



ВЕРХНЕЮРСКО-НИЖНЕМЕЛОВОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ КОМПЛЕКС ВОСТОКА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

А. И. Сивцев, О. Н. Чалая, И. Н. Зуева

Институт проблем нефти и газа СО РАН, Якутск, Республика Саха, Россия

Затрагивается проблема возможной нефтеносности континентальных отложений на востоке Сибирской платформы. Здесь установлена нефтегазоносность триас-нижнеюрских отложений бассейна, связанная с нефтегазоматеринским потенциалом верхнепалеозойских отложений, но практически не изучены верхнеюрско-нижнемеловые континентальные угленосные отложения в нефтегазопроисловом отношении. Рассмотрены особенности нефтепроявлений из верхнеюрских отложений Бергеинской и Олойской площадей Лунхино-Келинской впадины Предверхоянского прогиба. Дана геохимическая характеристика нефтей, которые относятся к легким, малосернистым, парафинистым, малосмолистым. Идентичность в составе и распределении углеводородов-биомаркеров свидетельствует о едином источнике и генетической связи этих нефтей с органическим веществом, формировавшимся в условиях континентальных фаций. Судя по геохимическим данным, продуцирующей толщей для этих нефтей могли быть верхнеюрские отложения, представленные континентальной угленосной паралической формацией. Исходное ОВ последней отличается смешанным составом с выраженным преобладанием гумусовой составляющей. На основе сопоставления промысловых и геологических данных сделано предположение о том, что своеобразным резервуаром (коллектором) нефти могут служить высокотрещиноватые угольные пласты. На востоке Сибирской платформы (Предверхоянский прогиб и прилегающая часть Вилюйской синеклизы) верхнеюрско-нижнемеловые континентальные отложения целесообразно выделить в отдельный потенциально нефтегазоносный литолого-стратиграфический комплекс.

Ключевые слова: восточная часть Сибирской платформы, Вилюйская синеклиза, Предверхоянский прогиб, угленосные континентальные отложения, верхняя юра, нижний мел, перспективы нефтегазоносности.

UPPER JURASSIC – LOWER CRETACEOUS PETROLEUM COMPLEX OF THE EASTERN SIBERIAN PLATFORM

А. I. Sivtsev, O. N. Chalaya, I. N. Zueva

Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, Yakutsk, Republic of Sakha (Yakutia), Russia

The article touches upon a problem of possible oil-bearing capacity of the continental deposits in the east of the Siberian platform where the Triassic-Lower Jurassic oil-and-gas content connected with the Upper-Paleozoic source potential has been established, but the potential of Upper Jurassic-Lower Cretaceous continental carboniferous deposits is not clearly understood. The authors have considered some features and nature of oil showings from the Upper-Jurassic deposits of the Bergeinsk and Oloi areas of the Lungkhin-Kelin trough of the Pre-Verkhoyansk foredeep. They give geochemical characteristics of oils belonging to light, sweet crude, paraffin, low-resin oils. The identity of hydrocarbons-biomarkers in the Bergeinsk-Oloi oils in structure and distribution is indicative of their uniform source and genetic relationship with the organic matter formed in the conditions of continental facies. According to geochemical data Upper-Jurassic deposits presented by a continental coal-bearing paralic formation initial organic matter of which is characterized by a mixed composition with a humic component distinctly predominant could serve as a producing strata for these oils. Comparing field and geological data, the authors anticipate that broken-down coal beds can serve as a peculiar oil reservoir (collecting basin). In the east of the Siberian platform within the Pre-Verkhoyansk foredeep and the adjacent part of the Vilyui syncline, it makes sense to identify the Upper Jurassic-Lower Cretaceous continental deposits as an individual potentially hydrocarbon lithologic-and-stratigraphic complex.

Keywords: East of the Siberian platform, Vilyui syncline, Pre-Verkhoyansk foredeep, coal-bearing continental deposits, Upper Jurassic, Lower Cretaceous, prospects of oil-and-gas content.

DOI 10.20403/2078-0575-2018-1-81-87

Имеется много публикаций с обоснованием генерации жидких углеводородных флюидов углями [18, 23, 25, 28]. Нефтегенерирующую способность углей связывают с содержанием в них лейптинитовой составляющей и с обогащенными водородом микрокомпонентами группы витринита.

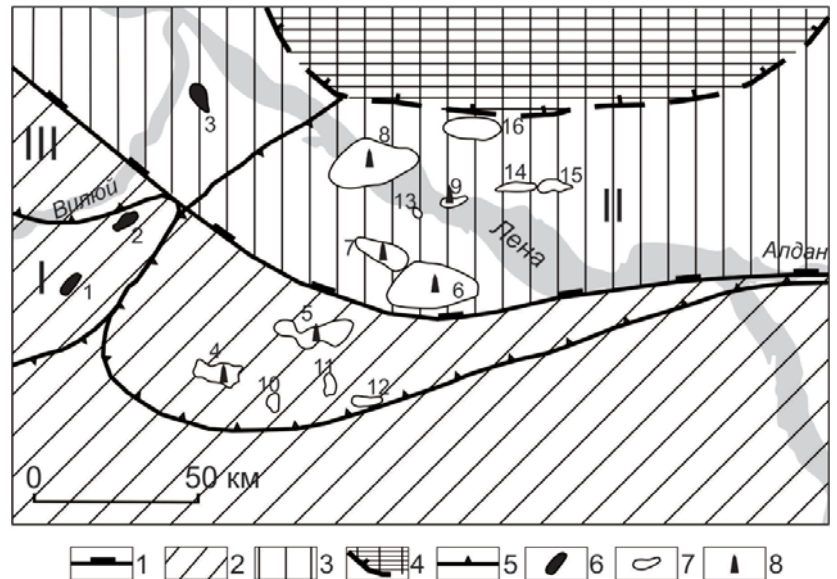
Большое количество нефтепроявлений в различных угольных бассейнах мира [18–21, 24, 26, 27], в том числе и в России, свидетельствует о генерации

углями как газообразных, так и жидких УВ с их последующей эмиграцией [3, 7–9, 12].

В восточной части Сибирской платформы в Вилюйской синеклизе и Предверхоянском прогибе выделяются два угленосных уровня отложений: верхнепалеозойский и верхнеюрско-нижнемеловой. Практически все исследователи отводят верхнепалеозойскому угленосному уровню роль основного генератора УВ известных газоконденсатных месторож-

Рис. 1. Обзорная схема Лунхинско-Келинской впадины

1 – граница нефтегазоносных областей; 2 – Вилюйская нефтегазоносная область; 3 – Предверхоанская нефтегазоносная область; 4 – Верхоянская складчато-надвиговая область; 5 – границы структур I–II порядка (I – Хапчагайский мегавал, II – Лунхино-Келинская впадина, III – Линденская впадина); 6 – газовые месторождения (1 – Бадаранское, 2 – Нижневилуйское, 3 – Усть-Вилуйское); 7 – структуры (4 – Среднелунхинская, 5 – Кобяйская, 6 – Олойская, 7 – Бергеинская, 8 – Сангарская, 9 – Эксенняхская, 10 – Дулгалахская, 11 – Восточно-Дулгалахская, 12 – Северо-Ситтепская, 13 – Балымахская, 14 – Западно-Баламаканская, 15 – Восточно-Баламаканская, 16 – Нижнечечумская); 8 – изученность глубоким бурением



дений Вилюйской нефтегазоносной области (НГО). В разрезе этих месторождений были зафиксированы многочисленные нефтепроявления вплоть до интенсивных притоков [3, 4, 24], а на некоторых газоконденсатных месторождениях Вилюйской синеклизы установлено наличие нефтяных оторочек [13, 16].

В то же время в изучаемом районе не выявлены месторождения углеводородов, генетически связанные с породами верхнеюрско-нижнемелового комплекса.

Постановка проблемы

Верхнеюрские отложения в восточной части Сибирской платформы представлены континентальной угленосной паралической формацией (чечумской серией свит), сложенной преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов с линзами каменных углей (нижневилуйская свита). Песчаная континентальная формация представлена песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов (марыкчанская свита). По вертикали она постепенно переходит в континентальную песчано-глинистую формацию (бергеинская свита). Максимальная толщина верхнеюрских отложений в Предверхоанском прогибе и прилегающей части Вилюйской синеклизы составляет 0,8–0,85 км [14].

Верхнеюрская песчано-глинистая континентальная формация вверх по разрезу сменяется верхнеюрско-нижнемеловой угленосной лимнической формацией, которая сложена песчаниками и песками с подчиненным количеством алевролитов, глин и углей, встречающихся в виде прослоев и пластов рабочей мощности, объединенных в батылхскую свиту. Далее вверх по разрезу свита перекрывается эксенняхской безугольной свитой нижнего мела. Максимальная зафиксированная толщина угленосных нижнемеловых отложений в зоне сочленения Предверхоанского прогиба и Вилюйской синеклизы достигает 1,14 км (скв. 2 на Олойской площади).

Таким образом, общая толщина единого верхнеюрско-нижнемелового угленосного комплекса отложений в рассматриваемом районе достигает 2,0 км. А. В. Бубнов и В. Н. Иванова [2] отмечают значительное (более 10 м на 100 м вскрытого угленосного разреза) увеличение угленосности как в нижнемеловых, так и в верхнеюрских отложениях с запада на восток, в сторону Предверхоанского прогиба.

По данным глубокого бурения кровля рассматриваемых образований в указанном районе залегает в инт. 0,7–2,5 км, в среднем на уровне 1,5 км. С учетом значительного верхнемелового эрозионного среза 0,5–1,0 км, установленного в результате изучения степени углефикации отложений [15], практически весь изучаемый комплекс находился в главной зоне нефтеобразования [14].

Прямые признаки нефтегазоносности установлены на ряде площадей в виде газо- и нефтепроявлений. Из верхнеюрской бергеинской свиты были получены промышленные притоки газа на Усть-Вилуйском газоконденсатном месторождении. Здесь бергеинская свита перекрывается непроницаемыми глинисто-песчаными пачками батылхской свиты нижнего мела. В начале 1960-х гг. при разведочном бурении в Лунхинско-Келинской впадине (рис. 1) на Бергеинской и Олойской площадях, находящихся в зоне сочленения Вилюйской синеклизы и Предверхоанского прогиба, отмечались незначительные притоки нефти из верхнеюрских отложений (табл. 1).

Материалы и методы исследования

Тектонически Бергеинская и Олойская структуры представляют собой две брахиантиклинали северо-западного простирания в пределах Предверхоанского прогиба. Широкое развитие дизъюнктивных нарушений является характерной их чертой. Изученные разрезы в интервалах опробования представлены переслаиванием пластов песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей.



Таблица 1

Нефтепроявления Лунхинско-Келинской впадины

Скважина	Альтитуда Удлинение	Интервал, м	Характер проявления
<i>Олойская площадь</i>			
P-1	74,66	3410–3420 3428–3442	При совместном испытании интервалов получен незначительный приток нефти и воды. Ориентировочный дебит воды 100 л/сут. Плотность нефти 823,8 кг/м ³ . Нефть темно-зеленого цвета. Застывает при комнатной температуре. Всего отобрано 85 л нефти
P-1	74,66	3334–3374	При опробовании получен непромышленный приток нефти с водой. Плотность нефти 823,0 кг/м ³ . Всего отобрано 130 л нефти
P-1	74,66	3280–3287 3300–3320	Зафиксирован приток нефти плотностью 823,0 кг/м ³
P-2	74,58	3744–3751 3786–3796 3803–3807 3810–3817	При опробовании получен незначительный приток (75 л/сут) воды с пленками нефти
<i>Бергеинская площадь</i>			
P-1	69,39	3400–3506	При испытании открытым стволом инт. 3400–3506 м на устье наблюдался незначительный приток нефти (20 л/сут). Нефть представляет собой подвижную жидкость светло-коричневого цвета. Плотность нефти 758,5 кг/м ³ . Всего отобрано 80 л нефти
P-2	69,98	3484–3487 3490–3495 3507–3514 3523–3530 3542–3546 3550–3554 3325–3328 3350–3354 3368–3372 3387–3393	При опробовании шести пластов в инт. 3484–3554 м и четырех пластов в инт. 3325–3393 м получен незначительный приток слабоминерализованной воды с пленками нефти. Максимальный дебит жидкости из инт. 3484–3554 м 180 л/сут, а из инт. 3325–3393 – 72 л/сут
P-3	69,2	3441–3448 3466–3477 3490–3496	В результате опробования инт. 3441–3496 м получен приток пресной воды с пленками нефти. Дебит воды 550 л/сут
P-3	69,2	3280–3290	При опробовании интервала (3280–3290 м) получен приток чистой нефти (60 л/сут). Нефть вязкая, темно-зеленого цвета. Вместе с нефтью наблюдалось поступление угольных частиц в большом количестве

Анализ керн из верхнеюрских терригенных отложений показывает неудовлетворительные фильтрационно-емкостные характеристики пород: пористость пород 4–6 %, газопроницаемость $(1-2) \cdot 10^{-17} \text{ м}^2$. Иначе говоря, поровых коллекторов здесь нет, а имеющиеся коллекторы трещинные. Это подтверждается результатами мероприятий по интенсификации притока. Испытания показали, что на обеих площадях повторное вскрытие пластов торпедированием, солянокислотная обработка и значительное снижение противодавления на пласт не привели к увеличению притока нефти.

Характерной особенностью результатов испытаний является обильное поступление угольных частиц вместе с притоками нефти. Максимальный зафиксированный дебит нефти (60 л/сут) был получен из плотного пласта песчаника, залегающего между мощными (до 5–6 м) пластами углей. Здесь также отмечается обильное поступление угольных частиц вместе с нефтью.

Результаты опробования показывают своеобразное проявление дебита скважины, когда максимальные притоки были получены только в начальный период испытания.

Нефтепроявления на Бергеинской и Олойской площадях были изучены рядом исследователей [4, 11, 15]. Нефти относятся к легким, малосернистым, парафинистым, малосмолистым. Выход бензиновых фракций составляет 47 %. В их составе на алканы приходится 40,6–47,3 %, нафтеновые УВ – 36,4–43,8 %, ароматические УВ – 15,5–16,3 % (табл. 2).

В групповом составе нефтей 92,7–94,1 % приходится на углеводороды, среди которых высока доля метаново-нафтеновых структур (88,6–92,2 % от суммы УВ). Содержание смолистых компонентов 5,6–6,6 %, бензольные смолы преобладают над спиртобензольными. Асфальтены составляют 0,3–0,7 %.

По данным ИК-спектроскопии для верхнеюрских нефтей характерно доминирование соедине-

Таблица 2

Физико-химическая характеристика нефтей

Параметры	Бергеинская скв. 1	Олойская скв. 1
Интервал отбора, м	3400–3506	3334–3374
Плотность при 20 °С, кг/м ³	758,5	830,7
Содержание серы, % на нефть	0,02	0,02
Содержание парафинов, % на нефть	4,0	10,6
Углеводородный состав фракции н.к.-200 °С, %		
метановые УВ	47,34	40,62
нафтеновые УВ	36,38	43,84
ароматические УВ	16,28	15,54
Групповой состав нефти, %:		
метаново-нафтеновые УВ	81,83	84,07
нафтеново-ароматические УВ	12,23	8,65
бензолные смолы	3,20	3,82
спиртобензолные смолы	2,42	2,76
сумма смол	5,62	6,56
асфальтены	0,31	0,70

ний с длинными метиленовыми цепями над ароматическими циклами. В масляной части содержание углерода в ароматических циклах составляет всего 4,4 %, а в нафтеново-ароматических УВ – 60 %. В отличие от углеводородной части смолы и асфальтены ароматические.

Особенностью состава рассматриваемых нефтей является их сходство с ОВ гумусового типа по ряду геохимических параметров, включая молекулы-биомаркеры [4, 5, 10]. Для этих нефтей, как и для терригенного ОВ, характерно преобладание высокомолекулярных n-алканов в углеводородном составе, высокие значения отношения пристан/фитан, отсутствие 12- и 13-метилалканов и ванадилпорфириновых комплексов. Им свойственно одинаковое распределение УВ-биомаркеров с относительно высокими концентрациями этилхолестанов C₂₉, диастеранов, а также низкие концентрации трициклических хейлантанов C₁₉–C₃₀, низкое содержание или отсутствие гомогопана C₃₅ и присутствие биомаркера 17α(H) диагопана. Эти биомаркеры являются индикаторами ОВ терригенных и угленосных материнских пород [10, 24].

Обсуждение результатов

Сходство состава и характера распределению углеводородов-биомаркеров в нефтях Бергеинской и Олойской площадей свидетельствует об едином источнике и генетической связи этих нефтей с ОВ высшей наземной растительности. Продуктирующей толщей для них могли послужить верхнеюрские отложения, представленные континентальной угленосной паралической формацией, в исходном ОВ которой преобладает гумусовая составляющая.

Весьма вероятно, что нефтесодержащими породами в резервуаре являются сами трещиноватые пласты углей [3, 7–9].

В приплатформенном крыле Предверхоанского прогиба, которое относится к тектонически активной зоне с интенсивной дислоцированностью разреза, коллекторами могут служить любые высокотрещинные породы, в том числе угленосные пласты. Они могут быть резервуаром для УВ, перетекающих из нижележащих отложений, или образовавшихся в нем пластовых флюидов. Достаточное условие существования такого нетрадиционного резервуара – наличие арочного эффекта в вышележающих плотных отложениях, при котором полезная емкость может быть обусловлена разуплотнением пород (углей) под аркой за счет перераспределения вертикального давления в субгоризонтальных направлениях (рис. 2). Даже после потери такого арочного эффекта при дальнейших тектонических подвижках часть флюида, попавшая в угольные пласты, вероятно, останется в них в определенных равновесных условиях.

В случае предполагаемого нетрадиционного резервуара добыча пластового флюида (нефти) традиционными методами значительно усложняется. По всей видимости, высокотрещиноватый каменный уголь в пластовых условиях может сохранять открытые трещины только при условиях их заполнения некоторым флюидом (нефтью). При удалении (добыче) флюида из угольного пласта его мелкие трещины (пустотное пространство) будут схлопываться, сводя дебит скважины до нуля. Это подтверждается результатами опробования: отно-

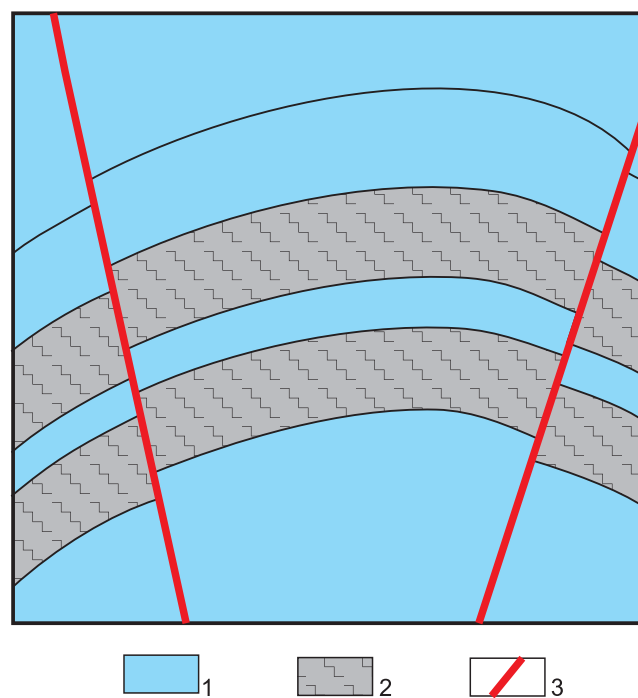


Рис. 2. Принципиальная схема арочного резервуара
1 – плотные терригенные породы; 2 – высокотрещиноватые угольные пласты; 3 – разломы



сительно высокие притоки были получены только в начальный период испытания.

Похожее явление наблюдалось при испытаниях интервалов баженовской свиты в Западной Сибири. Скважины, дававшие вначале высокие дебиты нефти, при естественном фонтанировании вскоре переставали работать [1]. Как оказалось, листоватые и рассланцованные за счет аномально высокого давления породы свиты при добыче с ощутимыми депрессиями на пласт теряли пустотное пространство. Расстояние между отдельными «листами» уменьшалось, и проницаемость пласта падала до нулевого значения. За всю историю добычи из баженовской свиты извлечено немногим более 5 млн т нефти [1].

В нашем случае в Бергеинской скв. 3 было осуществлено торпедирование интервала плотного песчаника между двумя угольными пластами. В результате последующего опробования это обусловило повышенный дебит нефти (60 л/сут) с привнесом угольных частиц. Применение успешного опыта добычи из формации Баккен [17] вместе с современными физико-химическими методами интенсификации притока может значительно увеличить дебит из предлагаемого угольного резервуара. При этом нужно иметь в виду, что освобождающееся от нефти трещинное пространство необходимо заполнять другим флюидом, чтобы мелкие трещины оставались открытыми.

Выводы

С классических позиций осадочно-миграционной теории верхнеюрско-нижнемеловая континентальная угленосная формация, распространенная на востоке Сибирской платформы, находится в благоприятных для нефтегазообразования условиях. При благоприятном сочетании структурно-литологических условий высока вероятность обнаружения промышленных скоплений нефти как в традиционных, так и на нетрадиционных резервуарах. Зафиксированные прямые признаки нефтегазоносности свидетельствуют в пользу данного утверждения. Отсутствие надежного регионально выдержанного флюидоупора в разрезе рассматриваемого района обуславливает преобладание жидких УВ над газообразными. Примером высокой генерирующей способности континентальными отложениями жидких углеводородов являются нефтегазоносные провинции северо-запада Китая [6]. Месторождения этого региона отличаются преимущественной нефтеносностью, запасы и ресурсы нефти преобладают над запасами и ресурсами газа, несмотря на преобладание континентальных отложений в осадочном чехле.

Таким образом, на востоке Сибирской платформы верхнеюрско-нижнемеловые континентальные угленосные отложения можно выделить в отдельный литолого-стратиграфический потенциальный нефтегазоносный комплекс. Также с этим комплек-

сом отложений связываются перспективы нефтегазоносности Индигиро-Зырянского прогиба (Восточная Якутия).

Работа выполнена в рамках проекта ФНИ СО РАН «Геологическое строение, геохимия органического вещества и перспективы нефтегазоносности территорий Восточной Якутии и шельфа Восточно-Сибирского моря».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Алексеев А. Д.** Баженовская свита: в поисках большой сланцевой нефти на Верхнем Салыме // Российские нефтегазовые технологии ROGTEC34, г. Эстепона, Испания, 2013. – С. 15–39. – Точка доступа: http://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/09/02_SPD-The-Bazhenov-Formation-Big-Shale-Oil-in-Upper-Salym.pdf.
2. **Бубнов А. В., Иванова В. Н.** Угленосность нижнемеловых и верхнеюрских отложений восточной части Вилуйской синеклизы // Литология нефтегазоносных и угленосных отложений Якутии: сб. науч. тр. – Якутск: ЯНЦ СО АН СССР, 1990. – С. 80–84.
3. **Газоугольные** бассейны России и мира / М. В. Голицын, А. М. Голицын, М. В. Пронина и др. – М.: Изд-во МГУ, 2002. – 250 с.
4. **Геохимия** нефтей востока Сибирской платформы / В. А. Каширцев, А. Ф. Сафронов, А. Н. Исосимова и др. – Якутск: ЯНЦ СО РАН, 2009. – 180 с.
5. **Геохимия** органического вещества нефтегазоносных отложений Западной Якутии / ред. Е. И. Бодунов. – Новосибирск: Наука, 1984. – 113 с.
6. **Го Минь, Сиднев А. В.** Нефтегазовые месторождения бассейна Джунгария и проблемы их поиска на северо-западе Китая // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2015. – № 3. – С. 20–30. – Точка доступа: http://ogbus.ru/issues/3_2015/ogbus_3_2015_p20-30_GuoMin_ru.pdf.
7. **Голицын М. В., Голицын А. М.** Углеводородный потенциал ископаемых углей. – М.: Изд-во МГУ. – 1995. – С. 23–28.
8. **Голицын М. В., Кузнецова А. А.** Метаморфизм каустобиолитов Карагандинского бассейна. – М.: Наука, 1970. – 135 с.
9. **Голицын М. В., Пронина Н. В.** Нефть в угольных бассейнах // Горный информационно-аналитический бюллетень (науч.-техн. журн.). – 2004. – Вып. 5. – С. 13–19.
10. **Конторович А. Э., Борисова Л. С.** Состав асфальтенов как индикатор типа рассеянного органического вещества // Геохимия. – 1994. – № 1. – С. 1660–1667.
11. **Нефти** и конденсаты Западной Якутии (рекомендации) / под ред. Е. И. Бодунова, В. А. Каширцева. – Якутск: ЯФ СО АН СССР, 1981. – 89 с.
12. **Обласов Н. В.** Геохимия углистого органического вещества и его роль в формировании месторождений нефти и газа на территории Томской области: автореф. дис. ... к. г.-м. н. – Томск, 2010. – 21 с.

13. Сафронов А. Ф. Историко-генетический анализ процессов нефтегазообразования (на примере востока Сибирской платформы). – Якутск: ЯНЦ СО РАН, 1992. – 148 с.

14. Сафронов А. Ф., Сивцев А. И., Черненко В. Б. Нефтеносность нижнемезозойских отложений Хапчагайского мегавала Вилюйской синеклизы // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55, № 8. – С. 1263–1269.

15. Филатов С. С. О некоторых геохимических особенностях нефтей и конденсатов Лено-Вилюйской нефтегазоносной области // Тр. ВНИГРИ. – 1971 – Вып. 294, № 11. – С. 49–62.

16. Черненко В. Б., Сивцев А. И., Ситников В. С. Особенности геологического строения и перспективы нефтеносности Соболох-Неджелинского газоконденсатного месторождения // Наука и образование. – 2013. – № 4. – С. 18–26.

17. Bakken Oil Formation. – Available at: www.energyandcapital.com/resources/bakken-oil-field.

18. Controls on the oil and gas potential of humic coals / G. H. Isaksen, D. J. Curri, J. D. Yeakel, A. I. Jensen // Organic Geochemistry. – 1998. – Vol. 29, no. 1–3. – P. 23–44.

19. Fan P., Luo B., Huang R. Formation and migration of continental oil and gas in China // Scientific Sinica. – 1980. – Vol. 23. – P. 1286–1295.

20. Fu J., Guoying S., Dehan L. Organic geochemical characteristics of major types of terrestrial petroleum source rocks in China (eds. A. J. Fleet, K. Kelts, M. R. Talbot In Lacustrine Petroleum Source Rocks) // Geological Society Special Publication. Blackwell, Oxford. – 1988. – Vol. 40. – P. 279–289.

21. Hvoslef S., Larter S. R., Leythaeuser D. Aspects of generation and migration of hydrocarbons from coal-bearing strata of the Hitra formation, Haltenbanken area, offshore Norway // Organic Geochemistry. – 1998. – Vol. 13. – P. 525–536.

22. Killops S. D., Cook R. A., Sykes R. Petroleum potential and oil-source correlation in the Great South and Canterbury Basins // New Zealand Journal of Geology and Geophysics. – 1997. – Vol. 40. – P. 405–423.

23. Peters K. E., Moldovan J. M. The biomarker guide. – Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall, 1993. – 363 p.

24. The geochemical peculiarities of crude oils from the Upper Permian-Mesozoic strata of the Vilyusky Basin / V. A. Kashirtsev, A. F. Safronov, O. N. Chalya et al. // 6th Internat. Conf. on Petroleum Geochem. and Explor. In Afro-Asian Region. 12–14 Oct. 2004. Book of Abstracts. Pt. 1. – Pekin, China, 2004. – Vol. 12. – P. 23–24.

25. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameter and stoichiometric coefficients for oil and gas generation / F. Behar, V. Vandenbroucke, Y. Tang et al. // Organic Geochemistry. – 1997. – Vol. 26, no. 5–6. – P. 321–339.

26. Wasida A., Nishita H. Geochemical characteristics of terrigenous- and marine-sourced oils in

Hokkaido, Japan // Organic Geochemistry. – 1998. – Vol. 28. – P. 27–41.

27. Wilkins R. W. T., George S. C. Coal as a source rock for oil: a review // International Journal of Coal Geology. – 2002 – Vol. 50. – P. 317–361.

28. Zumberge J. E. Prediction of source rock characteristics based on terpane biomarkers in crude oils: a multivariate statistical approach // Geochim. et Cosmochim. Acta. – 1987. – Vol. 51. – P. 1625–1637.

REFERENCES

1. Alekseev A.D. [Bazhenovskaya Formation: In searching for big shale oil on the Upper Salym]. *Rossiyskie neftegazovye tekhnologii ROGTEC34, Estepona, Spain* [Russian oil and gas technologies ROGTEC34, Estepona, Spain]. 2013, pp. 15–39. Available at: http://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/09/02_SPD-The-Bazhenov-Formation-Big-Shale-Oil-in-Upper-Salym.pdf. (In Russ.).

2. Bubnov A.V., Ivanova V.N. [Coal-bearing Lower-Cretaceous and Upper-Jurassic deposits in the eastern Vilyui syncline]. *Litologiya neftegazonosnykh i uglonosnykh otlozheniy Yakutii* [Lithology of hydrocarbon and coal-bearing deposits of Yakutia]. Yakutsk, YaNTs SB AS USSR Publ., 1990, pp. 80–84. (In Russ.).

3. Golitsyn M.V., Golitsyn A.M., Pronina N.V., et al. *Gazougol'nye basseiny Rossii i mira* [Gas-coal basins of Russia and the world]. Moscow, MGU Publ., 2002. 250 p. (In Russ.).

4. Kashirtsev V.A., Safronov A.F., Izosimova A.N., et al. *Geokhimiya neftey vostochnoy Sibirskoy platformy* [Geochemistry of oils in the east of the Siberian platform]. Yakutsk, SB RAS YaF Publ., 2009. 180 p. (In Russ.).

5. *Geokhimiya organicheskogo veshchestva neftegazonosnykh otlozheniy Zapadnoy Yakutii* [Geochemistry of organic matter of hydrocarbon deposits in Western Yakutia]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1984. 113 p. (In Russ.).

6. Go Min', Sidnev A.V. [Oil-and-gas fields in the Dzhungaria basin and problems of their prospecting in the north-west of China]. *Elektronnyy nauchnyy zhurnal «Neftegazovoe delo» – Online scientific journal “Oil and gas business”*, 2015, vol. 3, pp. 20–30. Available at: http://ogbus.ru/issues/3_2015/ogbus_3_2015_p20-30_GuoMin_ru.pdf. (In Russ.).

7. Golitsyn M.V., Golitsyn A.M. *Uglevodородnyy potentsial iskopaemykh ugley* [Hydrocarbon potential of carbofossils]. Moscow, MGU Publ., 1995, pp. 23–28. (In Russ.).

8. Golitsyn M.V., Kuznetsova A.A. *Metamorfizm kaustobiolitov Karagandinskogo basseyna* [Metamorphism of caustobioliths of the Karaganda basin]. Moscow, Nauka Publ., 1970. 135 p. (In Russ.).

9. Golitsyn M.V., Pronina N.V. [Oil in coal basins]. *Gornyy informatsionno-analiticheskiy byulleten' (nauchno-tekhicheskiy zhurnal) – Mine information and analytical bulletin (scientific and technical journal)*, 2004, issue 5, pp. 13–19. (In Russ.).

10. Kontorovich A.E., Borisova L.S. [Composition of asphaltenes as an indicator of the scattered organic



matter type]. *Geokhimiya – Geochemistry*, 1994, no. 1, pp. 1660–1667. (In Russ.).

11. *Nefti i kondensaty Zapadnoy Yakutii (rekommendatsii)* [Oils and condensates of Western Yakutia (recommendations)]. Yakutsk, YaF SB AS USSR Publ., 1981. 89 p. (In Russ.).

12. Oblasov N.V. *Geokhimiya uglitogo organicheskogo veshchestva i ego rol' v formirovanii mesozozhdeniy nefti i gaza na territorii Tomskoy oblasti: avtoreferat kand. dis.* [Geochemistry of carbonaceous organic matter and its role in the formation of oil-and gas fields on the territory of the Tomsk Region. Author's abstract of PhD thesis]. Tomsk, 2010. 21 p. (In Russ.).

13. Safronov A.F. *Istoriko-geneticheskiy analiz protsessov neftegazobrazovaniya (na primere vostoka Sibirskoy platformy)* [Historical and genetic analysis of oil-and-gas formation processes (on the example of the East of the Siberian platform)]. Yakutsk, YaNTs SB RAS Publ., 1992. 148 p. (In Russ.).

14. Safronov A.F., Sivtsev A.I. [Oil potential of the Lower Mesozoic deposits of the Khapchagai megaswell of the Vilyui syncline]. *Geologiya i geofizika – Russian Geology and Geophysics*, 2014, vol. 55, no. 8, pp. 1003–1008.

15. Filatov S.S. [On some geochemical features of oils and condensates of the Lena-Vilyui petroleum region]. *Trudy VNIGRI "Geokhimiya rasseyannogo organicheskogo veshchestva"* [Proc. VNIGRI "Geochemistry of scattered organic substance"]. 1971, issue 294, no. 11, pp. 49–62. (In Russ.).

16. Chernenko V.B., Sivtsev A.I., Sitnikov V.S. [Features of the geological structure and prospects of oil-bearing capacity of the Sobolokh-Nedzhelinskoye gas-condensate field]. *Nauka i obrazovanie – Science and education*, 2013, no. 4, pp. 18–26. (In Russ.).

17. Bakken Oil Formation. Available at: www.energyandcapital.com/resources/bakken-oil-field.

18. Isaksen G.H., Curri D.J., Yeakel J.D., Jenssen A. I. Controls on the oil and gas potential of humic coals. *Organic Geochemistry*, 1998, vol. 29, no. 1–3, pp. 23–44.

19. Fan P., Luo B., Huang R. Formation and migration of continental oil and gas in China. *Scientific Sinica*, 1980, vol. 23, pp. 1286–1295.

20. Fu J., Guoying S., Dehan L. Organic geochemical characteristics of major types of terrestrial petroleum source rocks in China (eds. A.J.Fleet, K.Kelts, M.R.Talbot In Lacustrine Petroleum Source Rocks). *Geological Society Special Publication*. Blackwell, Oxford, 1988, vol. 40, pp. 279–289.

21. Hvoslef S., Larter S.R., Leythaeuser D. Aspects of generation and migration of hydrocarbons from coal-bearing strata of the Hitra formation, Haltenbanken area, offshore Norway. *Organic Geochemistry*, 1998, vol. 13, pp. 525–536.

22. Killops S.D., Cook R.A., Sykes R. Petroleum potential and oil-source correlation in the Great South and Canterbury Basins. *New Zealand Journal of Geology and Geophysics*, 1997, vol. 40, pp. 405–423.

23. Peters K.E., Moldovan J.M. The biomarker guide. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall, 1993. 363 p.

24. Kashirtsev V.A., Safronov A.F., Chalaya O.N., et al. The geochemical peculiarities of crude oils from the Upper Permian-Mesozoic strata of the Vilyuskiy Basin. *6th Internat. Conf. on Petroleum Geochem. and Explor. In Afro-Asian Region. 12–14 Oct. 2004*. Book of Abstracts. Pt. 1. Pekin, China, 2004, vol. 12, pp. 23–24.

25. Behar F., Vandenbroucke V., Tang Y., et al. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameter and stoichiometric coefficients for oil and gas generation. *Organic Geochemistry*, 1997, vol. 26, no. 5–6, pp. 321–339.

26. Wasida A., Nishita H. Geochemical characteristics of terrigenous- and marine-sourced oils in Hokkaido, Japan. *Organic Geochemistry*, 1998, vol. 28, pp. 27–41.

27. Wilkins R.W.T., George S.C. Coal as a source rock for oil: a review. *International Journal of Coal Geology*, 2002, vol. 50, pp. 317–361.

28. Zumberge J.E. Prediction of source rock characteristics based on terpane biomarkers in crude oils: a multivariate statistical approach. *Geochim. et Cosmochim. Acta*, 1987, vol. 51, pp. 1625–1637.

© А. И. Сивцев, О. Н. Чалая, И. Н. Зуева, 2018