

## УГЛЕВОДОРОДЫ-БИОМАРКЕРЫ И УГЛЕВОДОРОДЫ АЛМАЗОПОДОБНОГО СТРОЕНИЯ ИЗ ПОЗДНЕДОКЕМБРИЙСКИХ И НИЖНЕКЕМБРИЙСКИХ ПОРОД КАТАНГСКОЙ СЕДЛОВИНЫ (СИБИРСКАЯ ПЛАТФОРМА)

© 2017 г. Г. Н. Гордадзе<sup>a, \*</sup>, В. Ю. Керимов<sup>a</sup>, А. В. Гайдук<sup>b</sup>, М. В. Гируц<sup>a</sup>, М. А. Лобусев<sup>a</sup>,  
С. Г. Серов<sup>a</sup>, Н. Б. Кузнецов<sup>a, c</sup>, Т. В. Романюк<sup>a, d</sup>

<sup>a</sup>РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина,  
119991, Москва, Ленинский просп., 65, корп. 1

<sup>b</sup>ООО “РН-Эксплорейшн”,  
121357, Москва, ул. Верейская, 17

<sup>c</sup>Геологический институт РАН  
119017, Москва, Пыжевский пер., 7

<sup>d</sup>Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН  
123242, Москва, ул. Б. Грузинская, 10, стр. 1

\*e-mail: gordadze@rambler.ru

Поступила в редакцию, после доработки 26.01.2016 г.

Принята к печати 02.02.2016 г.

В статье представлены результаты геохимического исследования обогащенных органическим веществом образцов из рифей-нижнепалеозойских (потенциальных нефтематеринских пород) толщ юга Сибирской платформы. Детально рассмотрены особенности состава углеводородов-биомаркеров (стеранов, терпанов, n-алканов, 12-, и 13-метилалканов, изопренанов) и углеводородов алмазоподобного строения из образцов керна скважины Кулиндинская-1, пробуренной в Катангской седловине в 2012 году компанией ООО “РН-Эксплорейшн”.

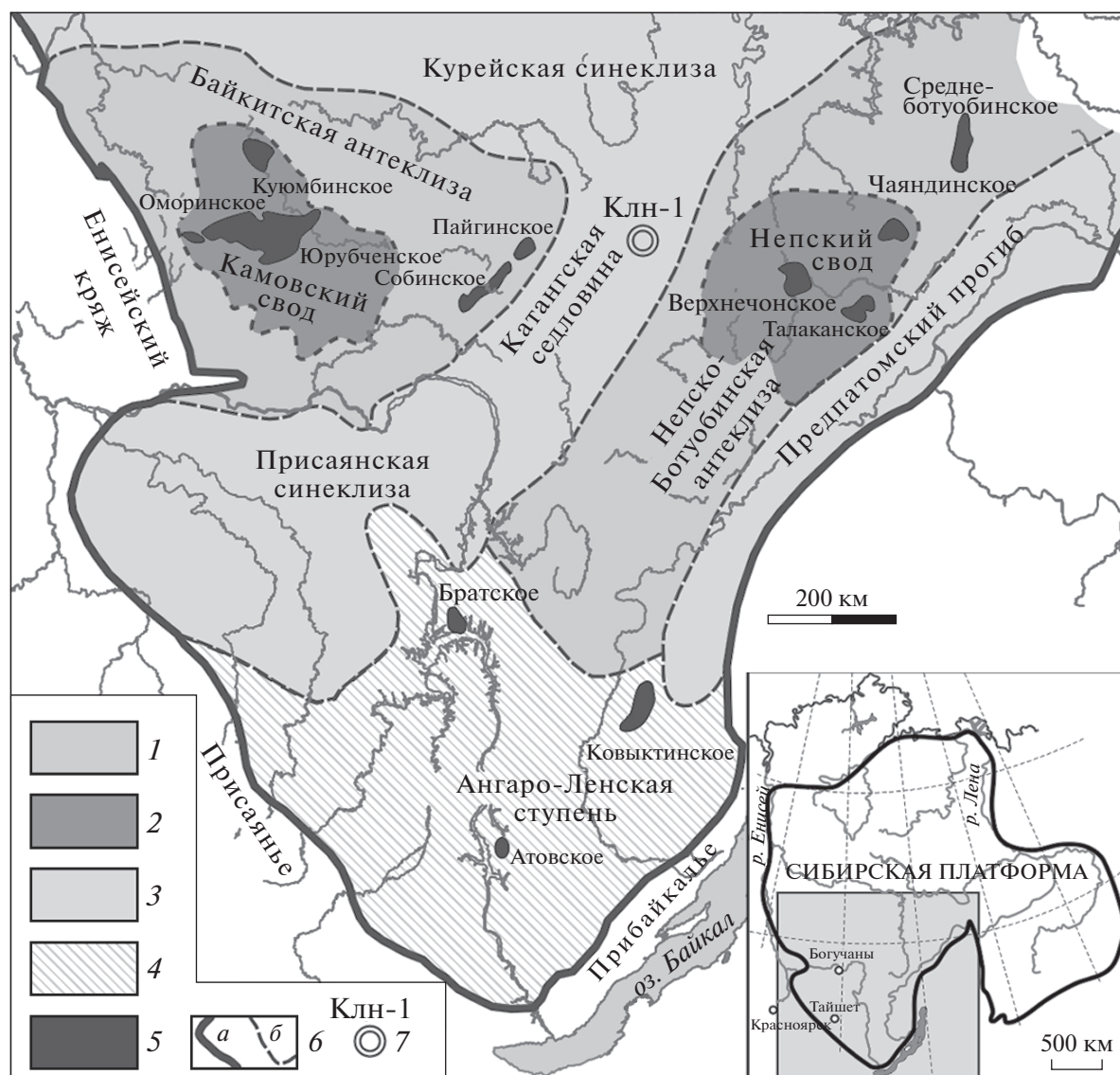
**Ключевые слова:** геохимия, нефтематеринские породы, углеводороды-биомаркеры, углеводороды алмазоподобного строения, рифей, венд, кембрий, Сибирская платформа, Катангская седловина

DOI: 10.7868/S0016752517040021

На юге Сибирской платформы известны значительные по запасам месторождения углеводородного сырья, приуроченные к сводам Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклиз (рис. 1). Интерес к изучению нефтегазоносности этих территорий, выявлению основных закономерностей образования и пространственного размещения скоплений углеводородного сырья, а также к решению вопросов прогнозирования, обнаружения и локализации новых месторождений в последние годы вырос в связи со строительством трубопроводной системы Восточная Сибирь–Тихий океан.

Для геологического строения Сибирской платформы характерно двучленное строение верхних уровней земной коры. Нижний структурный уровень – фундамент, сложен преимущественно метаморфитами и гранитоидами архея и раннего протерозоя. Верхний структурный уровень – платформенный чехол, сложен слабо дислоцированными толщами пород от нижнего рифея (от мезопротерозоя) до кайнозоя (Малич и др.,

2002). В чехле отчетливо обособляются два крупных структурных яруса. Нижний – неравномерно дислоцированные терригенные, глинистые, в том числе и высокоуглеродистые (Филипцов и Старосельцев, 2009) и карбонатные породы рифея (Малич и др., 2002; Мельников и др., 2008). Суммарная мощность рифейских толщ не выдержана по площади: в осевых частях рифтоподобных прогибов (Иркинеевско-Котуйского и др.) она может достигать 6 км и более, а в сопряженных палеоподнятиях – существенно сокращена, вплоть до полного выклинивания, например, на своде Непско-Ботуобинской антеклизы (Баженова и др., 2011; Малич и др., 2002). Верхний ярус чехла – это практически не дислоцированные образования от венда до кайнозоя, мощностью от 0 до нескольких километров (Конторович и др., 2009). Этот разрез лишен сколько-нибудь значимых структурных несогласий внутри себя и представлен разнообразными осадочными, а на девонском и



**Рис. 1.** Основные структурные элементы чехла южной части Сибирской платформы. Схема составлена по материалам (Мельников и др., 2008; Филипцов и Старосельцев, 2009; Howard et al., 2012). 1–2 – положительные структуры: 1 – антеклизы, 2 – сводовые части антеклиз; 3 – отрицательные структуры: синеклизы и седловины; 4 – Ангаро-Ленская ступень; 5 – месторождения нефти, газа и газоконденсата; б – геологические границы: Сибирской платформы (а) и основных структурных элементов чехла (б); 7 – местоположение скважины Кулиндинская-1 (КЛН-1).

нижнетриасовом уровнях – вулканогенно-осадочными образованиями (Малич и др., 2002).

Деформации, проявленные перед началом этапа накопления верхнего яруса чехла Сибирской платформы, привели к тому, что на предвендскую эрозионную поверхность были выведены толщи, слагающие разные части рифейского разреза. Здесь они оказались под воздействием процессов гипергенной дезинтеграции, химического и физического выветривания и карстообразования. Это существенно улучшило фильтрационно-емкостные характеристики приближенных

к предвендской эрозионной поверхности рифейских образований.

Генерационно-аккумуляционные углеводородные системы (ГАУС) южной части Сибирской платформы парагенетически связаны с рифейскими толщами, терригенными/терригенно-карбонатными толщами вендского возраста и солонно-карбонатными толщами кембрия (Керимов и др., 2015а,б,в,г; Керимов и др., 2016; Керимов и Рачинский, 2016; Мельников и др., 2008, Филипцов и Старосельцев, 2009; Kerimov et al., 2015а; Kerimov et al., 2016; Rachinsky and Kerimov, 2015; Howard et al., 2012). Рифейские толщи

высокоуглеродистых пород, содержание  $C_{орг}$  в которых достигает 13.62% (Филипцов и Старосельцев, 2009), в этих ГАУС играют роль главных нефтематеринских пород. Выведенные на предвендскую эрозионную поверхность, дезинтегрированные, химически и физически выветрелые и закарстованные на предвендском эрозионном этапе рифейские породы вместе с налегающими на них со структурным несогласием высокопористыми (высокопроницаемыми) вендскими терригенными породами базальных уровней разреза вендско-кайнозойского яруса чехла Сибирской платформы являются коллекторами углеводородных флюидов. При этом соленосные отложения, залегающие в самых верхах верхневендской и на нескольких уровнях в нижнекембрийской части разреза вендско-кайнозойского яруса чехла, представляют собой региональные флюидоупоры – породы-покрышки.

Показано, что нефти Байкитской антеклизы связаны с рифейскими нефтематеринскими толщами (Баженова и др., 2011; Дробот, 1988). Однако, на сводах Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклиз, где расположены крупные скопления и месторождения углеводородов, вендские терригенные и карбонатные породы базальных уровней разреза вендско-кайнозойского яруса чехла местами налегают на кристаллические комплексы (Малич и др., 2002). Это означает, что непосредственно под породами-коллекторами нет нефтематеринских пород, а углеводороды попали в них из нефтематеринских пород путем не вертикальной, а латеральной миграции. Можно предположить, что область генерации углеводородов, аккумулярованных на сводах Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклиз, располагается либо в пределах пространственно и структурно разделяющей их Катангской седловины, либо в соседних глубоких синеклизах. Для проверки этого предположения мы провели изучение рассеянного органического вещества (РОВ) рифейских, вендских и кембрийских пород, вскрытых скважиной Кулиндинская-1 (скв. Клн-1), пробуренной в Катангской седловине в 2012 г. компанией ООО “РН-Эксплорейшн”. Скважина вскрыла весь осадочный чехол и примерно на 20 м углубилась в архейско-раннепротерозойский кристаллический фундамент. В целевых интервалах бурения нижней части скважины (суммарной мощностью 400 м) производился отбор керна, с почти 100% его выносом. Из керна с разных стратиграфических уровней нами были отобраны пробы для изучения РОВ.

На первом этапе исследований для этих проб были выполнены (Гордадзе и др., 2015; Kerimov et al., 2015a,b,c) пиролитические исследования методом “Rock-Eval”. Только для образцов из глубин-

ного интервала 1834–1846 м, сопоставленного с осинским горизонтом нижнекембрийской усольской свиты, были получены результаты, позволяющие классифицировать нефтематеринские свойства пород по содержанию  $C_{орг}$ , (Тиссо и Вельте, 1981; Керимов и др., 2014; Peters, 1986) как “хорошие”, “очень хорошие” и “отличные”. Органическое вещество (ОВ) определено как “незрелое” ( $T_{max}$  меньше 435°C) с II или III типом керогена, а породы, из которых отобраны образцы, еще не вступили в зону “нефтяного окна”. Результаты пиролитических исследований в части “незрелости” ОВ пород осинского горизонта скв. Клн-1 хорошо согласуются с результатами микропалеонтологического исследования образцов керна, отобранных из этой же скважины из глубинного интервала 2188–2201 м (приблизительно на 350 м глубже осинского горизонта). А именно: “Цветовой индекс (от светло-желтого до темно-оранжевого) лучших по сохранности органостенных микроостатков свидетельствует, что заключающая микрофоссилии толща не испытала интенсивных температурных воздействий (не более 80–100°C)” (персональное сообщение В.Н. Сергеева, ГИН РАН).

С целью установления наличия или отсутствия генетической связи нефтей докембрийских месторождений Байкитской антеклизы (Куюмбинское, Пайгинское и др.) с битумоидами РОВ из пород Катангской седловины, вскрытых скв. Клн-1, было проведено изучение углеводородов-биомаркеров (n-алканов, изопренанов, стеранов и терпанов) и углеводородов алмазоподобного строения (адамантанов и диамантанов) для битуминозной составляющей 4 образцов керна из интервалов, показавших при пиролитических исследованиях методом “Rock-Eval” наиболее интересные результаты.

Детали методики экстракции битуминозной составляющей РОВ из образцов, хромато-масс-спектрометрии (исследование высокомолекулярных УВ-биомаркеров: стеранов и терпанов, а также углеводородов алмазоподобного строения), газожидкостной хроматографии (анализ n-алканов и изопренанов в хлороформенных битумоидах), и высокоэффективной жидкостной хроматографии (определение группового состава – насыщенные УВ, ароматические УВ, смолы и асфальтены) описаны в работах Г.Н. Гордадзе (Баженова и Алефьев, 1998; Гордадзе, 2002; Гордадзе и Матвеева, 2001).

**Результаты исследований и анализ полученных данных.** Групповой состав ОВ пород образцов приведен в табл. 1. **Битуминозность** пород (количество хлороформенного битумоида “А”) средняя и низкая: 0.02–0.04% в обр. №№ 2–4, и только в обр. № 1 – высокая (0.16%). Относительное распределение n-алканов показано на рис. 2а, изо-

**Таблица 1.** Групповой состав ОВ исследованных образцов керн из скв. Кулиндинская-1

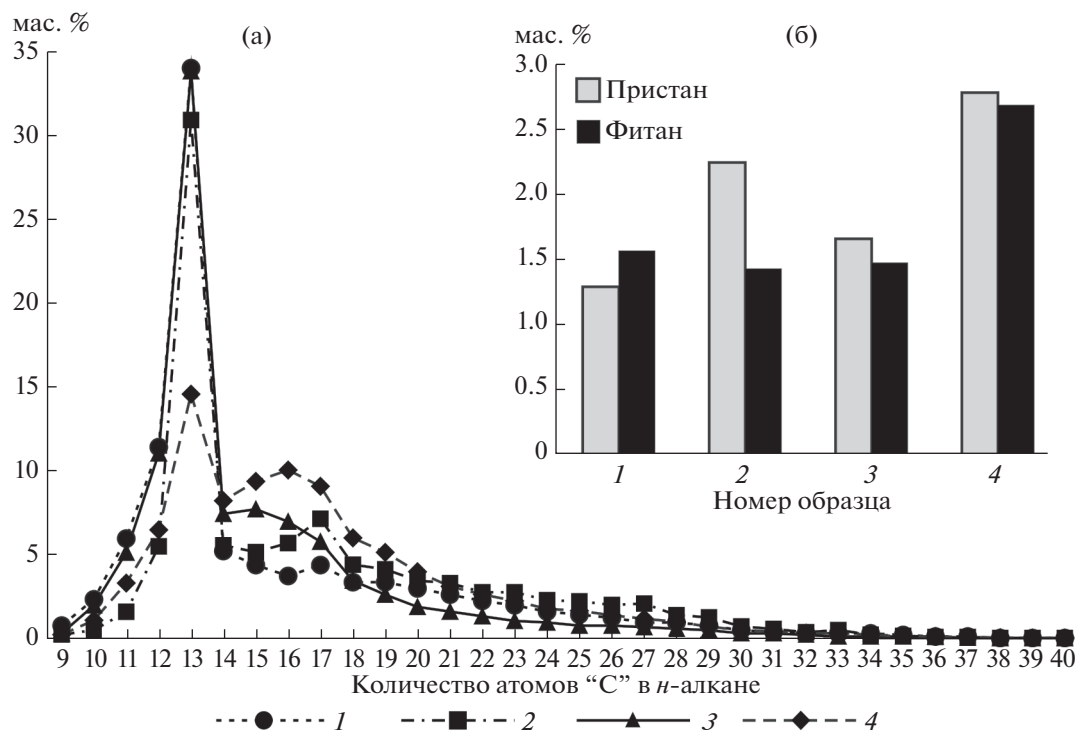
№ обр.	Глуб. м	Литологическая характеристика	Возраст	Групповой состав ОВ пород (мас. %)		
				насыщенные УВ	ароматические УВ	смолы
1	1843.78	Битуминозные доломитизированные криптокристаллические известняки	$\epsilon_{1us}$ усольская свита (осинский горизонт)	52.1	27.6	20.3
2	1954.8	Доломиты, прослоями известковистые, неравномерно глинистыми	$V-\epsilon_1$ тэтэрская свита (усть-кутский горизонт)	47.9	22.3	29.8
3	2197.2	Пестроцветные алевролиты и аргиллиты	$V_{2vn}$ ванаварская свита	37.5	32.2	30.3
4	2296.4	Аргиллиты и кварцевые алевролиты	$R_{2bt}$ берейская свита	45.1	20.8	34.0

пренанов (пристана и фитана) на рис. 2б. Геохимическая характеристика ОВ пород по *n*-алканам и изопренанам показана на рис. 3а, стеранам – на рис. 3б и терпанам – на рис. 3в.

Для ОВ пород из скв. Клн-1 характерна аномально высокая концентрация *n*-алкана  $C_{13}$ . Причем, в обр. № 1–3 его относительное содержание варьирует в пределах 30.9–34.0%, а в

обр. № 4 относительное содержание  $n-C_{13}H_{28}$  составляет 14.6%. Величина отношения  $n-C_{13}/(n-C_{12} + n-C_{14})$  в обр. № 1–3 варьирует в пределах 1.8–2.8, а в обр. № 4 она составляет 1.0.

Нечетность *n*-алканов  $C_{15}$  и  $C_{17}$  наблюдается в обр. № 1–2 (величина отношения  $n-C_{15} + n-C_{17})/2 \times n-C_{16}$  составляет 1.1–1.2).



**Рис. 2.** Относительное распределение *n*-алканов ( $C_9$ – $C_{40}$ ) (а) и изопренанов (пристана и фитана) (б) в РОВ пород. Усл. обозначения – номера образцов 1–4, соответствуют табл. 1.

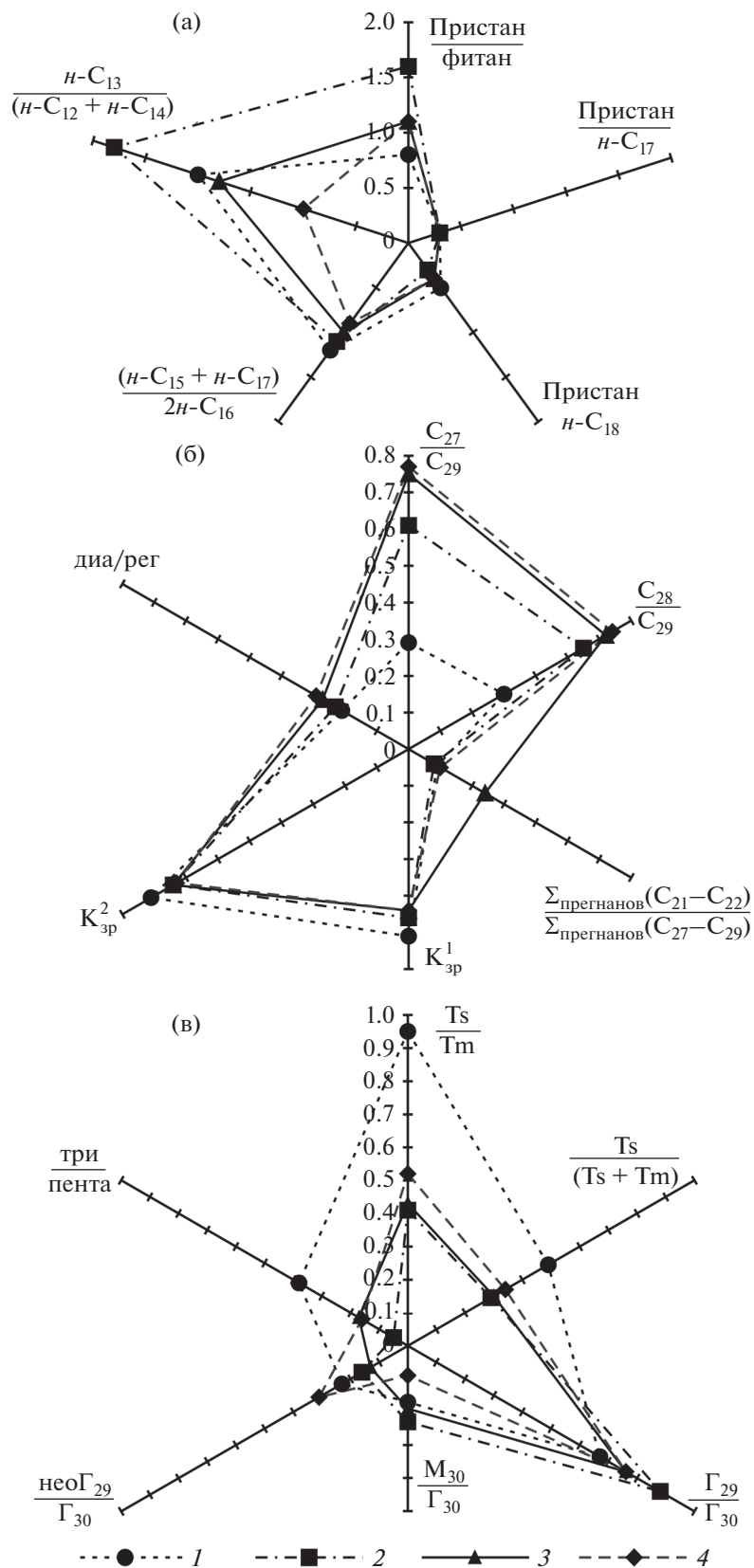


Рис. 3. Геохимическая характеристика РОВ пород по а – n-алканам и изопренанам; б – стеранам; в – терпанам. Усл. обозначения – номера образцов 1–4, соответствуют табл. 1.

Наиболее низкая величина генетического показателя — отношения пристан/фитан — отмечается в обр. № 1, 3 и 4 (0.8–1.1). В обр. № 2 величина этого показателя выше — 1.6. Это означает, что накопление ОВ и аккумуляция осадков, слагающих толщи, из которых были отобраны обр. № 1, 3 и 4, происходило в морской восстановительной обстановке, а осадков толщи, из которой был отобран обр. № 2 — в субокислительных условиях и/или ОВ было подвергнуто воздействию более высоких температур.

В битумоидах из обр. № 1, 2, 4 присутствует гомологический ряд 12- и 13-метилалканов, что является отличительной чертой древних нефтей, залегающих в рифейских толщах Восточной Сибири (например, нефти месторождений Куюмбинское, Ярактинское и др. (Баженова и Алефьев, 1998)). В битумоидах из этих же образцов наблюдается присутствие нерегулярного изопренана-скавалана (2, 6, 10, 15, 19, 23-гексаметилтетракозана).

Необходимо отметить, что ни 12- и 13-метилалканы, ни скавалан в обр. № 3 не наблюдаются. Это может означать, что битумоиды из обр. № 3 имеют более молодой источник, нехарактерный для нефтей из древних толщ Восточной Сибири. То есть битумоиды из обр. № 3 (ванаварская свита) имеют очаг генерации, отличный от такового для битумоидов из обр. № 1, 2, 4.

Хорошие коллекторские свойства пород ванаварской свиты (обр. № 3) могут объяснить присутствие в них более молодых нефтей, которые возможно мигрировали из очага генерации более молодого возраста. Однако для точного установления источника этой нефти необходимо изучение большего количества образцов пород ванаварской свиты данного региона. Кроме того, для выявления путей миграции и установления четкой корреляции “нефть — нефтематеринская порода”, необходимо комплексное рассмотрение всех тектонических, геохронотермобарических и геохимических аспектов проблемы.

**Стераны.** Величина таксонометрического коэффициента по Грандхаму (отношение регулярных стеранов  $C_{28}/C_{29}$ ) указывает на то, что больше всего нефтям из докембрийских толщ Восточной Сибири соответствуют битумоиды, экстрагированные из обр. № 1 (отношение составляет 0.3) (рис. 2б). Так, например, в нефтях из докембрийских толщ Куюмбинского месторождения, в среднем, этот показатель равен 0.35 (Гордадзе, 2002).

В остальных изученных образцах (№ 2–4) величина отношения стеранов  $C_{28}/C_{29}$  выше и варьирует в пределах 0.55–0.64, что по Грандхаму (Grantham and Wakefield, 1988) соответствует ОВ из девонских и каменноугольных отложений. Нужно отметить и то, что таксонометрический

коэффициент Грандхама применим только для чисто морского ОВ (докембрийские породы являются исключением), поскольку в ОВ континентального генезиса изначально заложена относительно высокая концентрация стерана состава  $C_{29}$ , но в этом случае величина отношения пристана к фитану больше 3. Отношение стеранов  $C_{27} : C_{28} : C_{29}$  в обр. №№ 2–4 довольно близкое (в среднем 31 : 26 : 43%), в отличие от обр. № 1 (18 : 19 : 63%).

Прегнаны  $C_{21}-C_{22}$ , в нефтях из докембрийских толщ, как правило, практически отсутствуют (Гордадзе и Матвеева, 2001). В составе битумоидов из обр. № 1, 2 и 4 (в среднем 0.09) также наблюдается самое маленькое значение отношения  $\Sigma(C_{21}-C_{22})/\Sigma(C_{27}-C_{29})$ , против 0.24 в обр. № 3.

Как известно, коэффициенты зрелости  $K_{зр}^1$  и  $K_{зр}^2$  в равновесии составляют 0.55 и 0.85–0.86, соответственно. Ни в одном из изученных образцов эти коэффициенты не достигли значений, характерных для равновесных состояний (рис. 3б), но, тем не менее, РОВ изученных пород по зрелости достигло “нефтяного окна”. Величина  $K_{зр}^2$ , рассчитанная по стеранам  $C_{29}$ , имеет самое высокое значение в ОВ обр. № 1–0.81, против 0.73–0.74 в обр. № 2–4. Низкая величина отношения диа/рег стеранов — 0.21 и 0.23, в обр. № 1 и 2, соответственно, свидетельствует о том, что накопление ОВ и аккумуляция осадков, из которых отобраны эти образцы, происходило в карбонатных толщах, а в обр. № 3 и 4 (где величина отношения диа/рег стеранов 0.27 и 0.29) — в глинисто-карбонатных толщах.

**Терпаны.** Во всех изученных образцах наблюдаются пониженные значения параметров зрелости  $Ts/Tm$ . В докембрийских нефтях параметр зрелости в среднем составляет 0.93. Однако, в обр. № 1 это значение выше — 0.95, против 0.45, в среднем, в обр. №№ 2–4 (рис. 3в).

Величина отношения хейлантанов к гопану (три/пента) в изученных образцах варьирует в широких пределах — от 0.05 до 0.38. И это отношение в обр. № 1 выше по сравнению с другими изученными образцами — 0.38 против 0.13, в среднем в обр. № 2–4. В нефтях докембрийских толщ Куюмбинского месторождения это отношение, в среднем, составляет 0.59 (Гордадзе, 2002).

**Углеводороды алмазоподобного строения — адамантаны и диамантаны.** Образцы № 2 и 4 содержат большое количество протоадамтанов. Напротив, содержание протодиамтанов очень незначительное в обр. № 1 и 3, а в обр. № 2 и 4 они практически отсутствуют. По распределению адамантанов и диамтанов среди ОВ изученных пород наиболее близкое распределение к нефтям

**Таблица 2.** Содержание адамантанов C<sub>11</sub>-C<sub>13</sub> и диамантанов C<sub>14</sub>-C<sub>15</sub> в ОБ пород (по данным ГХМС)

Углеводород	№ образца			
	1	2	3	4
	(мас. %)			
Адамантаны C <sub>11</sub>				
1-метиладамантан	68.2	63.8	59.4	59.0
2-метиладамантан	31.8	36.2	40.6	41.0
Адамантаны C <sub>12</sub>				
1-этиладамантан	7.0	6.9	5.9	8.0
2-этиладамантан	11.0	8.3	10.9	13.0
1,3-диметиладамантан	25.0	22.2	19.8	19.6
1,4-диметиладамантан (цис)	19.0	22.2	20.8	18.8
1,4-диметиладамантан (транс)	16.0	21.5	19.8	17.4
1,2-диметиладамантан	22.0	18.8	22.8	23.2
Адамантаны C <sub>13</sub>				
1-этил-3-метиладмантан	17.8	14.8	14.2	18.6
1,3,5-триметиладмантан	16.5	15.7	11.8	15.3
1,3,6-триметиладмантан	17.8	25.2	23.5	18.6
1,3,4-триметиладмантан (цис)	26.0	21.7	24.7	23.7
1,3,4-триметиладмантан (транс)	21.9	22.6	25.8	23.8
Диамантаны C <sub>14</sub> -C <sub>15</sub>				
Диамантан	47.3	22.5	33.8	27.0
4-метилдиамантан	23.5	30.5	28.2	27.0
1-метилдиамантан	11.8	22.5	14.1	28.8
3-метилдиамантан	19.4	24.5	23.9	18.0

из докембрийских толщ наблюдается в обр. № 1 и 3 (табл. 1–3).

## ВЫВОДЫ

Геохимическое изучение особенностей состава УВ-биомаркеров (стеранов, терпанов, n-алканов, 12-, и 13-метилалканов, изопренанов) и углеводородов алмазоподобного строения ОБ из образцов керна рифейских – нижнепалеозойских пород скважины скв. Клн-1 показало, что ОБ всех изученных образцов пород по распределению стеранов C<sub>29</sub> достигло “нефтяного окна”. Поскольку пиролитические и микропалеонтологические исследования исключают такую возможность для пород из скважины Клн-1, наиболее вероятно, что некоторые компоненты битумоидов попали в них из матрицы изученных пород, а некоторые (включая, достигшие “нефтяного окна”) – привнесены извне (реликты миграции нефтенасыщенных флюидов). В обр. № 1 и 3 фиксируется аномально высокая относительная концентрация n-тридекана, что обычно не наблюдается в нефтях. В обр. № 2 и 4, по-видимому, присутствует эпигенетичное ОБ.

Во всех изученных образцах, за исключением обр. № 3, присутствует гомологический ряд 12- и 13-метилалканов, что характерно только для нефтей из докембрийских толщ Сибирской платформы. Однако, по распределению стеранов C<sub>27</sub> : C<sub>28</sub> : C<sub>29</sub>, к докембрийскому ОБ можно отнести только обр. № 1, хотя данный образец отобран из кембрийских отложений (осинский горизонт усольской свиты).

При сравнении распределения углеводородов-биомаркеров, а также адамантанов и диамантанов в ОБ изученных пород выявлено большое сходство распределения углеводородов в ОБ обр. № 1 с нефтями из докембрийских толщ Куломбинского месторождения.

**Таблица 3.** Геохимическая характеристика ОБ пород по адамантанам и диамантанам

№ обр.	Относительное содержание наиболее устойчивых изомеров, %			
	Адамантанов		Диамантанов	
	$\frac{1MA}{\sum MA}$	$\frac{1,3\partial MA}{\sum \partial MA}$	$\frac{1,3,5m MA}{\sum m MA}$	$\frac{4MD}{\sum MD}$
1	68	30	20	41
2	64	26	18	39
3	59	24	14	43
4	59	25	19	37

В битумоидах, экстрагированных из осинского горизонта (обр. № 1), зафиксированы компоненты ОВ, чужеродные вмещающей породе и привнесенные в нее извне, наиболее вероятно из источников, материнских для Куюмбинского месторождения. Таким образом, результаты проведенных геохимических исследований указывают на молекулярное сходство состава битумоидов, экстрагированных из пород, вскрытых скв. Клн-1 с молекулярным составом нефтей из докембрийских толщ Куюмбинского месторождения. Это подтверждает возможность миграции углеводородных флюидов в сводовую часть Байкитской антеклизы из Катангской седловины, либо через нее из соседних синеклиз.

Исследования проведены при поддержке МОН РФ, в рамках выполнения базовой части государственного задания №2330 и № 2470 “Проведение научно-исследовательских работ (фундаментальных научных исследований, прикладных научных исследований и экспериментальных разработок)”.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Баженова О.К., Алефьев О.А. (1998) Особенности состава биомаркеров докембрийского органического вещества Восточно-Европейской платформы. *Геохимия* (3), 286-294.
- Баженова Т.К., Дахнова М.В., Можегова С.В. (2011) Верхний протерозой Сибирской платформы – основной источник нефтегазоносности ее домезозойского мегабассейна. *Нефтегазовая геология. Теория и практика* 6(2), 1-21.
- Малич Н.С., Миронюк Е.П., Орлов В.П., Туганова Е.В. (2002) Геология и полезные ископаемые России. В шести томах. Том 3. Восточная Сибирь. СПб.: ВСЕГЕИ, 396 с.
- Гордадзе Г.Н. (2002) Термолиз органического вещества в нефтегазопроисковой геохимии. М.: ИГиРГИ, 336 с.
- Гордадзе Г.Н., Матвеева И.А. (2001) Прегнаны и хейлантаны как показатели геологического возраста нефти на примере нефтей Тимано-Печорской провинции. *Геохимия* (4), 455-460.
- Гордадзе Г.Н., Керимов В.Ю., Кузнецов Н.Б., Гируц М.В., Серов С., Гайдук А.В. (2015) Исследование углеводород-биомаркеров и углеводородов алмазоподобного строения из рифейских, вендских и нижнекембрийских пород Катангской седловины (южная часть Сибирской платформы). *Новые идеи в геологии нефти и газа 2015*, М.: Изд. МГУ, 92-96.
- Дробот Д.И., Преснова Р.Н., Конторович А.Э., Рукавишников И.Н., Глушкова О.Н. (1988) Геохимия нефтей, конденсатов и природных газов рифей-вендских и кембрийских отложений Сибирской платформы. М.: Недра, 242 с.
- Керимов В.Ю., Бондарев А.В., Осипов А.В., Серов С.Г. (2015) Эволюция генерационно-аккумуляционных углеводородных систем на территории Байкитской антеклизы и Курейской синеклизы (Восточная Сибирь). *Нефтяное хозяйство* (5), 39-42.
- Керимов В.Ю., Горбунов А.А., Лавренова Е.А., Осипов А.В. (2015) Модели углеводородных систем зоны сочленения Русской платформы и Урала. *Литология и полезные ископаемые* (5), 445-458.
- Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Дмитриевский С.С., Яндарбиев Н.Ш., Козлова Е.В. (2015) Перспективы поисков скоплений углеводородов в сланцевых низкопроницаемых толщах хадумской свиты Предкавказья. *Нефтяное хозяйство* (10), 50-53.
- Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Сенин Б.В., Лавренова Е.А. (2015) Задачи бассейнового моделирования на разных этапах геолого-разведочных работ. *Нефтяное хозяйство* (4), 26-29.
- Керимов В.Ю., Рачинский М.З. (2016) Геофлюидодинамическая концепция аккумуляции углеводородов в природных резервуарах. *Доклады Академии наук* 471(2), 187-190.
- Керимов В.Ю., Серикова У.С., Мустаев Р.Н., Гулиев И.С. (2014) Нефтегазоносность глубокозалегающих отложений Южно-Каспийской впадины. *Нефтяное хозяйство* (5), 50-54.
- Керимов В.Ю., Шилов Г.Я., Мустаев Р.Н., Дмитриевский С.С. (2016) Термобарические условия формирования скоплений углеводородов в сланцевых низкопроницаемых коллекторах хадумской свиты Предкавказья. *Нефтяное хозяйство* (2), 8-11.
- Конторович А.Э., Беляев С.Ю., Конторович А.А., Старосельцев В.С., Мандельбаум М.М., Мигурский А.В., Моисеев С.А., Сафронов А.Ф., Ситников В.С., Филиппов Ю.А., Хоменко А.В., Еремин Ю.Г., Быкова О.В. (2009) Тектоническая карта венд-нижнепалеозойского структурного яруса Лено-Тунгусской провинции Сибирской платформы. *Геология и геофизика* 50(8), 851-862.
- Мельников Н.В., Филиппов Ю.А., Вальчак В.И., Смирнов Е.В., Боровикова Л.В. (2008) Перспективы нефтегазоносности Чуньского Рифей-Вендского осадочного бассейна на западе Сибирской платформы. *Геология и геофизика* 49(3), 235-243.
- Тиссо Б., Вельте Д. (1981) Образование и распространение нефти. М.: Мир, 504 с.
- Филиппов Ю.А., Старосельцев В.С. (2009) Рифейские прогибы – основные источники нефти и газа в западной части Сибирской платформы. *Геология нефти и газа* (6), 40-56.
- Grantham P.J., Wakefield L.L. (1988) Variation in the sterane carbon number distribution of marine source rocks during geological time. *Organic Geochemistry* 12(1), 61-73.
- Howard J.P., Bogolepova O.K., Gubanov A.P., Gómez-Pérez M. (2012) The petroleum potential of the Riphean-Vendian succession of southern East Siberia. *Geological Society, London, Special Publications* 366, 177-198.



- Kerimov V.Y., Bondarev A.V., Osipov A.V., Serov S.G. (2015) Influence of intrusions on formation and evolution of petroleum systems in baikit anticline and kureiskaya syncline. *Geomodel 2015 – 17th Scientific-Practical Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development*, 589-593. doi 10.3997/2214-4609.201414006
- Kerimov V.Y., Gordadze G.N., Kuznetsov N.B., Giruts M.V., Serov S.G., Gayduk A.V. (2015) Studying hydrocarbons biomarkers from riphean, vendian and lower cambrian rocks of kantanga saddle. *Geomodel 2015 – 17th Scientific-Practical Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development*, 594-598. doi 10.3997/2214-4609.201414007
- Kerimov V.Y., Kuznetsov N.B., Bondarev A.V., Serov S.G. (2015) New directions for petroleum exploration on Siberian Platform. *Geomodel 2015 – 17th Scientific-Practical Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development*, 579-583 doi 10.3997/2214-4609.201414004
- Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Bondarev A.V. (2016) *Oriental Journal of Chemistry* 32(6), 3235-3241.
- Peters K.E. (1986) Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *AAPG Bulletin* 70(3), 318-329.
- Rachinsky M.Z., Kerimov V.Y. (2015) Fluid Dynamics of Oil and Gas Reservoirs. Scrivener Publishing Wiley, MA 01915-6106 USA.