

# Геохимическая характеристика нефтей центральной части Сибирской платформы

**А.Р. Ахмедова**  
ведущий инженер<sup>1</sup>  
ahmedova-sniiggims@yandex.ru

**О.В. Серебrenникова**  
д.х.н., заведующая лабораторией природных превращений нефти<sup>2</sup>, профессор<sup>3</sup>  
ovs49@yahoo.com

**О.В. Шиганова**  
к.г.-м.н., ведущий эксперт<sup>1</sup>  
shiganova@sniiggims.ru

<sup>1</sup>АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», Новосибирск, Россия  
<sup>2</sup>Институт химии нефти Сибирского отделения РАН, Томск, Россия  
<sup>3</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

**На основе индивидуального состава насыщенных и ароматических углеводородов (УВ) дана геохимическая характеристика нефтей 20 месторождений центральной части Сибирской платформы. Показано, что исходное органическое вещество (ОВ) всех исследованных нефтей формировалось в морских условиях с повышенной соленостью. По совокупности геохимических показателей нефти делятся на две группы: к первой относятся нефти из отложений рифея Байкитской нефтегазоносной области (НГО), ко второй — из венд-кембрийских отложений Катангской и Непско-Ботуобинской НГО.**

## Материалы и методы

Исследованы типичные нефти из трех основных НГО: Непско-Ботуобинской, Байкитской и Катангской (таб. 1). Географически исследуемый участок расположен в пределах Красноярского края, Иркутской области, Республики Саха (Якутия). По физико-химическим свойствам нефти характеризуются низким содержанием серы (0,1–0,6 % масс.) и высоким содержанием насыщенных УВ (54–80 % масс.). По плотности нефти Непско-Ботуобинской НГО более тяжелые (0,857–0,891 кг/м<sup>3</sup>), чем нефти Катангской и Байкитской НГО (0,790–0,841 кг/м<sup>3</sup>).

На территории центральной части Сибирской платформы в отложениях верхнего протерозоя (венд, рифей) и нижнего кембрия открыто свыше 40 месторождений углеводородов, многие из которых (Юрубчено-Тохомское, Собинское, Верхнечонское, Талаканское и др.) по запасам относятся к двум категориям: гигантские и крупные. Нефти из этих отложений являются древнейшими на Земле, возраст нефтесодержащих толщ варьирует от 509 до 1100 млн лет.

Изучению состава насыщенных УВ, таких как нормальные и изопреноидные алканы, стераны и терпаны, нефтей верхнего протерозоя и нижнего кембрия центральной части Восточной Сибири посвящен ряд работ [1–3], в которых установлены специфические черты, отличающие их от нефтей фанерозоя. Активное накопление новых данных о составе флюидов Центральной части Сибирской платформы [4–6] позволяет уточнить палеоэкологические условия, временные отрезки и локализацию очагов осадконакопления

и нефтегенерации, а также оценить вклад различных организмов в ОВ нефтематеринских пород. Более полную картину возможно получить только при комплексном подходе с применением большего числа классов соединений, идентифицированных во флюидах. Поэтому нами предпринята попытка найти на едином массиве нефтей центральной части Сибирской платформы геохимические признаки их общности и различий по составу насыщенных углеводородов и ароматических соединений.

## Результаты

**Ациклические алканы.** В изученных образцах нефтей распространены два типа распределения n-алканов (рис. 1). В нефтях рифея Байкитской НГО в диапазоне C<sub>16</sub>–C<sub>25</sub> преобладают четные гомологи (чет/нечет 1,08–1,20), в остальных образцах — нечетные (чет/нечет 0,84–0,97). Соотношение n-C<sub>17</sub>/n-C<sub>27</sub> во всех образцах значительно выше единицы (1,6–11,6). Такой тип распределения

№ п.п.	Площадь, № скв.	Глубина отбора, м	Возраст, свита
<b>Байкитская НГО</b>			
1	Юрубченская, 5	2285–2295	R
2	Юрубченская, 8	2271–2284	R, юрубченская, I
3	Вэдрэшевская, 5	2329–2360	R
4	Юрубченская, 108	2500,0	R, юктенская, I
<b>Катангская НГО</b>			
5	Джелиндуконская, 103	2587–2638	V, ванаварская, I, IV
6	Собинская, 32	2648–2651	V, ванаварская
7	Собинская, 14	2643–2652	V, ванаварская, II
8	Ванаварская, 1	3103,9–3147	V, ванаварская
<b>Непско-Ботуобинская НГО</b>			
9	Кугасская, 364-0	1315–1321	Є <sub>1</sub> , олекминская
10	Талаканская, 808	1067,1–988,1	V <sub>2</sub> -Є <sub>2</sub> , билирская
11	Центрально-Талаканская, 827	1084–1101	V <sub>2</sub> -Є <sub>2</sub> , билирская
12	Среднеботуобинская, 25	1425–1452	V <sub>2</sub> -Є <sub>2</sub> , билирская
13	Среднеботуобинская, 25	1480	V <sub>2</sub> -Є <sub>2</sub> , билирская
14	Верхнечонская, 55	1604–1620	V <sub>2</sub> -Є <sub>1</sub> , успунская
15	Верхневилучанская, 677	1709–1722	V <sub>2</sub> -Є <sub>1</sub> , юряхская
16	Нижнепская, 187	1772–1836	V <sub>2</sub> -Є <sub>1</sub> , усольская
17	Восточно-Кийская, 181	2158–2190	V <sub>2</sub> -Є <sub>1</sub> , тэтэрская
18	Талаканская, 803	1505–1545	V, паршинская
19	Тас-Юряхская, 560	1939–1946	V, бюкская
20	Нелбинская, 2323	2055,3	V, бюкская
21	Восточно-Алинское, 304-3П	1449–1463	V, хамакинский-1
22	Верхнечонская, 96	1612–1620	V, паршинская
23	Иллегинское, 421-1	2019–2027	V, хамакинский
24	Мирнинская, 27	2095–2106	V, бюкская
25	Иреляхская, 737	2144–2154	V, бюкская
26	Мирнинская, 736	2150–2161	V, курсовская
27	Дулисьминская, 4	2542–2547	V, непская

Таб. 1 — Геологическая характеристика исследованных образцов нефтей центральной части Сибирской платформы. Обозначения: R – рифей, V – венд, Є – кембрий  
Tab. 1 — Geological description of the studied samples of crude oil found in central part of Siberian craton. Legend: R – Riphean, V – Vendian, Є – Cambrian

Состав ациклических алканов был изучен методом газо-жидкостной хроматографии [4] насыщенной фракции нефти, а циклических насыщенных и ароматических УВ с помощью хромато-масс-спектрометрии гексановой фракции. Отдельные соединения идентифицировали по полным масс-спектрам с использованием библиотеки масс-спектров NIST 2005.

**Ключевые слова**

нефть, Сибирская платформа, хромато-масс-спектрометрия, алканы, стераны, терпаны, ароматические углеводороды

н-алканов характерен для морского типа исходного ОВ. Во всех образцах обнаружены 12- и 13-монометилалканы (ММА). Соотношение н-изо-:ММА в нефтях Байкитской НГО составляет в среднем 77:16:7, в Катангской — 69:23:9, в Непско-Ботуобинской — 64:25:11. Более низкие содержания ациклических изопреноидов и ММА могут быть вызваны отличием в составе организмов-предшественников исходного ОВ нефтей. Предшественниками ММА являются цианобактерии, губки и бесцветные серобактерии.

Низкие значения отношения пристана (П) к фитану (Ф) (0,4–1,7) соответствуют восстановительным и субокидательным условиям формирования исходного ОВ [7].

Нефти рифейских отложений Байкитской НГО отличаются от остальных повышенной термической зрелостью (рис. 2).

**Циклопентаны.** Идентифицированы гомологи циклопентана состава  $C_{11}-C_{24}$  ( $m/z$  69), их распределение бимодально с максимумом на  $C_{14}$  и  $C_{20}$ . В образцах Байкитской НГО распределение содержания этих гомологов соответствует ряду:  $C_{14} > C_{17} > C_{20}$ , а в остальных —  $C_{20} \geq C_{14} > C_{17}$ . В диапазоне  $C_{16}-C_{25}$  во всех образцах преобладают четные гомологи (чет/нечет 1,23–1,91).

**Циклогексаны.** Распределение алкилзамещенных производных циклогексана уни-модальное с максимумом на  $C_{13}-C_{15}$ , что, возможно, связано с планктоново-водорослевым

характером исходного ОВ. В большинстве образцов гомологи с нечетным числом атомов углерода в области  $C_{16}-C_{25}$  преобладают над четными (чет/нечет 0,83–1,10), кроме нефтей из рифейских отложений Байкитской НГО, в которых преобладают четные алкилциклогексаны (чет/нечет 1,29–1,41). Распределение м-, п-, о-изомеров метилалкилциклогексана однотипно для всех образцов. В области  $C_{16}-C_{25}$  преобладают нечетные гомологи (чет/нечет 0,76–0,93).

**Терпаны.** Во всех нефтях идентифицированы бициклические терпаны (сесквитерпаны) ряда дримана и гомодримана (рис. 3) и [6], что возможно обусловлено присутствием в исходном ОВ прокариотических организмов.

Наряду с бициклическими в изученных нефтях определены три-, тетра- и пентациклические терпаны. Среди трициклических терпанов во всех исследованных нефтях преобладают  $C_{23}$  (рис. 4А), присутствуют тетрациклический терпан  $C_{24}$  и пентациклический гаммацеран  $C_{30}$ , свидетельствующие о формировании исходного ОВ в условиях повышенной солености.

Доминирующей группой терпанов в нефтях являются пентациклические структурные аналоги гопана, представленные гомологами  $C_{27}-C_{35}$ . Повышенная концентрация гомогопанов  $C_{35}$  по сравнению с гомогопанами  $C_{34}$  указывает на морские

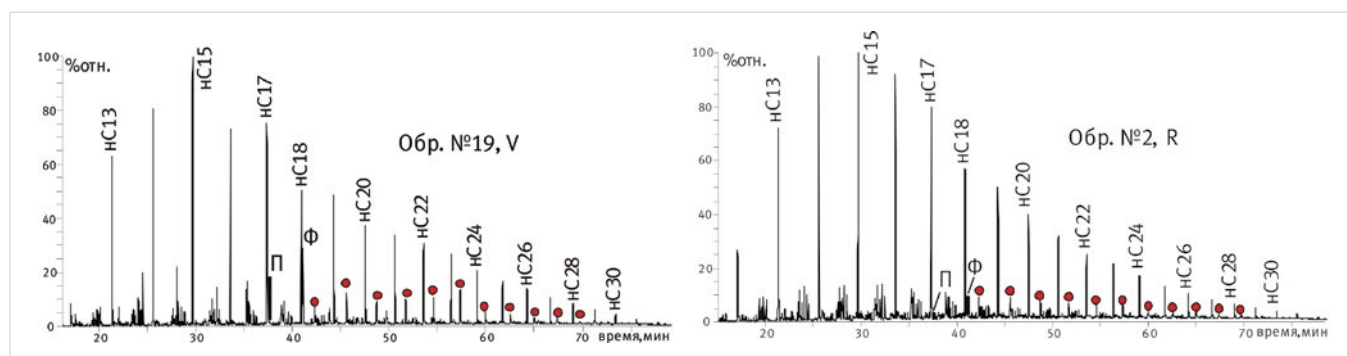


Рис. 1 — Хроматограммы насыщенной фракции нефтей; номера образцов соответствуют № п.п. в таб. 1; П — пристан, Ф — фитан,  $HC_{15}$  — число атомов углерода в молекуле n-алкана, маркером отмечены 12- и 13-монометилалканы

Fig. 1 — Chromatograms of saturated oil fraction; sample numbers correspond to numbers in Table 1; П — pristane, Ф — phytane,  $HC_{15}$  — carbon number value in a molecule of n-alkane, marked in red are 12- and 13-monomethylalkanes

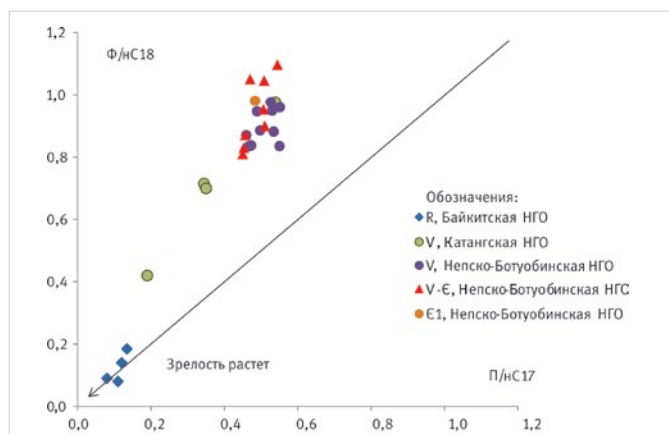


Рис. 2 — Зрелость нефтей по соотношению изопреноидных и нормальных алканов

Fig. 2 — Maturity of oils based on correlation between isoprenoids and normal alkanes

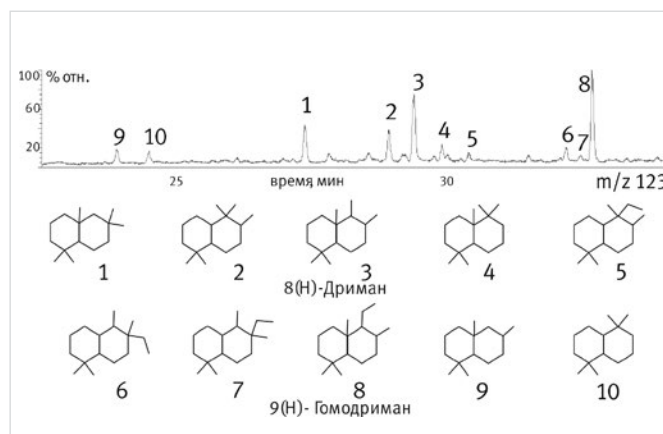


Рис. 3 — Распределение дриманов (1–4), гомодриманов (5–8) и нордриманов (9, 10) в нефти площади Тас-Юряхская, скважина 560, интервал отбора 1939–1946 м (венд)

Fig. 3 — Distribution of drimanes (1-4), homodrimanes (5-8) and nordrimanes (9, 10) in the crude oil of Tas-Yuryakhskaya region, well 560, fluid sampling interval 1939–1946 m (Vendian)

условия седиментации и восстановительную обстановку в диагенезе. Величины соотношения изомеров трисноргопанов Ts/(Ts+Tm), часто зависящие от термической преобразованности ОВ, меняются в интервале 0,37–0,55 и в среднем составляют 0,47. При этом корреляции между этими величинами и возрастом вмещающих отложений не выявлено. Это может быть следствием влияния на соотношение Ts/(Ts+Tm)

не только термодинамических факторов, но литолого-фациальных условий осадконакопления [7]. Соотношение S и R эпимеров гомогопана C<sub>31</sub> близко к равному, и в среднем составляет 0,53, что соответствует термически зрелым нефтям. Кроме того, в нефтях обнаружена группа 8,14-секогопанов (m/z 123) состава C<sub>27</sub>–C<sub>34</sub>. Секогопаны генетически связаны с гопанами, и могли образоваться из последних вследствие различных

термокаталитических превращений.

**Прегнаны и стераны.** Прегнаны представлены гомологами C<sub>21</sub> и C<sub>22</sub> (рис. 4Б), их высокие концентрации во всех образцах нефти (7–18% отн.) могут быть обусловлены повышенной соленостью бассейна осадконакопления. Среди гомологов стеранов преобладают этилхолестаны (рис. 4Б), что свидетельствует о значительном вкладе морских зеленых водорослей в исходное ОВ [7]. Однако для нефтей рифейских отложений Байкинской НГО и вендских — Катангской НГО характерно меньшее содержание этилхолестанов 45–48 % и большее холестеранов 25–30 % по сравнению с нефтями Непско-Ботуобинской НГО 50–55 % и 17–21 % соответственно. По составу стеранов и низким значениям отношения диастеранов к регулярным (0,11–0,49) можно предположить, что исходное ОВ всех исследованных нефтей формировалось в карбонатных фациях мелководного морского бассейна. Значения коэффициентов созревания K1 (0,45–0,51) и K2 (1,79–3,66), рассчитанные по составу стеранов (K1(αα, ββ C<sub>29</sub>)=20S/(20S+20R), K2(C<sub>29</sub>)=ββ(20S+20R)/αα20R)) соответствуют средним стадиям катагенеза МК<sub>1</sub>–МК<sub>2</sub> [8].

**Алкилбензолы.** Во всех изученных образцах идентифицированы n-алкилбензолы (АБ) и их метил- (МАБ), этил- (ЭАБ) и диметил- (ДМАБ) производные с числом атомов углерода от 11 до 33 (m/z 91, 105, 119). Во всех нефтях наибольшая доля приходится на МАБ (42,7–58,1 %). С увеличением возраста вмещающих отложений доля АБ и ФТБ в нефтях падает, а МАБ, [ЭАБ + ДМАБ] — растет (рис. 5А).

Среди АБ преобладают низкомолекулярные гомологи с максимальным содержанием C<sub>13</sub>, C<sub>17</sub> и C<sub>21</sub> [4, 5]. Однако содержание этих

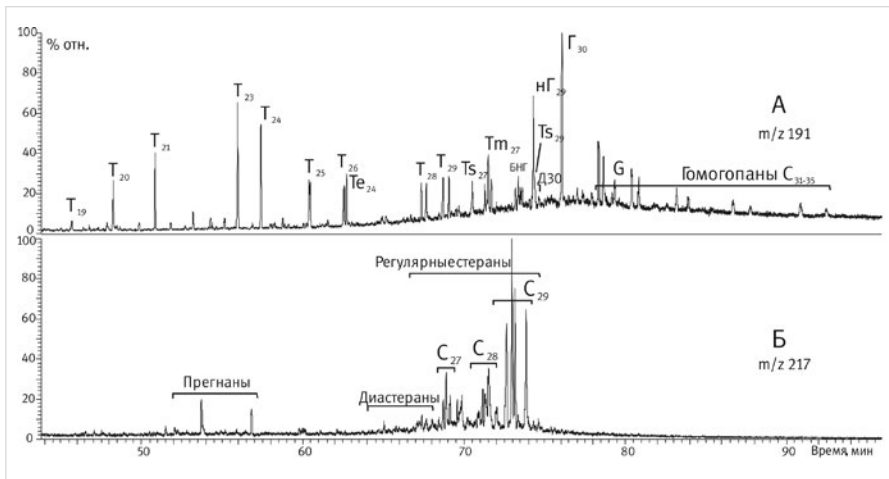


Рис. 4 — Масс-хроматограмма стеранов и терпанов нефти площади Тас-Юряхская, скважина 560, интервал отбора 1939–1946 м (венд). Обозначения: Т — трициклические терпаны C<sub>21</sub>–C<sub>29</sub>; Те — тетрациклический терпан C<sub>29</sub>; Ts — 18α, 21β-норнеогопаны C<sub>27</sub>, C<sub>29</sub>; Тm — 17α, 21β-Трисноргопан C<sub>27</sub>; БНГ-17α, 18α, 21β-28, 30-Бисноргопан, C<sub>28</sub>; НГ — 17α, 21β-30-Норгопан (адиантан), C<sub>29</sub>; Д — 17α-диагопан C<sub>30</sub>; Г — 17α, 21β-гопан C<sub>30</sub>; Г — гаммацеран

Fig. 4 — Mass chromatogram of steranes and terpanes in the crude oil of Tas-Yuryakhskaya region, well 560, fluid sampling interval 1939–1946 m (Vendian). Legend: T — tricyclic terpanes C<sub>21</sub>–C<sub>29</sub>; Te — tetracyclic terpane C<sub>29</sub>; Ts — 18α, 21β-norneohopanes C<sub>27</sub>, C<sub>29</sub>; Tm — 17α, 21β-Trisnorhopane C<sub>27</sub>; БНГ-17α, 18α, 21β-28, 30-Bisnorhopane, C<sub>28</sub>; НГ — 17α, 21β-30-Norhopane (adiantane), C<sub>29</sub>; Д — 17α-diahopane C<sub>30</sub>; Г — 17α, 21β-hopane C<sub>30</sub>; Г — gammacerane

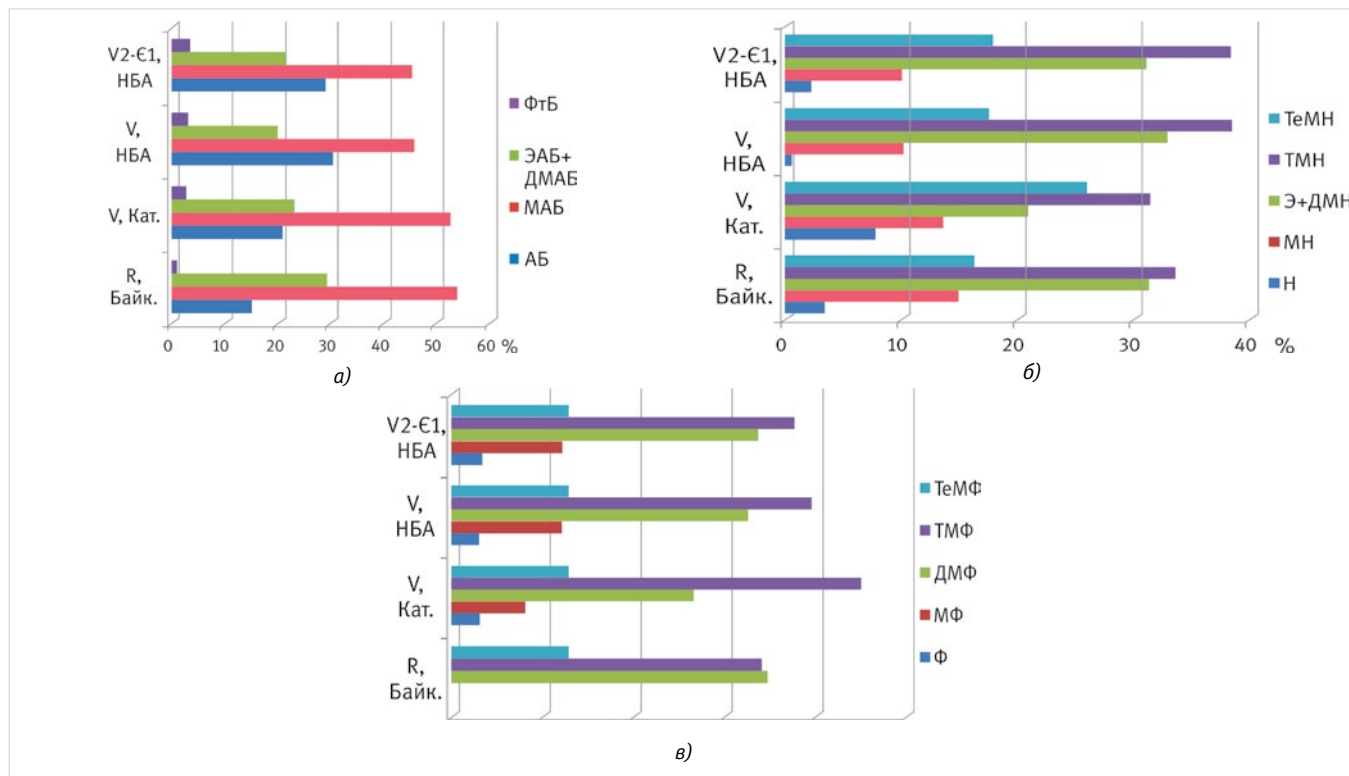


Рис. 5 — Относительное содержание ароматических УВ в нефтях (средние значения): (А) алкилбензолов, (Б) нафталинов, (В) фенантренов. Обозначения: НБА-Непско-Ботуобинская НГО, Кат.-Катангская НГО, Байк. — Байкильская НГО

Fig. 5 — Aromatic hydrocarbon ratio in crude oils (average): (A) alkylbenzenes, (B) naphthalenes, (V) phenanthrenes. Legend: НБА-Nepsko-Botuobinskaya PBR, Кат.-Katangskaya PBR, Байк. — Baykitskaya PBR

гомологов АБ в нефтях рифея отличается от остальных и по соотношению АБ  $C_{17}/C_{21}$  и  $C_{13}/C_{21}$  они выделяются в отдельную группу (рис. 6А). Аномально высокие концентрации АБ  $C_{21}$  в нефтях связаны с вкладом в состав исходного ОВ планктоновых водорослей. Соотношение чет/нечет в области  $C_{16}-C_{25}$  в нефтях рифея Байкитской НГО близко к единице, в остальных — не превышает 0,7.

В составе МАБ 1,4-, 1,2-, 1,3-метилзамещенные изомеры содержатся преимущественно низкомолекулярные гомологи  $C_{12}-C_{22}$ . Для нефтей Непско-Ботубинской НГО максимум приходится на  $C_{18}$  и  $C_{22}$ , а для нефтей Катангской и Байкитской НГО характерен широкий максимум в области  $C_{13}-C_{18}$ . Во всех образцах в области  $C_{16}-C_{25}$  преобладают четные гомологи (1,3–1,7), но в нефтях рифея Байкитской НГО это менее выражено (1,0–1,2). Близкие картины распределения гомологов АБ и МАБ с одинаковым числом атомов углерода в алкильном заместителе

свидетельствуют о тесной связи механизмов формирования обеих серий.

Показатель термальной зрелости нефтей м-/о-МАБ хорошо коррелирует с отношениями  $n-C_{17}/П$  и  $n-C_{18}/Ф$ . Более высокими значениями этого показателя характеризуются нефти рифея Байкитской НГО (0,75–0,82), в остальных образцах его значения ниже (0,42–0,57).

Распределение ЭАБ и ДМАБ однотипно с широким максимумом в области  $C_{14}-C_{17}$  и преобладанием четных гомологов в диапазоне  $C_{16}-C_{21}$ .

**Нафталины.** Во всех исследованных нефтях по  $m/z$  128, 142, 156, 170, 184 идентифицированы нафталин и его метилзамещенные гомологи, содержащие от 1 до 4 метильных заместителей. Среднее содержание отдельных групп нафталинов показано на рис. 5Б. Параметры термической зрелости, основанные на изомеризации термодинамически менее устойчивых  $\alpha$ -алкилнафталинов в термодинамически более устойчивые

$\beta$ -алкилнафталины (MNR, DNR-1, TNR-1, TNR-2) [9] увеличиваются при переходе от венд-кембрийских нефтей к рифейским (рис. 7 А–Б).

Параметры зрелости рассчитаны по следующим формулам:  $MNR = 2-MH/1-MH$ ;  $DNR-1 = (2,6+2,7-DMH)/1,5-DMH$ ;  $TNR-1 = 2,3,6-TMH/(1,3,5+1,4,6-TMH)$ ;  $TNR-2 = (1,3,7+2,3,6-TMH)/(1,3,5+1,3,6+1,4,6-TMH)$ ;  $MPI-1 = 1,5*(2+3-MF)/(Ф+1+9-MF)$ ;  $DPR = (3,5+2,6+2,7-DMF)/(1,3+3,9+2,10+3,10+1,6+2,9+2,5-DMF)$ ;  $MDR = \Sigma MF/\Sigma DMF$ ;  $MTR = \Sigma MF/\Sigma TMF$ .

**Фенантрены.** По  $m/z$  178, 194, 206, 220, 234 в нефтях идентифицированы фенантрен и его гомологи, содержащие в качестве боковых заместителей от 1 до 4 метильных групп. Во всех образцах доминируют диметил- (ДМФ) и триметил- (ТМФ) фенантрены (рис. 5В). Отношения MPI-1, DPR [9], основанные на реакциях изомеризации метильного заместителя из  $\alpha$ - в энергетически более выгодные  $\beta$ -положения, в ароматическом кольце фенантрена

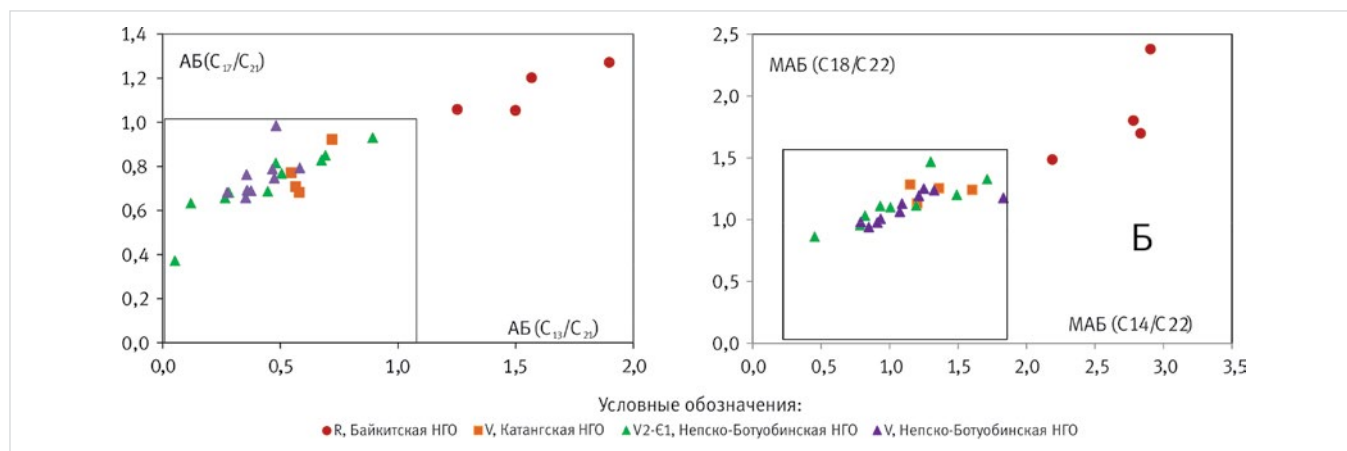


Рис. 6 — Распределение нефтей по соотношению гомологов алкилбензола  $C_{17}/C_{21}$  и  $C_{13}/C_{21}$  и метилалкилбензола  $C_{18}/C_{22}$  и  $C_{14}/C_{22}$   
 Fig. 6 — Distribution of crude oils by the ratio between homologous compounds of alkylbenzene  $C_{17}/C_{21}$  and  $C_{13}/C_{21}$  and methylalkylbenzene  $C_{18}/C_{22}$  and  $C_{14}/C_{22}$

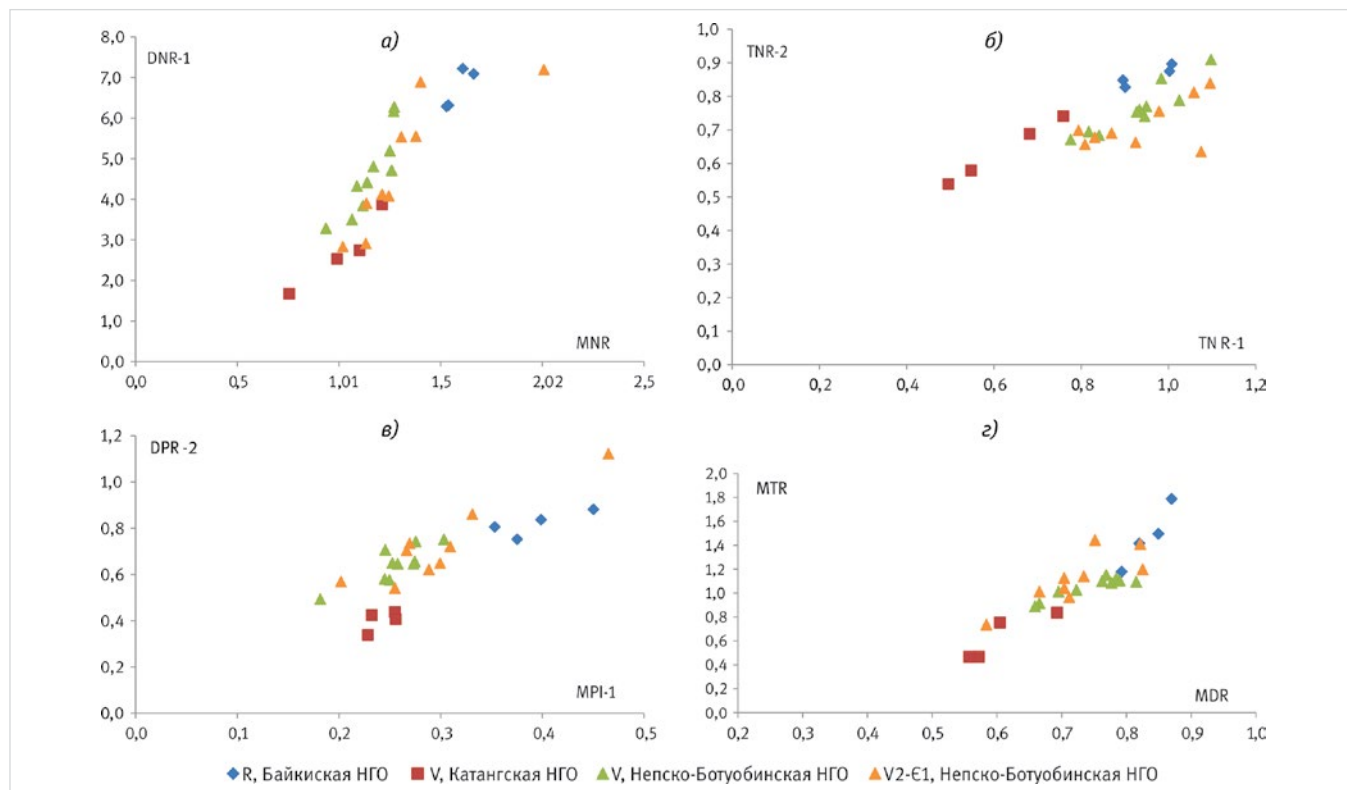


Рис. 7 — Параметры термической зрелости нефтей, рассчитанные на основе состава метилпроизводных нафталина и фенантрена  
 Fig. 7 — Oil thermal maturity parameters calculated from the composition of methyl derivatives of naphthalene and phenanthrene

так же, как и параметры зрелости, рассчитанные по нафталинам, повышены для нефтей из рифея Байкитской НГО (рис. 7В). В целом параметры термической зрелости фенантронов понижены по сравнению с нафталинами, что возможно связано с менее интенсивными процессами изомеризации фенантронов.

Параметры MDR и MTR (рис. 7Г), основанные на деметилировании ДМФ и ТМФ в соответствующие МФ согласуются с параметрами MPI-1, DPR. Причем деметилирование ТМФ протекало более интенсивно, чем ДМФ. Расчетная отражательная способность витринита  $R_s = 0,6 \times 1,5 \times (2-MP+3-MP)/(P+9-MP+1-MP)+0,4$  для большинства нефтей соответствует пику нефтяного окна 0,72–0,90 %, а для нефтей вендских отложений Катангской НГО — ранней стадии нефтяного окна 0,65–0,66 %.

#### Итоги

На основе состава насыщенных и ароматических УВ проведена геохимическая характеристика нефтей центральной части Сибирской платформы. Показано, что исходное ОВ для изученных нефтей формировалось в карбонатных фациях мелководного морского бассейна с восстановительными условиями осадконакопления. Основными источниками исходного ОВ являлись водоросли и бактерии, однако вклад различных биопродуцентов не одинаков и по комплексу параметров нами выделены две группы нефтей. К первой группе отнесены нефти венд-нижнекембрийских отложений Катангской и Непско-Ботуобинской НГО, ко второй — нефти рифейских отложений Байкитской НГО. Выделенные группы нефтей отличаются специфическим профилем распределения

н-алканов, циклопентанов, циклогексанов, н-алкилбензолов, нафталинов, фенантронов и их метилзамещенных гомологов. В нефтях первой группы в молекулярно-массовом распределении насыщенных и ароматических УВ с длинным алкильным заместителем в диапазоне  $C_{16}-C_{25}$  преобладают нечетные гомологи. Кроме того, нефти первой группы отличаются меньшими значениями всех расчетных параметров термической преобразованности.

#### Выводы

Проведенная геохимическая характеристика нефтей центральной части Сибирской платформы, основанная на комплексном изучении состава насыщенных и ароматических УВ, дает более полную информацию о типе исходного нефтематеринского вещества, условиях его накопления и преобразования и позволяет проводить генетические корреляции нефть – нефть. Полученные результаты могут быть использованы в дальнейшем для выявления пород — потенциальных источников нефти на территории Непско-Ботуобинской, Байкитской и Катангской НГО и при подсчете запасов УВ в отложениях рифейского и венд-кембрийского комплексов.

#### Список литературы

1. Тимошина И.Д. Геохимия органического вещества нефтепроизводивших пород и нефтей верхнего докембрия юга Восточной Сибири // Геология и геофизика. 2004. Т. 45. №7. С. 901–910.
2. Дахнова М.В., Жеглова Т.П., Можегова С.В., Мялкина Ю.А., Назарова Е.С., Нечитайло Г.Е. Роль рифейских и вендских нефтематеринских

толщ как поставщиков углеводородов в зоны нефтенакпления на юге Сибирской платформы. Успехи органической геохимии. Всероссийская научная конференция ИНГГ им. А.А. Трофимука. Новосибирск: ИНГГ, 2010. С. 129–132.

3. Kelly A.E., Love G.D., Zumberge J.E., Summons R.E. Hydrocarbon biomarkers from Neoproterozoic to Lower Cambrian oils from eastern Siberia. Organic Geochemistry, 2011, Vol. 42, issue 6. pp. 640–654.
4. Akhmedova A.R., Serebrennikova O.V., Shiganova O.V. Composition of Mono-, Bi- and Tricyclic Aromatic Hydrocarbons in Oils from the Middle part of the East Siberia. Journal of Siberian Federal University: Chemistry, 2010, Vol. 3, issue 4, pp. 329–339.
5. Иванова И.К., Каширцев В.А. Особенности распределения моноалкилбензолов состава  $C_{12}H_{18}-C_{27}H_{48}$  в венд-кембрийских нефтях Сибирской платформы // Геология и геофизика. 2010. Т. 51. №11. С. 1539–1544.
6. Каширцев В.А. Новые и редкие стерановые и терпановые углеводороды в нефтях Непско-Ботуобинской антеклизы (Восточная Сибирь) // Нефтехимия. 2013. Т. 53. №1. С. 3–10.
7. Peters K.E., Walters C.C. and Moldowan J.M. The Biomarker Guide, 2nd ed. Cambridge: Cambridge University Press, 2005, 1156 p.
8. Петров А.А. Геохимическая типизация нефтей // Геохимия. 1996. №6. С. 876–891.
9. Radke M. Organic Geochemistry of Aromatic Hydrocarbons. In: Advances in Petroleum Geochemistry. New York: Academic Press, 1987, Vol. 2, pp. 141–207.



**ЦЕЛОЕ СОЕДИНЯЕТСЯ  
НАДЕЖНО –  
НАШИМИ УПЛОТНЕНИЯМИ!**

**НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ КОМПАНИЯ «ИЛЬМА» –  
РАЗРАБОТЧИК, ПРОИЗВОДИТЕЛЬ И ПОСТАВЩИК  
УПЛОТНЕНИЙ ДЛЯ РАЗЪЕМНЫХ СОЕДИНЕНИЙ  
ПРОМЫШЛЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

#### ООО «ИЛЬМА»

197348, Россия, Санкт-Петербург  
Коломяжский пр., д. 10, лит. И  
Тел./факс: +7 (812) 326-60-18  
ilma@ilma-sealing.com  
www.ilma-sealing.com



Система  
менеджмента  
ISO 9001:2008  
ISO 14001:2004

www.tuv.com  
ID 9105052621



## Geochemical classification of hydrocarbons in oils from Central part of the Siberian Platform

### Authors:

**Aleksandra R. Akhmedova** — lead engineer<sup>1</sup>; [akhmedova-sniiggims@yandex.ru](mailto:akhmedova-sniiggims@yandex.ru)

**Olga V. Serebrennikova** — Sc.D., head of the laboratory of natural oil conversions<sup>2</sup>, professor<sup>3</sup>; [ovs49@yahoo.com](mailto:ovs49@yahoo.com)

**Olga V. Shiganova** — Ph.D., leading expert<sup>1</sup>; [shiganova@sniiggims.ru](mailto:shiganova@sniiggims.ru)

<sup>1</sup>“Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources”, Novosibirsk, Russian Federation

<sup>2</sup>Institute of Oil Chemistry, Russian Academy of Science, Siberian Branch, Tomsk, Russian Federation

<sup>3</sup>National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

### Abstract

Based on individual composition of saturated and aromatic hydrocarbons, the paper presents geochemical properties of oil from 20 different fields in the central area of Siberian craton. The study reveals that initial organic matter of observed crude oils was formed in marine environment of high salinity. By their geochemical properties, crude oils are divided into two groups: group one refers to Riphean sediments of Baykitskaya petroleum-bearing region (PBR) and group two refers to Vendian-Cambrian sediments of Katangskaya and Nepsko-Botuobinskaya PBR.

### Materials and methods

The study has been performed on typical oil from three major PBRs: Nepsko-Botuobinskaya, Baykitskaya, and Katangskaya (Table 1). The area of interest is geographically situated within Krasnoyarsk Krai, Irkutsk Oblast and the Sakha Republic (Yakutia). Physical and chemical properties of these oils reveal low percentage of sulphur (0.1–0.6 % wt) and high percentage of saturated hydrocarbons (54–70 % wt). As for the density, crude oil produced from Nepsko-Botuobinskaya PBR is heavier (0.857–0.891 kg/m<sup>3</sup>) than that of Katangskaya and

Baytinskaya PBRs (0.790–0.841 kg/m<sup>3</sup>). Acyclic alkanes have been studied through gas-liquid chromatography [4] of saturated fraction, whereas the research of cyclic saturated and aromatic hydrocarbons has incorporated chromatography-mass spectrometry of hexane fraction. Some compounds have been identified against full mass spectra using NIST 2005 mass spectral library.

### Results

Based on composition of saturated and aromatic hydrocarbons, geochemical properties of crude oils of central Siberian craton have been reviewed. The study has shown that initial organic matter of observed crude oils was formed in carbonate facies of shallow marine basin under reducing sedimentation conditions. Initial organic matter originated from algae and bacteria. However, contribution of various primary producers is not equal and we have therefore classified crude oils under two groups, based on their properties. The first group is comprised of crude oils of Vendian-Cambrian deposits of Katangskaya and Nepsko-Botuobinskaya PBRs, and the second group includes oils of Riphean deposits of Baykitskaya PBR. The outlined groups stand out

for peculiar profile of n-alkanes, cyclopentanes, cyclohexanes, n-alkylbenzenes, naphthalenes, phenanthrenes, and their methyl-substituted homologous compounds. For crude oils of the first group molar mass distribution of saturated and aromatic hydrocarbons with long alkyl substituent in the range of C<sub>16</sub>-C<sub>25</sub> reveals predominance of uneven homologous series. Furthermore, crude oils of the first group are distinguished by lower values of their thermal maturity parameters.

### Conclusions

Geochemical research of crude oils of central Siberian craton and comprehensive study of saturated and aromatic hydrocarbons suggest a more complete idea of the type of oil-source matter, its accumulation and transformation. It also enables oil-vs-oil genetic correlation. The obtained findings may further help to reveal oil-source rocks in Nepsko-Botuobinskaya, Baykitskaya and Katangskaya PBRs and estimate hydrocarbon reserves of the Riphean and Vendian-Cambrian.

### Keywords

crude oil, Siberian craton, chromatography-mass spectrometry, alkanes, steranes, terpanes, aromatic hydrocarbons

### References

- Timoshina I.D. *Geokhimiya organicheskogo veshchestva nefteproduktivshikh porod i neftey verkhnego dokembriya yuga Vostochnoy Sibiri* [Geochemistry of organic matter of oil source rocks and oils from upper Precambrian strata of southern East Siberia]. *Geologiya i geofizika*, 2004, Vol. 45, issue 7, pp. 901–910.
- Dakhnova M.V., Zheglova T.P., Mozhegova S.V., Myalkina Yu.A., Nazarova E.S., Nechitaylo G.E. *Rol' rifeyskikh i vendskikh neftematerinskikh tolshch kak postavshchikov uglevodorodov v zony neftenakopleniya na yuge Sibirskoy platformy* [The Role of the Riphean and Vendian oil source strata as suppliers of hydrocarbons in the zone of oil accumulation to the South of the Siberian platform]. The success of organic Geochemistry. All-Russian Scientific Conference of INGG them. A.A. Trofimuka. Novosibirsk: INGG, 2010, pp. 129–132.
- Kelly A.E., Love G.D., Zumberge J.E., Summons R.E. Hydrocarbon biomarkers of Neoproterozoic to Lower Cambrian oils from eastern Siberia. *Organic Geochemistry*, 2011, Vol. 42, issue 6, pp. 640–654.
- Akhmedova A.R., Serebrennikova O.V., Shiganova O.V. Composition of Mono-, Bi- and Tricyclic Aromatic Hydrocarbons in Oils from the Middle part of the East Siberia. *Journal of Siberian Federal University: Chemistry*, 2010, Vol. 3, issue 4, pp. 329–339.
- Ivanova I.K., Kashircev V.A. *Osobennosti raspredeleniya monoalkilbenzolov sostava C<sub>12</sub>H<sub>18</sub> – C<sub>27</sub>H<sub>48</sub> v vend-kembrijskikh neftyakh Sibirskoy platformy* [Distribution of monoalkylbenzenes C<sub>12</sub>H<sub>18</sub> – C<sub>27</sub>H<sub>48</sub> in vendian-cambrian oils of the Siberian platform]. *Geologiya i geofizika*, 2010, Vol. 51, issue 11, pp. 1539–1544.
- Kashircev V.A. *Novye i redkie steranovy i terpanovy uglevodorody v neftyakh Nepsko-Botuobinskoy anteklizy (Vostochnaya Sibir')* [New and rare sterane and terpane hydrocarbons in oils of the Nepsko-Botuobinskaya antecline (Eastern Siberia)]. *Petroleum Chemistry*, 2013, Vol. 53, issue 1, pp. 3–10.
- Peters K.E., Walters C.C. and Moldowan J.M. *The Biomarker Guide*, 2nd ed. Cambridge: Cambridge University Press, 2005, 1156 p.
- Petrov A.A. *Geokhimicheskaya tipizatsiya neftey* [Geochemical typing of crude oils]. *Geokhimiya*, 1994, issue 6, pp. 876–891.
- Radke M. Organic Geochemistry of 9. Aromatic Hydrocarbons. In: *Advances in Petroleum Geochemistry*. New York: Academic Press, 1987, Vol. 2, pp. 141–207.