



В. А. Волков
канд. геол.-мин. наук
АУ «НАЦРН им. В.И. Шпилемана»¹
заместитель директора по научной работе
volkov@crru.ru

О необходимости учета геохимических данных при оценке объемным методом запасов и ресурсов нефти в баженовской свите

¹Автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. И. Шпилемана». Россия, 626026, Тюмень, ул. Малыгина, 75, а/я 286.

В рекомендациях Временного методического руководства по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции по определению коэффициентов пористости и нефтенасыщенности при подсчете запасов объемным методом не учитывается, что часть объема пор занята твердыми битумоидами. Для определения объема пор, занятого нефтью и твердыми битумами, предлагается использовать пиролитические данные. Приведена схема расчетов и примеры сопоставления измеренной на керне пористости после экстракции с расчетной пористостью, занятой нефтью и битумами

Ключевые слова: баженовская свита; оценка запасов; объемный метод; пиролитические параметры; нефть; битум; пористость

С 1 января 2018 года введено в действие «Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции» [5] (ВМР). Соображения автора по вопросу использования при подсчете запасов пиролитических данных изложены в работах [3, 4]. Одним из рекомендованных методов оценки запасов является объемный. Пористость предлагается определять по ГОСТ 26450.1-85 на предварительно экстрагированных и насыщенных керосином образцах методом Преображенского, а коэффициент нефтенасыщенности принимать равным 0,85 для радиоларитов и 0,95 для карбонатизированных пород. Рекомендации ВМР по определению пористости и коэффициента нефтенасыщенности, по нашему мнению, завы-

шают оценки запасов (ресурсов) УВ и требуют уточнения. Эти рекомендации предполагают, что поровое пространство породы занято флюидами, но в случае нефтематеринских пород это не так – часть объема пор занята твердыми УВ и гетероатомными соединениями.

Описания керна и шлифов баженовской свиты изобилуют сведениями о выходах по трещинам и на сколах твердых и даже стекловидных битумов, которые могут быть извлечены из скважин либо вместе с породой, либо после экстракции органическими растворителями. Известно, что составы нефти и экстракта битумоидов, извлекаемых из породы, существенно различаются. *D.M. Jarvie* [9] приводит данные о различном составе УВ из экстрактов сланцев формации Баккен и нефти, добываемой из этой формации: добываемая нефть содержит в 2–3 раза меньше ароматических УВ. По данным [6], содержание

асфальтенов в нефти коллекторского горизонта в 4 раза меньше, чем в экстракте из нефтематеринской породы. Эти примеры подтверждают фракционирование УВ при эмиграции из нефтематеринской породы, высокомолекулярные соединения большей частью остаются в ней, в том числе и по причине фазового состояния.

На **рис. 1** показаны фотографии шлифов, изготовленных по специальной схеме: из образца кремнисто-глинисто-карбонатной породы баженовской свиты (скв. Северо-Покурская 428, глубина 2555,5 м) изготовлен первый шлиф (а), затем образец подвергнут экстракции, после которой из него изготовлен (рядом и параллельно первому) второй шлиф (б). Следы экстракции проявляются на втором шлифе микротрещинами толщиной 0,01–0,03 мм и длиной до 0,35 мм, ориентированными субпараллельно и перпендикулярно слоистости породы. Трещинная пористость на этом и других подобных шлифах составляет 1–3%, пористость стандартных цилиндрических образцов после экстракции 6–8%, следовательно, в породе должны присутствовать трещины и поры меньшего размера, которые не различаются при 200-кратном увеличении.

Твердые битумоидные соединения содержатся даже в обычных коллекторах. С.А. Блинов установил, что «в поровом пространстве нефтяных коллекторов присутствует поверхностный граничный слой, состоящий из твердых коксообразных компонентов, являющихся продуктами естественного крекинга процесса (продуктами геохимического превращения нефти)». При стандартной подготовке образцов к исследованиям происходит изменение естественных свойств, в том числе за счет частичного удаления высокоуглеродистых компонентов. В карбонатных коллекторах завышение балансовых запасов может

достигать 30%, в терригенных коллекторах завышение запасов не превышает 10% [2].

С учетом изложенного необходимо уточнить модель нефтесодержащих пород баженовской свиты, предложенную в [1]: закрытые поры в керогене заполнены не только подвижной свободной нефтью, но также и высокомолекулярными гетероатомными соединениями нефтяного ряда (ГАС НР); часть смолисто-асфальтеновых соединений, заполняющих и открытые, и закрытые поры, находится в твердом агрегатном состоянии.

Для определения количества твердых УВ в породе могут использоваться результаты пиролитических исследований. Если такие исследования выполнены параллельно с определением пористости (на образцах и порошках из одного фрагмента керна), то можно использовать параметр S_1 , характеризующий содержание в породе жидких УВ, выделяющихся при температуре до 300 °С.

Пористость, занимаемая в пластовых условиях содержащейся в породе нефтью, определяется как функция средневзвешенного параметра S_1 , объемной плотности породы, плотности и объемного коэффициента нефти:

$$m_n = S_1/1000 \cdot \rho_n/\rho_{\text{н}} \cdot b,$$

где m_n – пористость, занимаемая нефтью, доли единицы,

S_1 – средневзвешенный по толщине показатель количества углеводородов, выделяемых из породы при пиролизе до 300°С, мг УВ/г породы,

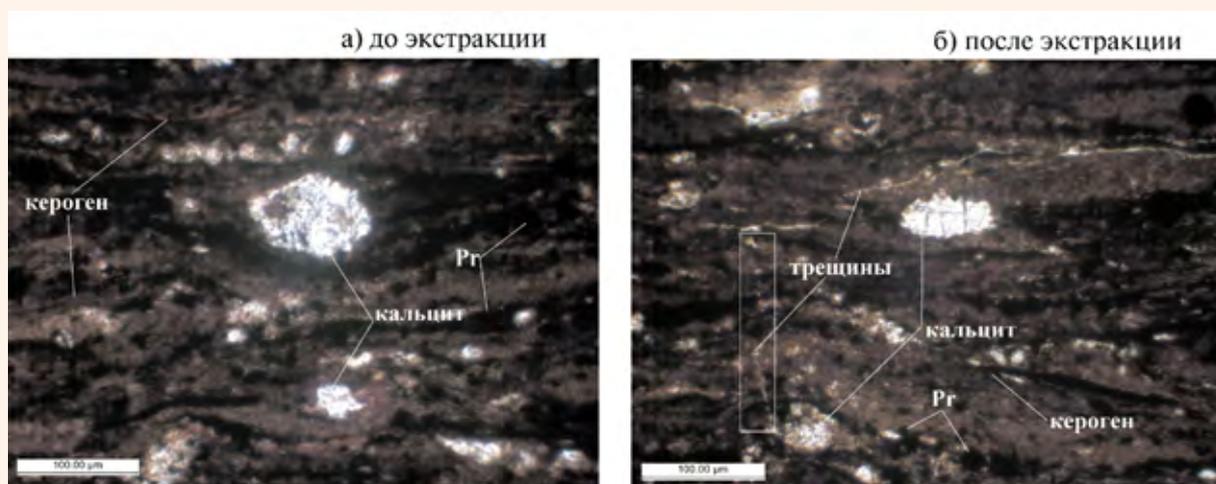
ρ_n – объемная плотность породы, г/см³,

$\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти, г/см³,

b – объемный коэффициент нефти, доли единицы.

Рис. 1.

Фото шлифов баженовской свиты скв. 428 Северо-Покурской, изготовленных до и после экстракции



На **рис. 2** показаны результаты пиролиза и параллельного определения пористости до и после экстракции пород баженовской свиты по одной из скважин Северо-Покурского месторождения. Содержание органического углерода Сор_г в среднем составляет 12,2%, среднее значение S_1 – 5,6 мг УВ/г породы. Пористость до экстракции практически нулевая, от 0 до 0,3%. Такое низкое значение позволяет абстрагироваться от обсуждения крайне спорных утверждений о значительных потерях содержащейся в породе баженовской свиты нефти при подъеме, хранении и подготовке керна к исследованиям, а главное – от оценки этих потерь по величине пористости до экстракции. Никакой нефти, кроме выделяющейся при пиролизе в пике S_1 , в породе этой скважины нет и не было (за исключением нефти, эмигрировавшей за пределы свиты). Пористость после экстракции достигает 6–8% и при значениях S_1 2,5 мг УВ/г породы, и при значениях 8 мг УВ/г породы. Объем нефти, соответствующий измеренным значениям S_1 , даже при среднем газосодержании пород баженовской свиты в области ее естественной продуктивности 158 м³/т и объемном коэффи-

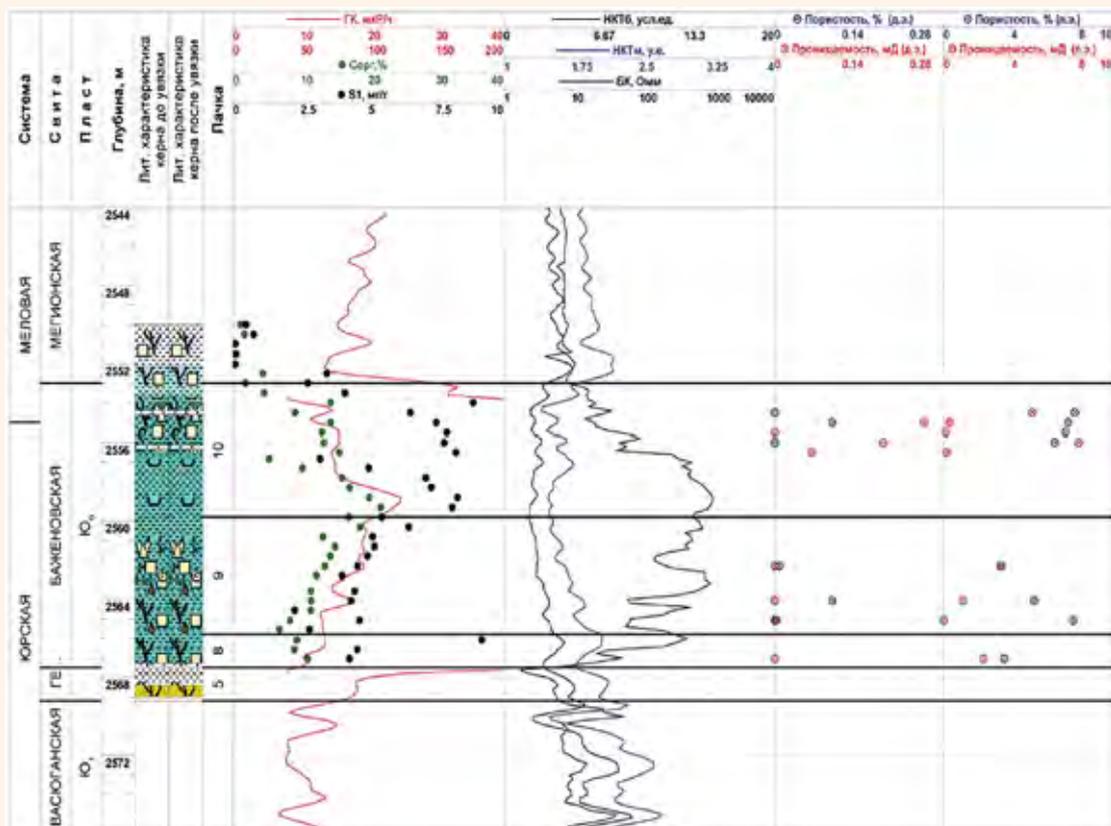
циенте 1,4 будет занимать в пластовых условиях соответственно 0,75 и 2,4% от объема породы. **Превышающая эти значения пористость после экстракции характеризует объем растворенных высокомолекулярных соединений.**

Необходимо заметить, что в НАЦ РН при изучении фильтрационно-емкостных свойств баженовского керна принято выполнять исчерпывающую экстракцию. Предложение В.И. Петерсилье и Н.В. Комар [8] выполнять определение пористости по керну после 48-часовой экстракции органическими растворителями представляется ошибочным. Состав углеводородных и гетероатомных соединений в породах баженовской свиты не является стабильным, зависит от условий накопления и степени катагенеза органического вещества. Скорость экстракции определяется составом битумоидов, распределением пор породы по размерам, применяемыми растворителями и технологией экстракции. Определение пористости по результатам краткосрочной экстракции будет поэтому давать заниженную и не систематически смещенную оценку.

Доля порового пространства нефтематеринских пород, занимаемая высокомолекулярными

Рис. 2.

Параллельные определения пористости и пиролитических параметров на образцах керна баженовской свиты по скв. 428 Северо-Покурской



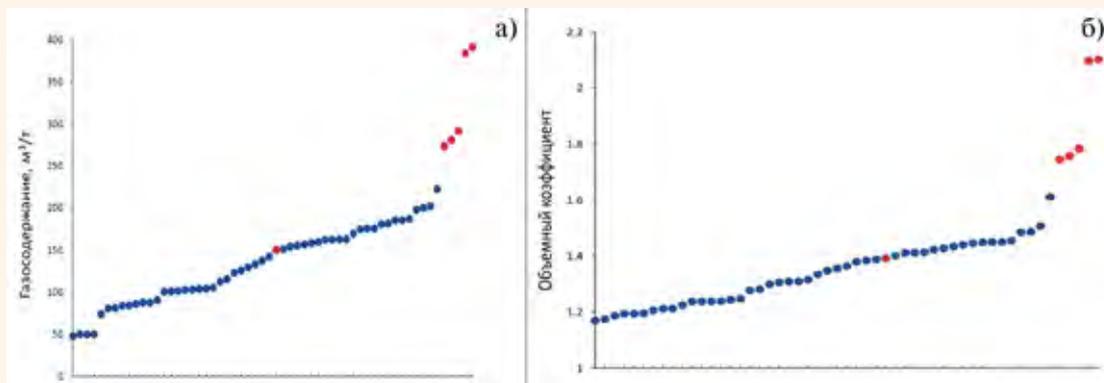


Рис. 3.
Газосодержание и объемные коэффициенты по 67 глубинным пробам нефти баженовской свиты

ми гетероатомными соединениями, может быть весьма значительной: в приведенном примере она составляет порядка 75%. Определенный таким способом (по разности пористости после экстракции и пористости, занимаемой в пластовых условиях массой УВ, фиксируемой пиком S_1 при пиролизе) объем растворенных при экстракции соединений включает, конечно, некоторый объем жидких и газообразных УВ, заблокированных в поровом пространстве твердыми битумами, но оценить его долю точно пока не представляется возможным.

Согласно ВМР необходимо учитывать потери газовой составляющей в составе углеводородной смеси, выделяющейся при подъеме керна в стандартные условия Кг, скорректировав параметр S_1 на ее величину. Величина Кг определяется газосодержанием и плотностью газа. В работе [4] приведены имеющиеся в НАЦ РН данные по газосодержанию и объемным коэффициентам 67 глубинных проб нефти 17 залежей в области естественной продуктивности баженовской свиты. Согласно этим данным (рис. 3), среднее газосодержание составляет 158 м³/т, достигая 282 м³/т в скв. Верхнесалымской 45 и 387 м³/т в скв. Каменной 551. Поправочные коэффициенты за потери газа составляют соответственно 1,168; 1,335 и 1,47, объемные коэффициенты нефти равны при этих газосодержаниях 1,4; 1,76 и 2,1.

Для оценки массы экстрагируемых УВ и битумов можно использовать разность пиролитического параметра S_2 , измеренного до и после экстракции. Параметр S_2 , как известно, характеризует количество УВ, образуемых при термодеструкции керогена, а также количество выделяющихся при температуре выше 300 °С смолистых и асфальтеновых гетероатомных соединений (С.И. Билибин и др.[1], И.С. Гутман и др., [5]). Он включает также некоторое количество жидких и газообразных УВ, заблокированных в поровом пространстве и не выделяющихся в пике S_1 .

Разность параметра S_2 , измеренного до и после экстракции, характеризует массу растворенных высокомолекулярных и заблокированных УВ соединений, находящихся в породе в разных фазовых состояниях. При этом ΔS_2 сильно зависит от процедуры экстракции: ее длительности, температуры и применяемых растворителей.

Пересчет массы ΔS_2 в объем затруднен, поскольку доли и плотности экстрагированных соединений разного фазового состояния неизвестны. Оценка доли жидких УВ $\Delta S_{2a} / \Delta S_2$ не является однозначной: наряду с заблокированными жидкими и газообразными УВ величина ΔS_{2a} включает продукты термического разложения смол и асфальтенов. Надежнее рассматривать ΔS_2 как оценку сверху массы твердых битумоидов.

Если поровое пространство породы занято только УВ и битумом, то измеряемая пористость после экстракции должна совпадать с суммой пористости, занятой УВ, фиксируемыми в пиках S_1 и ΔS_2 . На рис. 4а показано соответствие определенной на образцах керна пористости после экстракции и расчетной пористости, занятой УВ и битумами по скв. 428 Северо-Покурской. Средний объем пор, занятый УВ пика S_1 , – 1,6%, объем пор, занятый УВ пика ΔS_2 – 5%, пористость после экстракции – 6,1%. Суммарная ошибка определений объемов – 0,5% (относительная ошибка – 7,5%), среднеквадратическое отклонение объема пор, занятого УВ, от пористости после экстракции – 1,88%.

Доля нефти в общем объеме пор, занятом битумоидами, увеличивается с ростом катагенеза органического вещества. Если в скв. 428 Северо-Покурской она составляет около 25%, то в районе Правдинского месторождения – порядка 60%.

Если в поровом пространстве помимо битумоидов содержится вода и соли, их долю при подсчете запасов в обычных коллекторах учитывает коэффициент нефтенасыщенности Кн. При

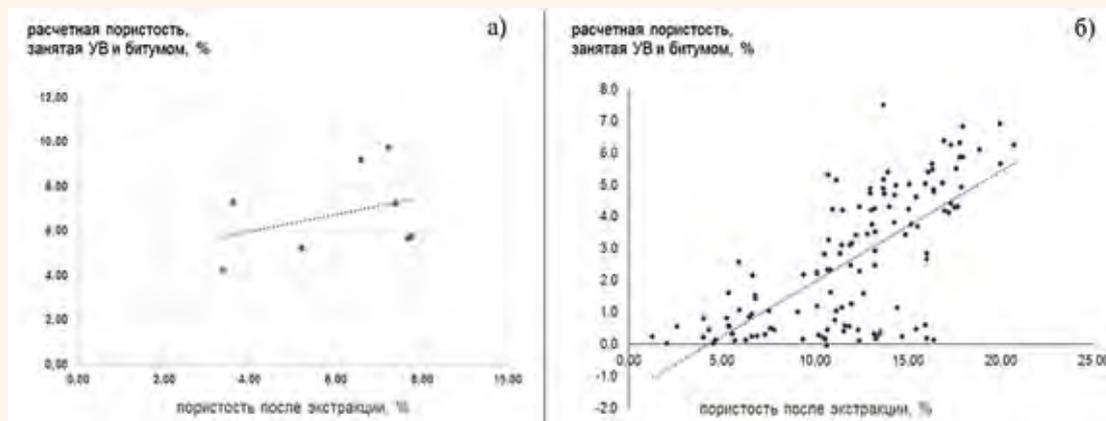


Рис. 4.

Сопоставление пористости после экстракции и расчетной пористости, занятой УВ и битумом, в скв. 428 Северо-Покурской (а) и одной из скважин Речицкого месторождения (б)

подсчете запасов (ресурсов) в нетрадиционных коллекторах также необходимо учитывать содержание всех компонентов. Для примера рассмотрим данные по Речицкому месторождению Припятского прогиба (рис. 4б): межсоловые отложения, петриковский горизонт. Карбонатные породы в одной из скважин имеют состав: доломит – 75%, кальцит – 7%, кремнезем – 13%, глини. мин. – 3%, ОВ – 2%. Пористость до экстракции – 6%, но это не газовая составляющая, т.к. газосодержание очень мало – 10–20 м³/т. Пористость после экстракции – 12%, пористость, занятая УВ и битумами, – 2,7%, остальное пространство занято водой и солью!

Если нет параллельных определений пористости и пиролитических параметров, могут использоваться их средние (средневзвешенные) оценки, полученные на разных образцах. Расчеты зависят также от того, что считать запасами (ресурсами) сланцевой нефти. Если относить к ним все объемы содержащихся в породе жидких и газообразных УВ, то к оценке, получаемой через параметр $S_1 + S_0$ (где S_0 – количество газообразных УВ, выделяющихся при пиролизе), необходимо добавить их объемы, содержащиеся в закрытой пористости. Оценка этих объемов можно произвести по соотношению открытой и закрытой пористости, которое устанавливается по результатам микрофотографических исследований. Если таковых не имеется, для баженевских отложений можно воспользоваться предложенной в [1, 5] оценкой $0,14S_1$. О.В. Костенко [7] приводит данные о блокировании смолисто-асфальтовыми соединениями до 45% содержащихся в породе УВ, но эти данные получены всего на двух образцах керна. Нужно также принимать во внимание, что часть закрытых пор была приобщена к открытым при изготовлении порошка для пиролиза. Для определения этой

части необходимо проводить специальные пиролитические исследования на последовательно измельчаемых порошках. Целесообразность учета запасов (ресурсов) нефти в закрытых порах не очевидна: технологии гидроразрыва пласта вряд ли позволят присоединить значительную часть закрытых пор к открытым. ГРП увеличивает проницаемость пород, но не их открытую пористость. Только при применении технологий, изменяющих агрегатное состояние высокомолекулярных соединений, имеет смысл учитывать запасы (ресурсы) блокированной этими соединениями нефти.

Выводы

Таким образом, в нефтематеринских породах часть порового объема занимают битумоиды в твердой фазе. Они не могут быть извлечены с нефтью без применения специальных технологий нефтедобычи, поэтому не должны учитываться при подсчете запасов объемным методом.

Открытая пористость пород, определяемая согласно ВМР, должна уменьшаться на величину объема пор, занятого твердыми высокомолекулярными соединениями нефтяного ряда.

Возможно, наряду с подсчетом запасов нефти следует отдельно оценивать запасы твердых битумов.

Если в поровом пространстве присутствуют вода и соли, то это должно учитываться либо коэффициентом нефтенасыщенности, либо уменьшением открытой пористости на величину объема, занятого этими компонентами.

Альтернативный вариант – вместо произведения коэффициентов открытой пористости и нефтенасыщенности $m_0 \cdot K_n$ в объемной формуле подсчета запасов (ресурсов) использовать вычисляемую по S_1 оценку пористости, занятой нефтью в пластовых условиях. ❏

Литература

1. Билибин С.И., Калмыков Г.А., Ганичев Д.И., Балущкина Н.С. Модель нефтесодержащих пород баженовской свиты // *Геофизика*. 2015. № 3. С. 5–14.
2. Блинов С.А. Молекулярно-поверхностные явления в поровом пространстве нефтяных коллекторов и их влияние на фильтрационно-емкостные и физико-химические свойства. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук, Пермь, 1999.
3. Волков В.А. Об оценке запасов и ресурсов УВ баженовской свиты с использованием пиролитических данных // *Недропользование XXI век*. 2017. № 6. С. 112–116.
4. Волков В.А. Еще раз об оценке запасов и ресурсов УВ баженовской свиты с использованием пиролитических данных / Двадцать первая научно-практическая конференция «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры». Ханты-Мансийск. 2018. Т. 1. С. 31–43.
5. Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // *Недропользование XXI век*. 2017. № 4. С. 70–100.
6. Козлова Е.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А. и др. Технология исследования геохимических параметров органического вещества керогеносыщенных отложений (на примере баженовской свиты, Западная Сибирь) // *Вестник Московского университета*. Серия 4. Геология. 2015. № 5. С. 44–53.
7. Костенко О.В. Блокирующий характер распределения высокомолекулярных соединений битумоида в поровой системе баженовской свиты (Западно-Сибирский бассейн) // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2014. Т. 9. № 1.
8. Петерсилье В.И., Комар Н.В. Алгоритм оценки запасов залежей сланцевой нефти объемным методом // *Геология нефти и газа*. 2016. № 5. С. 95–101.
9. D.M. Jarvie Components and processes affecting producibility and commerciality of shale resource systems. *Geological Acta*, Vol.12, # 4, ALAGO Special Publication. December 2014, pp. 307-325. Доступно на: <https://www.raco.cat/index.php/GeologicaActa/article/viewFile/285753/373739> (обращение 06.06.2019).

UDC 550.4: 553.983.048

V.A. Volkov, PhD, Deputy Director for Science, Autonomous institution of the Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug – Ugra “Scientific-analytical center of rational use of mineral resources named after V.I. Shpilman”¹, volkov@cr.ru

¹Mailbox 286, 75 Malygin str., Tyumen, 625026, Russia

About the need to take geochemical data into account in volumetric reserves and resources assessment for the Bazhenov Formation

Abstract. Recommendations in the Provisional Guidance for Oil Reserves Assessment in the Bazhenov Fractured and Fractured–Porous Reservoirs of the West Siberian Petroleum Province related to determination of porosity and oil saturation for the purposes of reserves assessment using volumetric method do not take into account that a part of porous volume contains solid bitumoids. The authors propose to use pyrolysis data to determine the volume of pores occupied by oil and solid bitumens. The paper presents calculation workflow and examples of comparison of core measured on core after extraction with calculated porosity occupied by oil and bitumens.

Keywords: Bazhenov Formation; reserves estimation; volumetric method; pyrolysis parameters; oil; bitumen; porosity

References

1. Bilibin S.I., Kalmykov G.A., Ganichev D.I., Balushkina N.S. *Model' neftesoderzhashchih porod bazhenovskoy svity* [Model of oil-bearing rocks of the Bazhenov formation]. *Geofizika* [Geophysics], 2015, no. 3, pp. 5–14.
2. Blinov S.A. *Molekulyarno-poverhnostnye javleniya v porovom prostranstve neftyanykh kollektorov i ih vliyaniye na fil'tracionno-embkostnyye i fiziko-himicheskie svoystva* [Molecular surface phenomena in the pore space of oil reservoirs and their effect on reservoir and physicochemical properties]. Abstract of PhD thesis, Perm, 1999.
3. Volkov V.A. *Ob ocenke zapasov i resursov UV bazhenovskoy svity s ispol'zovaniem pirolyticheskikh dannykh* [On the assessment of hydrocarbon reserves and resources of the Bazhenov formation using pyrolytic data]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2017, no. 6, pp. 112–116.
4. Volkov V.A. *Eshhe raz ob ocenke zapasov i resursov UV bazhenovskoy svity s ispol'zovaniem pirolyticheskikh dannykh* [Once again about the assessment of hydrocarbon reserves and resources of the Bazhenov formation using pyrolytic data]. 21st Scientific Practical Conference «*Puti realizacii neftegazovogo i rudnogo potentsiala HMAO-Jugry*» [Ways of realization of oil and gas and ore potential of the KMAO-Ugra]. Hanty-Mansiysk, 2018, vol. 1, pp. 31–43.
5. *Vremennoe metodicheskoe rukovodstvo po podschetu zapasov nefti v treshhinnykh i treshhinno-porovykh kollektorah v otlozheniyakh bazhenovskoy tolshhi Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provincii* [Temporary methodological guide for the calculation of oil reserves in fissure and fissure-pore reservoirs in sediments of the Bazhenov stratum of the West-Siberian oil and gas province]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2017, no. 4, pp. 70–100.
6. Kozlova E.V., Fadeeva N.P., Kalmykov G.A. i dr. *Tehnologiya issledovaniya geokhimicheskikh parametrov organicheskogo veshstva kerogenosysshennykh otlozheniy (na primere bazhenovskoy svity, Zapadnaya Sibir')* [Technology for studying the geochemical parameters of organic matter in kerogen-saturated sediments (using the example of the Bazhenov Formation, Western Siberia)]. *Vestnik Moskovskogo universiteta* [Moscow University Bulletin]. Series 21. Geology, 2015, no. 5, pp. 44–53.
7. Kostenko O.V. *Blokiruyushchii karakter raspredeleniya vysokomolekuljarnykh soedinenij bitumoida v porovoy sisteme bazhenovskoy svity (Zapadno-Sibirskij bassejn)* [The blocking nature of the distribution of high-molecular compounds of the bitumenoid in the pore system of the Bazhenov suite (West Siberian Basin)]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika* [Oil and gas geology. Theory and practice], 2014, vol. 9, no. 1.
8. Petersil'e V.I., Komar N.V. *Algoritm ocenki zapasov zalezhej slancevoj nefti ob'emnym metodom* [Algorithm for estimating reserves of shale oil deposits by the volumetric method]. *Geologiya nefti i gaza* [Geology of oil and gas], 2016, no. 5, pp. 95–101.
9. D.M. Jarvie Components and processes affecting producibility and commerciality of shale resource systems. *Geological Acta*, Vol.12, # 4, ALAGO Special Publication. December 2014, pp. 307-325. Available at: <https://www.raco.cat/index.php/GeologicaActa/article/viewFile/285753/373739> (accessed 6 June 2019).