми и алевролитами. Содержание ТОС варьирует от 0,1 до 4,2 % и в среднем составляет 1,1 %. По значениям водородного индекса ( $HI = 10-262$  мг УВ/г ТОС) ОВ можно отнести к смешанному сапропелево-гумусовому типу (II/III). Генерационный потенциал пород изменяется от 0,1 до 13,7 мг УВ/г породы и в среднем составляет 1,8 мг УВ/г породы, что позволяет отнести данные отложения к хорошим НГМП. Породы абалакской

**Рис. 1.** Схема расположения скважин Средне-Назымского месторождения, в которых проведены исследования физико-химических свойств и молекулярного состава нефтей

**Fig. 1.** Map of well locations in the Sredne-Nazymsky field, where the studies of oil physical and chemical properties and oil molecular content were carried out



свиты находятся в главной зоне нефтеобразования — среднее значение  $T_{max} = 443 \text{ }^\circ\text{C}$ , что соответствует градации катагенеза МК<sub>2</sub> [2].

**Третий тип материнских пород** представлен континентальными отложениями тюменской свиты средней юры и триас-юрскими отложениями аллювиального и озерного генезиса. В разрезе присутствуют алевролиты глинистые, углистые, а также пропластки углей, содержащие ОВ гумусового состава.

Содержание ТОС для материнских пород *тюменской свиты*, представленных преимущественно алевролитами, изменяется от 0,37 до 4,32 % (в среднем 1,58 %). Высокие концентрации ОВ зафиксированы для углистых алевролитов и углей, максимальные концентрации ТОС в них достигают 66,4 %. Значения водородного индекса в алевролитах варьируют от 36 до 238 мг УВ/г ТОС и в среднем составляют 110 мг УВ/г ТОС, что соответствует III типу керогена. Генерационный потенциал пород изменяется от 0,2 до 12,1 мг УВ/г породы и в среднем равен 2,8 мг УВ/г породы, что позволяет отнести их, согласно классификации [1], к удовлетворительным и хорошим газоматеринским породам. Катагенетическая зрелость тюменских отложений по значениям  $T_{max}$  (443–457 °C) соответствует грациям катагенеза МК<sub>2-3</sub> [2].

В доюрском комплексе, а именно в *триас-юрских отложениях*, материнские породы характеризуются менее богатым генерационным потенциалом (0,1–1,32 мг УВ/г породы), ТОС изменяется от 0,24 до 0,79 %. По значениям водородного индекса ( $HI = 28–167 \text{ мг УВ/г ТОС}$ ) ОВ относится к гумусовому III типу. По пиролитическим параметрам породы характеризуются как бедные и удовлетворительные [1], способные генерировать преимущественно газообразные УВ, но при этом породы находятся на грациях катагенеза МК<sub>2-3</sub> ( $T_{max} = 441–455 \text{ }^\circ\text{C}$ ), т. е. в главной фазе нефтеобразования.

Таким образом, в изученном разрезе юрских и доюрских отложений выделено три типа материнских пород, характеризующихся различным типом ОВ и генерационным потенциалом, которые в настоящее время находятся в условиях главной фазы нефтеобразования (МК<sub>2-3</sub>).

**Физико-химические свойства нефтей**

Для изучения особенностей состава нефтяных флюидов юрских и доюрских залежей Средне-Назымского месторождения использовались данные по физико-химическим свойствам, групповому, молекулярному и изотопному составу нефтей, рассчитывались УВ-индексы и коэффициенты.

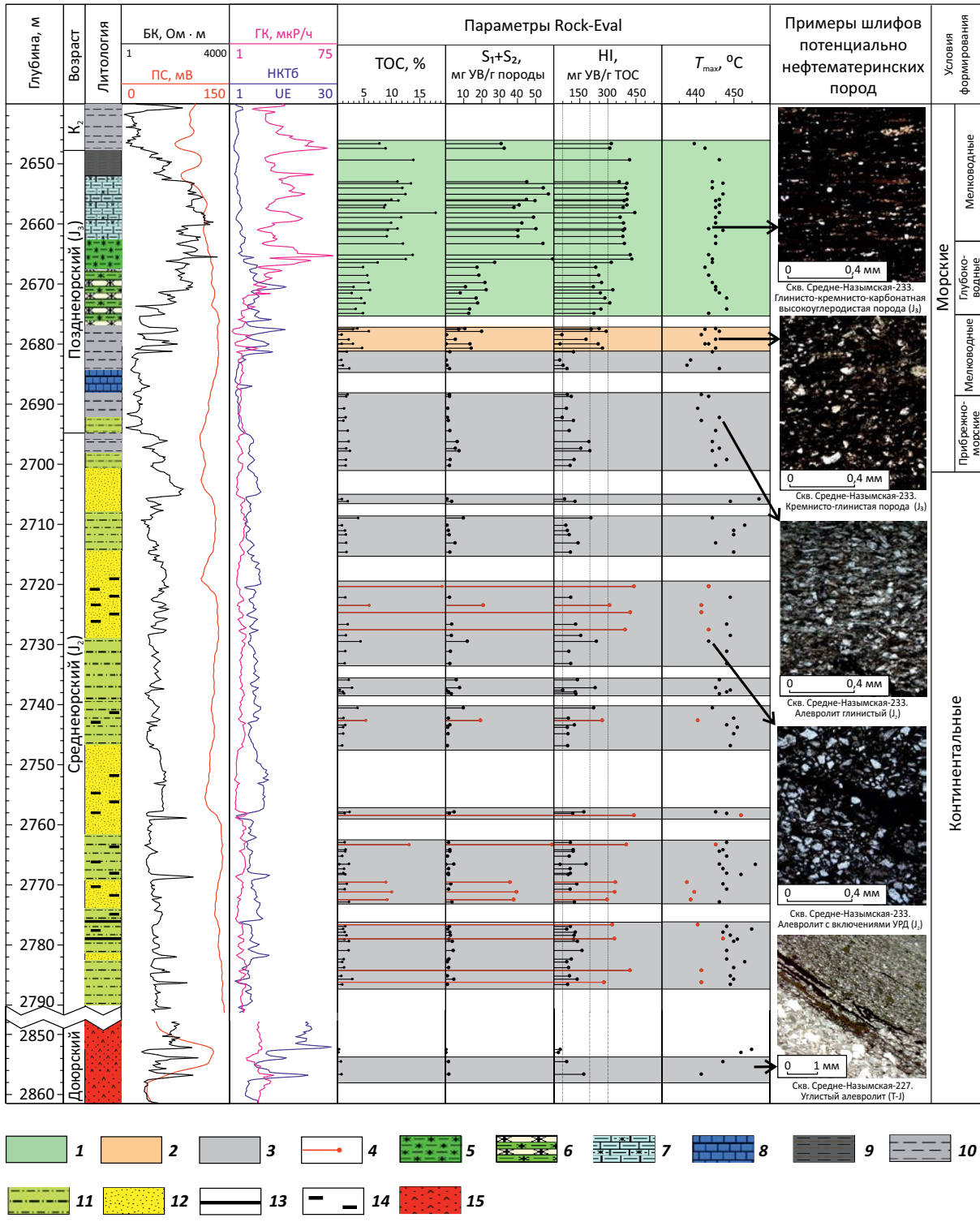
В целом все изученные нефти из юрских и доюрских отложений обладают близкими физико-





**Рис. 2.** Литолого-геохимический планшет с выделенными типами нефтематеринских толщ в разрезе доюрских – позднюрских отложений скв. 233 Средне-Назымского месторождения

**Fig. 2.** Lithological and geochemical composite log with the types of oil source sequences shown in the pre-Jurassic – Later Jurassic interval, 233 well, Sredne-Nazymsky field

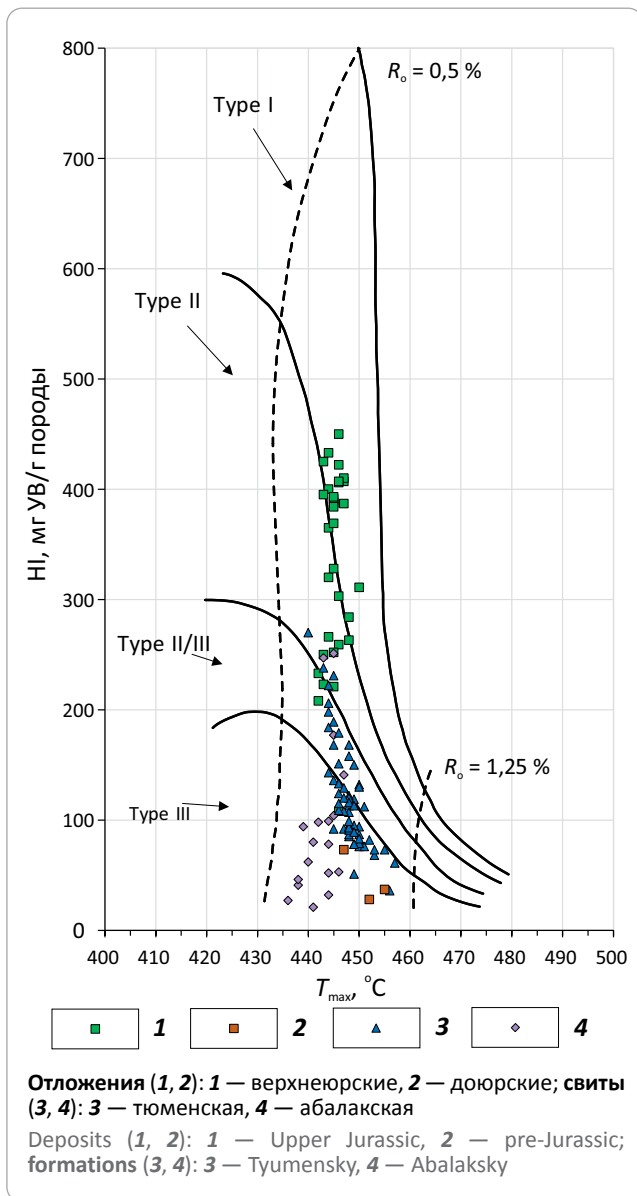


**Типы толщ (1–3):** 1 — нефтематеринская очень хорошая – отличная, 2 — нефтегазоматеринская хорошая, 3 — газоматеринская удовлетворительная – хорошая; 4 — образцы углей или пород с включениями углито растительного детрита/остатков; **литология (5–15):** 5 — силициты глинистые высокоуглеродистые, 6 — силициты малоглинистые углеродистые и радиоляриты, 7 — силициты глинисто-карбонатные углеродистые, 8 — известняки, 9 — глины кремнистые углеродистые, 10 — глины кремнистые, 11 — алеволиты, 12 — песчаники, 13 — угли, 14 — включения углефицированного растительного детрита / угольно-растительных остатков, 15 — риолиты

Legend for Fig. 2

**Type of formation (1–3):** 1 — very good – excellent oil source, 2 — good oil and gas source, 3 — fair – good gas source; 4 — samples of coal or rock with incisions of carbonaceous plant detritus/remains; **lithology (5–15):** 5 — high-carbon argillaceous silicite, 6 — low-clay carbonaceous silicite and radiolarite, 7 — carbonate-argillaceous carbonaceous silicite, 8 — limestone, 9 — siliceous carbonaceous clay, 10 — siliceous clay, 11 — siltstone, 12 — sandstone, 13 — coal, 14 — incisions coalified plant slack/residues, 15 — rhyolite

**Рис. 3.** Эволюция генерационного потенциала ОВ с ростом его термической зрелости для юрских и доюрских отложений Средне-Назымского месторождения  
**Fig. 3.** Evolution of the Organic Matter generation potential with its thermal maturity growth in the Jurassic and pre-Jurassic deposits of the Sredne-Nazymy field



химическими свойствами (таблица) и, согласно классификации [3], характеризуются как особо легкие и легкие, смолистые, парафинистые и малосернистые, а также имеют схожий характер распределения микроэлементов (V, Ni, Mo) (рис. 4) [4]. Геохимический профиль образцов нефти по содержанию парафиновых, нафтеновых и ароматических УВ позволяет отнести их к метаново-нафтеновому

типу. По полученным результатам исследований видно, что повышения значений плотности и вязкости вниз по разрезу не наблюдается (рис. 5). При этом необходимо отметить, что нефти из верхнеюрских отложений характеризуются меньшим содержанием серы и ванадилпорфириновых комплексов по сравнению с нефтями из тюменской свиты и доюрского комплекса.

**Результаты изучения молекулярного состава нефти газожидкостным и хромато-масс-спектрометрическим методами**

Для установления источника нефтеобразования и проведения последующей генетической типизации нефтей и хемокорреляции по типу «нефть – порода» методами высокоразрешающей ГЖХ и ХМС изучен молекулярный состав алкановых, полициклических и ароматических биомаркеров нефтей и битумоидов, рассчитаны основные УВ-индексы и коэффициенты<sup>1</sup> [1, 2, 5–8].

По результатам исследований ГЖХ и ХМС изученные образцы нефти являются не биодegradированными, поскольку для них отмечается высокое содержание низкомолекулярных нормальных алканов C<sub>4</sub>–C<sub>9</sub>, K<sub>i</sub> (i(C<sub>19</sub> + C<sub>20</sub>)/n(C<sub>17</sub> + C<sub>18</sub>)) < 0,56 и отсутствие на хроматограммах «нафтенового горба» [6].

**Уровень катагенетической преобразованности ОВ** изученных образцов нефти определен по основным соотношениям биомаркеров. Согласно установленным диапазонам катагенетической преобразованности ОВ по моретановому отношению  $\text{morC}_{30}/\text{C}_{30}$  от 0,8 (для незрелого ОВ) до < 0,15 (для зрелого ОВ) [2], изученные образцы нефти попадают в область зрелого ОВ в диапазоне значений  $0,03 < \text{morC}_{30}/\text{C}_{30} < 0,14$ . По терпановому соотношению «зрелости» ОВ C<sub>31</sub>22S/C<sub>31</sub>(22S + 22R) равновесное значение, характерное для начала главной фазы нефтеобразования, для всех изученных образцов достигнуто и составило 0,55–0,67. По стерановому отношению «зрелости» ОВ C<sub>29</sub>20S/C<sub>29</sub>(20S + 20R) равновесное значение составляет 0,55–0,58, что характерно для середины главной фазы нефтеобразования [2]. Полученные значения метилфенантенового индекса (MPI), который можно использовать для расчета отражательной способности витринита [9], подтверждают уровень преобразованности изученных нефтей — стадию катагенеза МК<sub>2</sub>. Полученные значения изопреноидного коэффициента

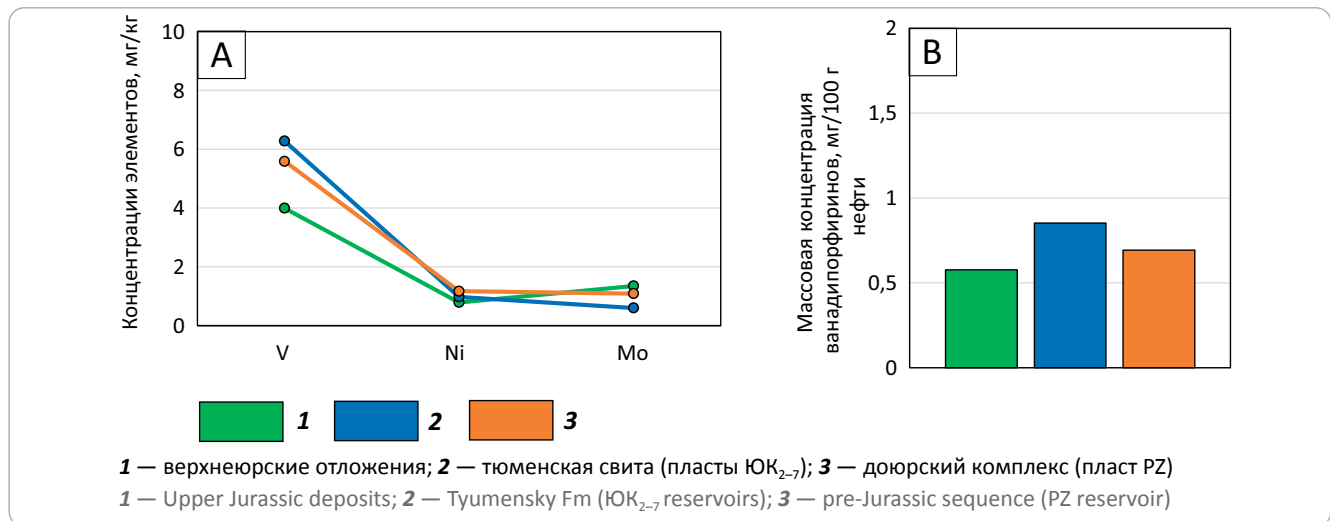
<sup>1</sup>Самойленко В.В. Геохимия органического вещества верхнеюрских отложений юго-востока Западной Сибири и генетически связанных с ним флюидов : дисс. ... канд. геол.-минерал. наук. – Томск, 2011. – 351 с.



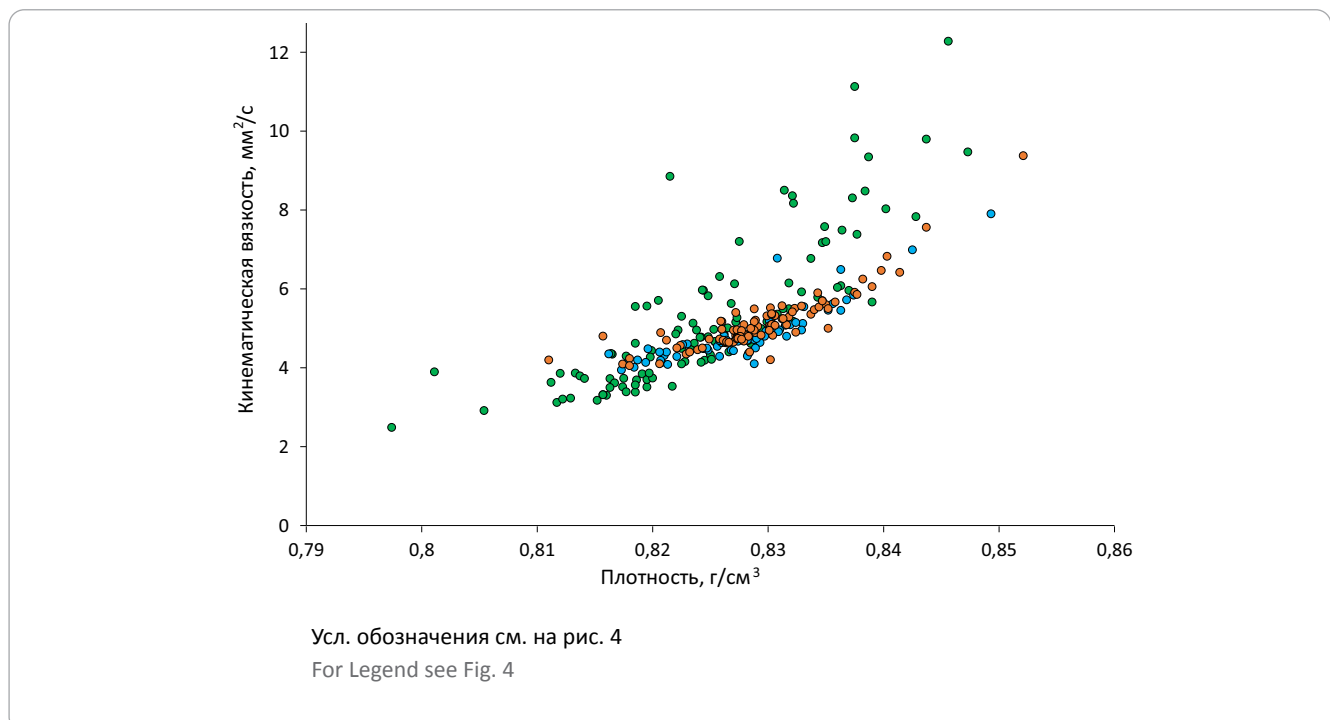
**Таблица.** Физико-химические свойства нефтей продуктивных пластов Средне-Назымского месторождения  
**Table.** Physical and chemical properties of oil from reservoirs of the Sredne-Nazymsky field

Пласт	Число проб/скважин	Значение	Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup>	Фракционный состав, % объемный				Массовая доля, %			
				T <sub>нгр</sub> , °С	до 100 °С	до 200 °С	до 300 °С	парафина	смола	асфальтенов	серы
ЮК <sub>0</sub>	108/34	Среднее	0,825	47,9	10,9	35,6	58,7	1,9	5,1	0,6	0,41
		Мин. – макс.	0,797–0,847	29,5–69	5–17,5	26–43	48–68,5	0,6–4,8	1,8–10,3	0,2–1,6	0,25–0,73
ЮК <sub>2-7</sub>	65/45	Среднее	0,828	45,8	10,8	33,9	56,9	1,5	5,1	0,7	0,47
		Мин. – макс.	0,816–0,849	35–80	4–14	29–38	52,5–62	0,4–3,3	2–10,4	0,3–1,2	0,42–0,54
PZ	99/65	Среднее	0,829	48,3	10,2	33,9	57,9	2	5,9	0,7	0,43
		Мин. – макс.	0,811–0,852	35–94	4–15	25,5–38	54,5–63	0,6–4,8	1,7–11,5	0,2–1,9	0,38–0,53

**Рис. 4.** Распределение микроэлементов (А) и содержание ванадилпорфиринов (В) в нефтях  
**Fig. 4.** Distribution of trace elements (A) and vanadyl porphyrin content (B) in oils



**Рис. 5.** График зависимости плотности нефти от вязкости нефти Средне-Назымского месторождения  
**Fig. 5.** Oil density as a function of oil viscosity in the Sredne-Nazymsky field



( $K_i = 0,37-0,56$ ), отражающего зрелость ОВ, соответствуют зрелым нефтям.

Информацию об источнике, катагенетической зрелости ОВ и процессах, происходящих после эмиграции нефти из материнских пород, можно получить и по **УВ бензиновой фракции**. В качестве информационных критериев использовали соотношения, рассчитанные по индивидуальному составу бензинов: коэффициент метаморфизма ( $K_{мет}$ ) и гептановое соотношение (Н). Для большинства изученных образцов значение коэффициента метаморфизма  $K_{мет}$  достигло равновесных значений ( $>0,7$ ), свойственных нефтям, связанным со среднепреобразованным ОВ. Для нефтей Средне-Назымского месторождения значение гептанового индекса (Н) изменяется в пределах 26,47–35,99, что, согласно литературным данным [2], свидетельствует об их перезрелости. Геохимические исследования УВ бензиновой фракции дополняют информацию, полученную по биомаркерам.

На соотношения легких УВ и их изомеров могут повлиять следующие процессы: термический распад высокомолекулярных УВ на низкомолекулярные и изменение температуры в материнской породе или коллекторе, а также вторичные физические (фазовое разделение газ-жидкость, конденсатообразование и контакт с водой), химические (термохимическое сульфатное восстановление) и микробные процессы, а также миграция и др. В изученных образцах нефти содержание легких УВ практически одинаковое и составляет в среднем 22 %, что соответствует середине главной фазы нефтеобразования.

Температуру генерации изученных нефтей рассчитывали, согласно Манго [10], по раскрытию кольца циклопропановых соединений с образованием изогептанов 2,4-диметилпентана и 2,3-диметилпентана:  $^{\circ}C_{темп} = 140 + 15 \cdot \ln(2,4\text{-диметилпентан}/2,3\text{-диметилпентан})$ . Рассчитанные значения отношения 2,4-диметилпентан/2,3-диметилпентан и температуры генерации ( $^{\circ}C_{темп}$ ) используют для определения термической зрелости ОВ нефти [2], поскольку данные параметры практически не зависят от источника ОВ и соответствуют температуре генерации нефти. Для изученных проб нефтей рассчитанные значения температуры генерации находятся в узком диапазоне значений 119–127 °С, что также отвечает главной фазе нефтеобразования.

**Тип и условия осадконакопления исходного ОВ, проведение хемокорреляции по типу «нефть-порода».** Геохимический облик битумоидов из верхнеюрских НГМП и образцов нефти из юрских отложений (пласты ЮК) и доюрского комплекса (пласт РЗ) Средне-Назымского месторождения близок по основным биомаркерным соотношениям нормальных и изо-алканов, стеранов, гопанов и терпанов, которые наиболее часто используются в генетической типизации и для проведения хемокорреляции по типу «нефть – порода». Для изученных нефтей отмечается одномодальный характер

распределения в насыщенной фракции нормальных алканов с максимумом в относительно низкомолекулярной области  $C_8-C_{15}$ , характерной для ОВ морского генезиса (рис. 6). На модифицированной диаграмме Кеннона – Кессоу образцы нефтей и битумоидов попадают в область мелководно-морского ОВ с умеренно-восстановительными условиями осадконакопления, представленного керогеном II типа (рис. 7). Распределение гомологического ряда стеранов  $C_{27} > C_{28} > C_{29}$  характерно для ОВ морского происхождения. Морской характер исходного ОВ можно подтвердить высокими значениями отношения  $C_{31}22R/C_{30} > 0,25$  и низкими значениями трициклических терпанов  $C_{26}/C_{25} < 1$ , согласно диапазонам, установленным для морского ОВ. Морской характер ОВ подтверждается и присутствием на масс-фрагментограммах ( $m/z$  217) стеранов  $C_{30}$  [7]. Низкие значения отношений  $TAR < 0,21$  и  $n-C_{27}/n-C_{17} < 0,29$  указывают на большой вклад в ОВ водорослевой органики, накапливающейся в морском бассейне [11].

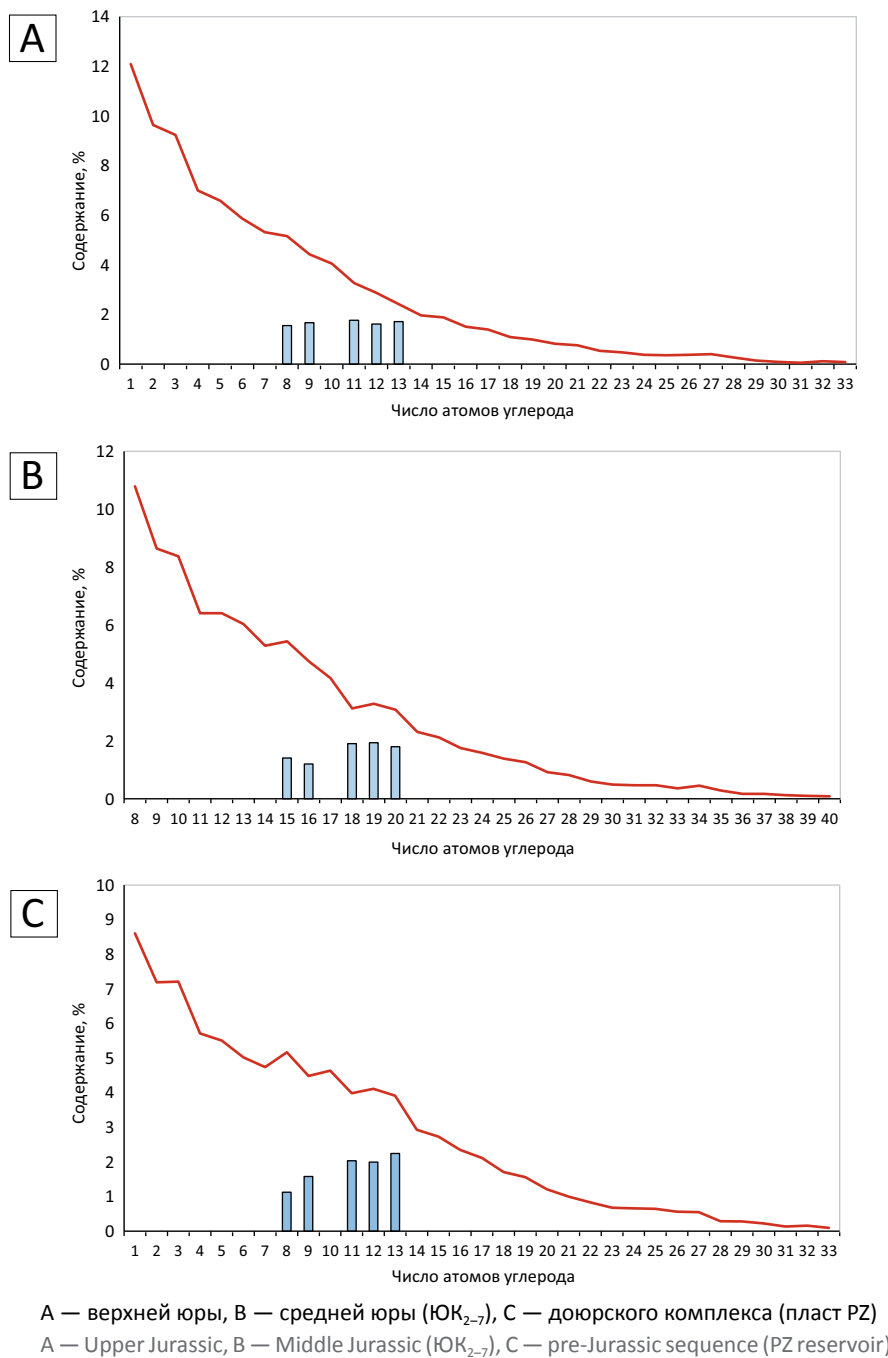
Значения отношения  $C_{29}/C_{30} < 0,6$  свидетельствуют о преобладании глинистой составляющей в составе генерирующих толщ, которая также подтверждается и повышенными значениями отношений  $Ts/(Ts + Tm) > 45 \%$  и  $dia/reg > 47 \%$  (см. рис. 7). Вывод об умеренно-восстановительных условиях осадконакопления ОВ для изученных образцов нефти хорошо коррелирует с наблюдаемым значением  $C_{35}$  гомоганового индекса  $C_{35}/C_{34} < 1,2$  и поддерживается значением гомоганового отношения  $\Sigma homohopane < 10,2 \%$  и молекулярным распределением гомоганов ряда  $C_{31}-C_{35}$ , обеспечивающего сохранность гомогана  $C_{35}$  (см. рис. 7). Осадконакопление ОВ проходило в бассейне с нормальной соленостью, о чем свидетельствуют низкие значения отношения  $Ga/C_{30} < 0,23$ .

По результатам биомаркерного анализа и хемокорреляции по типу «нефть – порода» нефти из юрских и доюрских продуктивных пластов Средне-Назымского месторождения относятся к одному генетическому типу, связанному с верхнеюрскими НГМП, обогащенными преимущественно сапропелевым ОВ морского генезиса (см. рис. 7).

Данный вывод подтверждается и по результатам **изотопного анализа** сырых нефтей и битумоидов из верхнеюрских НГМП Средне-Назымского месторождения. Изученные экстракты характеризуются близким изотопным составом углерода (ИСУ) и азота со следующими значениями  $\delta^{13}C$  от  $-31,3$  до  $-30,9 \%$  и  $\delta^{15}N$  от 6,7 до 9,2 ‰ соответственно. Полученные значения полностью соответствуют диапазону вариаций изотопного состава углерода и азота в нефтях юрских и доюрских отложений (рис. 8). Дополнительно изучен ИСУ керогена из верхнеюрской НГМП, который характеризуется более тяжелым составом углерода ( $\delta^{13}C$  от  $-30,9$  до  $-30,3 \%$ ). В целом ИСУ исследованных нефтей, битумоидов и керогена изменяется незначительно и в среднем составляет  $-31 \%$ . Полученные значения



**Рис. 6.** Молекулярно-массовое распределение *n*-алканов и изопреноидов в нефти Средне-Назымского месторождения  
**Fig. 6.** Molecular-mass distribution of *n*-alkanes and isoprenoids in the oil of the Sredne-Nazymsky field



ИСУ свидетельствуют о морском генотипе исходного ОВ [12] и указывают на единый источник углерода для битумоидов и нефтей из юрских и доюрских отложений Средне-Назымского месторождения.

#### Изучение молекулярного состава УВ бензиновой фракции для дифференциации нефтей юрских и доюрских продуктивных пластов Средне-Назымского месторождения

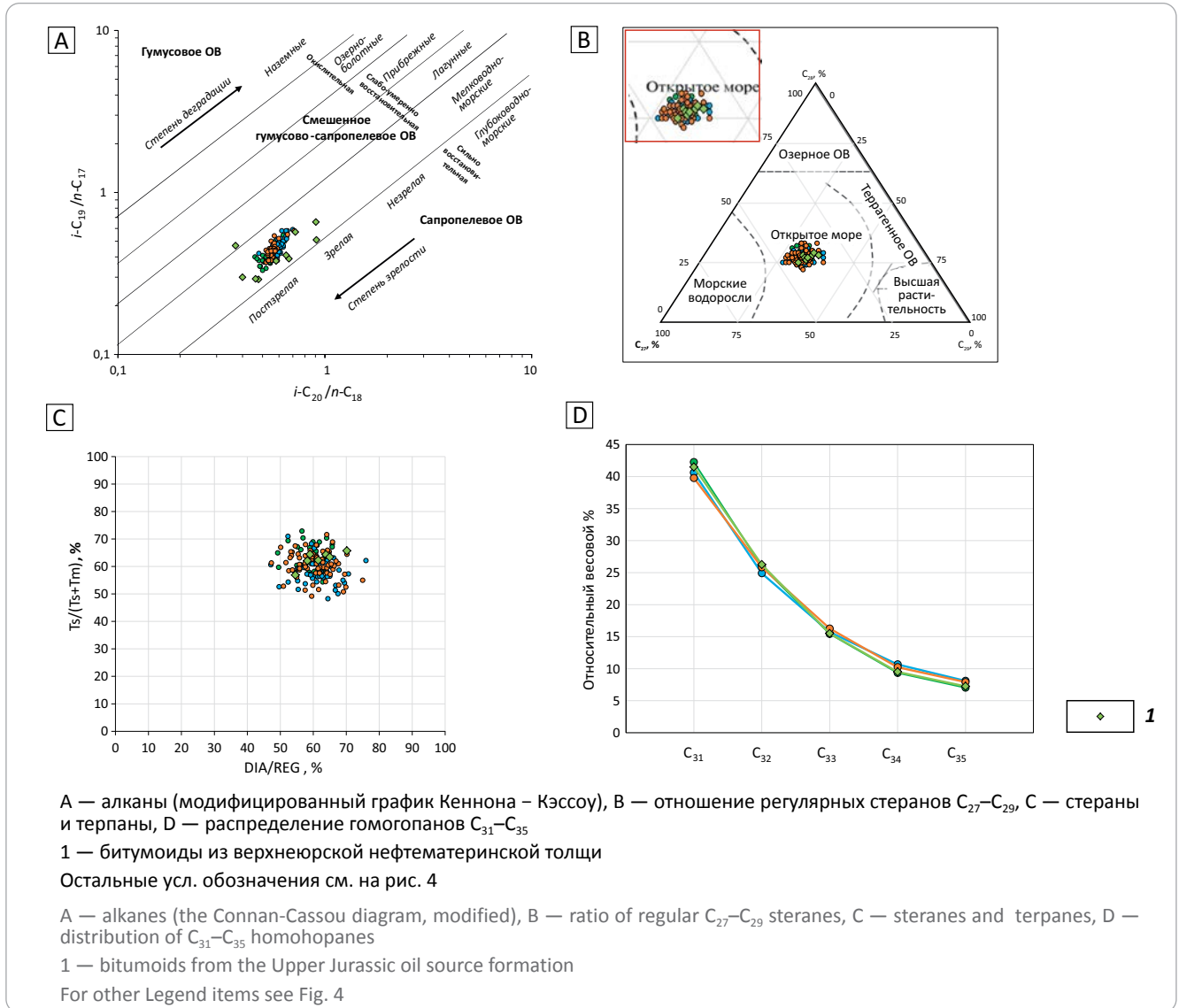
На Средне-Назымском месторождении разработка верхнеюрской толщи (средней мощностью около 30–35 м), которая одновременно является материнской породой и коллектором, осуществляется

с помощью горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта. При таком воздействии ключевым вопросом являются мониторинг за ее разработкой и контроль развития трещин по вертикали, а именно в близко расположенные продуктивные пласты тюменской свиты. Решение данной задачи возможно с помощью детального анализа молекулярного УВ-состава нефти. По тонким различиям в ее составе для каждого продуктивного объекта определяется свой уникальный «геохимический профиль» («отпечатки пальцев») [13], который в дальнейшем можно использовать для идентификации «работающего» интервала разреза.



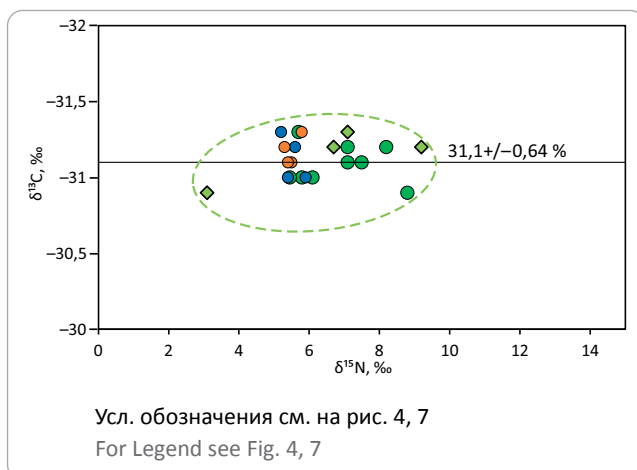
**Рис. 7.** Определение фациальных условий седиментогенеза, окислительно-восстановительных условий начальной стадии фоссилизации ОБ и степени «зрелости» по составу алкановых и полициклических биомаркеров нефтей

**Fig. 7.** Determination of facies settings of sedimentogenesis, redox settings at the early OM fossilization stage, and maturity in accordance with alkane and polynuclear biomarkers of oils



**Рис. 8.** Изотопный состав углерода и азота нефтей и битумоидов

**Fig. 8.** Isotopic signature of carbon and nitrogen in oils and bitumoids

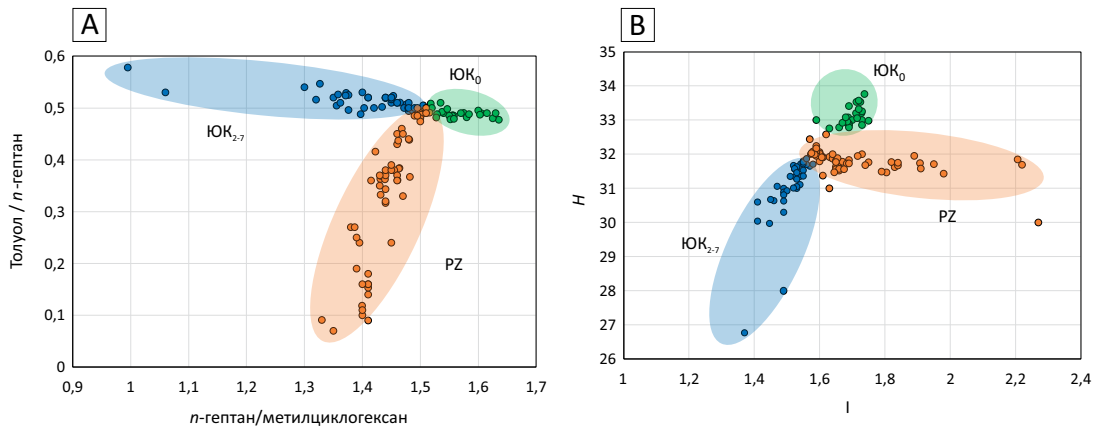


Для Средне-Назымского месторождения в ходе тестирования различных УВ-параметров авторами статьи предложен как наиболее информативный состав бензиновой фракции  $C_6$  и  $C_7$ . Углеводороды с длиной цепи  $C_6$  и  $C_7$  широко используются при проведении корреляции по типу «нефть – нефть» и дифференциации нефтей, так как они менее подвержены изменениям состава при отборе проб, во время их хранения, а также при подготовке образцов к исследованиям [2]. Диаграмма Томпсона, на осях которой откладываются отношения ароматичности (толуол/ $n$ -гептан) в сопоставлении с отношением парафинистости ( $n$ -гептан/метилциклогексан), и график зависимости соотношений Томпсона (Н от I) для УВ-состава  $C_6$ – $C_7$  [2] наглядно демонстрируют различия молекулярного состава бензиновой фракции нефтей продуктивных пластов верхнеюрских (ЮК<sub>0</sub>), среднеюрских (пласты ЮК<sub>2-7</sub>) и доюрских (пласты РЗ) отложений (рис. 9). Авторами статьи предлагается использовать данные УВ-параметры



**Рис. 9.** Информативные параметры бензиновой фракции для дифференциации нефтей из юрских и доюрских продуктивных горизонтов Средне-Назымского месторождения

**Fig. 9.** Informative parameters of gasoline cut used in differentiation of oils from Jurassic and pre-Jurassic reservoirs in the Sredne-Nazymsky field



$H = 100 \cdot P1 / (\text{циклогексан} + 2\text{-метилгексан} + 1,1\text{-диметилциклопентан} + 3\text{-метилгексан} + 1с,2\text{-диметилциклопентан} + 1т,2\text{-диметилциклопентан} + 1с,3\text{-диметилциклопентан} + 1т,3\text{-диметилциклопентан} + n\text{-гептан} + \text{метилциклогексан})$ ;  
 $I = (2\text{-метилгексан} + 3\text{-метилгексан}) / (1т,2\text{-диметилциклопентан} + 1с,3\text{-диметилциклопентан} + 1т,3\text{-диметилциклопентан})$   
 Усл. обозначения см. на рис. 4

$H = 100 \cdot P1 / (\text{cyclohexane} + 2\text{-methylhexane} + 1,1\text{-dimethylcyclopentane} + 3\text{-methylhexane} + 1с,2\text{-dimethylcyclopentane} + 1т,2\text{-dimethylcyclopentane} + 1с,3\text{-dimethylcyclopentane} + 1т,3\text{-methylcyclopentane} + n\text{-heptane} + \text{methyl cyclohexane})$ ;  
 $I = (2\text{-methylhexane} + 3\text{-methylhexane}) / (1т,2\text{-dimethylcyclopentane} + 1с,3\text{-dimethylcyclopentane} + 1т,3\text{-dimethylcyclopentane})$

For Legend see Fig. 4

для определения принадлежности нефти к рассматриваемым продуктивным объектам на Средне-Назымском месторождении.

### Выводы

Изученные пробы нефти различных стратиграфических горизонтов Средне-Назымского месторождения не являются биодegradированными, обладают близкими физико-химическими свойствами и схожим групповым составом. Нефти характеризуются как особо легкие и легкие, незначительной вязкости, по составу — смолистые, парафинистые, малосернистые. Источником изученных нефтей является катагенетически зрелое морское, преимущественно планктоногенное ОВ карбонатно-глинистых нефтематеринских пород. Осадконакопление происходило в соленом бассейне в морских восстановительных условиях.

По данным пиролитических исследований, в изученном разрезе юрских и доюрских отложений выделено три типа материнских пород, характеризующихся различным типом ОВ и генерационным потенциалом, которые в настоящее время находятся в условиях главной фазы нефтеобразования (МК<sub>2-3</sub>). Наиболее высоким генерационным потенциалом обладают нефтематеринские углеродистые породы верхней юры, содержащие преимущественно сапропелевое ОВ. В составе среднеюрских и доюрских потенциальных нефтегазо- и газоматеринских пород преобладает гумусовое ОВ, представленное остатками высшей растительности аллювиального и озерного генезиса.

По результатам биомаркерного анализа и проведения хемокорреляции по типу «нефть – поро-

да» нефти из юрских и доюрских продуктивных пластов Средне-Назымского месторождения относятся к одному генетическому типу, связанному с верхнеюрскими нефтематеринскими породами, обогащенными преимущественно сапропелевым ОВ морского генезиса средней степени зрелости (МК<sub>2</sub>). Вывод о едином источнике подтверждается и по ряду других геохимических характеристик: близкому изотопному составу углерода, распределению микроэлементов и ванадилпорфиринов в сырых нефтях.

Установление генетического единства изученных нефтей позволяет рассматривать юрские и доюрские отложения как единый нефтегазоносный комплекс, региональной покрывкой которого являются глинистые породы фроловской свиты.

По составу бензиновой фракции нефтей авторами статьи установлены информативные молекулярные параметры, такие как толуол/*n*-гептан, *n*-гептан/метилциклогексан, график отношений Томпсона для УВ-состава C<sub>6</sub>-C<sub>7</sub> (H от I), все они наглядно демонстрируют отличия молекулярного состава нефтей из верхнеюрских отложений (ЮК<sub>0</sub>), тюменской свиты (пласты ЮК<sub>2-7</sub>) и доюрского комплекса (пласт PZ). Данные УВ-параметры предлагается использовать для определения принадлежности нефти к рассматриваемым продуктивным объектам на Средне-Назымском месторождении, что имеет большое практическое значение для мониторинга за разработкой верхнеюрских отложений, а именно контроля вертикальной длины развития трещин гидроразрыва пласта, проведенного в горизонтальной части ствола скважины.

### Литература

1. *Tisso B., Vel'te D.* Образование и распространение нефти и газа. – М. : Мир, 1981. – 504 с.
2. *Peters K.E., Walters C.C., Moldowan M.* The biomarker guide. T. 2: Biomarkers and isotopes in petroleum exploration and Earth history. – Cambridge : Cambridge University Press, 2005. – 1155 с.
3. *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\\_utverzhennyye.pdf](https://gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/metodicheskie_rekomendacii_po_primeneniyu_nkz_utverzhennyye.pdf) (дата обращения 08.11.2022).
4. *Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Пуанова С.А.* Доюрский комплекс Западной Сибири — новый этаж нефтегазоносности. Проблемы поисков, разведки и освоения месторождений углеводородов. – Саарбрюкен : Lambert Academic Publishing, 2012. – 144 с.
5. *Гончаров И.В.* Геохимия нефтей Западной Сибири. – М. : Недра, 1987. – 180 с.
6. *Чакмахчев В.А., Виноградова Т.Л.* Геохимические показатели фациально-генетических типов исходного органического вещества // Геохимия. – 2003. – № 5. – С. 554–560.
7. *Wakefield L.L. & Grantham P.J.* Variations in the sterane carbon number distributions of marine source rock derived crude oils through geological time // *Organic Geochemistry*. – 1988. – № 12. – 61–73. DOI: 10.1016/0146-6380(88)90115-5.
8. *Петров А.А.* Геохимическая типизация нефтей // Геохимия. – 1994. – № 6. – С. 876–891.
9. *Radke M.* Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils // *Marine Petroleum Geology*. – 1988. – Т. 5. – № 3. – С. 224–236. DOI: 10.1016/0264-8172(88)90003-7.
10. *Mango F.D.* Invariance in the isoheptanes of petroleum // *Science*. – 1987. – Т. 237. – № 4814. – С. 514–517. DOI: 10.1126/science.237.4814.514.
11. *Philp R.P.* 1985 Fossil Fuel biomarkers: Applications and Spectra. – Нью-Йорк : Elsevier, 1985. – 294 с.
12. *Конторович А.Э., Богородская Л.И., Борисова Л.С. и др.* Геохимия и катагенетические превращения керогена верхнеюрских отложений // Геохимия. – 2019. – Т. 64. – № 6. – С. 585–593. DOI: 10.31857/S0016-7525646585-593.
13. *Дахнова М.В., Назарова Е.С., Славкин В.С., Колосков В.Н., Алексеев А.Д.* Геохимические методы в решении задач, связанных с освоением залежей нефти в верхнеюрских отложениях на западе Широкого Приобья // Геология нефти и газа. – 2007. – № 6. – С. 39–43.

### References

1. *Tisso B., Vel'te D.* Obrazovanie i rasprostranenie nefiti i gaza [Oil and gas generation and propagation]. Moscow: Mir; 1981. 504 p. In Russ.
2. *Peters K.E., Walters C.C., Moldowan M.* The biomarker guide. V. 2: Biomarkers and isotopes in petroleum exploration and Earth history. Cambridge: Cambridge University Press; 2005. 1155 p.
3. *Metodicheskie rekomendatsii po primeneniyu Klassifikatsii zapasov i resursov nefiti i goryuchikh gazov, utverzhennyye rasporyazheniem Ministerstva prirodnykh resursov i ehkologii Rossiiskoi Federatsii ot 01.02.2016g. № 3-R.* 2016. Available at: [https://gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/metodicheskie\\_rekomendacii\\_po\\_primeneniyu\\_nkz\\_utverzhennyye.pdf](https://gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/metodicheskie_rekomendacii_po_primeneniyu_nkz_utverzhennyye.pdf) (accessed 08.11.2022).
4. *Dmitrievskii A.N., Shuster V.L., Punanova S.A.* Doyurskii kompleks Zapadnoi Sibiri — novyi ehtazh neftegazonosnosti. Problemy poiskov, razvedki i osvoeniya mestorozhdenii uglevodorodov [The pre-Jurassic complex of Western Siberia is a new level of oil and gas potential. Problems of prospecting, exploration and development of hydrocarbon deposits]. Saarbrücken: Lambert Academic Publishing; 2012. 144 p. In Russ.
5. *Goncharov I.V.* Geokhimiya neftei Zapadnoi Sibiri [Oil geochemistry in Western Siberia]. Moscow: Nedra; 1987. 180 p. In Russ.
6. *Chakhmakhev V.A., Vinogradova T.L.* Geochemical indicators of facies and genetic types of parent organic matter. *Geochemistry international*. 2003;41(5):554–560. In Russ.
7. *Wakefield L.L. & Grantham P.J.* Variations in the sterane carbon number distributions of marine source rock derived crude oils through geological time. *Organic Geochemistry*. 1988;1(12):61–73. DOI: 10.1016/0146-6380(88)90115-5.
8. *Petrov A.A.* Geokhimicheskaya tipizatsiya neftei [Geochemical typification of oils]. *Geochemistry international*. 1994;(6):876–891. In Russ.
9. *Radke M.* Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils. *Marine Petroleum Geology*. 1988;5(3): C. 224–236. DOI: 10.1016/0264-8172(88)90003-7.
10. *Mango F.D.* Invariance in the isoheptanes of petroleum. *Science*. 1987;237(4814):514–517. DOI: 10.1126/science.237.4814.514.
11. *Philp R.P.* 1985 Fossil Fuel biomarkers: Applications and Spectra. New York: Elsevier; 1985. 294 p.
12. *Kontorovich A.Eh., Bogorodskaya L.I., Borisova L.S. et al.* Geochemistry and catagenetic transformation of kerogen from the bazhenov horizon. *Geochemistry international*. 2019;64(6):585–593. DOI: 10.31857/S0016-7525646585-593. In Russ.
13. *Dakhnova M.V., Nazarova E.S., Slavkin V.S., Koloskov V.N., Alekseev A.D.* Geochemical methods for solving tasks as concern oil pools development in Bazhenov suite in the West of latitudinal priobie. *Russian Oil and Gas geology*. 2007;(6):39–43. In Russ.

**Информация об авторах****Матюхина Татьяна Александровна**

Ведущий специалист  
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,  
109028 Москва, Покровский б-р, д. 3 стр. 1  
e-mail: tatyana.matyukhina@lukoil.com  
ORCID ID: 0009-0003-3125-0512

**Немова Варвара Дмитриевна**

Доктор геолого-минералогических наук,  
начальник отдела  
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,  
109028 Москва, Покровский б-р, д. 3 стр. 1  
e-mail: varvara.nemova@lukoil.com  
ORCID ID: 0000-0003-0915-6952  
SPIN 2746-3344

**Микитин Евгений Орестович**

Заместитель генерального директора  
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,  
109028 Москва, Покровский б-р, д. 3 стр. 1  
e-mail: evgenij.mikitin@lukoil.com  
ORCID ID: 0009-0004-5850-548X

**Гаврилова Наталья Евгеньевна**

Кандидат химических наук,  
начальник управления  
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»,  
614015 Пермь, ул. Пермская, д. 3А  
e-mail: natalja.gavrilova@pnn.lukoil  
ORCID ID: 0009-0000-2728-4961

**Воронкова Ольга Александровна**

Начальник отдела  
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»,  
614015 Пермь, ул. Пермская, д. 3А  
e-mail: olga.a.voronkova@pnn.lukoil.com  
ORCID ID: 0009-0002-5534-6095

**Спиридонов Дмитрий Анатольевич**

Начальник отдела  
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»,  
628486 Когалым, ул. Центральная д. 19/17  
e-mail: dmitriy.spiridonov@lukoil.com  
ORCID ID: 0009-0006-9279-7441

**Information about authors****Tat'yana A. Matyukhina**

Lead Specialist  
LLC «LUKOIL-Engineering»,  
3 building 1, Pokrovsky boulevard, Moscow, 109028, Russia  
e-mail: tatyana.matyukhina@lukoil.com  
ORCID ID: 0009-0003-3125-0512

**Varvara D. Nemova**

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,  
Head of Department  
LLC «LUKOIL-Engineering»,  
3 building 1, Pokrovsky boulevard, Moscow, 109028, Russia  
e-mail: varvara.nemova@lukoil.com  
ORCID ID: 0000-0003-0915-6952  
SPIN 2746-3344

**Evgenii O. Mikitin**

Deputy Director General  
LLC «LUKOIL-Engineering»,  
3 building 1, Pokrovsky boulevard, Moscow, 109028, Russia  
e-mail: evgenij.mikitin@lukoil.com  
ORCID ID: 0009-0004-5850-548X

**Natal'ya E. Gavrilova**

Candidate of Chemical Sciences,  
Head of Administration  
LLC "LUKOIL-Engineering" Limited PermNIPIneft Branch,  
3A, ul. Permskaya, Perm', 614015, Russia  
e-mail: natalja.gavrilova@pnn.lukoil  
ORCID ID: 0009-0000-2728-4961

**Ol'ga A. Voronkova**

Head of Department  
LLC "LUKOIL-Engineering" Limited PermNIPIneft Branch,  
3A, ul. Permskaya, Perm', 614015, Russia  
e-mail: olga.a.voronkova@pnn.lukoil.com  
ORCID ID: 0009-0002-5534-6095

**Dmitrii A. Spiridonov**

Head of Department  
LLC "LUKOIL-Engineering" Limited PermNIPIneft Branch,  
19/17, ul. Tsentral'naya, Kogalym, 628486, Russia  
e-mail: dmitriy.spiridonov@lukoil.com  
ORCID ID: 0009-0006-9279-7441