

## Методические аспекты определения пористости и насыщенности порового пространства керна баженовской свиты

*Р. М. Саитов<sup>1,2,3\*</sup>, А. М. Горшков<sup>1</sup>*

<sup>1</sup> АО «Геологика», г. Новосибирск, Российская Федерация

<sup>2</sup> Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Российская Федерация

<sup>3</sup> Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,  
г. Новосибирск, Российская Федерация

\* e-mail: R.Saitov@geologika.ru

**Аннотация.** Представлена и апробирована методика определения пористости образцов керна ультранизкопроницаемых горных пород. В качестве объекта исследования выступили образцы керна баженовской свиты. В основе предложенной методики лежит метод GRI (Gas Research Institute), адаптированный для пород баженовской свиты. Для расчета коэффициента газонасыщенной и открытой пористости определялись объемная и минералогическая плотности как для образцов в состоянии естественной насыщенности, так и после экстрагирования. Определение объемной плотности осуществлялось газволюметрическим методом и модифицированным методом жидкостенасыщения. Определение минералогической плотности проводилось газволюметрическим методом. Измерение водонасыщенности измельченных образцов керна осуществлялось прямым методом в аппаратах Дина-Старка. Газонасыщенность рассчитывалась на основе результатов определения коэффициента газонасыщенной и открытой пористости. Нефтенасыщенность образцов керна определялась расчетным методом на основе материального баланса.

**Ключевые слова:** методика, пористость, насыщенность, баженовская свита

## Methodological aspects of determining the porosity and saturation of the pore space of the core of the Bazhenov formation

*R. M. Saitov<sup>1,2,3\*</sup>, A. M. Gorshkov<sup>1</sup>*

<sup>1</sup> JSC «Geologika», Novosibirsk, Russian Federation

<sup>2</sup> Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation

<sup>3</sup> Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk,  
Russian Federation

\* e-mail: R.Saitov@geologika.ru

**Abstract.** A method for determining the porosity of core samples of ultra-low-permeability rocks is presented and tested. The core samples of the Bazhenov formation were the object of research. The proposed method is based on the GRI method (Gas Research Institute), adapted for rocks of the Bazhenov formation. To calculate the coefficient of gas-saturated and open porosity, bulk and mineralogical densities were determined both for samples in a state of natural saturation and after extraction. Determination of bulk density was carried out by the gas-volumetric method and the modified method of liquid saturation. Determination of the mineralogical density was carried out by the gas volumetric method. The measurement of water saturation of the crushed core samples was carried out in the Dean-Stark apparatus. The gas saturation of core samples was calculated based on the results of determining the coefficient of gas-saturated and open porosity. Gas saturation was calculated based on the results of determining the coefficient of gas-saturated and open porosity. The oil saturation was determined by the calculation method based on the material balance.

**Keywords:** method, porosity, saturation, Bazhenov formation

## *Введение*

В связи со снижением темпов прироста запасов и добычи нефти в классических гранулярных коллекторах в настоящее время многие нефтематеринские формации все чаще рассматриваются как самостоятельные резервуары для добычи углеводородов. Такие резервуары характеризуются особенно сложным строением, а ресурсы углеводородов в этих толщах относятся к трудноизвлекаемым. В Западной Сибири к таким объектам относится баженовская свита (БС). Она является одним из наиболее изучаемых, но при этом наименее прогнозируемых объектов нефтегазовой геологии в России. Аномально высокое содержание органического вещества, изменчивость литологического состава, а также неоднородность петрофизических характеристик наряду с огромными ресурсами жидких углеводородов приводят к необходимости дополнительного и более углубленного изучения этого геологического объекта.

При подсчете запасов нефти баженовской свиты исследователи, в первую очередь, сталкиваются с проблемой достоверного определения основных петрофизических свойств ультранизкопроницаемых сланцевых пород. В связи с этим, в последние годы все больше внимания уделяется оценке пористости и насыщенности таких отложений, а также лабораторным методам их измерений [1-4]. Авторами данной работы предложена и апробирована новая методика определения пористости и насыщенности баженовской свиты, учитывающая особенности этого уникального геологического объекта. Именно эти два параметра являются базовыми для оценки ресурсов и подсчета запасов месторождений нефти и газа.

В основе предложенной методики лежит метод GRI (Gas Research Institute), разработанный в Америке для определения петрофизических свойств сланцевых коллекторов [5, 6], адаптированный для карбонатно-глинисто-кремнистых пород баженовской свиты. Согласно методу GRI, образцы керн измельчаются, а затем просеиваются для получения частиц одинакового размера. Увеличение площади поверхности образца керн за счет дробления позволяет сократить время эксперимента и добиться полного проникновения флюида при определении объема минерального скелета. Также данный подход позволяет использовать буровой шлам в качестве объекта исследования. Однако основными недостатками метода GRI является проведение экспериментов в условиях близких к атмосферным: низкие поровые давления менее 100 psi и отсутствие горного (обжимного) давления.

Методика определения пористости баженовской свиты, разработанная в лаборатории петрофизики научно-лабораторного центра АО «Геологика», предполагает определение объемной и минералогической плотностей (как для образцов в состоянии естественной насыщенности, так и после экстрагирования). Газонасыщенность порового пространства рассчитывается по результатам определения газонасыщенной и открытой пористости. Водонасыщенность рассчитывается по результатам определения содержания воды на дезинтегрированных образцах керн в аппаратах Дина-Старка. Нефтенасыщенность рассчитывается методом материального баланса фаз, насыщающих поровое пространство.

## *Экстрагирование и сушка*

Для определения пустотности порового пространства, дезинтегрированные образцы керн бажендовской свиты подвергаются экстрагированию в органических растворителях от остатков жидких и твердых углеводородов, а также воды. Для оценки качества экстракции дезинтегрированных образцов керн бажендовской свиты разной размерности были отобраны образцы с различным содержанием органического вещества из разных скважин и частей разреза свиты. Для каждого образца отбиралась навеска с размерами фракций 1-2, 2-5, и 5-10 мм, после чего поровое пространство образцов очищалось от жидких и твердых углеводородов органическим растворителем (хлороформом) в течение 7-10 дней до прекращения окрашивания растворителя остатками углеводородов в составе керн. После экстрагирования образцы предварительно выдерживались под вытяжкой и, далее, высушивались в сушильном шкафу при температуре 105°C до постоянной массы. Далее, раздробленные образцы керн с размером фракции 1-2 мм охлаждались в эксикаторах над прокаленным хлористым кальцием для последующего определения их массы и минералогической плотности после экстрагирования. Эффективность экстракции определялась пиролитическим методом (Rock-Eval) по содержанию условно мобильного органического вещества (свободных углеводородов) -  $S_1$ , и немобильного (или маломобильного) (УВ-продукты пиролиза керогена и смолисто-асфальтеновых веществ) -  $S_2$ . Результаты показали отсутствие влияния размера используемой фракции экстрагированных образцов на значение пика  $S_1$ . В то же время, для большей части образцов после экстрагирования увеличение размера фракции ухудшает качество очистки порового пространства от немобильного органического вещества. Стоит отметить, что результаты работы [2] показали низкую эффективность жидкостной экстракции для крупных образцов, которая составляет первые миллиметры от поверхности образца. Поэтому дробление керн бажендовской свиты является необходимой мерой для качественного «отмыва» порового пространства сланцевых пород от остатков углеводородов, а выбор оптимальной фракции для определения петрофизических свойств является важной научной и практической задачей при определении пористости и насыщенности.

## *Пористость*

Коэффициент газонасыщенной пористости (в состоянии естественной насыщенности) рассчитывается на основе результатов измерения объемной и кажущейся минералогической плотностей измельченных образцов керн в состоянии естественной насыщенности согласно формуле (1):

$$K_{г.п.} = \frac{(\rho_{\text{мин}}^{\text{fresh}} - \rho_{\text{об}}^{\text{fresh}})}{\rho_{\text{мин}}^{\text{fresh}}} \cdot 100 \quad (1)$$

где:  $K_{г.п.}$  – коэффициент газонасыщенной пористости измельченного образца керн (в состоянии естественной насыщенности), %;

$\rho_{\text{об}}^{\text{fresh}}$  – объемная плотность измельченного образца керн в состоянии естественной насыщенности, г/см<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{мин}}^{\text{fresh}}$  – кажущаяся минералогическая плотность измельченного образца керна в состоянии естественной насыщенности, г/см<sup>3</sup>.

Коэффициент открытой пористости рассчитывается на основе результатов измерения объемной и минералогической плотностей измельченных образцов керна после экстрагирования согласно формуле (2):

$$K_{\text{о.п.}} = \frac{(\rho_{\text{мин}}^{\text{dry}} - \rho_{\text{об}}^{\text{dry}})}{\rho_{\text{мин}}^{\text{dry}}} \cdot 100 \quad (2)$$

где:  $K_{\text{о.п.}}$  – коэффициент открытой пористости измельченного образца керна (после экстрагирования), %;

$\rho_{\text{об}}^{\text{dry}}$  – объемная плотность измельченного образца керна после сушки при  $T=105$  °C, г/см<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{мин}}^{\text{dry}}$  – минералогическая плотность измельченного образца керна после экстрагирования, г/см<sup>3</sup>.

### **Объемная плотность**

Выбуривание образцов правильной формы (цилиндрической или кубической) с целью определения их объема, как правило, приводит к их разрушению, а использование метода определения объемной плотности бесформенных образцов на основе ГОСТ 26450.1-85 приводит к значительной погрешности в связи с возможным недонасыщением образцов, связанным с их низкой проницаемостью, а также со сложностью определения массы насыщенного жидкостью образца в воздухе. В связи с этим, в работе предложено два независимых способа определения объемной плотности образцов керна в состоянии естественной насыщенности: газоволюметрический метод и модифицированный метод жидкостенасыщения.

Для определения объемной плотности газоволюметрическим методом используются бесформенные фрагменты полноразмерного керна в состоянии естественной насыщенности диаметром ~ 110 мм и толщиной ~ 20-40 мм. Измерение объемной плотности газоволюметрическим методом осуществляется на газовом пикнометре «ПИК-НАНО-НСФ» (АО «Геологика»). В основе работы прибора лежит закон Бойля, согласно которому происходит калибровка всех рабочих емкостей и определение мертвого объема перед каждой серией экспериментов. Все это наряду с использованием прецизионных датчиков давления позволяет с высокой точностью определять объем во время эксперимента. Также перед каждой серией измерений проводятся тесты на утечки для повышения достоверности определения искомых параметров. Объем бесформенного фрагмента полноразмерного керна определяется по стабилизации давления при открытии измерительного клапана прибора в результате заполнения газом пустотного пространства измерительной ячейки с образцом.

Объемная плотность полноразмерных фрагментов керна рассчитывается по формуле (3):

$$\rho_{об}^{\Gamma} = \frac{M_{п.к.}}{V_{п.к.}} \quad (3)$$

где:  $\rho_{об}^{\Gamma}$  – объемная плотность полноразмерного фрагмента керна в состоянии естественной насыщенности, г/см<sup>3</sup>;

$M_{п.к.}$  – масса полноразмерного фрагмента керна в состоянии естественной насыщенности, г;

$V_{п.к.}$  – объем полноразмерного фрагмента керна в состоянии естественной насыщенности, см<sup>3</sup>.

Далее фрагменты полноразмерного керна раздробляются на щековой дробилке и, затем, просеиваются на наборе сит с размером ячеек 1, 2 и 5 мм.

Дополнительное определение объемной плотности для образцов керна в состоянии естественной насыщенности проводится с использованием фракции 2-5 мм модифицированным методом жидкостенасыщения [4]. При определении объемной плотности данным методом, образец предварительно взвешивается в воздухе ( $M_1$ ), после чего проводится гидростатическое взвешивание сухого образца в керосине и определяется масса  $M_2$ . Далее, расчет объемной плотности измельченного образца керна в состоянии естественной насыщенности осуществляется согласно формуле (4):

$$\rho_{об}^{ж} = \frac{M_1 \cdot \rho_{к}}{(M_1 - M_2)} \quad (4)$$

где:  $\rho_{об}^{ж}$  – объемная плотность измельченного образца керна в состоянии естественной насыщенности, г/см<sup>3</sup>;

$\rho_{к}$  – плотность керосина, г/см<sup>3</sup>;

$M_1$  – масса сухого измельченного образца керна в состоянии естественной насыщенности в воздухе, г;

$M_2$  – масса сухого измельченного образца керна в состоянии естественной насыщенности, погруженного в керосин, г.

Между значениями объемной плотности, определенной газоволюметрическим методом на бесформенных фрагментах полноразмерного керна, и модифицированным методом жидкостенасыщения по керосину на измельченных образцах керна была выявлена очень тесная корреляционная связь (достоверность аппроксимации  $R^2 \geq 0,99$ ). Поэтому, для расчета коэффициента газонасыщенной пористости измельченных образцов керна в состоянии естественного насыщения в качестве объемной плотности принимается среднее арифметическое между значениями объемной плотности, рассчитанными газоволюметрическим методом и модифицированным методом жидкостенасыщения.

Использование двух независимых друг от друга методов определения объемной плотности, предложенных в данной статье, а также их высокая сходимость между собой обеспечивают высокую точность определения пористости и, как следствие, газо-, водо- и нефтенасыщенности образцов.

Определение объемной плотности полноразмерных фрагментов керна после экстрагирования газоволюметрическим методом не представляется возможным ввиду неполной очистки порового пространства от легких углеводородов, смол

и асфальтенов [2]. Использование раздробленного керна после экстракции приводит к быстрому проникновению керосина во время гидростатического взвешивания, что также существенно искажает истинное значение объемной плотности. Выходом из сложившейся ситуации видится расчет объемной плотности на основе разности масс образцов до и после их экстрагирования органическим растворителем в аппаратах Сокслета по формуле (5), предполагая, что объем раздробленного образца после экстракции не меняется:

$$\rho_{об}^{dry} = \frac{M_{dry}^{1-2} \cdot \rho_{об}^{fresh}}{M_{fresh}^{1-2}} \quad (5)$$

где:  $\rho_{об}^{dry}$  – объемная плотность измельченного образца керна после экстрагирования, г/см<sup>3</sup>;

$\rho_{об}^{fresh}$  – объемная плотность образца керна в состоянии естественной насыщенности, г/см<sup>3</sup>;

$M_{fresh}^{1-2}$  – масса измельченного образца керна (фракция 1-2 мм) в состоянии естественной насыщенности, г;

$M_{dry}^{1-2}$  – масса измельченного образца керна (фракция 1-2 мм) после экстрагирования и последующей сушки при температуре  $T=105$  °С, г.

### ***Минералогическая плотность***

Кажущийся объем минерального скелета измельченных образцов с естественной насыщенностью и объем минерального скелета измельченных образцов после экстрагирования определяется газоволюметрическим методом на керне фракцией 1-2 мм на газовом пикнометре «ПИК-НАНО-НСФ» по стабилизации давления после открытия измерительного клапана и проникновения газа во все отдельные поры дезинтегрированного образца в измерительной ячейке. Расчет кажущейся минералогической плотности и минералогической плотности осуществляется согласно формуле (6):

$$\rho_{мин}^{fresh} = \frac{M_{fresh}^{1-2}}{V_{fresh}} \quad (6)$$

$$\rho_{мин}^{dry} = \frac{M_{dry}^{1-2}}{V_{dry}}$$

где:  $\rho_{мин}^{fresh}$  – кажущаяся минералогическая плотность измельченного образца керна в состоянии естественной насыщенности, г/см<sup>3</sup>;

$M_{fresh}^{1-2}$  – масса измельченного образца керна (фракция 1-2 мм) в состоянии естественной насыщенности, г;

$V_{fresh}$  – кажущийся объем минерального скелета измельченного образца керна (фракция 1-2 мм) в состоянии естественной насыщенности, см<sup>3</sup>;

$\rho_{мин}^{dry}$  – минералогическая плотность измельченного образца керна после экстрагирования, г/см<sup>3</sup>;

$M_{dry}^{1-2}$  – масса измельченного образца керна (фракция 1-2 мм) после экстрагирования, г;

$V_{dry}$  – объем минерального скелета измельченного образца керна (фракция 1-2 мм) после экстрагирования,  $см^3$ .

### *Газо-, водо- и нефтенасыщенность*

Газонасыщенность измельченных образцов керна рассчитывается на основе результатов определения коэффициентов газонасыщенной и открытой пористости согласно формуле (7):

$$K_{г} = \frac{K_{г.п.}}{K_{о.п.}} \cdot 100 \quad (7)$$

где:  $K_{г}$  – газонасыщенность измельченного образца керна, %;

$K_{г.п.}$  – коэффициент газонасыщенной пористости измельченного образца керна в состоянии естественной насыщенности, %;

$K_{о.п.}$  – коэффициент открытой пористости измельченного образца керна после экстрагирования, %.

Водонасыщенность дезинтегрированных образцов керна определяется прямым методом в аппаратах Дина-Старка. Для этого используются раздробленные образцы керна в состоянии естественной насыщенности с размером фракции  $>5$  мм. В колбы аппаратов наливается около 200 мл толуола, после чего на специальные выступы устанавливались предварительно взвешенные измельченные образцы (фракция  $>5$  мм) в состоянии естественной насыщенности. Затем в аппарат Дина-Старка устанавливалась ловушка и холодильник, после чего аппарат плотно укрывался теплоизоляционным материалом; включалась циркуляция воды в холодильниках и нагрев на колбонагревателях. Водонасыщенность образцов керна баженовской свиты рассчитывалась по формуле (8):

$$K_{в} = \frac{V_{в} \cdot \rho_{об}^{fresh}}{M_{в} \cdot \frac{K_{о.п.}}{100}} \cdot 100 \quad (8)$$

где:  $K_{в}$  – водонасыщенность измельченного образца керна, %;

$V_{в}$  – объем выпаренной воды из раздробленного образца керна,  $см^3$ ;

$\rho_{об}^{fresh}$  – объемная плотность образца керна в состоянии естественной насыщенности,  $г/см^3$ ;

$M_{в}$  – масса измельченного образца керна (фракция  $>5$  мм) до выпаривания, г;

$K_{о.п.}$  – коэффициент открытой пористости измельченного образца керна после экстрагирования, %.

Нефтенасыщенность измельченных образцов керна определяется методом материального баланса фаз в пустотном пространстве по формуле (9):

$$K_{н} = 100 - K_{в} - K_{г} \quad (9)$$

где:  $K_{н}$  – нефтенасыщенность измельченного образца керна, %;

$K_{в}$  – водонасыщенность измельченного образца керна, %;

$K_{г}$  – газонасыщенность измельченного образца керна, %.

Описанная методика определения пористости и насыщенности порового пространства баженовской свиты может быть использована для выделения перспективных интервалов, подсчета запасов, а также планирования дальнейших геологоразведочных работ.

*Работа выполнена при финансовой поддержке Проекта РФФИ № 20-35-90049.*

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович А.Э., Родякин С.В., Бурштейн Л.М., Костырева Е.А., Рыжкова С.В., Ян П.А. Пористость и нефтенасыщенность пород баженовской свиты // Геология нефти и газа. – 2018. – №5. – С. 61-73.
2. Глотов А. В., Скрипкин А. Г., Молоков П. Б., Михайлов Н. Н. Остаточная водонасыщенность нефтематеринских пород баженовской свиты // Neftegaz.RU. – 2022. – №3. – С. 40-46.
3. Калмыков Г.А., Балущкина Н.С. Модель нефтенасыщенности порового пространства пород баженовской свиты Западной Сибири и ее использование для оценки ресурсного потенциала. – М.: ГЕОС, 2017. – 247 с.
4. Горшков А. М. Методика определения пористости ультранизкопроницаемых пород баженовской свиты на дезинтегрированном керне // Успехи современного естествознания. – 2017. – № 12. – С. 129-133.
5. Luffel D. L., Guidry F. K. New Core Analysis Methods for Measuring Reservoir Rock Properties of Devonian Shale // Journal of Petroleum Technology. – 1992. – Vol. 44. – Pp. 1184-1190.
6. Luffel D. L., Guidry F. K., Curtis J. B. Development of Laboratory and Petrophysical Techniques for Evaluating Shale Reservoirs / Final Report No. GRI-95/0496: 304. – Des Plaines, Illinois, USA, 1995. – 49 p.

© П. М. Саитов, А. М. Горшков, 2022