

А.С. Храмов, В.Г. Изотов, Л.М. Ситдикова
 Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань
 sitdikova8432@mail.ru, askhramov@mail.ru

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ НЕФТЕНОСНЫХ ПОРОД МЕТОДОМ РЕНТГЕНОФАЗОВОГО АНАЛИЗА

Рассматривается возможность использования данных качественного и количественного рентгенофазового анализа для определения пористости пород коллекторов. Апробация предлагаемого метода проведена для кернов скважины № 2 Лебединского месторождения высоковязкой нефти Республики Татарстан.

Ключевые слова: качественный рентгенофазовый анализ, количественный рентгенофазовый анализ, пористость породы, альбит, кальцит, кварц, анальцит, парагонит, клинохлор.

Одной из важной характеристикой месторождений нефти и газа является пористость породы коллектора (Ханин, 1969). В настоящее время существует достаточно много различных методов определения пористости материала (Котяхов, 1977; Гиматудинов, 1971; Ханин, 1969): метод вытеснения, метод насыщения жидкостью, метод парафинизации, планиметрический метод, объемметрический способ, пикнометрия, порозиметрия, метод полупроницаемых мембран, метод давления (усадки) и др. Однако, большинство из них позволяют измерить только открытую пористость, то есть какая доля закрытых пор присутствует в породе не известна. Кроме того, применение того или иного метода зависит зачастую от типа породы коллектора, как по составу (песчаник, карбонаты, алевролит и др.), так и по механическим свойствам (цементированность, размеры зерен и др.).

В настоящей работе предлагается метод оценки полной пористости материала, который может быть использован для любых нефтеносных пород.

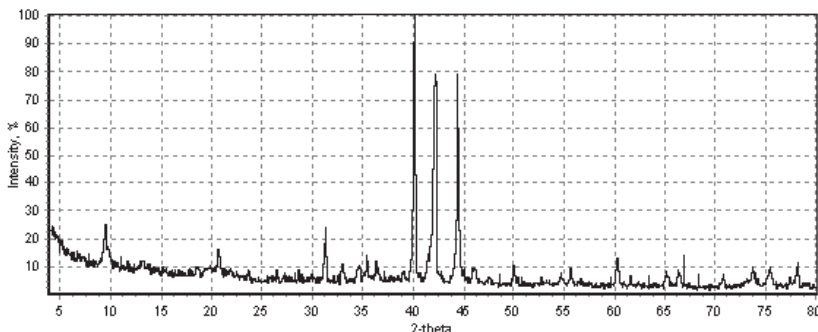


Рис. 1. Дифрактограмма образца № 2-27.

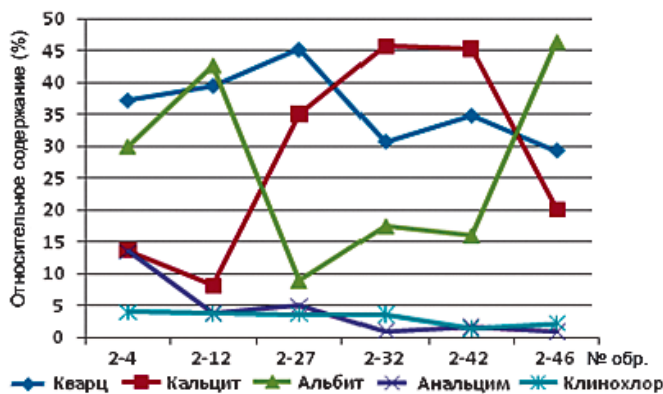


Рис. 2. Изменение относительного содержания минералов в зависимости от глубины.

Суть метода заключается в следующем. Полная пористость породы характеризуется параметром Ω , который представляет собой отношение суммарного объема всех пор V_n , к объему породы V_o :

$$\Omega = \frac{V_n}{V_o} \quad (1)$$

Если объем минеральной части образца породы обозначить через V_m , то выражение (1) примет вид:

$$\Omega = 1 - \frac{V_m}{V_o} \quad (2)$$

Выразив объем V_m и объем породы V_o соответственно через их массу и плотность ρ_m и ρ_o можно представить формулу (2) следующим образом:

$$\Omega = 1 - \frac{\rho_o}{\rho_m} \quad (3)$$

Из выражений (1-3) видно, что Ω можно определить, если известны объем образца и объем содержащихся в нем пор, или объем образца и объем твердой фазы, или плотности породы и составляющих ее частиц. Проанализируем формулу (3). Плотность образца ρ_o можно измерить экспериментально без особых проблем. Однако плотность породы ρ_m легко определить только в том случае если она состоит из одного минерала. Для многокомпонентных систем, какими являются породы коллекторов, решение этой задачи весьма затруднительно. Ответить на этот вопрос возможно, если известно, из каких минералов сложена данная порода и каково их относительное массовое содержание. Тогда ρ_m можно представить следующим образом:

$$\rho_m = \left(\sum \frac{k_i}{\rho_i} \right)^{-1} \quad (4)$$

где ρ_i – плотность i -ой фазы материала, k_i – относительное содержание этой фазы ($\sum k_i = 1$). Однако, использование формулы (3) возможно, если известны качественный и количественный состав породы.

Ответы на эти вопросы может дать рентгенофазовый анализ (РФА). РФА образцов произвольного состава сложная, трудоемкая задача, и зачастую полученные результаты носят неоднозначный характер, что связано с учетом большого числа факторов (Франк-Каменецкий и др., 1975).

Это объясняет небольшое количество публикаций, связанных с количественным РФА геологических пород. Во всех работах (Hosterman et al, 1989; Tankersley et al, 2010; Suphi, 2007; Al-Jaroudi et al, 2007; Ruffell, Wiltshire, 2004), которые удалось найти, приводятся результаты качественного и количественного РФА образцов, однако не обсуждается, каким образом были получены эти данные. В этих статьях описывается измерительная аппаратура и конечные результаты обработки закрытой компьютерной программы. Поэтому мы попытались разработать методику РФА, которая позволила бы получить достаточно надежные результаты и являлась бы простой и прозрачной (Храмов и др., 2012). Для этого необходимо было создать компьютерную программу обработки дифрактограмм, свободную от недостатков, присущих известным нам программ.

К недостаткам коммерческих программ можно отнести следующие их особенности: а) модельные дифрактограммы реализованы в виде штрих-диаграмм; б) функционал программ не позволяет вручную корректировать положение или форму отдельных линий; в) нет возможности менять относительную интенсивность фаз; г) каждая программа привязана только к своей базе данных; д) не учитывается изменение интенсивностей линий при переходе от одного излучения к другому.

В разработанной программе профиль линии представлялся функцией псевдо-Фойгта, то есть сверткой функций Лоренца и Гаусса. Интенсивность y_i в данной точке x_i определялась как суперпозиция интенсивностей всех рефлексов всех фаз в этой точке:

$$y_i = \sum_{j=1}^n k'_j \left[(1-p) \sum_{l=1}^{m_j} \frac{I_{lj}}{1 + \left(\frac{x_i - x_{lj}}{\Gamma_{lj}} \right)^2} + p \sum_{l=1}^{m_j} I_{lj} \exp \frac{-(x_i + x_{lj})^2}{\Gamma_{lj}} \right] \quad (5)$$

где j – номер фазы, l – номер рефлекса j -ой фазы, I_{lj} – интен-

Минерал	Химическая формула	Пр.гр.сим.	a	B	C	α	β	γ	μ
Кварц	SiO ₂	P3 ₂ 21	4,91	-	5,41	90	90	120	34,5
Кальцит	CaCO ₃	R 3	8,16	12,81	7,14	90	90	120	66,4
Альбит	(Na,K)[AlSi ₃ O ₈]	C 1	4,98	-	17,1	94,4	116,4	87,5	32,7
Анальцит	NaAlSi ₂ O ₆ H ₂ O	I2/a	13,69	13,68	13,66	90	90,4	90	30,6
Клинохлор	(Mg,Fe ²⁺ ,Fe ³⁺) ₅ Al(Si ₃ Al)O ₁₀ (OH) ₈	C 1	5,33	9,23	14,33	90,6	97,47	89,98	43,5
Парагонит	NaAl ₂ (Si ₃ Al)O ₁₀ (OH) ₂	C2/m	5,14	8,89	9,74	90	99,6	90	31,4

Табл. 2. Структурные параметры и массовые коэффициенты поглощения μ (см²/г) выделенных минералов.

№ обр.	α -Кварц	Кальцит	Альбит	Анальцит	Клинохлор	Парагонит
2-4	37,2	13,7	30,0	13,5	4,0	1,7
2-12	39,5	8,2	42,7	3,9	3,8	1,8
2-27	45,2	35,1	8,9	5,0	3,7	2,1
2-32	30,7	45,7	17,5	1,0	3,6	1,6
2-42	34,8	45,3	16,0	1,7	1,4	0,8
2-46	29,3	20,1	46,4	0,9	2,2	1,1

Табл. 3. Процентное содержание выделенных фаз.

сивность l -го рефлекса j -ой фазы, x_{lj} – положение l -го рефлекса j -ой фазы, Γ_{lj} – ширина линии l -го рефлекса j -ой фазы, k'_j – масштабирующий коэффициент соответствующей фазы, n – число фаз, m_j – число рефлексов, $p = [0, 1]$.

Для апробации предлагаемого метода определения пористости были получены дифрактограммы кернов скважины № 2 Лебединского месторождения высоковязкой нефти. Рентгеновские дифракционные спектры сняты на дифрактометре ДРОН-3М в геометрии θ -2 θ на излучении Cr K _{α} . Типичная дифрактограмма представлена на рис. 1.

Литолого-минералогические характеристики исследованных образцов пород Лебединского месторождения представлены в табл. 1.

Качественный рентгенофазовый анализ показал, что все дифрактограммы описываются одинаковым набором минералов (Табл. 2).

Универсальный метод количественного РФА систем произвольного состава отсутствует, поэтому корректное решение этой проблемы невозможно без привязки к конкретной ситуации. Поскольку массовые коэффициенты поглощения кварца, альбита, анальцита, клинохлора и парагонита достаточно близки (Табл. 2), то в первом приближении исследуемую породу можно считать двухфаз-

№ обр.	Глубина залегания слоя, м	Описание пород
2-4	180,3-181	Песчаник черный, полимиктовый, мелкозернистый, средней крепости, прослоями слабо сцементированный, интенсивно пропитан вязкой нефтью
2-12	181-182	Песчаник черный, полимиктовый, мелкозернистый, средней крепости, прослоями слабо сцементированный, пропитан густой нефтью
2-27	184-185,16	Песчаник черный, полимиктовый, мелкозернистый, средней крепости, прослоями слабо сцементированный, интенсивно пропитан вязкой нефтью
2-32	185,16-187,3	Песчаник черный, полимиктовый, мелкозернистый, средней крепости, прослоями слабо сцементированный, пропитан вязкой нефтью
2-42	191,1 – 195	Песчаник зеленовато-серый, известковистый, полимиктовый, прослоями кальцинированный, мелко- и среднезернистый, прослоями слабо пропитан остаточной нефтью.
2-46	195 – 197,5	Песчаник серый, зеленовато-серый, полимиктовый, среднезернистый, пористый, средней крепости, в кровле рыхлый, в подошве крепкий, водонасыщенный.

Табл. 1. Описание исследованных образцов.

ной системой (кварц и «матрица»). Такое допущение существенно упрощает задачу и позволяет воспользоваться традиционными методами количественного РФА (Русakov, 1977). Количественная оценка содержания компонент была получена нормировкой масштабирующего коэффициента k'_j к 100%. Результаты ко-

№	Минерал	Эмпирическая	Рентгеновая
1	Альбит	2,6 - 2,65	2,6 - 2,63
2	Кальцит	2,7102	2,71 - 2,75
3	Кварц	2,59 - 2,65	2,64 - 2,65
4	Анальцит	2,24 - 2,79	2,22 - 2,71
5	Клинохлор	2,6 - 3,02	2,63 - 3,0
6	Парагонит	2,85 - 2,907	2,88 - 2,92

Табл. 4. Плотности минералов, г/см³.

№ обр.	$\rho_0 \pm \Delta\rho_0$	ρ_m , расчет по эмпирич. значениям (табл. 4)	ρ_m , расчет по рентген. значениям (табл. 4)
2-4	2,05±0,08	2,56 - 2,69	2,57 - 2,68
2-12	2,13±0,09	2,59 - 2,68	2,61 - 2,67
2-27	1,88±0,06	2,62 - 2,7	2,64 - 2,7
2-32	2,05±0,11	2,65 - 2,69	2,66 - 2,71
2-42	2,15±0,12	2,64 - 2,69	2,66 - 2,7
2-46	2,38±0,14	2,62 - 2,67	2,63 - 2,67

Табл. 5. Плотности образцов, г/см³.

личественного фазового анализа представлены в табл. 3. Как видно из данных приведенных в табл. 3 во всех образцах 90 и более процентов содержания составляют три фазы: кальцит, кварц и альбит. Какой-либо функциональной зависимости содержания того или иного минерала от глубины залегания не прослеживается (Рис. 2). Можно говорить о некоторой тенденции, которая проявляется в увеличении содержания кальцита и уменьшении количества кварца и анальцита с ростом глубины.

Для расчета плотности ρ_m по формуле (4) использовались табличные рентгеновские и эмпирические плотности минералов. Эти данные взяты с сайтов <http://mineralienatlas.de> и <http://database.iem.ac.ru/mincryst> (Табл. 4).

Экспериментальная плотность ρ_0 определялась методом гидростатического взвешивания. Чтобы усреднить влияние жидкости на результаты, при измерении объема использовались несколько жидких материалов: трансформаторное масло, глицерин, вода. Полученные значения ρ_0 и ρ_m плотностей приведены в табл. 5. Разброс значений погрешностей $\Delta\rho_0$ связан с тем, что для гидростатического взвешивания брались образцы различного объема.

Относительное содержание фаз колеблется в широких пределах (Табл. 3), но рассчитанная плотность образцов изменяется в диапазоне 5-10% (Табл. 5). Что неудивительно, так как плотности минералов достаточно близки по значениям.

Используя данные приведенные в табл. 5 была оценена пористость исследуемых образцов по формуле (3). Результаты расчетов приведены в табл. 6. Хотя плотности ρ_m практически не зависят от относительного содержания фаз, значение пористости колеблется в широком диапазоне от 9% до 31%. Значения пористости, полученные нами, согласуются с литературными данными (Ханин, 1969). Согласно Ханину А.А. (Ханин, 1969), пористость карбонатных пород лежит в пределах 3-30%, а для глинистых может достигать 40-50%. Полученные значения пористости (Табл. 6) также находятся в полном со-

№ обр.	Глубина, м	Ω
2-4	180,3-181	20 - 24
2-12	181-182	18 - 21
2-27	184-185,16	28 - 31
2-32	185,16-187,3	22 - 24
2-42	191,5-195	19 - 20
2-46	195-197,5	9 - 11

Табл. 6. Оценка пористости образцов Ω (%).

ответствии с геологическим описанием кернов (Табл. 1).

Надежность полученных выводов можно проверить сопоставлением результатов полученных другими независимыми методами. Например, оценить массовое содержание кальцита в смеси методом ИК-спектроскопии (Скочиллов и др., 2011).

Литература

- Al-Jaroudi S.S., Ul-Hamid A., Mohammed A.I. Use of X-ray powder diffraction for quantitative analysis of carbonate rock reservoir samples. *Powder Technology*. 2007. V. 175. pp.115-121.
- Hosterman J.W., Meyer R.F., Palmer C.A. Chemistry and Mineralogy of Natural Bitumens and Heavy Oils and Their Reservoir Rocks from the United States, Canada, Trinidad and Tobago, and Venezuela. *U.S. Geological Survey Circular*. 1989. V. 1047. pp.131-150.
- Ruffell A., Wiltshire P. Conjunctive use of quantitative and qualitative X-ray diffraction analysis of soils and rocks for forensic analysis. *Forensic Science International*. 2004. V. 145. pp.13-23.
- Suphi U. Quantification of crystalline (mineral) matter in some Turkish coals using interactive Rietveld-based X-ray diffractometry. *International Journal of Coal Geology*. 2007. V. 71. pp.176-184.
- Tankersley K.B., Balantyne M.R. X-ray powder diffraction analysis of Late Holocene reservoir sediments. *Journal of Archaeological Science*. 2010. V. 37. pp.133-138.
- Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра. 1971. 212 с.
- Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. М.: Недра. 1977. 288 с.
- Русаков А.А. Рентгенография металлов. М.: Атомиздат. 1977. 480 с.
- Скочиллов Р.А., Фишман А.И., Носков А.И. и др. ИК спектроскопическая методика количественного анализа минерального состава пород. *Георесурсы*. 2011. № 6. С.22-25.
- Франк-Каменецкий В.А. (под ред). Руководство по рентгеновскому исследованию минералов. Л.: Недра. 1975. 400 с.
- Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. М.: Недра. 1969. 368 с.
- Храмов А.С., Изотов В.Г., Лукьянов И.В., Тюрина Е.А. Разработка методики количественного рентгенофазового анализа нефтеносных пород Республики Татарстан. *Мат. между. научно-практ. конф.: «Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки разработки месторождений»*. Казань. 2012. С.338-342.

A.S. Khramov, V.G. Izotov, L.M. Sitdikova.

The possibility of using the data of qualitative and quantitative X-ray analysis to determine the porosity of reservoirs. Approbation of the proposed method is carried out for cores of well №2 Lebedinsky high-viscosity oil deposit in the Republic of Tatarstan.

Keywords: quality X-ray analysis, quantitative X-ray analysis, porosity of the rock, albite, calcite, quartz, analcite, paragonite, clinocllore.

Александр Сергеевич Храмов

Доцент каф. физики твердого тела Института физики.

Виктор Геннадьевич Изотов

К.геол.-мин.н, доцент кафедры региональной геологии и полезных ископаемых.

Ляля Мирсалиховна Ситдикова

К.геол.-мин.н., Заслуженный геолог РТ, Почетный работник высшего и профессионального образования РФ, член-корреспондент Волжско-Камского отделения РАЕН, доцент кафедры региональной геологии и полезных ископаемых.

Казанский (Приволжский) Федеральный университет. 420008, Казань, ул. Кремлевская, 18. Тел./Факс: (843)238-84-71.