

УДК 551.79+553.98

## Carbonate Reservoir as a Source Rock

**Guram N. Gordadze<sup>\*a</sup>,  
Maxim V. Giruts<sup>a</sup>, Aleksandra R. Poshibaeva<sup>a</sup>,  
Olga V. Postnikova<sup>a</sup>, Vladimir V. Poshibaev<sup>a</sup>,  
Olga A. Antipova<sup>a</sup>, Svetlana Yu. Rudakovskaya<sup>b</sup>,  
Vladimir N. Koshelev<sup>a</sup> and Viktor G. Martynov<sup>a</sup>**

*<sup>a</sup>Gubkin Russian State University of Oil and Gas  
(National Research University)*

*65-1 Leninsky, Moscow, 119991, Russia*

*<sup>b</sup>Arktik-Gers Ltd.*

*8a 2-th Alley, Elevator village, Tver, 170025, Russia*

Received 14.10.2018, received in revised form 28.10.2018, accepted 19.11.2018

---

*A complex detailed study of lithology, petrophysics, and distribution of hydrocarbon biomarkers and hydrocarbons of diamond-like structure in a soluble organic matter and products of thermolysis of insoluble organic matter (kerogen) of the Lower Cambrian Eastern Siberian carbonate reservoir rocks (osinsky horizon) showed that these rocks are source rocks at the same time. An additional research validation of this conclusion is the close distribution of the hydrocarbon composition at the molecular level of crude oils taken from the same deposits.*

*Keywords: reservoir rocks, source rocks, cyanobacterial mats, kerogen, biomarkers, hydrocarbons of diamond-like structure.*

---

Citation: Gordadze G.N., Giruts M.V., Poshibaeva A.R., Postnikova O.V., Poshibaev V.V., Antipova O.A., Rudakovskaya S.Yu., Koshelev V.N., Martynov V.G. Carbonate reservoir as a source rock, J. Sib. Fed. Univ. Chem., 2018, 11(4), 575-592. DOI: 10.17516/1998-2836-0101.

---

© Siberian Federal University. All rights reserved

\* Corresponding author E-mail address: [gordadze@rambler.ru](mailto:gordadze@rambler.ru)

## **Карбонатные коллекторы как нефтематеринские толщи**

**Г.Н. Гордадзе<sup>а</sup>, М.В. Гирутс<sup>а</sup>, А.Р. Пошибаева<sup>а</sup>,  
О.В. Постникова<sup>а</sup>, В.В. Пошибаев<sup>а</sup>, О.А. Антипова<sup>а</sup>,  
С.Ю. Рудаковская<sup>б</sup>, В.Н. Кошелев<sup>а</sup>, В.Г. Мартынов<sup>а</sup>**

*<sup>а</sup>РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина  
Россия, 119991, Москва, пр. Ленинский, 65, корп. 1*

*<sup>б</sup>ООО «Арктик-Герс»  
Россия, 170025, Тверь, пос. Элеватор, 2-ой Переулок, 8а*

---

*В результате комплексного детального изучения литологии, петрофизики и закономерностей распределения углеводородов-биомаркеров и углеводородов алмазоподобного строения в растворимом органическом веществе и продуктах термолиза нерастворимого органического вещества (керогена) карбонатных пород-коллекторов нижнего кембрия (осинский горизонт) Восточной Сибири был сделан вывод, что они являются одновременно и нефтематеринскими толщами. Дополнительным подтверждением такого вывода служит близкое распределение углеводородного состава на молекулярном уровне в нефтях, отобранных из тех же отложений.*

*Ключевые слова: коллекторы, нефтематеринские толщи, цианобактериальные маты, кероген, углеводороды-биомаркеры, углеводороды алмазоподобного строения.*

---

### **Введение**

В настоящее время о нефтематеринских свойствах пород судят по количеству органического углерода ( $C_{орг.}$ ), количеству хлороформенного битумоида (ХБ «А»), элементному составу керогена (CHNSO), отражательной способности витринита (Ro). Используются также пиролитический метод оценки материнских свойств породы «Rock-Eval», изучение углеводородного (УВ) состава методами газожидкостной хроматографии (ГЖХ), хромато-масс-спектрометрии (ХМС), высокоэффективной жидкостной хроматографии (ВЭЖХ) и т.д. [1–10]. Считается, что если порода содержит высокие значения  $C_{орг.}$ , битумоида,  $I_P$ ,  $S_2$  и  $I_H$  (по данным пироллиза «Rock-Eval»), согласно данным Ro и  $T_{max}$  органическое вещество (ОВ) пород достигло «нефтяного окна», а по распределению УВ мы имеем «нефтяное» распределение, то такие породы являются нефтематеринскими. Однако для образования нефти далеко не всегда ОВ породы должно достичь «нефтяного окна», так как известно, что в природе встречаются незрелые и слабозрелые нефти [11, 12].

Выводы, обозначенные выше, будут более убедительны, если применить разработанный нами метод мягкого термолиза керогена и асфальтенов ОВ пород и асфальтенов нефтей с последующим изучением образующихся углеводородов на молекулярном уровне [8, 10, 13, 14]. Изучение продуктов термолиза керогена ОВ пород позволяет увереннее судить о генезисе УВ нефти.

Что касается пород-коллекторов, то таким породам сегодня приписывают лишь роль емкостей жидких и газообразных УВ, способных отдавать эти флюиды при разработке месторождений [4, 15, 16].

Как будет показано ниже, на примере отложений осинского горизонта нижнего кембрия Восточной Сибири, одна и та же порода может быть как коллектором, так и нефтематеринской толщей. То есть нет необходимости в первичной миграции флюидов из материнской породы в породы-коллекторы.

### Материалы и методы исследования

Схема проведенных нами исследований приведена на рис. 1.

Как видно из схемы рис. 1, детально была охарактеризована как минеральная, так и органическая составляющая исследуемых образцов пород на молекулярном уровне.

С разной степенью детальности изучено более 150 м кернового материала, около 300 петрографических шлифов. Проведены электронно-микроскопические и микрозондовые исследования 30 образцов. Произведено более 600 определений пористости и проницаемости петрофизическими методами. В работе были использованы данные ГИС более чем по 30 скважинам. Изучение микроструктуры и вещественного состава пород-коллекторов выполнялось с помощью энергодисперсионного спектрометра IncaEnergy 350 под сканирующим электронным микроскопом JSM 6610 LV.

Детальные геохимические исследования проведены по 20 образцам, отобраным из интервала глубин 3034,00 – 3052,00 м из пачки пород-коллекторов, представленных доломитами слоистыми.

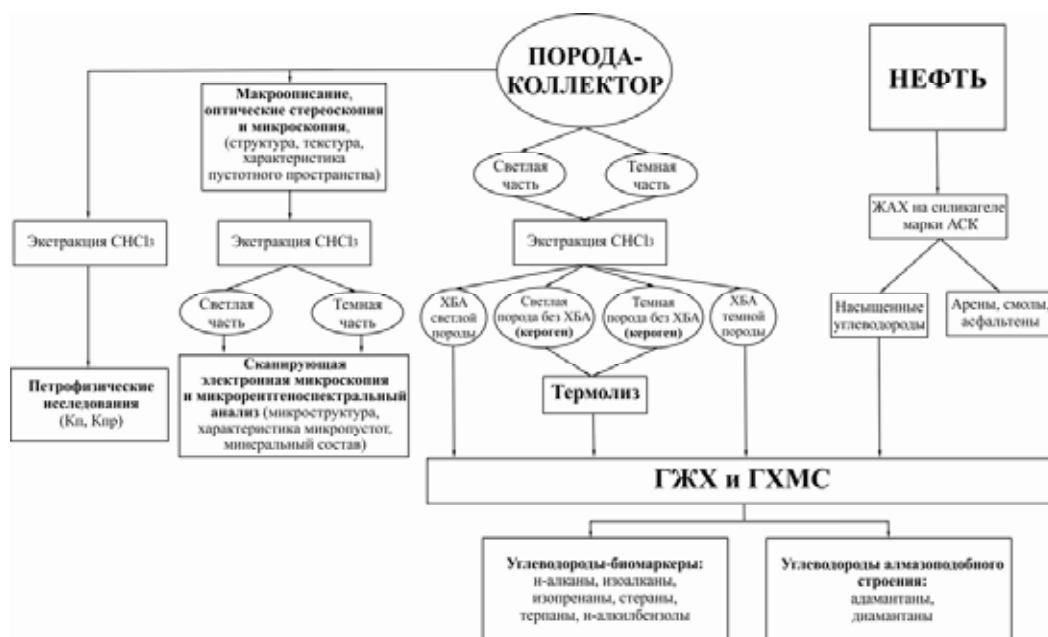


Рис. 1. Схема комплексного исследования нижнекембрийских пород-коллекторов осинского горизонта

Fig. 1. Scheme of a comprehensive research of the Lower Cambrian reservoir rocks of the Osin horizon

Закономерности распределения углеводородов-биомаркеров (насыщенных и ароматических) и адамантанов в хлороформенном битумоиде «А», в нефти и в продуктах термоллиза керогена пород были изучены методами капиллярной ГЖХ и ХМС.

Растворимую часть органического вещества (ОВ) породы получали путем экстракции предварительно перегнанным хлороформом в аппарате Сокслета в течение недели. Таким образом, нами были получены растворимое ОВ (хлороформенные битумоиды «А») как темной и светлой, так и исходной части пород.

Термоллиз нерастворимого ОВ (керогена) как темной, так и светлой части пород проводили при 330 °С в запаянной ампуле. Продукты термоллиза на молекулярном уровне изучали методами ГЖХ и ХМС [8, 10].

Одновременно изучали распределение углеводородов-биомаркеров и адамантанов нижнекембрийских нефтей (осинский горизонт) той же площади.

Анализ методом капиллярной газожидкостной хроматографии проводили на приборе Bruker 430-GC с пламенно-ионизационным детектором. Программировали температуру от 80 до 320 °С со скоростью подъема 4 °С/мин. Газ-носитель – водород. Разделение углеводородов осуществляли на капиллярных колонках HP-1 25 м × 0.25 мм × 0.5 мкм.

Анализ углеводородов методом хромато-масс-спектрометрии проводили на приборе Agilent 6890N/5975C в режиме электронной ионизации. Разделяли углеводороды в условиях, аналогичных ГЖХ, газ-носитель – гелий. Использовались характеристические ионы  $m/z$  71 для *n*-алканов, изопренанов и 12-, 13-метилалканов,  $m/z$  217 и 218 для стеранов,  $m/z$  177 и 191 для терпанов,  $m/z$  136, 135, 149, 163, 177 для адамантанов,  $m/z$  91, 92 для *n*-алкилбензолов. Все спектры были сняты при энергии ионизации 70 эВ и ускоряющем напряжении 3500 В. Температура камеры ионизации 250 °С.

### Результаты и их обсуждение

Исследованию нефтематеринских толщ и нефтей нижнего кембрия и докембрия, в том числе и Восточной Сибири, посвящены многочисленные работы [4, 17–28]. Считается, что нижнекембрийские карбонатные отложения являются одним из наиболее перспективных объектов для поисков нефти и газа на юге Сибирской платформы в целом и на Непско-Ботубобинской антеклизе в частности, где степень их изученности по сравнению с другими регионами относительно высокая. Основная продуктивность в нижнекембрийских отложениях связана с осинским горизонтом, который в стратиграфическом отношении приурочен к большей части томмотского и нижней части атдабанского ярусов [29–32]. Отложения осинского горизонта имеют промышленную нефтегазоносность в пределах Верхнечонского, Талаканского, Среднеботубобинского, Даниловского, Ичединского, Большетирского и многих других месторождений [30, 33].

Отложения осинского горизонта представлены широким комплексом литологических типов пород, среди которых основными являются доломиты микро- и разнокристаллические с реликтовой органогенно-водорослевой структурой, комковато-сгустковые, строматолитовые доломиты, биогермные ренальцисово-эпифитоновые, полифитовые и археоциатовые известняки, ангидрито-доломиты [31].

Исследуемая пачка пород-коллекторов из средней части осинского горизонта (мощностью около 18 м) представлена отчетливым тонким чередованием светлых и темных прослоев.

Светлые прослои сложены разнокристаллическими доломитами, в которых пустотное пространство представлено межкристалловыми порами размером 50-100 мкм. Эти прослои обладают хорошими коллекторскими свойствами. Коэффициент пористости в них меняется от 6-8 до 15-17 %, коэффициент проницаемости в среднем составляет 0,1-1 мкм<sup>2</sup>. Толщина светлых прослоев изменяется от нескольких мм до 2-3 см.

Темные прослои более тонкие, вверх по разрезу их толщина несколько увеличивается от 1-2 мм до 3-5 см. Они, как правило, представлены доломитами микрокристаллическими глинистыми. Содержание глинистой компоненты колеблется от 2-3 до 30-40 %. Глинистые чешуйки смешанного иллит-сметитового состава часто обволакивают кристаллы доломита. В более чистых карбонатных разностях встречаются аутигенные глинистые минералы, образовавшиеся в микропустотах размером 5-10 мкм. В глинистой массе часто отмечаются скопления фрамбондов и отдельных кристаллов пирита. Коллекторские свойства темной части породы близки к таковым в светлой части.

Исследования этих пород с помощью растрового электронного микроскопа дают возможность заключить, что темные и светлые прослои являются реликтами циано-бактериальных матов, которые формировались в изолированных частях бассейна с низкой гидродинамической активностью [22, 35, 36].

Как было отмечено выше, породы-коллекторы нижнего кембрия осинского горизонта состоят из двух частей – темной и светлой. Нами были детально изучены закономерности распределения наиболее информативных при геохимических исследованиях УВ-биомаркеров и УВ алмазоподобного строения на молекулярном уровне отдельно (темная и светлая часть) как в растворимой части, так и в продуктах термоллиза керогена ОВ пород-коллекторов. Более того, для сравнения были изучены закономерности распределения тех же УВ и в нижнекембрийских нефтях той же площади.

Рассмотрим закономерности распределения углеводородов различного класса как в растворимой части, так и в продуктах термоллиза керогена ОВ пород, а также в нефтях.

*n*-Алканы и изопренаны. В табл. 1 и рис. 2 представлены средние данные по распределению *n*-алканов и изопренанов в растворимом ОВ и продуктах термоллиза керогена ОВ как темной, так и светлой части пород. Также представлено распределение тех же УВ в нефтях, залегающих в нижнекембрийских отложениях той же площади. Нетрудно заметить очень близкое распределение *n*-алканов и изопренанов в ОВ пород до и после термоллиза керогена с нефтями. Величина отношения генетического показателя пристан/фитан во всех случаях очень близкая и варьирует в пределах 0,75-0,88. Такая величина характерна для ОВ морского генезиса. Видно, что во всех случаях наблюдается мономодальное распределение *n*-алканов состава C<sub>10</sub>-C<sub>36</sub> с максимумом на C<sub>23</sub>. Вместе с тем в продуктах термоллиза керогена среди высокомолекулярных *n*-алканов наблюдается некоторое превалирование высокомолекулярных *n*-алканов с нечетным числом атомов углерода в молекуле над *n*-алканов с четным числом атомов в молекуле. Величина K<sup>2</sup><sub>неч</sub> в растворимой части темной и светлой частей породы равна 1,36 и 1,23, в то время как в продуктах термоллиза керогена она несколько выше – 1,42 и 1,55 соответственно (табл. 1). Это, вероятно, связано с более низкой степенью зрелости керогена [8, 10, 37].

Интересно отметить, что в продуктах термоллиза керогена обнаружен сквален (2,6,10,15,19,23-гексаметилтетракоза-2,6,10,14,18,22-гексаен), гидрированный аналог которого

Табл. 1. Геохимическая характеристика ОВ пород нижнего кембрия (Восточная Сибирь), продуктов термоллиза керогена этих пород и нефтей по n-алканам и изопренам (средние значения)

Table 1. Geochemical characteristics of OM of rocks, thermolysis products of kerogen and the lower Cambrian (Eastern Siberia) oils by n-alkanes and isoprenanes (medium values)

| Образец                      | $\frac{\text{пристан}}{\text{фитан}}$ | $\frac{\text{пристан}}{\text{n} - \text{C}_{17}}$ | $\frac{\text{фитан}}{\text{n} - \text{C}_{18}}$ | $\frac{\text{пристан} + \text{фитан}}{\text{n} - \text{C}_{17} + \text{n} - \text{C}_{18}}$ | $K^1_{\text{нефет.}}$ | $K^2_{\text{нефет.}}$ | Сквален*/n-C <sub>28</sub> |
|------------------------------|---------------------------------------|---|---|---|-----------------------|-----------------------|----------------------------|
| Темная часть                 |                                       |   |   |   |                       |                       |                            |
| Растворимое ОВ               | 0,75                                  | 0,29  | 0,70  | 0,44  | 1,59                  | 1,36                  | 0,37                       |
| Продукты термоллиза керогена | 0,81                                  | 0,34  | 0,55  | 0,43  | 1,09                  | 1,42                  | 2,02                       |
| Светлая часть                |                                       |   |   |   |                       |                       |                            |
| Растворимое ОВ               | 0,88                                  | 0,37  | 0,66  | 0,48  | 1,08                  | 1,23                  | 0,08                       |
| Продукты термоллиза керогена | 0,79                                  | 0,42  | 0,58  | 0,50  | 1,02                  | 1,55                  | 1,72                       |
| Исходная часть               |                                       |   |   |   |                       |                       |                            |
| Растворимое ОВ               | 0,84                                  | 0,34  | 0,62  | 0,45  | 1,30                  | 1,22                  | 0,36                       |
| Нефть                        | 0,83                                  | 0,39  | 0,74  | 0,52  | 1,42                  | 1,19                  | 0,18                       |

Примечание:  $K^1_{\text{нефет.}} = (\text{n-C}_{13} + \text{n-C}_{15} + \text{n-C}_{17} + \text{n-C}_{19} + \text{n-C}_{21}) / (\text{n-C}_{14} + \text{n-C}_{16} + \text{n-C}_{18} + \text{n-C}_{20} + \text{n-C}_{22})$ ,  $K^2_{\text{нефет.}} = (\text{n-C}_{25} + \text{n-C}_{27} + \text{n-C}_{29} + \text{n-C}_{31} + \text{n-C}_{33}) / (\text{n-C}_{26} + \text{n-C}_{28} + \text{n-C}_{30} + \text{n-C}_{32} + \text{n-C}_{34})$ , \*сквален (2,6,10,15,19,23-гексаметилтетракоза-2,6,10,14,18,22-гексаен).

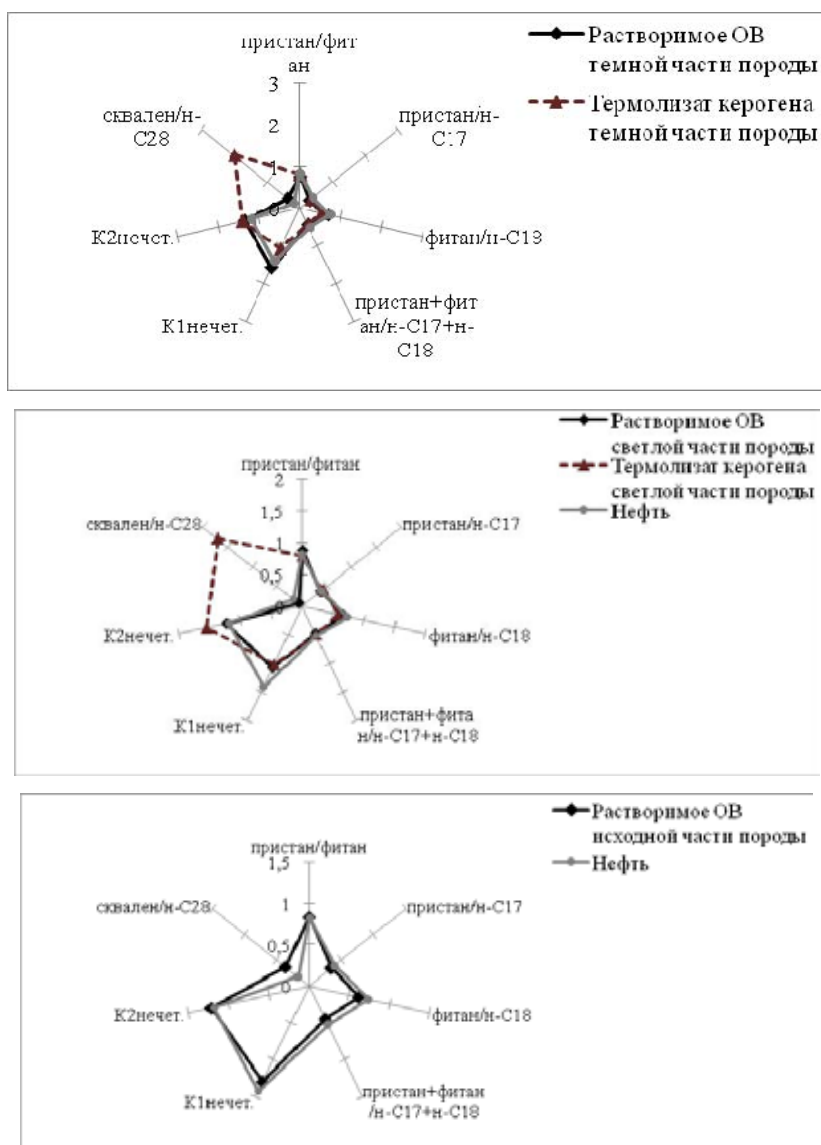


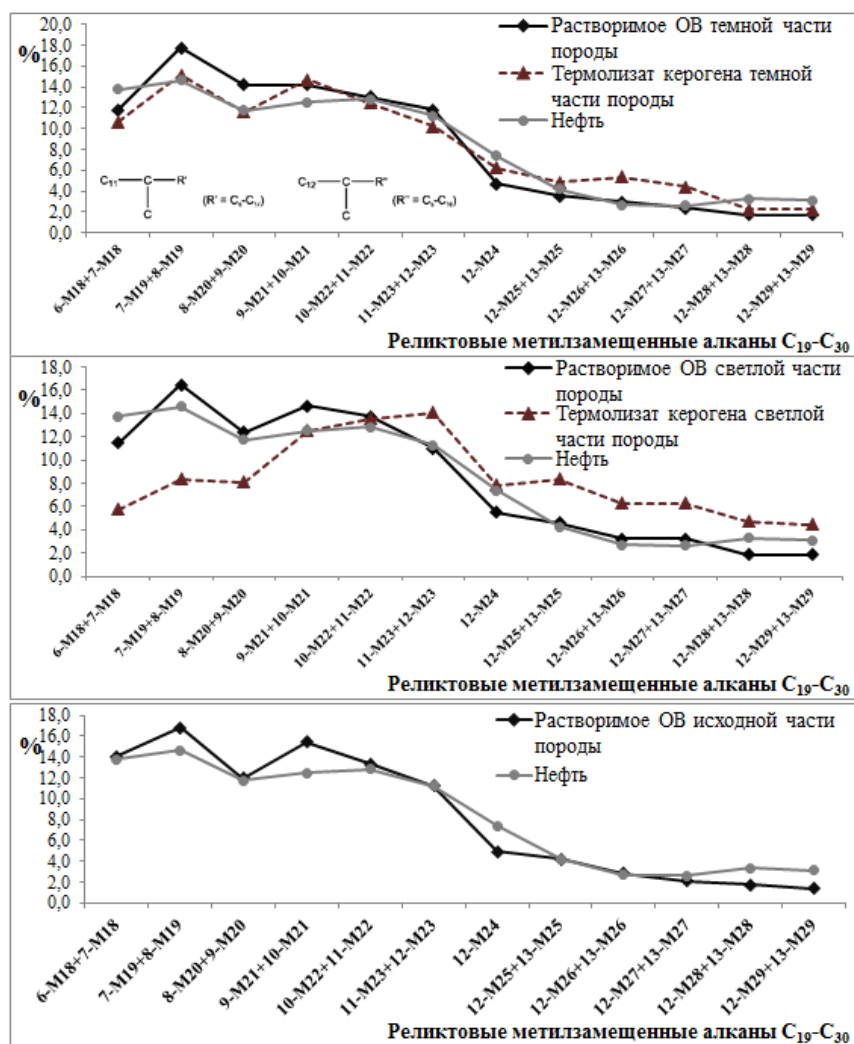
Рис. 2. Геохимическая характеристика растворимого ОБ пород, продуктов термолиза керогена этих пород и нефтей нижнего кембрия по n-алканам и изопренамам (средние значения)

Fig. 2. Geochemical characteristics of EOM, thermolysis products of the kerogen of rocks and lower Cambrian oils by n-alkanes and isoprenanes (medium values)

(2,6,10,15,19,23-гексаметилтетракозан – сквалан) находится в некоторых нефтях морского генезиса. Важно отметить и то, что значительные количества сквалена нами были обнаружены как в растворимой части, так и в продуктах термолиза нерастворимой части различных штаммов архей и бактерий [38–41]. Относительное содержание сквалена мы оценивали по величине его отношения к наиболее близко кипящему УВ – н-С<sub>28</sub> (сквален/н-С<sub>28</sub>). Эта величина отношения в растворимой темной и светлой частях составляет 0,08 и 0,37 соответственно; в продуктах термолиза керогена темной и светлой части она выше – 2,02 и 1,72 соответственно. В нефтях этой же площади величина отношения сквален/н-С<sub>28</sub> значительно ниже и колеблется в преде-

лах 0,17-0,20. Относительно высокие концентрации сквалена в продуктах термоллиза керогена, вероятно, связаны с тем, что этот УВ керогеном полностью высвобождается в более жестких условиях.

*12- и 13-метилалканы.* Присутствие гомологических рядов 12- и 13-метилалканов состава  $C_{24}-C_{30}$  и  $C_{26}-C_{30}$  соответственно, а также продуктов их распада – гомологических рядов  $C_{19}-C_{24}$ , начиная с 6- и 7-метилоктадеканов, характерно только для нефтей и ОВ пород докембрийских толщ Сибирской платформы [10, 23, 42, 43]. На рис. 3 видно близкое распределение этих углеводородов во всех изученных образцах ОВ пород и нефтей с преобладанием метилалканов с четным числом атомов углерода в молекуле  $C_{20}$  и  $C_{22}$ .



Примечание: М – метил.

Рис. 3. Распределение реликтовых метилалканов  $C_{19}-C_{30}$  в растворимом ОВ пород, в продуктах термоллиза керогена пород и в нефтях нижнего кембрия (средние значения)

Fig. 3. Distribution of relict methylalkanes  $C_{19}-C_{30}$  in soluble OM, thermolysis products of kerogen and the lower Cambrian oils (medium values)



*n*-Алкилбензолы. Весьма информативны для решения вопросов происхождения углеводородов нефти моноалкилароматические углеводороды [10]. В частности, нами в продуктах термических и термокаталитических превращений нерастворимой части биомассы бактерий *Arthrobactersp.* RV и *Pseudomonasaeruginosa* RM идентифицирован гомологический ряд *n*-алкилбензолов C<sub>9</sub>–C<sub>23</sub> и показано, что они также являются углеводородами-биомаркерами.

На рис. 4 представлено распределение *n*-алкилбензолов в ОВ пород и нефтей. Во всех случаях наблюдается близкое распределение *n*-алкилбензолов с преобладанием УВ с нечетным числом атомов углерода в молекуле (C<sub>17</sub>, C<sub>19</sub>, C<sub>21</sub> и C<sub>23</sub>).

*Стераны и терпаны.* Распределение стеранов и терпанов как в хлороформенном битумоиде, так и в продуктах термолитиза керогена ОВ пород, а также нефтях той же площади очень близкое (табл. 2, 3; рис. 5, 6). Типичные масс-хроматограммы стеранов и терпанов представлены на рис. 5 и 6. Величина отношения C<sub>28</sub>/C<sub>29</sub> во всех случаях варьирует в пределах 0,26–0,31, что соответствует, по мнению Грандхама [44], нижнекембрийскому возрасту. Величина отношения диа/рег стеранов колеблется в пределах 0,14–0,23. Это свидетельствует о том, что осадконакопление происходило преимущественно в карбонатных толщах (такой вывод полно-

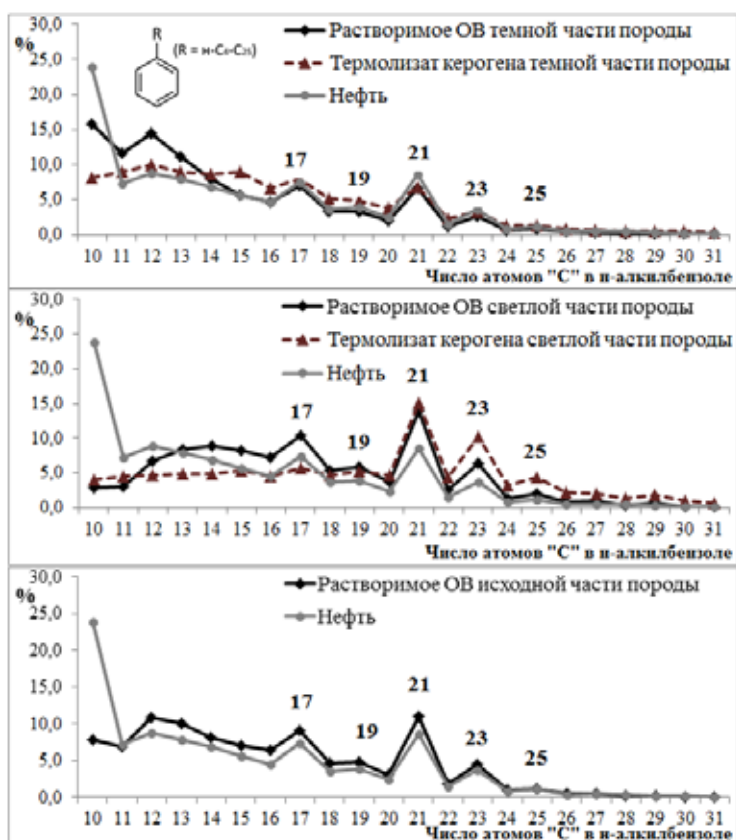


Рис. 4. Распределение *n*-алкилбензолов в растворимом ОВ пород, продуктах термолитиза керогена и в нефтях нижнего кембрия (средние значения) (по данным ХМС)

Fig. 4. Distribution of *n*-alkylbenzenes in EOM, thermolysis products of kerogen and the lower Cambrian oils (medium values)

Таблица. 2. Геохимическая характеристика ОБ пород нижнего кембрия (Восточная Сибирь), продуктов термоллиза керогена и нефтей по стернам (средние значения) (по данным ГХ-МС)

Table 2. Geochemical characteristics of OM, thermolysis products of kerogen and lower Cambrian (Eastern Siberia) oils by steranes (m/z 217) (medium values)

| Образец        |                              | Регулярные стераны |                 |                        |                   |          |          |
|----------------|------------------------------|--------------------|-----------------|------------------------|-------------------|----------|----------|
|                |                              | $C_{27}/C_{29}$    | $C_{28}/C_{29}$ | $C_{27}:C_{28}:C_{29}$ | K <sup>3</sup> зр | $C_{29}$ | $C_{27}$ |
| Темная часть   | Растворимое ОБ               | 0,25               | 0,29            | 16:19:65               | 0,51              | 0,79     | 0,14     |
|                | Продукты термоллиза керогена | 0,27               | 0,31            | 17:20:63               | 0,48              | 0,76     | 0,22     |
| Светлая часть  | Растворимое ОБ               | 0,25               | 0,30            | 16:19:65               | 0,52              | 0,82     | 0,19     |
|                | Продукты термоллиза керогена | 0,25               | 0,30            | 16:19:65               | 0,48              | 0,78     | 0,17     |
| Исходная часть | Битумоид «А»                 | 0,26               | 0,29            | 17:19:64               | 0,51              | 0,81     | 0,18     |
|                | Нефть                        | 0,24               | 0,26            | 15:20:65               | 0,52              | 0,82     | 0,23     |

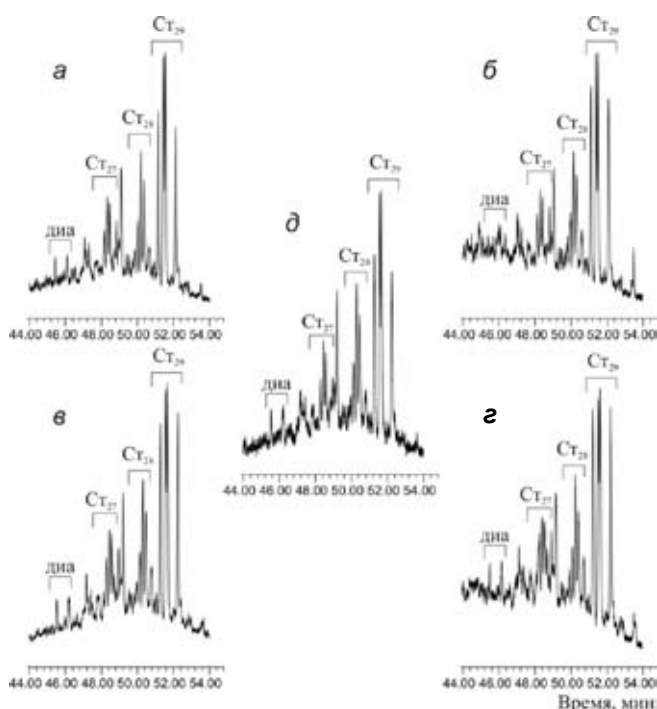
Примечание: K<sup>3</sup>зр=  $\alpha S/(\alpha S+\alpha R)$ , K<sup>3</sup>зр=  $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha R)$ , диа/рег (диахолестаны 10 $\alpha$ 13 $\beta$ 17  $\alpha$ 20S и 20RC<sub>27</sub>),  $C_{27}:C_{28}:C_{29}$  – регулярные стераны  $C_{27}$ ,  $C_{28}$ ,  $C_{29}$ .

Табл. 3. Геохимическая характеристика ОБ пород нижнего кембрия (Восточная Сибирь) до и после термоллиза керогена и в нефти по терпанам (средние значения) (по данным ГХ-МС)

Table 3. Geochemical characteristics of OM before and after thermolysis of kerogen and lower Cambrian (Eastern Siberia) oils by terpanes (m/z 191) (medium values)

| Образец        |                              | Ts/Tm | $\Gamma_{29}/\Gamma_{30}$ | нео Ад/Ад | $\Gamma_{27}:\Gamma_{29}:\Gamma_{30}:\Gamma_{31}$ | три/пента | тетра/три | $\Gamma_{30}/C_{T29}$ |
|----------------|------------------------------|-------|---------------------------|-----------|---|-----------|-----------|-----------------------|
|                |                              |       |                           |           |   |           |           |                       |
| Светлая часть  | Растворимое ОБ               | 1,08  | 0,67                      | 0,94      | 25:16:24:10                                       | 3,08      | 0,34      | 0,23                  |
|                | Продукты термоллиза керогена | 1,17  | 0,88                      | 1,0       | 27:22:24:27                                       | 4,58      | 0,32      | 0,11                  |
| Исходная часть | Растворимое ОБ               | 0,74  | 0,55                      | 0,70      | 25:21:37:17                                       | 1,16      | 0,35      | 0,33                  |
|                | Нефть                        | 1,37  | 0,78                      | 0,78      | 35:19:24:22                                       | 6,38      | 0,28      | 0,18                  |
|                |                              | 1,39  | 0,82                      | 1,79      | 30:16:20:34                                       | 6,48      | 0,34      | 0,1                   |

Примечание: Ts – 22,29,30-трисноргопан – 17 $\alpha$ -метил, 18 $\alpha$ ; Tm – 22,29,30-трисноргопан – 18 $\alpha$ -метил, 17 $\alpha$ ;  $\Gamma$  – гопан –  $C_{30}$  – 17 $\alpha$ , 21 $\beta$ ; Три – трициклический терпан  $C_{23}$  – 13 $\beta$ , 14 $\alpha$ , Тетра – тетрациклический терпан  $C_{24}$  – 13 $\beta$ , 14 $\alpha$ , Пента – гопан  $C_{25}$ .



Примечание: Ст – регулярные стераны  $C_{27}$ – $C_{29}$ , диа – диастераны.

Рис. 5. Типичные масс-хроматограммы стеранов ( $m/z$  217) в растворимом ОВ светлой (а) и темной (б) частей исследованных пород, продуктах термоллиза керогена светлой (в) и темной части (г) пород и нефтях (д)

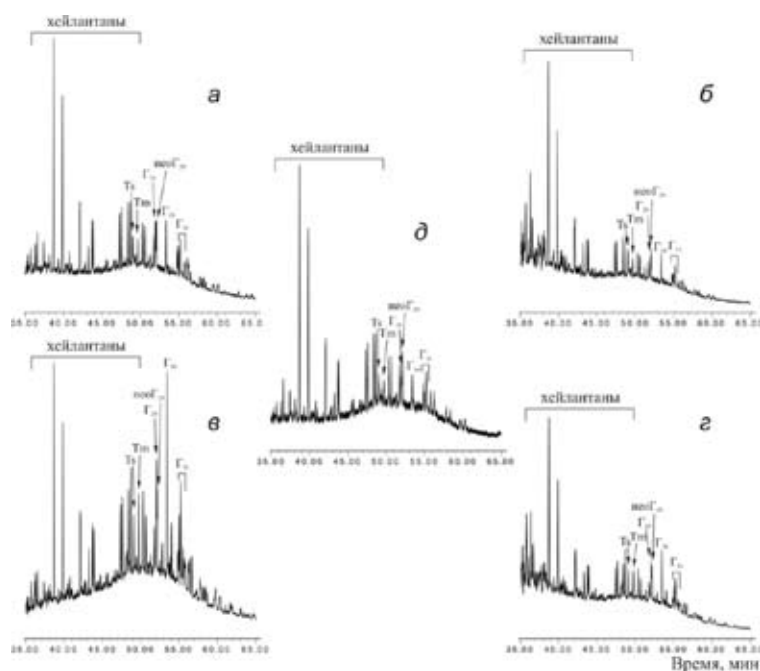
Fig. 5. Typical mass-chromatograms of steranes ( $m/z$  217) in the EOM of the light (a) and dark (б) parts of the rocks, thermolysis products of the light (в) and dark part of the kerogen (г) and oils (д)

стью соответствует литологическим данным). Стерановые коэффициенты зрелости  $K^{1zr}$  и  $K^{2zr}$  варьируют в пределах 0,48–0,53 и 0,76–0,83 соответственно и практически полностью достигли термодинамической равновесной концентрации – «нефтяного окна» [7, 9].

Среди терпанов также наблюдается довольно близкое распределение как в хлороформенном битумоиде, так и в продуктах термоллиза керогена ОВ пород и нефтях (табл. 3, рис. 6), за исключением величины отношения неоадиантан/адиантан, которая составляет в среднем 1.14 для растворимого ОВ против 0.82 в продуктах термоллиза керогена и 1.79 – в нефтях. Не исключено, что это связано с более высокой зрелостью нефти по сравнению с растворимым ОВ и продуктами термоллиза керогена [8, 10].

Интересно отметить, что величина отношения хейлантанов к гопанам (три/пентациклические терпаны) в нефтях и ОВ пород варьирует в пределах 4.58–6.92 (табл. 3). В то же время в продуктах термоллиза керогена светлой и темной частей пород наблюдается значительно меньшее относительное содержание гопана: отношение три/пента составляет 1.16–3.08. Можно предположить, что это связано с тем, что кероген с большим трудом высвобождает гопан.

*Адамантаны.* Несмотря на то что углеводороды ряда адамантана из-за отсутствия таких структур в биосинтезируемом веществе не являются биомаркерами, базируясь на закономерностях их распределения, можно судить об исходном ОВ [45–53]. На рис. 7 видно, что наблюда-



Примечание: Г<sub>29</sub>–адиантан, неоГ<sub>29</sub>–неоадиантан, Г<sub>30</sub>–гопаны, Г<sub>31</sub>–гомогопан, Тс–18α(Н)-22,29,30-триснорметилгопан, Г<sub>m</sub> – 17α(Н)-22,29,30-триснорметилгопан.

Рис. 6. Типичные масс-хроматограммы терпанов ( $m/z$  191) в растворимом ОВ светлой (а) и темной (б) частей исследованных пород, продуктах термолиза керогена светлой (в) и темной (г) частей пород и в нефтях (д)

Fig. 6. Typical mass-chromatograms of terpanes ( $m/z$  191) in the EOM of the light (a) and dark (б) parts of the rocks, the thermolysis products of the light kerogen (в) and the dark part (г) of the rocks and in the oils (д)

ется практически полное совпадение группового состава адамантанов состава C<sub>10</sub>:C<sub>11</sub>:C<sub>12</sub>:C<sub>13</sub> во всех изученных образцах ОВ пород и нефтей.

Таким образом, наблюдается удивительное совпадение по относительному распределению алифатических и циклических углеводородов-биомаркеров, а также других УВ как в растворимой части, так и в продуктах термолиза керогена ОВ пород-коллекторов нижнекембрийских отложений осинского горизонта (темная и светлая части) с их распределением в нижнекембрийских нефтях этой же площади. Такое совпадение, скорее всего, обусловлено тем, что образовавшиеся из керогена УВ не эмигрировали из нефтематеринских толщ в породы-коллекторы (так как в этом случае должно было измениться их относительное содержание), а остались там же, где и генерировались.

### Заключение

На основании результатов литолого-петрофизических исследований карбонатных пород-коллекторов нижнего кембрия осинского горизонта Восточной Сибири и детального изучения закономерностей распределения углеводородов-биомаркеров и других углеводородов как в растворимой части, так в продуктах термолиза керогена ОВ пород-коллекторов и нефтей показало их полное генетическое сходство. Таким образом, можно заключить, что нижнекембрийские

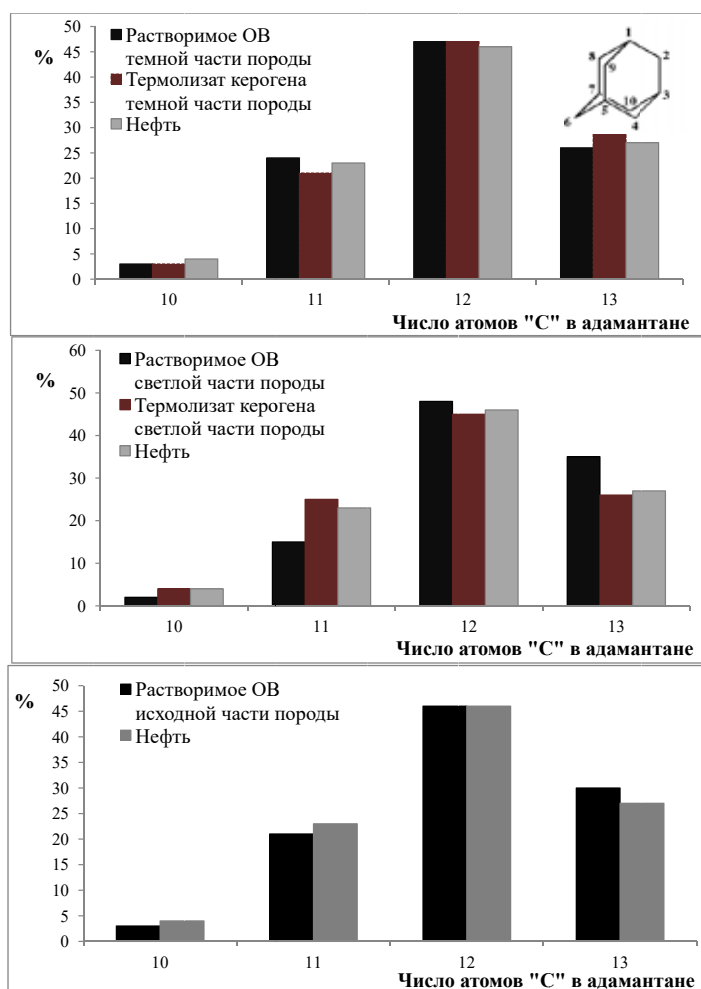


Рис. 7. Распределение адамантанов  $C_{10}$ - $C_{13}$  в растворимом ОВ пород, в продуктах термолиза керогена и в нефтях нижнего кембрия (средние значения)

Fig. 7. The distribution of adamantanes  $C_{10}$ - $C_{13}$  in EOM, the thermolysis products of kerogen and the lower Cambrian oils (medium values)

карбонатные породы-коллекторы осинского горизонта являются одновременно и нефтематеринскими толщами.

Полученные результаты свидетельствуют о пересмотре представлений о нефтематеринских толщах юга Сибирской платформы и тем самым расширяют возможности поиска и разведки новых нефтяных месторождений.

*Работа выполнена при финансовой поддержке со стороны Минобрнауки России в рамках выполнения базовой части государственного задания (проект № 4.5438.2017/БЧ).*

#### Список литературы

1. Добрынин В.М., Мартынов В.Г. Комплексное изучение свойств глинистых коллекторов баженовской свиты. *Коллектора нефти и газа и флюидоупоры: сб. Сибирского отд. АН СССР.*

Новосибирск, 1983. [Dobrynin V.M., Martynov V.G. Comprehensive study of the properties of clay reservoirs of the Bazhenov formation. *Oil & Gas Manifold & Fluoric Bond: Sat. Siberian Dep.* Academy of Sciences of the USSR. Novosibirsk, 1983. (In Russ.)]

2. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М.: Мир, 1981. 501 с. [Tissot B., Welte D. Formation and distribution of oil. М.: Мир, 1981. 501 p. (In Russ.)]

3. Хант Дж.М. Геохимия и геология нефти и газа. М.: Мир, 1982. 704 с. [Hunt J.M. Geochemistry and geology of oil and gas. М.: Мир, 1982. 704 p. (In Russ.)]

4. Баженова Т.К. Учение о нефтегазоматеринских свитах как основа теории нефтегазообразования (онтологический, филогенетический и онтогенетический аспекты). *Нефтегазовая геология. Теория и практика 2017*. Т. 12(1). [Bazhenova T.K. The doctrine of the oil and gas source suites as the basis of the theory of oil and gas formation (ontological, phylogenetic and ontogenetic aspects). *Oil and gas geology. Theory and Practice 2017*. Vol. 12 (1). (In Russ.)]

5. Конторович А.Э. Очерки теории нафтидогенеза: Избранные статьи. Науч. ред. д-р геол.-мин. наук С.Г. Неручев. Новосибирск: Изд-во СО РАН, Гео, 2004. 545 с. [Kontorovich A.E. Studies on the theory of naphthidegenesis: Selected articles Novosibirsk: Publishing House of the SB RAS, Geo, 2004. 545 p. (In Russ.)]

6. Матвеева И.А., Иванов В.Ф., Гордадзе Г.Н. Стераны состава  $C_{21}$ – $C_{22}$  – дополнительный критерий определения нефтематеринских толщ. *Нефтехимия 1998*. Т. 38(2), С. 90-94. [Matveeva I.A., Ivanov V.F., Gordadze G.N.  $C_{21}$  –  $C_{22}$  steranes are an additional criterion for determining source formations. *Petroleum Chemistry 1998*. Vol. 38 (2), P. 90-94. (In Russ.)]

7. Waples D.W., Machihara T. Biomarkers for geologist. A practical guide to the application of steranes and triterpanes in petroleum geology. *AAPG Methods in Exploration Series 9. Tulsa, Oklahoma: American Association of Petroleum Geologists 1991*. P. 91.

8. Гордадзе Г.Н. Термолиз органического вещества в нефтегазопоисковой геохимии. М.: ИГиРГИ, 2002. 336 с. [Gordadze G.N. Thermolysis of organic matter in oil and gas geochemistry. М.: IGIRGI, 2002. 336 p. (In Russ.)]

9. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. Second Edition. Prentice Hall, Cambridge University Press, 2005. 1132 p.

10. Гордадзе Г.Н. Углеводороды в нефтяной геохимии. Теория и практика. М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. 559 с. [Gordadze G.N. Hydrocarbons in petroleum geochemistry. Theory and practice. М.: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2015. 559 p. (In Russ.)]

11. Bazhenova O.K., Arefiev O.A. Immature oil sare products of early catagenic of bacterial-algaeorganic matter. *Organic Geochemistry 1990*. Vol. 16(1-3), P. 307-311.

12. Петров Ал.А. Нефти ранних этапов генерации. *Геология нефти и газа 1988*. № 10, С. 50. [Petrov Al. A. Oil early stages of generation. *Oil and gas Geology 1988*. No. 10, P. 50. (In Russ.)]

13. Гордадзе Г.Н., Петров Ал.А Исследование углеводородного состава продуктов термолиза Западно-Сибирских нефтей. *Геология нефти и газа 1986*. № 3, С. 31-33. [Gordadze G.N., Petrov Al.A. Investigation of the hydrocarbon composition of the products of thermolysis of West Siberian oils. *Geology of oil and gas 1986*. No. 3, P. 31-33. (In Russ.)]

14. Gordadze G.N., Kerimov V.Yu., Giruts M.V., Poshibaeva A.R., Koshelev V.N. Genesis of the asphaltite of the Ivanovskoe field in the Orenburg region, Russia. *Fuel 2018*. Vol. 216, P. 835–842.

15. Калинин М.К. Геология и геохимия нафтидов. М: Недра, 1987. 242 с. [Kalinko M.K. Geology and geochemistry of naphthides. M: Nedra, 1987. 242 с. (In Russ.)]
16. Peters K.E., David J.C., Marek K. An overview of basin and petroleum system modeling: Definitions and concepts. *Basin modeling: New horizons in research and applications: AAPG Hedberg Series 2012*. Vol.4, P. 1-16.
17. Fowler M.G., Douglas A.G. Saturated hydrocarbon biomarkers in oils of Late Precambrian age from Eastern Siberia. *Organic Geochemistry 1987*. Vol. 11, P. 201-213.
18. Конторович А.Э., Петерс К.Е., Молдован Дж.М. и др. Углеводороды-биомаркеры в нефтях Среднего Приобья (Западная Сибирь). *Геология и геофизика 1991*. № 10, С. 3-34. [Kontorovich A.E., Peters K.E., Moldovan J.M. etc. Hydrocarbon biomarkers in oils of the Middle Ob (Western Siberia). *Geology and Geophysics 1991*. № 10, P. 3-34. (In Russ.)]
19. Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Тимошина И.Д., Махнева Е.А. Семейства верхнедокембрийских и кембрийских нефтей Сибирской платформы. *Докл. РАН 2000*. Т. 370(1), С. 92-95. [Kontorovich A.E., Melenevsky V.N., Timoshina I.D., Makhneva E.A. Families of the Upper Precambrian and Cambrian oils of the Siberian platform. *Report RAS 2000*. Vol. 370 (1), P. 92-95. (In Russ.)]
20. 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. [Timoshina I.D. Geochemistry of organic matter of oil-producing rocks and oils of the Upper Precambrian of southern Eastern Siberia. *Geology and Geophysics 2004*. Vol. 45 (7), P. 901-910. (In Russ.)]
21. Аркадьева О.В., Гильдин С.М. Микрофитологическая характеристика галогенно-карбонатных пород осинского горизонта Нижнего Приангарья Восточной Сибири. *Нефтегазовая геология. Теория и практика 2010*. Т. 5(1). [Arkadieva O.V., Gildin S.M. Microphytologic characteristic of the Osinsk horizon halogenic-carbonate rocks, nizhneepreangarie, East Siberia. *Oil and gas geology. Theory and Practice 2010*. Vol. 5 (1). (In Russ.)]
22. Perri E., Spadafora A. Evidence of microbial biomineralization in modern and ancient stromatolites. *Stromatolites: Interaction of Microbes with Sediments 2011*. Vol. 18, P. 631-649.
23. Каширцев В.А. Новые и редкие стерановые и терпановые углеводороды в нефтях Непско-Ботубобинской антеклизы (Восточная Сибирь). *Нефтехимия 2013*. Т. 53(1), С. 3-10. [Kashirtsev V.A. New and less common sterane and terpane hydrocarbons in oils from the Nera-Botuoba antecline (Eastern Siberia). *Petroleum Chemistry 2013*. Vol. 53 (1), P. 3-10. (In Russ.)]
24. Баженова Т.К., Дахнова М.В., Жеглова Т.П. Нефтематеринские формации, нефти и газы докембрия и нижнего-среднего кембрия Сибирской платформы. Под ред. д-ра геол.-минерал. наук А.И. Варламова; канд. геол.-минерал. наук А.П. Афанасенкова. М.: ВНИГНИ, 2014. 128 с. [Bazhenova T.K., Dakhnova M.V., Zheglova, T.P. Oil source formations, oil and gases of Precambrian and lower-middle Cambrian of the Siberian platform. М.: VNIIGNI, 2014. 128 p. (In Russ.)]
25. Каширцев В.А., Конторович А.Э., Ким Н.С., Чалая О.Н., Зуева И.Н. Стераны в неопротерозойских нефтях Непско-Ботубобинской антеклизы Сибирской платформы и Южно-Оманского соленосного бассейна Аравийской платформы. *Нефтехимия 2015*. Т. 55(3), С. 197-205. [Kashirtsev V.A., Kontorovich A.E., Kim N.S., Chalaya O.N., Zueva I.N. Steranes in Neoproterozoic

Oils from the Nepa-Botuoba Anticline in the Siberian Platform and the South Oman Salt Basin in the Arabian Platform. *Petroleum Chemistry* 2015. Vol. 55 (3), P. 186-194. (In Russ.)]

26. Luo G., Hallmann Ch., Xie Sh., Ruan X., Summons R.E. Comparative microbial diversity and redox environments of black shale and trolite facies in the Mesoproterozoic Xiamaling Formation. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 2015. Vol. 151, P. 150-167.

27. Парфенова Т.М., Меленевский В.Н., Коровников И.В. Геохимия органического вещества пород сэктэнской свиты нижнего и среднего кембрия (чекуровская антиклиналь, северо-восток Сибирской платформы). *Геология нефти и газа* 2016. № 6, С. 97-106. [Parfenova T.M., Melenevsky V.N., Korovnikov I.V. Geochemistry of organic matter in rocks of the Sekentsky Formation of the Lower and Middle Cambrian (Chekurov anticline, northeast of the Siberian platform). *Oil and Gas Geology* 2016. No. 6, P. 97-106. (In Russ.)]

28. Гордадзе Г.Н., Керимов В.Ю., Гайдук А.В., Гируц М.В., Лобусев М.А., Серов С.Г., Кузнецов Н.Б., Романюк Т.В. Углеводороды-биомаркеры и углеводороды алмазоподобного строения из позднекембрийских и нижнекембрийских пород катангской седловины (Сибирская платформа). *Геохимия* 2017. Т. 55, № 4, С. 335-343. [Gordadze G.N., Kerimov V.Yu., Gaiduk A.V., Giruts M.V., Lobusev M.A., Serov S.G., Kuznetsov N.B., Romanyuk T.V. Hydrocarbon-biomarkers and Diamondoid Hydrocarbons from Late Precambrian and Lower Cambrian Rocks of the Katanga Saddle (Siberian Platform). *Geochemistry International* 2017. Vol. 55(4), P. 360-366. (In Russ.)]

29. Kuznetsov V.G., Postnikova O.V. Geometry and Internal Structure of Subsurface Lower Cambrian Reefs of the Siberian Platform: Osinsky Horizon (Aldanian), Nepsko-Botoubinsky Anticline, Southern Central Siberia. *Facies* 1988. Vol. 19(1), P. 259-269.

30. Постникова О.В., Фомичева Л.Н., Соловьева Л.В., Пошибаев В.В., Коновальцева Е.С. Природные резервуары рифей-венд-кембрийского осадочного бассейна юга Сибирской платформы: особенности строения и закономерности размещения. *Геология нефти и газа* 2010. С. 54-64. [Postnikova O.V., Fomicheva L.N., Soloveva L.V., Poshibaev V.V., Konovaltseva E.S. Natural reservoirs of the Riphean-Vendian-Cambrian sedimentary basin of the south of the Siberian platform: structural features and patterns of location. *Oil and Gas Geology* 2010, P. 54-64. (In Russ.)]

31. Постникова О.В., Китаева И.А., Репина М.О., Омельченко О.В. Влияние вторичных преобразований на формирование коллекторских свойств осинского горизонта Непско-Ботубинской антеклизы. *Территория нефти и газа* 2012. № 11, С. 18-21. [Postnikova O.V., Kitaeva I.A., Repina M.O., Omelchenko O.V. The influence of secondary transformations on the formation of reservoir properties of the Osinsk horizon of the Nepsko-Botuobinsky anticline. *The territory of oil and gas* 2012. No 11, P. 18-21. (In Russ.)]

32. Кузнецов А.С., Китаева И.А. Минералогические особенности карбонатных пород-коллекторов осинского горизонта Непско-Ботубинской антеклизы. *Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина* 2017. № 2, С. 45-56. [Kuznetsov A.S., Kitaeva I.A. Mineralogical features of carbonate reservoir rocks of the Osinsk horizon of the Nepsko-Botuobinsky anticline. *Proceedings of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas* 2017. No. 2, P. 45-56. (In Russ.)]

33. Шибина Т.Д., Белоновская Л.Г., Пестова А.Н., Климова Е.В., Хазикова Л.А., Яковлева А.А. Литолого-петрографические особенности низкопроницаемых карбонатных толщ древ-



них платформ в связи с их нефтегазоносностью. *Нефтегазовая геология. Теория и практика* 2016. Т. 11(3), С. 1-28. [Shibina T.D., Belonovskaya L.G., Pestova A.N., Klimova E.V., Khazikova L.A., Yakovleva A.A. Litho-petrographic features of low-permeable carbonate strata of ancient platforms in connection with their petroleum potential. *Oil and gas geology. Theory and Practice* 2016. Vol. 11(3), P. 1-28. (In Russ.)]

34. Kerner A., Debrenne F., Vignes-Lebbe R. Cambrian archaeocya than metazoans: revision of morphological characters and standardization of genus description stoestablish an online identification tool. *Zookeys* 2011. No. 150, P. 381-395.

35. Perri E., Tucker M.E., Spadafora A. Carbonate organo-mineral micro- and ultrastructures in sub-fossil stromatolites: Marion lake, South Australia. *Geobiology* 2012. No. 10, P. 105-117.

36. Розанов А.Ю. Бактериальная палеонтология. М.: ПИНРАН, 2002. 188 с. [Rozanov A.Yu. Bacterial paleontology. М.: PIN of RAS, 2002. 188 p. (In Russ.)]

37. Гордадзе Г.Н., Русинова Г.В. Достоверность оценки степени зрелости органического вещества по углеводородам-биомаркерам. *Материалы V Международной конференции «Химия нефти и газа». Томск, ИХН СО РАН, 2003. С. 127–129.* [Gordadze G.N., Rusinova G.V. The reliability of the assessment of the degree of maturity of organic matter by hydrocarbon biomarkers. Proceedings of the V International Conference “Chemistry of Oil and Gas”, Tomsk, Institute of Petroleum Chemistry RAS. 2003, P. 127–129. (In Russ.)]

38. Гордадзе Г.Н., Пошибаева А.Р., Гируц М.В., Первалова А.А., Кошелев В.Н. Образование углеводородов нефти из биомассы прокариот. Сообщение 1. Образование нефтяных углеводородов-биомаркеров из биомассы архей *Thermoplasmas*. *Нефтехимия* 2018. Т. 58(2), С. 135-139. [Gordadze G.N., Poshibaeva A.R., Giruts M.V., Perevalova A.A., Koshelev V.N. Formation of Petroleum Hydrocarbons from Prokaryote Biomass: 1. Formation of Petroleum Biomarker Hydrocarbons from *Thermoplasma* Archaea Biomass. *Petroleum Chemistry* 2018. Vol. 58(3), P. 186–189. (In Russ.)].

39. Гируц М.В., Гордадзе Г.Н., Строева А.Р., Стоколос О.А., Богатырев С.О., Кошелев В.Н. Генерация углеводородов алмазоподобного строения из биомассы бактерий. *Химия и технология топлив и масел* 2014. № 4, С. 15-20. [Giruts M.V., Gordadze G.N., Stroeveva A.R., Stokolos O.A., Bogatyrev S.O., Koshelev V.N. The generation of hydrocarbons of diamond-like structure from the bacteriabiomass. *Chemistry and technology of fuels and oils* 2014. No 4, P. 15-20. (In Russ.)]

40. Строева А.Р., Гируц М.В., Кошелев В.Н., Гордадзе Г.Н. Бактериальный синтез n-алканов с нечетным числом атомов углерода в молекуле. *Нефтехимия* 2013. Т. 53(5), С. 374-377. [Stroeveva A.R., Giruts M.V., Koshelev V.N. and Gordadze G.N. Bacterial synthesis of n-alkanes with an odd number of carbon atoms in the molecule. *Petroleum Chemistry* 2013. Vol. 53(5), P. 331–334. (In Russ.)]

41. Строева А.Р., Гируц М.В., Кошелев В.Н., Гордадзе Г.Н. Моделирование процессов образования нефтяных углеводородов-биомаркеров путем термоллиза и термокатализа биомассы бактерий. *Нефтехимия* 2014. Т. 54(5), С. 352-359. [Stroeveva, A.R., Giruts, M.V., Koshelev, V.N. and Gordadze, G.N. Modeling of Formation of Petroleum Biomarker Hydrocarbons by Thermolysis and Thermocatalysis of Bacterium Biomass. *Petroleum Chemistry* 2014. Vol. 54(5), P. 347–354. (In Russ.)]

42. Макушина В.М., Арефьев О.А., Забродина М.Н., Петров Ал. А. Новые реликтовые алканы нефтей. *Нефтехимия* 1978. Т. 18(6), С. 847-854. [Makushina V.M., Arefyev O.A., Zabrodina M.N., Petrov Al.A. New relict alkanes of oil. *Petroleum Chemistry* 1978. Vol. 18(6), P. 847-854. (In Russ.)]
43. Петров Ал. А. Углеводороды нефти. М.: Наука, 1984. 260 с. [Petrov Al.A. Petroleum hydrocarbons. M.: Science, 1984. 260 p. (In Russ.)]
44. Grantham P.J., Wakefield L.L. Variation in the sterane carbon number distribution of marine source rock derived crude oils through geological time. *Organic Geochemistry* 1988. Vol. 12, P. 61-73.
45. Гордадзе Г.Н., Арефьев О.А. Адамантаны генетически различных нефтей. *Нефтехимия* 1997. Т. 37(5), С. 387-395. [Gordadze G.N., Arefev O.A. Adamantanes of genetically different oils. *Petroleum Chemistry* 1997. Vol. 37(5), P. 387-395. (In Russ.)]
46. Гордадзе Г.Н., Матвеева И.А., Забродина М.Н., Русинова Г.В. К вопросу о происхождении адамтанов в нефти. *Нефтехимия* 1998. Т. 38(1), С. 42-50. [Gordadze G.N., Matveeva I.A., Zabrodina M.N., Rusinova G.V. On the question of the origin of adamantanes in oil. *Petroleum Chemistry* 1998. Vol. 38(1), P. 42-50. (In Russ.)]
47. Dahl J.E., Moldowan J.M., Peters K.E. Diamondoid hydrocarbons as indicators of natural oil cracking. *Nature* 2000. Vol. 399(6), P. 54-57.
48. Grice K., Alexander R., Kagi R.I. Diamondoid hydrocarbon ratios as indicators of biodegradation in Australian crude oils. *Organic Geochemistry* 2000. Vol. 31, P. 67-73.
49. Chen J.H., Fu J.M., Sheng G.Y. Diamondoid hydrocarbon ratios: novel maturity indices for highly mature crude oils. *Organic Geochemistry* 2006. Vol. 25, P. 170-190.
50. Wei Z., Moldowan J.M., Zhang S. Diamondoids hydrocarbons as a molecular proxy for thermal maturity and oil cracking: Geochemical models from hydrous pyrolysis. *Organic Geochemistry* 2007a. Vol. 38, P. 227-249.
51. Гордадзе Г.Н. Геохимия углеводородов каркасного строения (обзор). *Нефтехимия* 2008. № 4, С. 243-255. [Gordadze G.N. Geochemistry of cage hydrocarbons (review). *Petroleum Chemistry* 2008. No. 4, P. 243-255. (In Russ.)]
52. Mansoori G.A. Diamondoid molecules with application in biomedicine, Material science, Nanotechnology & Petroleum science. World Scientific Publishing Co. Pte. Ltd, Singapore, 2012. 408 p.
53. Гируц М.В., Гордадзе Г.Н. Химия и геохимия углеводородов алмазоподобного строения. М.: ООО «Издательский дом Недра», 2017. 221 с. [Giruts M.V., Gordadze G.N. Chemistry and geochemistry of diamond-like hydrocarbons. M.: LLC Publishing House Nedra, 2017. 221 p.]