

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 553.982

Оценка ресурсов сланцевой нефти нижнетутлеймской подсветы

Р.Н. Петрова

Пермский государственный национальный исследовательский университет

614990, Пермь, ул. Букирева, 15. E-mail: kitregina Petrova@gmail.com

(Статья поступила в редакцию 7 ноября 2019 г.)

В результате комплексного анализа геолого-геофизической и геохимической изученности нижнетутлеймская подсвета в скважине №1 отнесена к нефтематеринской генерации углеводородов с промышленным потенциалом. С целью оценки ресурсов сланцевой нефти объемно-генетическим методом был использован метод реконструкции содержания $C_{орг}$ по данным ГК. Выполнена оценка ресурсов методом Монте-Карло с определением прогнозных ресурсов с вероятностью P90, P50 и P10. Сделан вывод о развитии залежи сланцевой нефти в нижнетутлеймской подсвете в разрезе скважины №1.

Ключевые слова: *гамма-каротаж, корреляционный анализ, нижнетутлеймская подсвета, сланцевая нефть, органическое вещество, ресурсный потенциал.*

DOI: 10.17072/psu.geol.19.1.81

Введение

На современном этапе геологоразведочных работ приоритетной задачей является изучение нетрадиционных источников нефти, в частности баженовского горизонта Западной Сибири, который представляет собой как нефтематеринскую толщу, так и коллектор с промышленной нефтеносностью.

Район исследования расположен в западном направлении к приуральской части Западно-Сибирского осадочного бассейна, где высокоуглеродистая баженовская свита сменяется нижнетутлеймской подсветой (Стратиграфический ..., 1988). В работе представлены результаты изучения отложений нижнетутлеймской подсветы, вскрытых скважиной №1, расположенной в пределах Елизаровского прогиба. С целью оценки ресурсного потенциала сланцевой нефти нижнетутлеймской подсветы решались следующие задачи:

1) оценить по литолого-геохимическим свойствам ее нефтегенерационный потенциал;

2) реконструировать содержание органического углерода по данным корреляции керн-ГИС;

3) применить детерминистский и вероятностный подход к оценке ресурсного потенциала.

Общие сведения о геологическом строении и нефтегазоносности района

Скважина №1 административно расположена в Ханты-Мансийском автономном округе, в 80 км к северо-западу от г. Ханты-Мансийск. В тектоническом отношении приурочена к южной части Елизаровского прогиба, расположенного в центральной части Фроловской мегавпадины. Скважина вскрыла отложения доюрского комплекса (триас), юрские (средний, верхний отдел), меловые, палеогеновые и четвертичные отложения. Разрез скважины преимущественно осадочный, терригенный, за исключением доюрского комплекса. Отложения доюрского комплекса представлены магматическими породами кислого состава, переслаивающимися с двумя терригенными толщами. Фактическая глубина скважины 3203 м.

По нефтегеологическому районированию скважина №1 относится к Ляминскому нефтегазоносному району Фроловской нефтегазоносной области. В региональном плане нижнетутлеймская подсвета представ-

ляет продуктивный пласт Ю₀. В непосредственной близости от района исследования его продуктивность установлена на Рогожниковской, Назымской, Ем-Еговской, Галяновской и Пальяновской площадях, расположенных на восточном склоне Красноленинского свода. На Галяновском, Средне-Назымском, Пальяновском и Ем-Еговском месторождениях ведется опытно-промышленная эксплуатация (Балушкина, 2013).

Комплексная характеристика нижнетутлеймских отложений

В возрастном отношении период формирования осадков нижнетутлеймской подсвиты охватывает весь волжский век (верхняя юра) и часть раннего берриасса (нижний мел). Осадки подсвиты накапливались в условиях обширного эпиконтинентального, мелководного морского бассейна в восстановительных и резко восстановительных условиях. В бассейне периодически возникало сероводородное заражение придонных вод, существовал своеобразный набор бентосных, нектонных организмов, фито- и зоопланктона.

Нижнетутлеймская подсвита в скважине №1 имеет сложное строение, обусловленное седиментационными наложенными неоднородностями. Седиментационные неоднородности связаны с изменением по разрезу в осадках глинистого, кремнистого, карбонатного, органогенного вещества (Ушатинский, Зарипов, 1978). В результате в разрезе исследуемой скважины наблюдается чередование четырех толщ с разным литологическим составом, представленных глинисто-карбонатно-битуминозными породами, глинисто-кремнисто-битуминозными породами, глинисто-битуминозными породами и битуминозными аргиллитами (рис. 1). По соотношению емкостных и фильтрационных параметров подсвита характеризуется порово-трещинными и трещинными типами коллекторов. В подсвите отмечается многочисленное число радиоларий, аммонитов, раковин двустворок, а также углисто-растительного детрита. Породы сильно обогащены пиритом, а также фосфатами, сульфидами и другими аутигенными минералами.

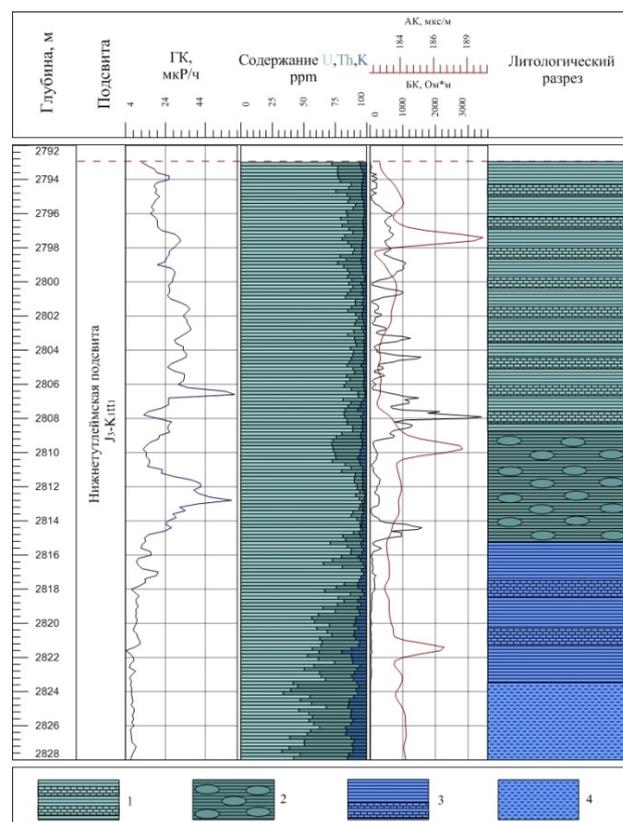


Рис. 1. Схематический литологический разрез нижнетутлеймских отложений в разрезе скважины №1: 1 – глинисто-карбонатно-битуминозные породы; 2 – глинисто-кремнисто-битуминозные породы; 3 – глинисто-битуминозные породы с двумя терригенными прослоями в подошвенной части; 4 – аргиллиты битуминозные

По содержанию и распределению органического вещества нижнетутлеймская подсвита в пределах исследуемого района относится к красноленинскому типу разреза (Брадучан и др., 1986). Породы характеризуются высокими концентрациями ОВ, повышенными значениями кажущегося сопротивления, а также высокими значениями естественной радиоактивности. Естественная радиоактивность пород, фиксируемая на кривых ГК, обусловлена главным образом изотопами урана (U^{238}), тория (Th^{232}) и калия (K^{40}), причем наибольшая доля обеспечена вкладом урана.

По геохимической характеристике ОВ нижнетутлеймской подсвиты относится к смешанному сапропелево-гумусовому типу с доминированием сапропелевой составляющей. Содержание органического углерода (C_{org}) изменяется от 3 до 15 % при среднем значе-

нии 6,9 %. По пиролитическим данным породы обладают богатым генерационным потенциалом. Так, параметр, характеризующий остаточный потенциал (S_2), достигает 47 мг/г и оценивается в целом как «хороший», а в отдельных прослоях – «превосходный». Температура максимального выхода УВ (T_{max}) изменяется от 449 до 460°C, что соответствует катагенетической зрелости пород на подстадии МК₂ (Вассоевич, 1976). На высокую генерационную способность отложений указывает и величина нефтегенетического потенциала (НГ), достигающая 600 мг УВ/г $C_{орг}$.

По результатам комплексной литолого-геохимической изученности подсвиты относятся к нефтематеринской с высоким генерационным потенциалом. В то же время нижнетутлеймская материнская свита – это толща с возможной промышленной генерацией углеводородов, в которой плотность содержания ОВ в породах более 1 млн т/км² (Ларская, 1983; Карасева, 2009). В связи с этим была проведена оценка прогнозных ресурсов сланцевой нефти в нижнетутлеймской свите.

Реконструкция содержания органического углерода по данным керн-ГИС

Оптимальным методом оценки ресурсов сланцевой нефти можно считать объемно-генетический, т. к. специальных общепринятых методов в настоящее время не разработано. Содержание $C_{орг}$ считается одним из важнейших подсчетных параметров, используемых в данном методе, представительность данных о его содержании в породе, полученных аналитическими методами, существенно ограничивается неполнотой и выборочностью отбора керна. Для полной реконструкции распределения $C_{орг}$ в разрезе нижнетутлеймской подсвиты с учетом бескерновых интервалов был использован метод его реконструкции по ГК. Изучением влияния радиоактивности на содержание $C_{орг}$ в высокоуглеродистых породах с середины прошлого века занимались как иностранные исследователи (Schmoker, 1981; Fertl, Rieke, 1980), так и отечественные (Плуман, 1971; Хабаров и др., 1989; Юдович, Кетрис, 1994).

Основным результатом изучения радиоактивности баженовской свиты следует счи-

тать вывод о приуроченности урана к органическому материалу в условиях восстановительной среды. В работах (Гурари, Матвиенко, 1980; Гурари и др., 1988) установлена связь содержания органического углерода с общей радиоактивностью пород свиты. Было показано, что уран распределен в породах свиты неравномерно, его максимальные концентрации приурочены к локальным скоплениям ОВ.

Для выявления зависимости содержания $C_{орг}$ от показаний ГК в отложениях нижнетутлеймской подсвиты скважины №1 был проведен корреляционный анализ. В процессе расчета использовался двойной разностный параметр ($\Delta\gamma$) по ГК, исключающий погрешности, связанные со скважинными условиями (плотностью промывочной жидкости, диаметром скважины, типом прибора ГК, положением прибора в скважине, толщиной обсадной колонны и др.). По результатам корреляционного анализа установлена зависимость, которая описывается линейным уравнением $C_{орг} = 4.52 + 11.30 \cdot \Delta\gamma$. Оценка коэффициента корреляции между $C_{орг}$ и $\Delta\gamma$ равна 0,74 при относительной ошибке 28%.

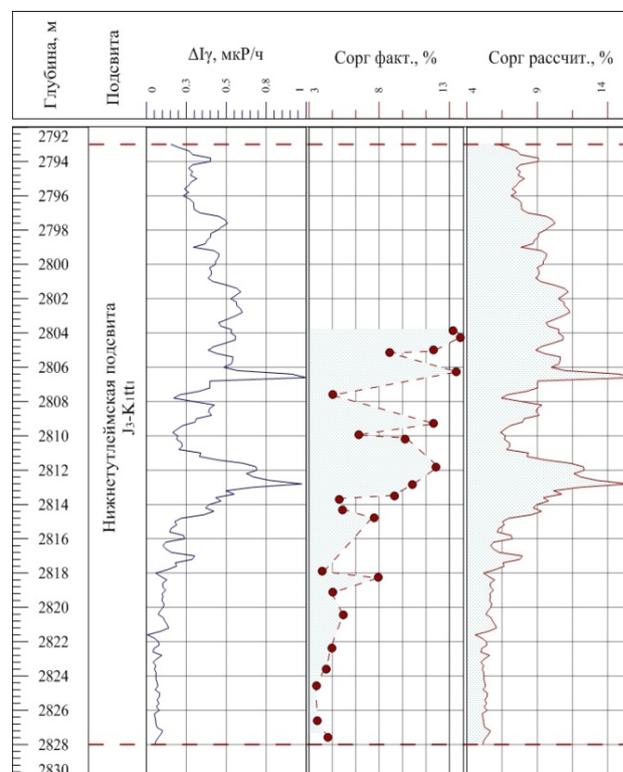


Рис. 2. Картаж содержания органического углерода в разрезе скважины №1 по данным корреляционного анализа

При малых объемах выборки оценка значимости коэффициента корреляции выполнялась с использованием t-критерия Стьюдента. Полученный коэффициент является статистически значимым ($t_{\text{набл}} > t_{\text{крит}}$).

Благодаря полученному уравнению было реконструировано содержание $C_{\text{орг}}$ во всем интервале нижнетутлеймской подсвиты. Средняя концентрация $C_{\text{орг}}$ составила 7,94 % (рис. 2). Приведенные результаты корреляции могут быть использованы и для других скважин, вскрывших нижнетутлеймские отложения Елизаровского прогиба.

Оценка ресурсного потенциала сланцевой нефти

Для расчета плотности генерации нефти ($q^{\text{ген}}$) такие показатели, как коэффициент генерации нефти ($K^{\text{ген}}$), концентрация углерода в остаточном ОВ на данной стадии катагенеза ($C^{\text{г}}$), остаточная масса ОВ от исходной массы (Мост), были взяты по табличным данным для сапропелевого ОВ на стадии катагенеза МК₂ (Методическое ..., 2000).

По результатам расчетов плотность генерации нефти в нижнетутлеймской подсвите составила 1,3 млн т/км². Согласно методическим рекомендациям, $K_{\text{эм}}$ в главной зоне нефтеобразования составляет обычно 0,32–0,56, для дальнейших расчетов принято среднее арифметическое значение, равное 0,44. Плотность эмиграции составила ($q^{\text{эм}}$) 558,3 тыс. т/км². Под остаточной плотностью понимается нефть, оставшаяся после эмиграции, т. е. непосредственно сланцевая нефть. Остаточная плотность ($q^{\text{ост}}$) составила 710,4 тыс. т/км². Полученное значение в целом соответствует данным плотности ресурсов сланцевой нефти в продуктивных баженовских отложениях. Так, в пределах Салымского свода плотность ресурсов сланцевой нефти достигает 900 тыс. т/км².

Вероятностная оценка ресурсов сланцевой нефти нижнетутлеймской подсвиты проводилась методом Монте-Карло в программном комплексе «Oracle Crystal Ball», где каждый подсчетный параметр был задан согласно определенному распределению. В результате прогнозные ресурсы представляются в виде значений P90, P50 и P10, где P90 – это минимально оцененная величина ресур-

сов, подтверждающаяся с вероятностью риска 10 %; P50 – это оптимальная или базовая величина ресурсов с вероятностью риска 50 %; P10 – это максимально оцененная величина ресурсов с вероятностью риска 90 %.

В основу вероятностного моделирования была положена формула объемно-генетического метода. По результатам расчетов во внимание принимались оптимальные величины с вероятностью P50.

Согласно вероятно-статистической оценке по методу Монте-Карло с вероятностью P10, плотность генерации нефти ($q^{\text{ген}}$) составила 1,56 млн т/км², с P50 – 1,24 млн т/км², с P90 – 1,02 млн т/км² (рис. 3).

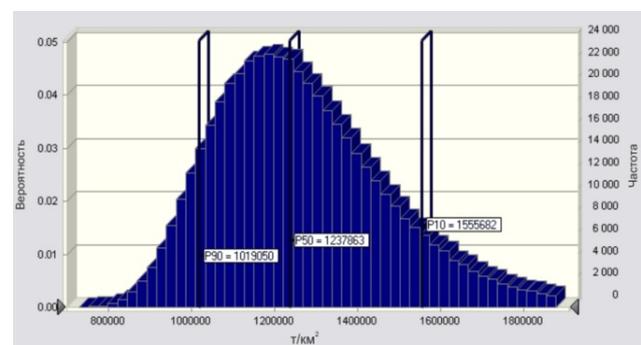


Рис. 3. Вероятностная оценка плотности генерации нефти в нижнетутлеймской подсвите

Плотность эмиграции нефти ($q^{\text{эм}}$) с вероятностью P10 составила 684,8, с P50 – 544,6, с P90 – 448,05 тыс. т/км² (рис. 4).

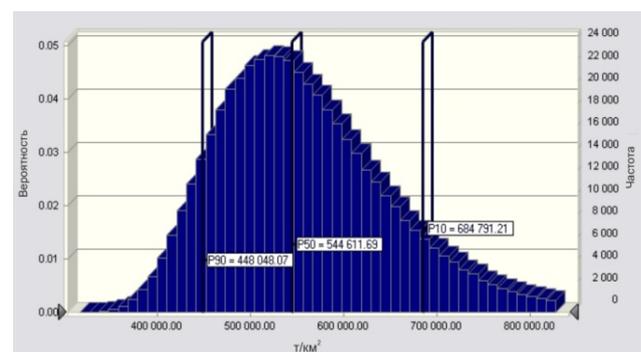


Рис. 4. Вероятностная оценка плотности эмиграции нефти в нижнетутлеймской подсвите

Остаточная плотность ($q^{\text{ост}}$) – количество сланцевой нефти – изменяется от 570,5 до 871,5 тыс. т/км², что соответствует P90 и P10 вероятностям. При вероятности P50 остаточная плотность имеет значение 693,3 тыс.

т/км² (рис. 5). Таким образом, полученное значение можно рассматривать на уровне залежи сланцевой нефти в промышленных масштабах в разрезе скважины №1.

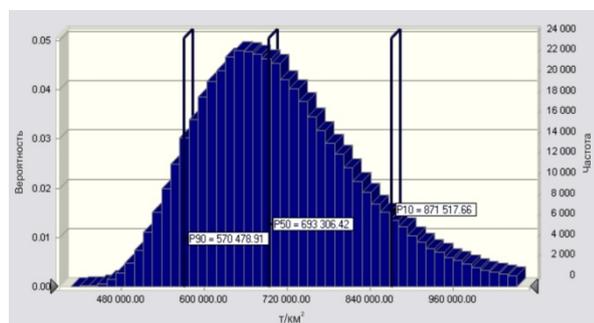


Рис. 5. Вероятностная оценка остаточной плотности сланцевой нефти в нижнетутлеймской подсвите

Подтверждением развития залежи сланцевой нефти является благоприятное сочетание поисковых критериев, контролирующих нефтеносность в сланцевых толщах (Гурари и др., 1988; Lu et al., 2012). К ним относятся высокое содержание органического вещества со значительной термической зрелостью, аномально высокие пластовые давления, приуроченность нефти к трещиноватым коллекторам и др.

Заключение

На основании проведенного исследования можно сделать следующие выводы.

1. Установлено, что нижнетутлеймская подсвита скважины №1 представляет собой материнскую свиту, т. е. толщу с возможной промышленной генерацией нефти, т.к. плотность содержания ОВ составляет более 1 млн т/км².

2. Выявлена связь между содержанием $S_{орг}$ и показаниями ГК в нижнетутлеймских отложениях, описываемая уравнением $S_{орг} = 4.52 + 11.30 \cdot \Delta\gamma$, которая позволила реконструировать содержание $S_{орг}$ в бескерновых интервалах и рассчитать среднее содержание в исследуемой толще.

3. Проведена оценка ресурсов нефти объемно-генетическим методом. Плотность ресурсов сланцевой нефти составила 710,4 тыс. т/км², а при вероятностной оценке методом

Монте-Карло с вероятностью P50 плотность ресурсов равна 693,3 тыс. т/км².

4. Сделан вывод о возможном развитии залежи сланцевой нефти в промышленных масштабах в разрезе скважины №1.

Библиографический список

Балушкина Н.С. Литофизическая типизация и нефтеносность пород баженовского горизонта в зоне сочленения Сургутского и Краснотурганского сводов: автореф. канд. дис. М., 2013. 27 с.

Брадучан Ю.В., Гурари Ф.Г., Захаров В.А. и др. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность) // Тр. Ин-та геологии и геофизики СО РАН. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1986. Вып. 649. 216 с.

Вассоевич Н.Б., Неручев С.Г., Лопатин Н.В. О шкале катагенеза в связи с нефтеобразованием // Горючие ископаемые: проблемы геологии и геохимии нафтидов и битуминозных пород. М.: Наука, 1976. С. 47–62.

Гурари Ф.Г., Матвиенко Н.И. Палеогеография баженовской свиты по распределению в ней урана // Перспективы нефтегазоносности юго-востока Западной Сибири / СНИИГГиМС. Новосибирск, 1980. Вып. 275. С. 81–90.

Гурари Ф.Г., Вайц Э.Я., Москвин В.И. и др. Условия формирования и методика поисков залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты. М.: Недра, 1988. 199 с.

Карасева Т.В. Современные представления о формировании залежей нефти и газа // Вестник Пермского университета. Геология. 2009. № 11. С. 27–33.

Ларская Е.С. Диагностика и методы изучения нефтегазоматеринских толщ. М.: Недра, 1983. 195 с.

Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России / ВНИГНИ. М., 2000. 189 с.

Плудман И.И. Ураноносность черных битуминозных аргиллитов верхней юры Западно-Сибирской плиты // Геохимия. 1971. Вып. 11. С. 1362–1368.

Стратиграфический словарь мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности / под ред. Н.Н. Ростовцева. Л.: Недра, 1978. 172 с.

Ушатинский И.Н., Зарипов О.Г. Минералогические и геохимические показатели нефтегазоносности отложений Западно-Сибирской плиты. Свердловск: Средне-Уральское книжное издательство, 1978. 207 с.

Хабаров В.В., Неленченко О.М., Волков Е.И., Борташевич О.В. Уран, калий и торий в битуминозных породах баженовской свиты Западной Сибири // Советская геология. 1980. Вып. 10. С. 94–105.

Юдович Я. Э., Кетрис М.П. Элементы примеси в черных сланцах. Екатеринбург: Наука, 1994. С. 127–149.

Fertl W.H., Rieke H.H. Gamma ray spectral evaluation techniques identify fractured shale reservoirs and source-rock characteristics// J. Petrol. Technol.

1980. Vol. 32(11). P. 2053–2062. DOI: 10.2118/8454-PA

Lu Sh., Huang F., Chen F., Li J. Classification and evaluation criteria of shale oil and gas resources: Discussion and application// Petroleum exploration and development. 2012. Vol. 39. P. 268–276. DOI: 10.1016/S1876-3804(12)60042-1

Schmoker J.W. Determination of organic-matter content of Appalachian Devonian shales from Gamma-ray logs// AAPG Bulletin. 1981. Vol. 65(7). P. 1285–1298.

Assessment of the Shale Oil Potential of the Lower Tutleim Formation

R.N. Petrova

Perm State University

15 Bukireva Str., Perm 614000, Russia. E-mail: kitregina Petrova@gmail.com

In result of a comprehensive analysis of the geological, geophysical and geochemical data, the lower Tutleim Formation in well №1 was classified as an oil source with the industrial potential for hydrocarbon generation. In order to estimate the resources of shale oil by the volumetric genetic method, the method of reconstruction the Total Organic Carbon content according to the Gamma-Ray data was used. A probabilistic assessment of resources by the Monte-Carlo method was performed with the determination of forecast resources at probability P90, P50 and P10. The conclusion is drawn about the development of a shale oil deposit in the lower Tutleim formation in the context of well №1.

Keywords: *gamma-ray log, lower Tutleim formation, shale oil, organic matter, resource potential.*

Reference

Balushkina N.S. 2013. Litofizicheskaya tipizatsiya i neftenosnost porod bazhenovskogo gorizonta v zone sochleneniya Surgut'skogo i Krasnoleninskogo svodov [Lithophysical typification and oil potential of the Bazhenovkiy horizon in the junction zone of the Surgut and Krasnoleninsk arches]. Moskva, p. 27. (in Russian)

Braduchan Yu.V., Gurari F.G., Zakharov V.A. et al. 1986. Bazhenovskiy gorizont Zapadnoy Sibiri (stratigrafiya, paleogeografiya, ekosistema, neftenosnost) [Bazhenov horizon of the Western Siberia (stratigraphy, paleogeography, ecosystem, oil content)]. Nauka, Novosibirsk, p. 216. (in Russian)

Vasoyevich N.B., Neruchev S.G., Lopatin N.V. 1976. O shkale katageneza v svyazi s nefteobrazovaniyem [About the scale of catagenesis according to the oil formation]. In: Goryuchiye iskopayemye. Problemy geologii i geokhimii naftidov i bituminoznykh porod. Nauka, Moskva, pp. 47-62. (in Russian)

Gurari F.G., Matviyenko N.I. 1980. Paleogeografiya bazhenovskoy svity po raspredeleniyu v ney urana [Paleogeography of the Bazhenov Formation based on the distribution of uranium]. In:

Perspektivy neftegazonosnosti yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri. SNIIGGiMS, Novosibirsk, pp. 81-90. (in Russian)

Gurari F.G., Vayts E. Ya., Moskvina V.I. et al. 1988. Usloviya formirovaniya i metodika poiskov zalezhey nefi v argillitakh bazhenovskoy svity [Formation conditions and methodology of oil deposits prospecting in the mudstones of the Bazhenovskaya formation]. Nedra, Moskva, p. 199. (in Russian)

Karaseva T.V. 2009. Sovremennyye predstavleniya o formirovanii zalezhey nefi i gaza [Modern views on the formation of oil and gas deposits]. In: Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya. 11:27-33. (in Russian)

Larskaya Ye.S. 1983. Diagnostika i metody izucheniya neftegazomaterinskikh tolshch [Diagnostics and methods for studying the oil and gas source strata]. Nedra, Moskva, p. 195. (in Russian)

Metodicheskoye rukovodstvo po kolichestvennoy i ekonomicheskoy otsenke resursov nefi, gaza i kondensata Rossii [Guidelines for the quantitative and economic assessment of oil, gas and condensate resources in Russia]. VNIGNI, Moskva, 2000, p. 189. (in Russian)

Pluman I.I. 1971. Uranonosnost chernykh bituminoznykh argillitov verkhney yury Zapadno-

Sibirskoy plity [Uranium content of black bituminous mudstones of the Upper Jurassic of the West Siberian Plate]. *Geokhimiya*, 11:1362-1368. (in Russian)

Stratigraficheskiy slovar mezozoyskikh i kaynozoykskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy nizmennosti [Stratigraphic Dictionary of the Mesozoic and Cenozoic sediments of the West Siberian Lowland]. Nedra, Leningrad, 1978, p. 172. (in Russian)

Ushatinskiy I.N., Zaripov O.G. 1978. Mineralogicheskiye i geokhimicheskiye pokazateli neftegazonosnosti otlozheniy Zapadno-Sibirskoy plity [Mineralogical and geochemical indicators of oil and gas potential of sediments of the West Siberian Plate]. *Sredne-Uralskoye knizhnoye izdatelstvo*, Sverdlovsk, p. 207 (in Russian)

Khabarov V.V., Nelepchenko O.M., Volkov Ye.I., Bortashevich O.V. 1980. Uran, kaliy i toriy v bituminoznykh porodakh bazhenovskoy svity Zapadnoy Sibiri [Uranium, potassium and thorium in the bitu-

minous rocks of the Bazhenovskaya formation of Western Siberia]. *Sovetskaya geologiya*. 10:94-105. (in Russian)

Yudovich Ya. E., Ketris M.P. 1994. Elementy primesi v chernykh slantsakh [Impurity elements in black shales]. Nauka, Yekaterinburg, pp. 127-149. (in Russian)

Fertl W.H., Rieke H.H., 1980. Gamma ray spectral evaluation techniques identify fractured shale reservoirs and source-rock characteristics. *J. Petrol. Technol.* 32:2053-2062. doi: 10.2118/8454-PA

Lu Sh., Huang F., Chen F., Li J., 2012. Classification and evaluation criteria of shale oil and gas resources: Discussion and application. *Petroleum exploration and development*. 39(11): 268-276. doi: 10.1016/S1876-3804(12)60042-1

Schmoker J.W., 1981. Determination of organic-matter content of Appalachian Devonian shales from Gamma-ray logs. *AAPG Bulletin*. 65(7):1285-1298.