



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



Э.А. Вторушина
канд. хим. наук
АУ ХМАО-Югры
НАЦ РН им. В.И. Шпилемана
лаборатория геохимических
исследований керна²
заведующий лабораторией
vtorushinaea@nacrn.hmao.ru



И.В. Козлов
АУ ХМАО-Югры
НАЦ РН им. В.И. Шпилемана
лаборатория геохимических
исследований керна²
старший научный сотрудник
kozloviv@nacrn.hmao.ru

Оценка пористости пород баженовской свиты

¹Автономное учреждение ХМАО-Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпилемана». Россия, 626026, Тюмень, ул. Малыгина, 75, а/я 286.

²Россия, 628007, Ханты-Мансийск, ул. Студенческая, 2.

В связи с подготовкой новой редакции Методического руководства по подсчету запасов нефти в баженовской свите предложена методика оценки пористости пород по керну, учитывающая изменение пористости за счет деформации породы при смене пластовых условий поверхностными, потери углеводородов при подъеме и хранении керна, наличие в поровом пространстве нефти, смолисто-асфальтеновых соединений и воды

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

В связи с подготовкой новой редакции Временного методического руководства (ВМР) по подсчету запасов нефти баженовской свиты целесообразно обсудить оценку пористости пород, которая наряду с эффективной толщиной является одним из наиболее спорных параметров при подсчете запасов объемным методом. По мнению авторов, величина коэффициента пористости должна определяться, в первую очередь, по лабораторным исследованиям керна. Даже при ее оценке по результатам интерпретации расширенного комплекса ГИС [12], подтвержденной зависимостями керн–ГИС, многие составляющие пористости могут быть определены только по исследованиям керна.

Необходимо отметить, что многие специалисты нефтяных компаний и научных организаций фокусируют внимание на выделяемых в разрезе баженовской свиты (БС) интервалах пород, по фильтрационно-емкостным свойствам и пониженному содержанию керогена напоминающих традиционный коллектор [1, 5, 10, 11]. Эти интервалы, как правило маломощные, предлагается выделять в БС в качестве коллектора первого типа [1] и определять их пористость традиционным способом после кратковременной экстракции [12]. Если запасы нефти в БС оценивать только по таким интервалам, то ситуация становится двойственной: с одной стороны, запасы в коллекторах первого типа в БС должны оцениваться обычным способом, с другой стороны, их величина недостаточна для рентабельной разработки даже с применением налоговых льгот.

Рассмотрим простой пример. Пусть коллектор первого типа имеет толщину 5 м, тогда при пористости 10%, нефтенасыщенности 85%, плотности нефти $0,8 \text{ т/м}^3$, пересчетном коэффициенте 0,7 плотность запасов составит $0,238 \text{ млн т/км}^2$. При предлагаемом ВМР коэффициенте извлечения нефти для БС 0,05 добыча с 1 км^2 составит всего 11,9 тыс. т нефти, что не может обеспечить рентабельность, а если КИН 30%, что соответствует необходимой плотности запасов на скважину, то отпадает необходимость льготировать добычу из баженовской свиты.

Осуществляемый нефтяными компаниями интенсивный поиск технологии рентабельной разработки баженовской свиты смещает проблему в другую плоскость, поскольку эти технологии нацелены не на выработку маломощных коллекторов первого типа, а на дренирование гораздо большего объема пород – фактически всего объема пород БС. Поэтому подсчетные параметры также целесообразно оценивать для всего объема пород в пределах границ выделяемых категорий запасов.

Для проверки возможности кратковременной экстракции при определении пористости в коллекторах первого типа был проведен следующий эксперимент. В пяти интервалах выделения коллекторов первого типа, любезно предоставленных В.Д. Немовой по одной из скважин, керн которой имеется в кернохранилище в г. Ханты-Мансийске, были отобраны по одному образцу из каждого интервала. Из образцов были приготовлены порошки для рентгеноструктурного и пиролитического анализов и цельные фрагменты образцов для определения пористости газоволюметрическим методом и жидкостенасыщением. Для образцов был определен минеральный состав и проведены процедуры пиролиза до экстракции, после экстракции спиртобензолом в аппарате Сокслета в течение 3 суток, после экстракции хлороформом в аппарате *DionexASE* в течение 90 минут, что соответствует стандартной экстракции хлороформом в течение 48–60 суток [8]. Определения пористости выполнены до экстракции и после трехсуточной экстракции спиртобензолом.

В *табл. 1* приведен минеральный состав образцов, на *рис. 1* и в *табл. 2* – результаты пиролитических исследований. Несмотря на то, что все образцы отобраны из интервалов коллекторов первого типа, наблюдаются существенные вариации состава и пиролитических параметров. Содержание кварца изменяется от 22 до 82%, доломита – от 0 до 59%, глинистых минералов – от 9,8 до 18,8%. Содержание керогена и смолисто-асфальтеновых соединений в образцах также существенно различается.

В образце № 1476 содержание смолисто-асфальтеновых веществ среднее, а керогена минимально, но пористость до экстракции – 7,4%, соответственно, почти все УВ были экстрагированы после трехсуточной экстракции. Этот образец можно признать коллектором первого типа. В образцах № 1475 и 1478 большое содержание керогена, смол и асфальтенов, пористость до экстракции – 1,4 и 0,4%, поэтому в них после кратковременной экстракции сохранились 21 и 49% нефтяных УВ. В образце № 1477 содержание УВ, керогена, смол и асфальтенов мало, пористость до экстракции – 0,9%, после кратковременной экстракции сохранилось 18% нефтяных УВ. Даже в образце № 1479, в котором смол и асфальтенов немного и пористость до экстракции – 3,7%, после трехсуточной экстракции сохранилось 12% нефтяных УВ. При пересчете сохранившихся после кратковременной экстракции УВ в единицы пористости их величина составит десятки доли процента. Отнесенные к пористости до экстракции они составят незначительную величину

№ образца	Кварц	Плагиоклазы	Кальцит	Доломит	Пирит	Сумма каолинита и хлорита	Сумма иллитов, смектитов и смешанослойных минералов	ЛИТОТИП
	%	%	%	%	%	%	%	
1475	81,6	4,7			3,4		10,2	Силицит слабоглинистый
1476	44,2		1,5	53,2	1,1			Доломит кремнистый
1477	22,3	0,6		59,1	8,3	2,4	7,4	Глинисто-кремнистый доломит пиритизированный
1478	71,6	6,7			2,9		18,8	Силицит глинистый
1479	63,6	5,1			16		15,2	Силицит глинистый пиритизированный

Таблица 1.
Минеральный состав образцов

для образца № 1476, но вполне ощутимые 25% (относительных) для образца № 1475.

Следовательно, чтобы не вносить в определение пористости пусть небольшую, но переменную по величине ошибку, целесообразно выполнять исчерпывающую экстракцию и учитывать наличие в поровом пространстве пород не только нефти, но также смол и асфальтенов. Кроме того, характерное для баженовской свиты тонкое переслаивание различных литотипов по всему разрезу требует высокой плотности отбора образцов для определения ФЕС даже в коллекторах первого типа.

Прежде, чем перейти к собственно определению пористости пород баженовской свиты, необходимо сделать еще несколько замечаний общего характера. В работе [5] утверждается, что УВ, выделяющиеся при пиролизе при нагреве до 300 °С, являются легкими сорбированными УВ, а разность (до и после экстракции) количества УВ, выделяющихся при нагреве свыше 300 °С, характеризует количество сорбированных тяжелых (смолисто-асфальтеновых) углеводородных и гетероатомных соединений. Это утверждение требует доказательства специальными исследованиями. Авторы придерживаются более общепринятой точки зрения, согласно которой УВ, выделяющиеся при пиролизе при нагреве до 300 °С, являются содержащимися в породе нефтяными УВ, только часть из которых сорбирована органическим веществом или минеральной матрицей породы. Разные исследователи определяют количество сорбированных УВ по-разному. Н.В. Лопатин использовал коэффициент эмиграции нефти *PEE* (*petroleum*

expulsion efficiency), равный отношению измененного значения S_1 к установленной для многих нефтематеринских свит пороговой величине $S_1 = 4,7$ мг УВ/г породы, которая соответствует нижнему пределу эмиграции нефти. Н.В. Лопатин, D. Jarvie, М.В. Дахнова и др. используют отношение $S_1/C_{орг}$ (*oil saturation index*), величина которого больше 100 мг УВ/г $C_{орг}$ превышает возможности нефтематеринской породы сорбировать нефть.

В работе [5] утверждается также, что свободная нефть появляется в баженовской свите при достижении стадии катагенеза MK_2 , и только ближе к стадии MK_3 ее становится много. С этим утверждением нельзя согласиться. Большинство исследователей считают, что ОВ баженовской свиты на территории ХМАО-Югры достигает стадии зрелости MK_2 только на отдельных площадях Салымского и Красноленинского районов. На известной карте катагенеза ОВ в кровле юрского комплекса (А.Э. Конторович, А.Н. Фомин и др., 2009) на всей территории ХМАО, за исключением этих двух районов, определены стадии катагенеза MK_1^1 и MK_1^2 . Можно проверить степень катагенеза ОВ баженовской свиты в продуктивных скважинах, сопоставляя по шкале Эспиталье 1995 г. пиролитический показатель термической зрелости T_{max} с отражательной способностью витринита. В скв. 308 Западно-Унлорской T_{max} равен 436–445 °С, что соответствует R_0 0,61–0,78, в скв. 96 Емангальской 433–441 °С (0,56–0,71), в скв. 11 Галяновской 435–441 °С (0,59–0,71). Поскольку интервал значений R_0 для стадии MK_1^1 0–50–0,65, а для стадии MK_1^2 0,65–0,85, ни в одной из продуктивных скважин стадия катагенеза не превышает MK_1^2 .

№ образца	№ процедуры	S0 + S1	S2	Tmax	ТОС	НІ
		нефтяные УВ	остаточный генерационный потенциал	температура на максимуме пика S2	общий органический углерод	водородный индекс
		(мг УВ/г породы)	(мг УВ/г породы)	(°С)	(масс %)	(мг УВ/г ТОС)
1475	1	9,04	17,73	437	6,58	269
	2	1,92	13,75	441	5,88	233
	3	0,17	12,96	440	5,38	241
1476	1	22,09	14,59	435	4,54	321
	2	0,32	4,38	442	1,76	249
	3	0,1	4,20	442	1,65	254
1477	1	2,62	3,22	434	1,99	162
	2	0,48	1,94	439	1,85	104
	3	0,08	1,95	438	1,73	112
1478	1	4,96	22,62	447	5,95	380
	2	2,45	18,63	447	5,16	360
	3	0,11	17,68	446	6,09	290
1479	1	4,74	2,79	431	2,08	133
	2	0,59	1,04	435	1,48	69
	3	0,32	1,01	434	1,46	69

Таблица 2.
Результаты пиролитических исследований образцов

Несколько слов о технологии проведения лабораторных работ. Отбор образцов производится равномерно по интервалу отбора керна с плотностью отбора не менее 2–3 (лучше 5–7) образцов на 1 м. Механическая обработка керна материала, поступающего на определение фильтрационно-емкостных свойств, проводится с помощью алмазного режущего и сверлящего инструмента с использованием станочного оборудования отечественного и импортного производства согласно ГОСТ 26450.0-85 «Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств». Для стандартного комплекса петрофизических исследований (определение фильтрационно-емкостных свойств) изготавливаются образцы породы цилиндрической формы установленного размера с шлифованными взаимно параллельными торцами без использования воды. Порошки для пиролитических исследований изготавливаются из тех же кусков породы, из которых изготавливаются образцы для определения ФЕС.

На естественно насыщенных цилиндрических образцах производится определение открытой пористости газоволюметрическим методом (очистка образцов от содержащихся в них УВ флюидов на первоначальном этапе не выполняется). Затем на этих образцах выполняется

определение абсолютной газопроницаемости для выявления зон естественной проницаемости. При измерении газопроницаемости рекомендуется использовать давление обжима близкое к литостатическому (горному) давлению в пласте для исключения влияния раскрываемости микротрещин в атмосферных условиях.

После определения ФЕС на естественно насыщенных образцах производится исчерпывающая экстракция со сменой растворителей до прекращения окрашивания растворов. Сушка образцов до постоянной массы производится при температуре 105 °С для устранения свободной и рыхлосвязанной воды.

На проэкстрагированных, в том числе разрушившихся, образцах производится определение открытой пористости газоволюметрическим методом. Эти образцы донасыщаются керосином методом вакуумирования и донасыщения в сатураторе под давлением сравнимым с пластовым. На донасыщенных керосином образцах определяется пористость методом Преображенского согласно ГОСТ 26450.1-85.

В отличие от обычного коллектора, поровое пространство нефтематеринской породы полностью не только углеводородами и водой, в нем содержатся также высокомолекулярные УВ и гетероатомные смолисто-асфальтеновые соединения, находящиеся в пластовых условиях

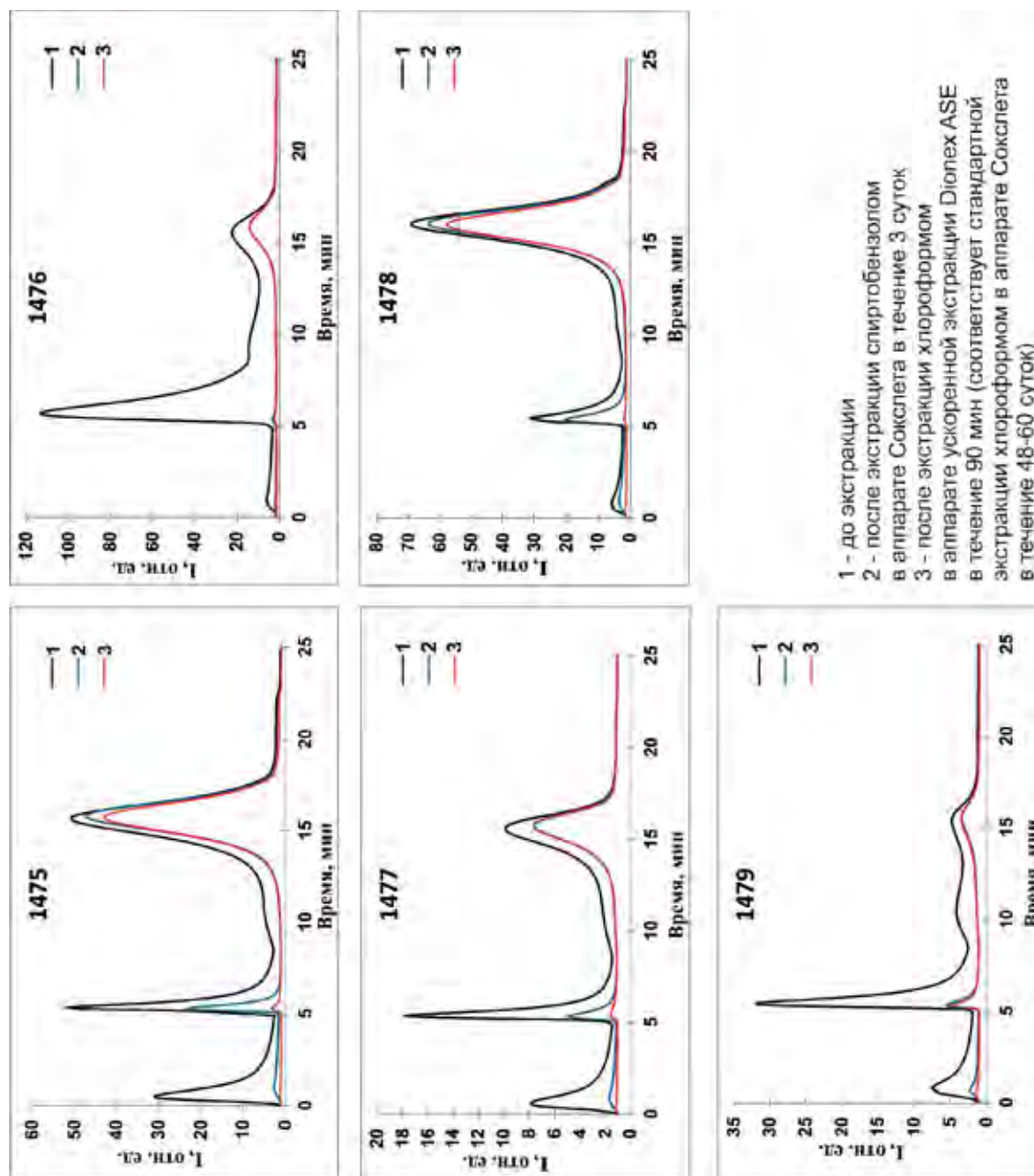


Рис. 1.
Совмещенные для трех процедур пиروграммы пяти образцов

в твердом и вязко-пластичном состоянии (далее – твердые битумоиды). Следовательно, для определения количества нефти и газа, содержащихся в породе, недостаточно только проведения измерений пористости образцов керна по ГОСТ 26450.1-85 и данных по остаточной водонасыщенности.

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

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

где $\Delta m_{\text{деф}}$ – изменение пористости породы за счет упругой и неупругой деформации керна при смене пластовых условий поверхностными, $m_{\text{пот}}$ – пористость, которая была занята 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 $m_3 - \Delta m_{\text{деф}}$ характеризует пористость породы в пластовых условиях, поэтому m_n , m_a и m_b пересчитываются в пластовые условия. Для твердых и вязко-пластичных битумоидов объемный коэффициент может быть принят равным 1.

Третье (m_n) и четвертое (m_a) слагаемые определяются по пиролитическим данным.

Пористость, занимаемая в пластовых условиях содержащейся в породе нефтью, определяется [3] как функция средневзвешенного параметра S_1 , объемной плотности породы, плотности и объемного коэффициента нефти:

$$m_n b = S_1 / 1000 \cdot \frac{\rho_n}{\rho_H} b, \quad (2)$$

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. Если на пирограмме выделяется пик S_{0r} , вместо S_1 используется $S_1 + S_{0r}$

ρ_n – объемная плотность породы, г/см³,

ρ_H – плотность нефти, 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 баженовской свиты с близкими значениями газосодержания, температуры и давления.

Аналогично, пористость, занимаемая в пластовых условиях твердыми и вязко-пластичными битумоидами, определяется по разности пиролитического параметра S_2 , измеренного до и после экстракции. Параметр S_2 характеризует количество УВ, образуемых при термодеструкции керогена, а также количество выделяющихся при температуре выше 300 °С смолистых и асфальтеновых гетероатомных соединений. 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. Доли и плотности экстрагированных соединений разного фазового состояния не известны. Оценка доли жидких УВ $\Delta S_{2a} / \Delta S_2$ не является однозначной: наряду с тяжелыми (преимущественно смолистыми) УВ и заблокированными жидкими и газообразными УВ величина ΔS_{2a} включает продукты термического разложения смол и асфальтенов. Поэтому величина ΔS_2 рассматривается [3] как оценка сверху массы твердых и вязко-пластичных битумоидов:

$$m_0 = \Delta S_2 / 1000 \cdot \frac{\rho_n}{\rho_a}, \quad (3)$$

где m_0 – пористость, занимаемая твердыми и вязко-пластичными битумоидами, доли единицы,

ΔS_2 – средневзвешенный по толщине показатель разности количества углеводородов, выделяемых из породы при пиролизе выше 300 °С, измеренного до и после экстракции, мг УВ/г породы, ρ_n – объемная плотность породы, г/см³, ρ_a – плотность твердых битумоидов, г/см³, если нет прямых измерений, то принимается $\rho_a = \rho_n$.

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

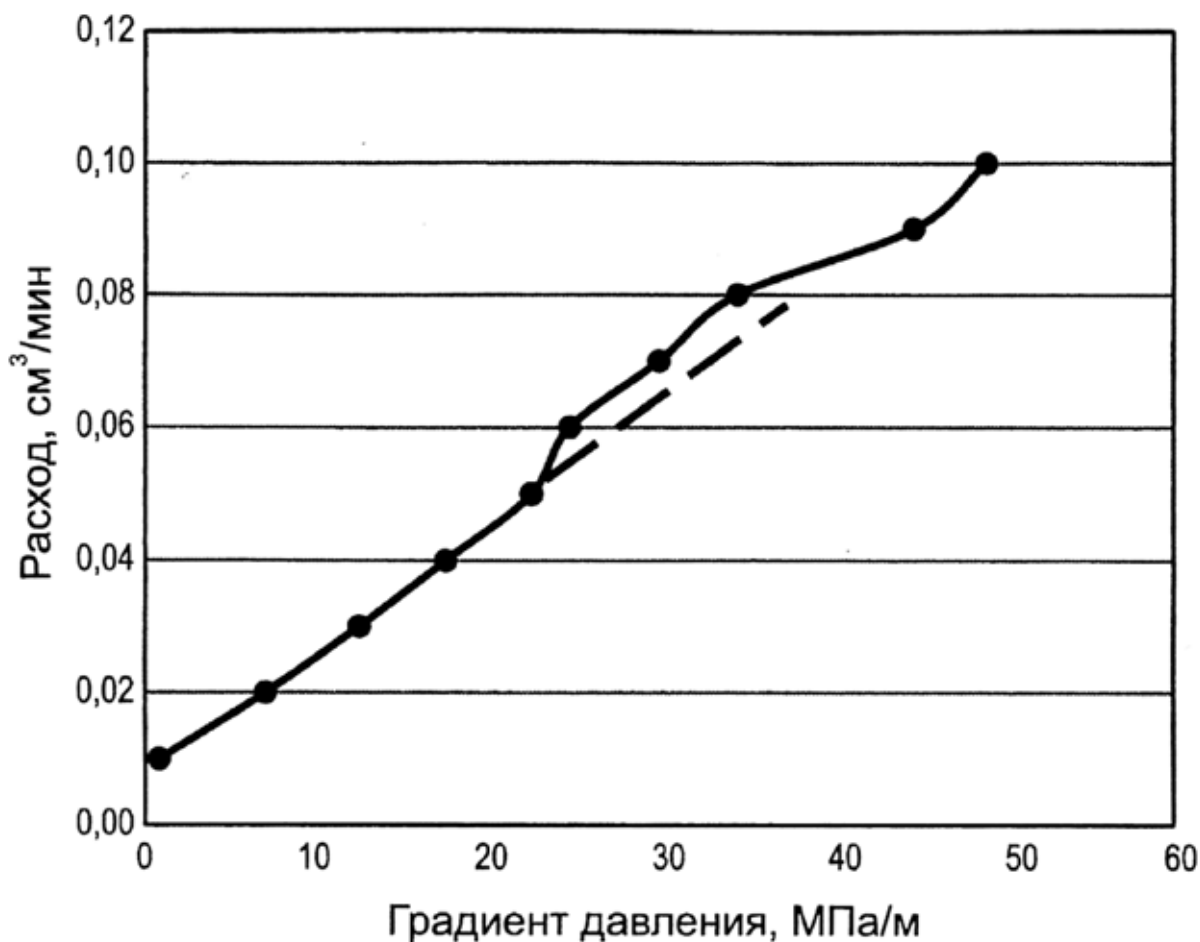


Рис. 2. Реологическая кривая фильтрации с противодавлением на выходе из образца породы при увеличении депрессии (по В.Т. Литвину и др., 2019)

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 коэффициент пластовой воды b_p . Этот коэффициент изменяется в пределах 0,99–1,06, увеличивается с ростом температуры и снижается с ростом давления. Если нет прямых измерений, принимается $b_p = 1,0$.

Пористость до экстракции $m_{дэ}$, измеряемая на неэкстрагированных образцах газоволюметрическим методом, может быть представлена суммой, учитывающей (помимо потерь нефти и увеличения пористости за счет деформации породы) изменения пористости, занимаемой нефтью и остаточной водой, при смене пластовых условий поверхностными:

$$m_{дэ} = \Delta m_{деф} + m_{пот} / b + m_n(b-1) + m_b(b_p-1). \quad (4)$$

Изменение пористости за счет деформации породы при смене пластовых условий поверхностными $\Delta m_{деф}$ должно учитывать, как минимум, ее изменение, определяемое коэффициентом сжимаемости порового (пустотного) пространства породы. Еще в 80-х годах прошлого века сотрудники ЗапСибНИГНИ и ВНИГРИ [6, 13] установили, что коэффициент сжимаемости емкостного пространства породы БС, определяемый как

$$\beta = (m_{пов} - m_{пл}) / m_0 (p_{пл} - p_{пов}), \quad (5)$$

где $m_{пов}$, $m_{пл}$, $p_{пл}$, $p_{пов}$ – пористость и давление в пластовых и поверхностных условиях, в 10–30 раз превосходит коэффициент сжимаемости пор обычных коллекторов и характеризуется величиной порядка $(1,02 - 1,72) \cdot 10^{-2} (\text{Мпа}^{-1})$ и даже $7 \cdot 10^{-2} (\text{Мпа}^{-1})$. В современных работах приводятся аналогичные [4] или на порядок меньшие [7] оценки.

При наличии лабораторных определений коэффициента сжимаемости порового пространства выражение (4) преобразуется к виду

$$m_{дэ} - m_{э} \beta (p_{пл} - p_{пов}) = m_{пот} / b + m_{н} (b-1) + m_{в} (b_{в} - 1), \quad (6)$$

откуда вычисляется величина $m_{пот}$:

$$m_{пот} / b = m_{дэ} - m_{э} \beta (p_{пл} - p_{пов}) - m_{н} (b-1) - m_{в} (b_{в} - 1). \quad (7)$$

Учет сжимаемости не решает проблему до конца, необходимо разрабатывать методику оценки изменения пористости вследствие смены пластовых условий поверхностными. В БС порядка 10% $C_{орг}$ по массе, по объему > 20%, т.е. ОВ примерно 25%. Органическое вещество не может удерживать пластовое давление в закрытых порах при подъеме керна, оно подвергается упруго-пластичным или пластичным деформациям. Даже помещение керна в PVT установку не позволяет восстановить его первоначальное состояние в пластовых условиях. В работе [9] показано, что в опыте по измерению расхода жидкости через образец породы баженовской свиты при увеличении градиента давления нарушается линейный закон фильтрации (рис. 2), что свидетельствует об изменении структуры порового пространства непосредственно в процессе опыта. Авторы [9] считают, что рост расхода обусловлен расширением трещин, снижение – их коагуляцией пелитовой фракцией аморфного кремнезема.

Величину потерь нефти при подъеме, хранении и подготовке керна к исследованиям $m_{пот}$ многие авторы связывают с величиной пористости до экстракции. Выражение (4) показывает ошибочность этой точки зрения. В работе [2] было показано, что завышенные оценки величины потерь приводят к неправдоподобным оценкам количества нефти, содержащейся в породе баженовской свиты. Например, поскольку коэффициент нефтенасыщенности для БС считается близким к единице, при величине пористости 15% и игнорировании всех обсуждаемых в данной работе обстоятельств, каждый кубометр породы в БС (или в коллекторе первого типа в БС) должен содержать порядка 140–160 л нефти, что сопоставимо с ее содержанием в пластах БВ₈ Самотлорского и БС₁₀ Федоровского месторождений.

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

$$m_{пот} / b = 0,5 (m_{дэ} - m_{н} (b-1) - m_{в} (b_{в} - 1)). \quad (8)$$

Разность величин пористости после и до экстракции определяется выражением

$$m_{э} - m_{дэ} = m_{пот} (b-1) / b + m_{н} + m_{а} + m_{в}. \quad (9)$$

Баланс поровых объемов, определяемый уравнением (9), должен соблюдаться со средней ошибкой не более 15%. В противном случае необходимо принимать меры к снижению погрешности лабораторных измерений. В работе [3] приведены примеры сохранения баланса.

Для подсчета запасов объемным методом принимается величина открытой пористости m_0

$$m_0 = m_{пот} / b + m_{н} + m_{а} + m_{в}. \quad (10)$$

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

$$K_n = 1 - (m_{а} + m_{в}) / m_0. \quad (11)$$

Если измерения $m_{в}$ не проведены, в качестве оценки открытой пористости, занятой нефтью, можно использовать выражение

$$m_0^H = m_{пот} / b + m_{н}. \quad (12)$$

В этом случае коэффициент нефтенасыщенности K_n близок к единице и должен определяться в соответствии с рекомендациями ВМР: 0,85–0,95 в зависимости от литотипа.

Особенности определения пористости в коллекторах первого типа

В образцах керна из интервалов коллекторов первого типа может выполняться не исчерпывающая, а кратковременная экстракция – спиртобензольной смесью в течение 48 ч. Часть порового пространства, занятая смолисто-асфальтеновыми 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 $m_{н}^{ост}$, для чего каждый образец должен делиться на две части, по одному фрагменту определяется пористость, из другого изготавливается порошок и выполняются пиролитические исследования до и после 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 $m_{\text{кр}}^{\text{кр}}$ может быть представлена (после пересчета в пластовые условия) выражением

$$m_{\text{кр}}^{\text{кр}} = \Delta m_{\text{деф}} + m_{\text{пот}} + (m_{\text{н}} - m_{\text{н}}^{\text{ост}})b + m_{\text{в}}b_{\text{в}}, \quad (13)$$

$m_{\text{н}}^{\text{ост}}$ вычисляется по формуле (2). Пористость до экстракции по-прежнему определяется выражением (4). Величина $m_{\text{пот}}/b$ вычисляется из выражения (8) или, если определен коэффициент сжимаемости порового пространства, из выражения (7). При определении величин открытой пористости m_0 и коэффициента нефтенасыщен-

ности $K_{\text{н}}$ в выражениях (10) и (11) принимается $m_{\text{а}} = 0$.

Вывод

1. Коэффициенты пористости и нефтенасыщенности в породах баженовской свиты необходимо определять с учетом присутствия в поровом пространстве твердых и вязко-пластичных битумоидов.

2. Необходимо учитывать изменение пористости из-за деформации породы при смене пластовых условий поверхностными и объем пор, который был занят потерянными флюидами. UDC

Литература

1. Алексеев А.Д., Давыдов А.В., Касьяненко А.А., Олюнин А.В. К вопросу выделения эффективных толщин в баженовской свите согласно Временного методического руководства ГКЗ, вступившего в силу 01.01.2018 // Недропользование XXI век. 2019. № 3. С. 40–59.
2. Волков В.А. Об оценке запасов и ресурсов УВ баженовской свиты с использованием пиролитических данных // Недропользование XXI век. 2017. № 6. С. 31–43.
3. Волков В.А. О необходимости учета геохимических данных при оценке объемным методом запасов и ресурсов нефти в баженовской свите // Недропользование XXI век. 2019. № 3. С. 138–143.
4. 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.
5. Гутман И.С., Потемкин Г.Н., Батулин А.Ю. и др. Изучение баженовской свиты Западной Сибири на разных уровнях по данным пиролитических исследований как основа объективной оценки углеводородного потенциала // Недропользование XXI век. 2019. № 3. С. 102–115.
6. Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири / Под ред. Т.В. Дорофеевой. М.: Недра. 1983. 131 с.
7. 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: <http://moypatent.ru/patent/260/2601733.html> (обращение 28.01.2020).
8. Кульков М.Г., Вторушина Э.А. Ускоренная экстракция ASE как эффективный метод извлечения битумоидов при выполнении пиролитических и хроматографических исследований ядерного материала / Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири. Т. 1. 2019. С. 271–282.
9. Литвин В.Т., Рошин П.В., Ольховская В.А. Нарушение линейного закона фильтрации нефти в отложениях баженовской свиты // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. № 5(329). С. 32–37.
10. Мельников П.Н., Варламов А.И., Петерсилье В.И. и др. Апробация Временных методических рекомендаций по подсчету запасов нефти в баженовских и доманиковых отложениях // Недропользование XXI век. 2019. № 3. С. 122–137.
11. Немова В.Д. Апробация «Временного методического руководства по подсчету запасов нефти в отложениях баженовской свиты» на месторождениях компании ООО «РИТЭК» // Недропользование XXI век. 2019. № 3. С. 60–71.
12. Петерсилье В.И., Комар Н.В. Алгоритм оценки запасов залежей сланцевой нефти объемным методом // Геология нефти и газа. 2016. № 5. С. 95–101.
13. Стасюк М.Е., Боркун Ф.Я., Коротенко В.А. и др. Определение коэффициента сжимаемости плотных баженинов по результатам лабораторных исследований ядра / Строение и нефтегазоносность баженинов Западной Сибири // Труды ЗапСибНИГНИ. Вып. 194. Тюмень. 1985. С. 149–157.

UDC 550.4: 553.983.048

V.A. Volkov, PhD, Deputy Director for Research, Autonomous institution of the Khanty–Mansi Autonomous Okrug–Ugra

“Scientific and Analytical Center for the Rational Use of Mineral Resources named after IN AND. Shpilman”¹, volkov@cr.ru

E.A. Vtorushina, PhD, Head of Laboratory of Core Geochemical Research Laboratory², Autonomous institution of the Khanty–Mansi Autonomous Okrug–Ugra “Scientific and Analytical Center for the Rational Use of Mineral Resources named after IN AND. Shpilman”, vtorushinaea@nacrn.hmao.ru

I.V. Kozlov, Senior Researcher of Core Geochemical Research Laboratory², Autonomous institution of the Khanty–Mansi Autonomous Okrug–Ugra “Scientific and Analytical Center for the Rational Use of Mineral Resources named after IN AND. Shpilman”, kozloviv@nacrn.hmao.ru

¹75 Malygin str., PO Box 286, Tyumen, 626026, Russia.
²2, Studencheskaya str., Khanty-Mansiysk, 628007, Russia.

Estimation of Porosity of Rocks of Bazhenov Formation

Abstract. A new version of the Methodological Guide for the Oil Reserve Estimation in the Bazhenov Formation is currently being prepared. The technique for core porosity assessment which takes into account the changes in porosity caused by deformation of the rock when changing reservoir conditions to surfaces, hydrocarbon lost during core lifting and storage, oil, resin-asphaltene compounds and water presence in the pore space is proposed.

Keywords: Bazhenov formation; porosity; reserve estimation; volumetric method; Rock-Eval pyrolysis parameters; oil; bitumoids.

References

1. Alekseyev A.D., Davydov A.V., Kas'yanenko A.A., Olyunin A.V. *K voprosu vydeleniya effektivnykh tolshchin v bazhenovskoy svite soglasno Vremennogo metodicheskogo rukovodstva GKZ, vstupivshego v silu 01.01.2018* [On the issue of highlighting effective thicknesses in the Bazhenov suite according to the Provisional methodical manual of the GKZ, which entered into force on 01.01.2018]. *Nedropol'zovaniye XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2019, no. 3, pp. 40–59.
2. Volkov V.A. *Ob otsenke zapasov i resursov UV bazhenovskoy svity s ispol'zovaniyem piroliticheskikh dannykh* [On the assessment of reserves and resources of hydrocarbons of the Bazhenov formation using pyrolytic data]. *Nedropol'zovaniye XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2017, no. 6, pp. 31–43.
3. Volkov V.A. *O neobkhodimosti ucheta geokhimicheskikh dannykh pri otsenke ob'yemnym metodom zapasov i resursov nefi v bazhenovskoy svite* [On the need to take into account geochemical data in the volumetric estimation of oil reserves and resources in the Bazhenov formation]. *Nedropol'zovaniye XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2019, no. 3, pp. 138–143.
4. Glukhmanchuk Ye.D., Krupitskiy V.V., Leont'yevskiy A.V. *Bazhenovskaya nef't' – «slantsevyye tekhnologii» i otechestvennyy opyt dobychi* [Bazhenov oil- "shale technologies" and domestic production experience]. *Nedropol'zovaniye XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2015, no. 7, pp. 32–37.
5. Gutman I.S., Potemkin G.N., Baturin A.YU. i dr. *Izucheniye bazhenovskoy svity Zapadnoy Sibiri na raznykh urovnyakh po dannykh piroliticheskikh issledovaniy kak osnova ob'yektivnoy otsenki uglevodorodnogo potentsiala* [The study of the Bazhenov formation of Western Siberia at different levels according to pyrolytic studies as the basis for an objective assessment of the hydrocarbon potential]. *Nedropol'zovaniye XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2019, no. 3, pp. 102–115.
6. *Kollektory nefi bazhenovskoy svity Zapadnoy Sibiri* [Oil collectors of the Bazhenov formation of Western Siberia]. Edited by T.V. Dorofeyeva. Moscow, Nedra Publ., 1983, 131 p.
7. Kondakov A.P., Sonich V.P., Gabdraupov O.D., Saburova Ye.A. *Sposob postroyeniya geologo-gidrodinamicheskikh modeley dvoynoy sredy zalezhey bazhenovskoy svity* [A method of constructing geological and hydrodynamic models of the double environment of the Bazhenov formation deposits]. RF patent 2601733. Available at: //noypatent.ru/patent/260/2601733.html (accessed 28 January 2020).
8. Kul'kov M.G., Vtorushina E.A. *Uskorennaya ekstraktsiya ASE kak effektivnyy metod izvlecheniya bitumoidov pri vypolnenii piroliticheskikh i khromatograficheskikh issledovaniy kernovogo materiala* [Accelerated ASE Extraction as an Effective Bitumen Recovery Method for Pyrolytic and Chromatographic Studies of Core Material]. *Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala Zapadnoy Sibiri* [Ways to realize the oil and gas potential of Western Siberia], vol. 1, 2019, pp. 271–282.
9. Litvin V.T., Roshchin P.V., Ol'khovskaya V.A. *Narusheniye lineynogo zakona fil'tratsii nefi v otlozheniyakh bazhenovskoy svity* [Violation of the linear law of oil filtration in sediments of the Bazhenov formation]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Geology, geophysics and development of oil and gas fields], 2019, no. 5(329), pp. 32–37.
10. Mel'nikov P.N., Varlamov A.I., Petersil'ye V.I. i dr. *Aprobatsiya Vremennykh metodicheskikh rekomendatsiy po podschetu zapasov nefi v bazhenovskikh i domanikovykh otlozheniyakh* [Testing Temporary guidelines for the calculation of oil reserves in Bazhenov and Domanik deposits]. *Nedropol'zovaniye XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2019, no. 3, pp. 122–137.
11. Nemova V.D. *Aprobatsiya «Vremennogo metodicheskogo rukovodstva po podschetu zapasov nefi v otlozheniyakh bazhenovskoy svity» na mestorozhdeniyakh kompanii OOO «RITEK»* [Testing of the "Interim Methodological Guidelines for the Calculation of Oil Reserves in the Bazhenov Formation Deposits" at the fields of RITEK LLC]. *Nedropol'zovaniye XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2019, no. 3, pp. 60–71.
12. Petersil'ye V.I., Komar N.V. *Algoritm otsenki zapasov zalezhey slantsevoy nefi ob'yemnym metodom* [Volumetric method for estimating reserves of shale oil deposits]. *Geologiya nefi i gaza* [Geology of oil and gas], 2016, no. 5, pp. 95–101.
13. Stasyuk M.Ye., Borkun F.YA., Korotenko V.A. i dr. *Opredeleniye koeffitsiyenta szhimayemosti plotnykh bazhenitov po rezul'tatam laboratornykh issledovaniy kerna. Stroyeniye i neftegazonosnost' bazhenitov Zapadnoy Sibiri* [Determination of the compressibility coefficient of dense bazhenites according to the results of laboratory core research. Structure and oil and gas potential of bazhenites of Western Siberia]. *Trudy ZapSibNIGNI* [Proceedings ZapSibNIGNI], issue 194, Tyumen, 1985, pp. 149–157.