



В. А. Волков
канд. геол.-мин. наук
НАЦ РН им. В.И. Шпилемана¹
заместитель директора по научной
работе
volkov@crru.ru

Еще раз об оценке пористости пород баженовской свиты

¹Россия, 625026, Тюмень, ул. Малыгина 75, а/я 286.

Автор устраняет неточности в предложенной ранее методике оценки пористости пород баженовской свиты по керну. Приводятся литературные и лабораторные данные по сжимаемости порового пространства пород

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

В журнале «Недропользование XXI век» № 1 за 2020 г. опубликована статья В.А. Волкова, Э.А. Вторушиной, И.В. Козлова «Оценка пористости пород баженновской свиты» [1]. После публикации была выявлена логическая ошибка в определении величины потерь нефти при подъеме, хранении и подготовке керна к исследованиям. Если через $m_{пот}$ обозначить пористость, которую занимала бы в поверхностных условиях потерянная нефть, то в пластовых условиях она занимает объем $m_{пот}b$, где b – объемный коэффициент нефти. В статье принималось, что в поверхностных условиях потерянная нефть должна вследствие усадки занимать объем $m_{пот}$, т.е. изменение пористости равно $m_{пот}(b-1)$. Однако при подъеме керна происходит не только усадка, но и собственно потери, поэтому суммарный вклад потерь в пористость до экстракции, измеряемую газовольюметрическим методом, равен $m_{пот}b$, т.к. $m_{пот}(b-1) + m_{пот} = m_{пот}b$. В данной статье предлагаемый автором подход к определению пористости пород баженновской свиты излагается с учетом сказанного. Для сохранения цельности изложения часть положений работы [1] дублируется.

Пористость после исчерпывающей экстракции m_3 может быть представлена (после пересчета в пластовые условия) выражением

$$m_3 = \Delta m_{деф} + m_{пот}b + m_n b + m_a + m_b b_v \quad (1),$$

где $\Delta m_{деф}$ – изменение пористости породы за счет упругой и неупругой деформации керна при смене пластовых условий поверхностными, $m_{пот}$ – пористость, которая была бы занята в поверхностных условиях нефтью, потерянной при подъеме, хранении и обработке керна, m_n – пористость, которая занята нефтью, сохранившейся в породе после подъема, хранения и обработки керна, m_a – пористость, которая занята сохранившимися в породе после подъема, хранения и обработки керна твердыми и вязко-пластичными битумоидами (а также заблокированными ими в поровом пространстве жидкими и газообразными УВ), m_b – пористость, которая была занята остаточной водой, b – объемный коэффициент нефти, b_v – объемный коэффициент пластовой воды.

Разность $m_3 - \Delta m_{деф}$ характеризует пористость породы в пластовых условиях, поэтому $m_{пот}$, m_n , m_a и m_b пересчитываются в пластовые условия. Для твердых и вязко-пластичных битумоидов объемный коэффициент принят равным 1.

Пористость до экстракции $m_{дэ}$, измеряемая на неэкстрагированных образцах газовольюметрическим методом, может быть представлена

суммой, учитывающей (помимо потерь нефти и увеличения пористости за счет деформации породы) изменения объема пор, занимаемого нефтью и остаточной водой, обусловленные сменой пластовых условий поверхностными:

$$m_{дэ} = \Delta m_{деф} + m_{пот}b + m_n(b-1) + m_b(b-1) \quad (2).$$

Пористость, занятая сохранившейся в породе нефтью (m_n) и твердыми и вязко-пластичными битумоидами (m_a), определяется по пиролитическим данным как функция средневзвешенного параметра S_1 (ΔS_2), объемной плотности породы, плотности и объемного коэффициента нефти и битумоидов:

$$m_n b = S_1 / 1000 * \frac{\rho_n}{\rho_H} b \quad (3)$$

$$m_a = \Delta S_2 / 1000 * \frac{\rho_a}{\rho_a} \quad (4),$$

где m_n – пористость, занимаемая нефтью, доли единицы, m_a – пористость, занимаемая твердыми и вязко-пластичными битумоидами, доли единицы, S_1 – средневзвешенный по толщине показатель количества углеводородов, выделяемых из породы при пиролизе до 300°, мг УВ/г породы. Если на пирограмме выделяется пик S_0 , вместо S_1 используется $S_1 + S_0$, ΔS_2 – средневзвешенный по толщине показатель разности количества углеводородов, выделяемых из породы при пиролизе выше 300°, измеренного до и после экстракции, мг УВ/г породы, ρ_n – объемная плотность породы, г/см³, ρ_H – плотность нефти, г/см³, ρ_a – плотность твердых битумоидов, г/см³, если нет прямых измерений, то принимается $\rho_a = 1,1$ г/см³, b – объемный коэффициент нефти, доли единицы.

Объемный коэффициент нефти определяется по глубинным пробам нефти. При их отсутствии может приниматься по аналогии по глубинным пробам нефти из залежей баженновской свиты с близкими значениями газосодержания, температуры и давления.

Величина остаточной водонасыщенности m_b определяется прямым экстракционно-дистилляционным методом на образцах керна, отобранных из скважины при использовании в качестве промывочной жидкости РНО или нефилтрующих систем. Могут также использоваться образцы, выбуренные без использования воды из изолированного на скважине керна. Наряду с экстракционно-дистилляционным методом может использоваться метод термогравиметрии. Пересчет m_b в пластовые условия осуществляется умножением на объемный ко-

эффицент пластовой воды b_v . Если нет прямых измерений, принимается $b_v = 1,0$.

Изменение пористости за счет деформации породы при смене пластовых условий поверхностными $\Delta m_{\text{деф}}$ должно учитывать, как минимум, ее изменение, определяемое коэффициентом сжимаемости порового (пустотного) пространства породы β . Коэффициент β определяется как

$$\beta = (m_{\text{пов}} - m_{\text{пл}}) / (m_{\text{пов}} (p_{\text{пл}} - p_{\text{пов}})) \quad (5),$$

где $m_{\text{пов}}$, $m_{\text{пл}}$, $p_{\text{пл}}$, $p_{\text{пов}}$ – пористость и давление в пластовых и поверхностных условиях. Коэффициент характеризуется величиной порядка $(1,02 - 1,72) \cdot 10^{-2}$ (МПа⁻¹) или на порядок меньше [2–6].

При наличии лабораторных определений коэффициента сжимаемости порового пространства (2) преобразуется (принимая, что $m_{\text{пов}} = m_3$) к виду

$$m_{\text{дэ}} - m_3 \beta (p_{\text{пл}} - p_{\text{пов}}) = m_{\text{пот}} b + m_n (b-1) + m_v (b_v - 1) \quad (6),$$

откуда вычисляется величина $m_{\text{пот}}$:

$$m_{\text{пот}} = (m_{\text{дэ}} - m_3 \beta (p_{\text{пл}} - p_{\text{пов}}) - m_n (b-1) - m_v (b_v - 1)) / b \quad (7).$$

Исследования, направленные на отдельную оценку величин $\Delta m_{\text{деф}}$ и $m_{\text{пот}}$, обязательны. При их отсутствии для $m_{\text{пот}}$ принимается

$$m_{\text{пот}} b = 0,5 (m_{\text{дэ}} - m_n (b-1) - m_v (b_v - 1)) \quad (8).$$

Разность величин пористости после и до экстракции определяется выражением

$$m_3 - m_{\text{дэ}} = m_n + m_a + m_v \quad (9).$$

Это уравнение связывает результаты трех видов лабораторных исследований, поэтому баланс поровых объемов, определяемый уравнением (9), может использоваться для контроля качества. Например, он должен соблюдаться со средней ошибкой не более 15%, в противном случае необходимо принимать меры к снижению погрешности лабораторных измерений.

Для подсчета запасов объемным методом принимается величина открытой пористости m_0

$$m_0 = m_{\text{пот}} + m_n + m_a + m_v \quad (10).$$

В этом случае коэффициент нефтенасыщенности K_n должен учитывать наличие в поровом пространстве не только воды, но и твердых битумоидов

$$K_n = 1 - (m_a + m_v) / m_0 \quad (11).$$

Если измерения m_v не проведены, в качестве оценки открытой пористости, занятой нефтью, можно использовать выражение

$$K_n^H = m_{\text{пот}} + m_n \quad (12).$$

В этом случае коэффициент нефтенасыщенности K_n должен определяться в соответствии с рекомендациями раздела 4.4 ВМР: 0,85–0,95 в зависимости от литотипа [8].

Для того, чтобы не менять формулу подсчета запасов, в которой пористость домножается на пересчетный коэффициент для приведения к поверхностным условиям, вместо (10) – (12) лучше использовать выражения:

$$m_0 b = m_{\text{пот}} b + m_n b + m_a + m_v b_v \quad (13),$$

$$K_n = 1 - (m_a + m_v b_v) / (m_0 b) \quad (14),$$

$$K_n^H = m_{\text{пот}} b + m_n b \quad (15).$$

Особенности определения пористости в коллекторах первого типа

В образцах керна из интервалов коллекторов первого типа может выполняться не исчерпывающая, а кратковременная экстракция – например, спиртобензольной смесью в течение 72 ч. Часть порового пространства, занятая смолисто-асфальтовыми веществами, не учитывается, принимается, что при кратковременной экстракции экстрагируются только нефтяные УВ, а измеряемое поровое пространство занято только нефтью и водой. В этом случае необходимо определять пиролитическим методом остаточное содержание в образцах УВ нефтяного ряда $m_n^{\text{ост}}$, для чего каждый образец должен делиться на две части, по одному фрагменту определяется пористость, из другого изготавливается порошок и выполняются пиролитические исследования до экстракции. Из фрагмента для определения пористости после кратковременной экстракции отделяется еще один фрагмент для определения пиролитическим методом остаточного содержания нефтяных УВ.

Пористость после кратковременной экстракции $m_3^{\text{кр}}$ может быть представлена выражением

$$m_3^{\text{кр}} = m_{\text{дэ}} + (m_n - m_n^{\text{ост}}) \quad (16),$$

$m_n^{\text{ост}}$ вычисляется по формуле (3). Пористость до экстракции по-прежнему определяется выражением (2). Величина m_n может быть определена из (16):

$$m_n = m_3^{\text{кр}} - m_{\text{дэ}} + m_n^{\text{ост}} \quad (17).$$

Коэффициент открытой нефтенасыщенной пористости K_n^H в пластовых условиях определяется выражением (15). После подстановки в (15) выражений для $m_{\text{пот}}$ из (2) и m_n из (17) и несложных преобразований

$$K_n^H = m_{\text{э}}^{\text{кр}} - \Delta m_{\text{деф}} + m_{\text{н}}^{\text{ост}} - m_{\text{в}}(b_v - 1) \quad (18).$$

При определении коэффициента нефтенасыщенности K_n в выражениях (13) и (14) принимается $m_a = 0$.

Изменение пористости за счет деформации породы $\Delta m_{\text{деф}}$ можно представить изменением за счет упругой деформации, принимая за оценку пористости после экстракции сумму пористости после кратковременной экстракции $m_{\text{э}}^{\text{кр}}$ и пористости, занятой остаточными УВ $m_{\text{н}}^{\text{ост}}$:

$$\Delta m_{\text{деф}} = (m_{\text{э}}^{\text{кр}} + m_{\text{н}}^{\text{ост}}) \beta (p_{\text{пл}} - p_{\text{пов}}) \quad (19).$$

Пренебрегать изменением пористости за счет деформации порового пространства нельзя – в породах баженовской свиты $\Delta m_{\text{деф}}$ может достигать нескольких процентов: при пористости 10%, коэффициенте сжимаемости порового пространства $\beta = 0,01 \text{ МПа}^{-1}$, и $\Delta p = 20 \text{ МПа}$ величина $\Delta m_{\text{деф}}$ составит 2%. Исследования сжимаемости порового пространства проводили в свое время ВНИГРИ, ЗапСибНИГНИ, ЗапСибНИИ Геофизика, МГУ, СИБНИИНП [3, 5, 6]. Результаты исследования коэффициента β на керне в разных организациях различаются и составляют от $1,25 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$ до $1,72 \cdot 10^{-2} \text{ МПа}^{-1}$. Оценки ЗапСибНИГНИ величины β по результатам гидродинамических исследований достигают $1,9 \cdot 10^{-2} \text{ МПа}^{-1}$ [6], аналогичные оценки СИБНИИНП $2,5 \cdot 10^{-2} \text{ МПа}^{-1}$ [3]. Результаты современных исследований сжимаемости порового пространства, выполняемых в СургутНИПИнефть, находятся в этом же диапазоне и различаются на порядок [2, 4].

В НАЦ РН имеются результаты лабораторных исследований 175 образцов глинисто-кремнисто-карбонатных пород межсолевых отложений Припятского прогиба с содержанием органического углерода 2–4%. При пористости в поверхностных условиях 10–14% пористость пород в пластовых условиях составляет, соответственно, 8–12%. При низкой пористости в поверхностных условиях 1–3,8% пористость в пластовых условиях 0,7–3,2%. Коэффициент сжимаемости

порового пространства, если отбросить ураганные значения, имеет несколько больший порядок, чем для баженовской свиты – от $1 \cdot 10^{-3}$ до $8 \cdot 10^{-2} \text{ МПа}^{-1}$.

Представляется, что совершенно необходимо выполнить массовые лабораторные определения сжимаемости порового пространства пород баженовской свиты с разделением на литотипы или коллекторы первого и второго типов и остальные породы свиты.

Также необходимы исследования неупругих деформаций пород баженовской свиты. В работе [1] излагалась точка зрения автора, согласно которой деформация этих пород включает неупругую составляющую, обусловленную содержанием большого количества органического вещества – в среднем порядка 10% по массе и 25% по объему. Неупругие деформации свойственны даже традиционным коллекторам с существенным содержанием глин. В работе [7] произведены оценки влияния неупругой деформации на нефтеотдачу низкопроницаемых коллекторов, согласно которым доля добытой нефти за счет неупругой деформации может достигать 20–30%. Разработка методики оценки изменения порового объема вследствие неупругих деформаций пород баженовской свиты потребует времени, но учет сжимаемости порового пространства должен стать обязательным элементом подсчета запасов нефти в баженовской свите.

Предложенную для коллекторов схему использовать для определения пористости во всем интервале баженовской свиты вряд ли правомерно, поскольку пористость, занятая битумоидами, не будет учтена при определении $\Delta m_{\text{деф}}$. В разностях баженовской свиты, не относимых к коллекторам первого типа, содержание битумоидов может быть весьма значительным, поэтому игнорирование занимаемой ими пористости повлечет завышение запасов нефти. При определении $\Delta m_{\text{деф}}$ необходимо использовать величину пористости после исчерпывающей экстракции. ■

Литература

1. Волков В.А., Вторушина Э.А., Козлов И.В. Оценка пористости пород баженовской свиты // Недропользование XXI век. 2020. № 1. С. 36–45.
2. Глухманчук Е.Д., Крупицкий В.В., Леонтьевский А.В. Баженовская нефть – «сланцевые технологии» и отечественный опыт добычи // Недропользование XXI век. 2015. № 7. С. 32–37.
3. Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири / Под ред. Т.В. Дорофеевой. Л.: Недра. 1983. 131 с.
4. Кондаков А.П., Сонич В.П., Габдраупов О.Д., Сабурова Е.А. Способ построения геолого-гидродинамических моделей двойной среды залежей баженовской свиты. Патент RU 2601733. Доступно на: <https://moypatent.ru/patent/260/2601733.html> (обращение 28.04.2020).
5. Нестеров И.И., Петросян Л.Г., Сонич В.П., Хабаров В.В. Исследование нефтеносных разрезов баженовской свиты. М. 1988, 57 с.

6. Стасюк М.Е., Боркун Ф.Я., Коротенко В.А. и др. Определение коэффициента сжимаемости плотных баженинов по результатам лабораторных исследований керна / Структура и нефтегазоносность баженинов Западной Сибири // Труды ЗапСибНИГНИ. Вып. 194. Тюмень. 1985. С. 149–157.
7. Черемисин Н.А., Сонич В.П., Ефимов П.А. Влияние неупругой деформации коллекторов на нефтеотдачу пластов / Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газонефтяных месторождений Сургутского региона. Вып. 3. // Труды СургутНИПИнефть. Екатеринбург. 2001. С. 194–201.
8. 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.
9. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И. Петерилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. Москва–Тверь. 2003.

UDC 550.4: 553.983.048

V.A. Volkov, PhD, Deputy Director for Research. Scientific-analytical center of rational subsoil use named after V.I. Shpilman¹,
volkov@crru.ru

¹75 PO 286, Malygin str., Tyumen, 625026, Russia.

Estimation of the Bazhenov Rocks Porosity Revisited

Abstract. The author fixes inaccuracies in the previously proposed method of porosity estimation on core from the Bazhenov Formation. The literature and laboratory data on rock pore space compressibility are presented.

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

References

1. Volkov V.A., Vtorushina E.A., Kozlov I.V. *Otsenka poristosti porod bazhenovskoi svity* [Assessment of porosity of rocks of the Bazhenov formation]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2020, no. 1, pp. 36–45.
2. Glukhmanchuk E.D., Krupitskii V.V., Leont'evskii A.V. *Bazhenovskaya nef't' – «slantsevye tekhnologii» i otechestvennyi opyt dobychi* [Bazhenovskaya oil- “shale technologies” and domestic production experience]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2015, no. 7, pp. 32–37.
3. *Kollektory nef'ti bazhenovskoi svity Zapadnoi Sibiri* [Oil collectors of the Bazhenov formation of Western Siberia]. Edited by T.V. Dorofeeva. Leningrad, Nedra Publ., 1983, 131 p.
4. Kondakov A.P., Sonich V.P., Gabdraupov O.D., Saburova E.A. *Sposob postroeniia geologo-gidrodinamicheskikh modelei dvoinei sredy zalezhei bazhenovskoi svity* [A method of constructing geological and hydrodynamic models of the double environment of the Bazhenov formation deposits]. RF patent 2601733. Available at: <https://moypatent.ru/patent/260/2601733.html> (accessed 28 April 2020).
5. Nesterov I.I., Petrosian L.G., Sonich V.P., Khabarov V.V. *Issledovanie nef'tenosnykh razrezov bazhenovskoi svity* [Study of oil-bearing sections of the Bazhenov formation]. Moscow, 1988, 57 p.
6. Stasiuk M.E., Borkun F.I., Korotenko V.A. i dr. *Opredelenie koeffitsienta szhimaemosti plotnykh bazhenitov po rezul'tatam laboratornykh issledovaniy kerna* [Determination of the compressibility coefficient of dense bazhenites according to the results of laboratory core research]. *Stroenie i nef'tegazonosnost' bazhenitov Zapadnoi Sibiri* [Structure and oil and gas content of bazhenites of Western Siberia]. *Trudy ZapSibNIGNI* [Proceedings of ZapSibNIGNI], issue 194, Tyumen, 1985, pp. 149–157.
7. Cheremisin N.A., Sonich V.P., Efimov P.A. *Vliianie neuprugoi deformatsii kolektorov na nef'teotdachu plastov* [The effect of inelastic deformation of reservoirs on oil recovery]. *Voprosy geologii, bureniia i razrabotki nef'tianykh i gazonef'tianykh mestorozhdenii Surgutskogo regiona* [Geology, drilling and development of oil and gas and oil fields in the Surgut region], issue 3. *Trudy SurgutNIPIneft'* [Proceedings of SurgutNIPIneft'], Yekaterinburg, 2001, pp. 194–201.
8. *Vremennoe metodicheskoe rukovodstvo po podschetu zapasov nef'ti v treshchinnykh i treshchinno-porovykh kolektorakh v otlozheniakh bazhenovskoi tolshchi Zapadno-Sibirskoi nef'tegazonosnoi provintsii* [Interim methodological guidance for calculating oil reserves in fractured and fractured-pore reservoirs in the Bazhenov deposits of the West Siberian oil and gas province]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil Use XXI Century], 2017, no. 4, pp. 70–100.
9. *Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nef'ti i gaza ob'emnym metodom* [Guidelines for calculating the geological reserves of oil and gas by the volumetric method]. Edited by V.I. Petersil'e, V.I. Poroskun, G.G. Iatsenko. Moscow – Tver, 2003.