DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10107

УДК 551 + 552.52:539.26 | Научная статья

Особенности процесса насыщения образцов ожелезненных горных пород, содержащих пирит и сидерит

Погорельцева М.Н.[1], Андрющенко О.З.[1], Рогозин А.А.[1], Чурков А.В.[1], Ботвиновская О.А.[2]

[1]ООО НК «Роснефть-НТЦ», Краснодар, Россия, [2]ПАО НК «Роснефть», Москва, Россия

mnpogoreltseva@rnntc.ru

Аннотация

В статье рассматривается проблематика, связанная с изучением процессов, которые протекают при насыщении ожелезненных образцов горных пород моделью пластовой воды на основе хлорида натрия; а также влияние изменения давления на стабильность структуры образца и ее состава.

Сотрудниками ПАО «НК «Роснефть» совместно с работниками лабораторного комплекса ООО «НК «Роснефть-НТЦ» (дочернее общество ПАО «НК «Роснефть») проводится сравнительная характеристика данных открытой пористости, полученных методом насыщения водой и газом. Практическая применимость данного исследования заключается в необходимости учитывать фактор растворения минералов, содержащих железо, при насыщении под давлением.

Материалы и методы

Лабораторные исследования методом оценки петрофизических свойств с определением коэффициента пористости по газу и по жидкости на пермеаметр-порозиметре.

Ключевые слова

горная порода, насыщение, коэффициент открытой пористости, давление, пластовая вода, пирит, сидерит

Для цитирования

Погорельцева М.Н., Андрющенко О.З., Рогозин А.А., Чурков А.В., Ботвиновская О.А. Особенности процесса насыщения образцов ожелезненных горных пород, содержащих пирит и сидерит // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 6. С. **–**.
DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10107

Поступила в редакцию: 17.09.2020

UDC 551 + 552.52:539.26 | Original Paper

Features of the process of saturation of samples of ferruginous rocks containing pyrite and siderite

Pogoreltseva M.N.[1], Andryushchenko O.Z.[1], Rogozin A.A.[1], Churkov A.V.[1], Botvinovskaya O.A.[2]

[1]"Rosneft-STC" LLC, Krasnodar, Russia, [2]"Rosneft" PJSC, Moscow, Russia

mnpogoreltseva@rnntc.ru

Abstract

The article describes the problems associated with the study of the processes that occur in saturated iron-contained rock samples by a model of formation water based on a sodium chloride. The effect of pressure changes on sample structure stability and its composition are also discovered.

The employees of "Rosneft" PJSC together with employees of the laboratory complex "Rosneft-STC" LLC (a subsidiary of "Rosneft" PJSC) conduct a comparative characteristic of open porosity data obtained by the method of saturation with water and gas is carried out. The practical applicability of this study is to take into account the dissolution factor of minerals containing iron upon saturation under pressure.

Materials and methods

Laboratory research method for evaluating petrophysical properties with determination of the porosity coefficient for gas and liquid on a permeameter-porosimeter.

Keywords

rock, saturation, open porosity coefficient, pressure, formation water, pyrite, siderite

For citation

Pogoreltseva M.N., Andryushchenko O.Z., Rogozin A.A., Churkov A.V., Botvinovskaya O.A. Features of the process of saturation of samples of ferruginous rocks containing pyrite and siderite. Exposition Oil Gas., 2020, issue 6. P. **–**. (In Russ). DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10107

Received: 17.09.2020

С каждым годом увеличивается количество скважин с более сложным строением коллектора, обусловленным увеличением глубины бурения скважины и наличием сложной каверно-трещинно-поровой структуры пустотного пространства и неоднородным литологическим составом пород [1].

Для определения коэффициента пористости по газу и по жидкости были выбраны отложения пластов Ю, представленные горной породой из двух скважин, пробуренных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа и стратиграфически приуроченные к васюганской свите верхней юры (пласт Ю1) и тюменской свите средней юры (пласты Ю2 и Ю3).

Пласт Ю1 васюганской свиты верхней юры вскрыт в интервалах 3139,00–3166,98 м и 3203,00–3233,42 м. Толща представлена песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Также присутствуют участки тонкого переслаивания, в пределах которых мощности прослоев составляют от миллиметра до 10 см. Комплекс пород из пластов Ю2 и Ю3 представлен терригенными и глинистыми разностями и вскрыт в интервалах глубин 3280,00–3318,50 м и 3345,00–3349,87 м. Породы представлены преимущественно песчаниками и алевролитами, с редкими прослоями аргиллитов и участками тонкого переслаивания.

В качестве характерной особенности исследуемого керна следует отметить наличие повсеместного переслаивания пород, а также примесь железистых минералов в виде пирита и сидерита. Сидерит аутигенный и присутствует в количестве от 1–7 %. Единично его содержание достигает 20 %. Он образуется как вторичный минерал по кальциту и гидрослюде, а участками выполняет роль цемента. Значительно меньше (1–2 %, иногда до 6 %) наблюдается аутигенный пирит. Присутствует он преимущественно в виде мелких конкреций 0,02–0,1 мм в диаметре, а также в виде стяжений неправильной формы размером до 2,5×6 см. Иногда наблюдаются скопления кристаллов пирита в порах. Единично обнаружены прослои и линзы кристаллов пирита.

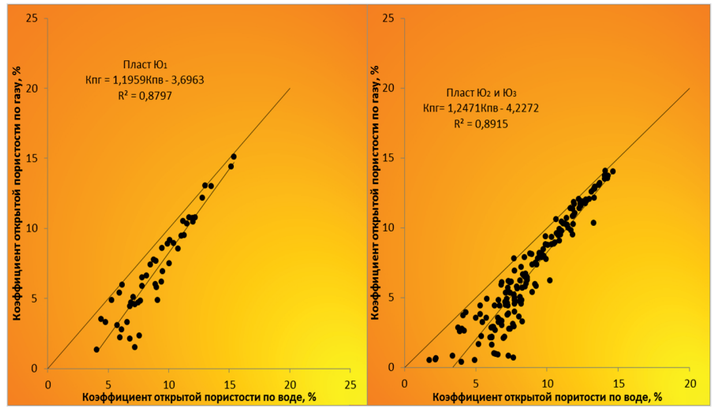

Рис. 1. Сопоставление пористости по газу и по воде пласта Ю1 (слева) и пластов Ю2 и Ю3 (справа)
Fig. 1. Comparison of the gas and water porosity of the J1 (left) formation and the J2 and J3 formations (right)

Заниженные значения пористости (до 4 %) в исследуемых породах являются следствием вторичных процессов, преимущественно кальцитизации и сидеритизации. В качестве объекта исследования были выбраны именно ожелезненные образцы горных пород месторождения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

К наиболее важным фильтрационно-емкостным свойствам горных пород-коллекторов, характеризующим способность вмещать в себя нефть, газ и воду, влияющим на количественный подсчет запасов углеводородов, относят пористость [2]. В петрофизических лабораториях при изучении образцов керна потенциально нефтяных пород в первую очередь определяют коэффициент открытой пористости (Кп) газоволюметрическим методом и методом насыщения по Преображенскому [3].

Была проведена серия опытов по определению коэффициентов открытой пористости на цилиндрических образцах диаметром 30 мм. Моделью пластовой воды для насыщения при определении коэффициента открытой пористости по воде (Кпв) служил раствор хлорида натрия, концентрация которого соответствовала общей концентрации солей в воде пластов Ю1, Ю2 и Ю3 — 26 г/л. В качестве вытесняющего агента при газоволюметрическом определении коэффициента линейной открытой пористости по газу (Кпг) использовали гелий.

Среди наиболее часто встречающихся причин расхождения Кпв и Кпг можно выделить следующие. Измерение линейной пористости по газу при давлении обжима 3,45–4,83 МПа, что приводит к сжатию порового пространства и снижению значений пористости по газу. В этом случае будут наблюдаться систематические расхождения результатов для литологически схожих образцов. Также следует учесть, что результаты определения пористости по гелию с обжимом могут быть занижены для образцов крупнозернистых литологических структур, имеющих трещины и каверны, и связано это с отклонением образцов от правильной геометрической формы.

Наличие в образцах примесей глинистых минералов, обладающих микрослоистостью (микро- и нанопористостью), приводит к занижению пористости по жидкости (Кпж) относительно пористости по газу. Как известно, молекулы гелия обладают значительно меньшими размерами в сопоставлении с молекулами воды и, соответственно, более высокой проникающей способностью. Благодаря этому свойству молекул гелия предопределяется завышение пористости, определенной газоволюметрическим методом, по сравнению с пористостью по жидкостенасыщению [4]. Свою лепту в процесс насыщения жидкостью вносят водородные связи между молекулами воды, образующиеся гидратированные ионы натрия и хлора.

В случае ожелезненных образцов особенность насыщения моделью пластовой воды проявляется на этапе донасыщения под давлением 10 МПа в сатураторе. Вследствие изменения физических параметров среды, а именно вакуумирования и донасыщения под давлением порядка 10 МПа, происходит, во-первых, растворение железосодержащих

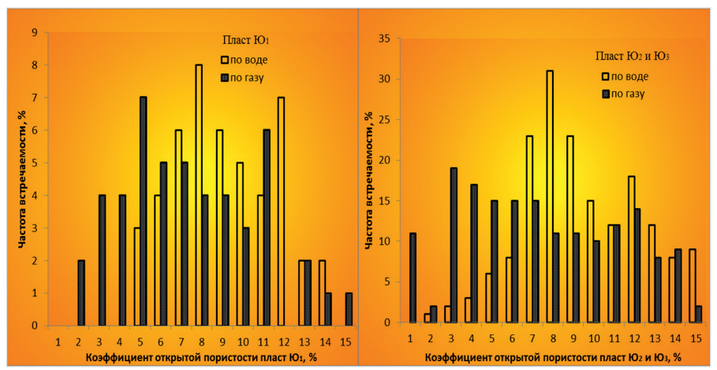

Рис. 2. Распределение значений коэффициента открытой пористости пласта Ю1 (слева) и пластов Ю2 и Ю3 (справа)
Fig. 2. Distribution of values of the open porosity coefficient of the J1 (left) formation and the J2 and J3 (right) formations

минералов, образованных солями летучей и нестабильной кислот (сульфиды и карбонаты), образующих породу; во-вторых, после деструктивных изменений скелета образцов горных пород — вымывание и, как следствие, невысокая сходимость результатов пористости, определенных методом жидкостенасыщения по ГОСТ 26450.1-85 и газовым методом.

По результатам исследования получены зависимости коэффициентов открытой пористости методом жидкостенасыщения и по газу (рис. 1). Зависимости носят линейный характер: с увеличением Кпг растет значение Кпв, но данные Кпг занижены по сравнению с данными по Кпж. Также стоит отметить тот факт, что при увеличении значения Кп сходимость значений, полученных в результате двух методов определения пористости (линия тренда), приближается к линии среднего значения. Всё это можно объяснить в том числе и механизмом литологического образования породы: в порах, заполненных в процессе вторичной кальцитизации и сидеритизации при контакте с водой, содержащей ионы натрия и хлора, способных увеличивать растворимость неодноименных ионов [5], под давлением происходит растворение минералов пирита и сидерита. Также следует отметить влияние на Кпв содержания аргиллитов в образцах горных пород. Согласно данным гранулометрического анализа общее содержание глины в образцах пластов Ю скважин варьируется в пределах от 2,89 до 27,37 % и от 4,7 до 32,90 %.

Происходит незначительное растворение минералов, включенных в породу: дисульфида железа (II) и карбоната железа (II), с последующим вымыванием из образцов и осыпанием породы, о чем свидетельствует увеличение плотности раствора в процессе насыщения и, следовательно, происходит изменение пористости (рис.2). Образующиеся газы — сероводород и оксид углерода (IV) — накапливаются в растворе благодаря хорошей растворимости в воде, особенно под давлением [6]. Раствор приобретает характерную бурую окраску, свидетельствующую о наличии соединений железа (III). При сбросе давления и извлечении образцов из

Таб. 1. Фазовый состав осадка.
Tab. 1. The phase composition of the precipitate.

Формула	Название	Содержание, %
SiO_2	Кварц	45,2
$Na[AlSi_3O_8]$	Альбит	25,3
$FeCO_3$	Сидерит	10,8
$Fe2O_3$	Оксид железа (III)	9,7
$Fe_3Fe_2[Si_3O_{12}]$	Группа ферросиликатов	8,9

сатуратора со временем происходит коагуляция и оседание частиц; при изъятии из камеры образцов, содержащих пирит, определяется характерный запах сероводорода.

Протекающие параллельные и последовательные процессы диссоциации, гидролиза, окисления солей железа (II), входящих в состав минералов, образующих данную породу, можно записать так:

$$FeS_2 = Fe^{2+} + 2S^{2-}$$
$$Fe^{2+} + 2S^{2-} + 2H_2O = Fe(OH)_2 + H_2S\uparrow$$
$$FeCO_3 = Fe^{2+} + CO_3^{2-}$$
$$Fe^{2+} + CO_3^{2-} + H_2O = Fe(OH)_2 + CO_2\uparrow$$
$$4Fe^{2+} + 3O_2 + 6H_2O = 4Fe(OH)_3.$$

Из приведенных данных можно сделать вывод, что большинству образцов керна соответствует пористость по газу 3–12 %, в то время как значения пористости по воде сдвинуты правее и находятся в интервале 7–12 %. Этот факт можно объяснить процессом вторичного минералообразования в порах горных пород и наличием глины. Медианы значений коэффициентов открытой пористости по воде и газу для пласта Ю1 соответственно равны 9 и 11, а для Ю2 и Ю3 равны 3 и 4. Больший разброс в значениях первой скважины, чем второй, можно объяснить завышенными значениями глинистости, содержанием железистых минералов по сравнению со второй скважиной и рядом других факторов, приводящих к увеличению пористости при насыщении жидкостью.

На следующем этапе осадок, после насыщения образцов в модели пластовой воды, отфильтровали, высушили и на рентгеновском дифрактометре определили его минеральный состав (таб. 1).

После определения Кпв образцы отмывались от насыщающей жидкости, контроль содержания хлорид-ионов проводился нитратом серебра, а затем высушивались до постоянной массы. В дальнейшем повторно определяли коэффициент открытой пористости по газу, коллекции образцов с максимальным разбросом значений пористости по газу и жидкости. Образцы керна выбирали таким образом, чтобы Δ(Кпв-Кпг1) ≥ 1,65. На рис. 3 представлены значения коэффициентов открытой пористости Кпг1, измеренных до контакта образца горной породы с насыщающей жидкостью, и коэффициентов открытой пористости Кпг2, определенных после исследования образцов методом жидкостенасыщения. Как показано на графиках, все точки, соответствующие Кпг1, расположены ниже, чем точки Кпг2, диапазон изменений коэффициента открытой пористости составил 0,390–3,241.

Из вышеизложенного можно сделать вывод, что увеличение коэффициента открытой пористости по газу при повторном его измерении свидетельствует о вымывании минералов и частичек породы из образцов керна в процессе насыщения. На практике в качестве насыщающей жидкости, как правило, применяют раствор хлорида натрия, если не предъявляются особые требования. Согласно требованиям [3] рабочая жидкость, используемая для насыщения, не должна вызывать набухания породы, отслаивания частиц, деформации образца; вступать с веществом породы в химическое взаимодействие. По результатам определения Кпв, проведенных на пластах Ю, можно судить о следующем: замена реального состава пластовой воды на эквивалентный по концентрации раствор хлорида натрия недопустима для рассматриваемых пород. Таким образом, определение коэффициента открытой пористости для исследуемых пород возможно либо газоволюметрическим методом, либо с применением в качестве насыщающей жидкости, инертного к породе. К инактивным насыщающим жидкостям по отношению к глинистым образцам можно отнести керосин. При использовании последнего на практике невозможно провести специальные петрофизические исследования, связанные с определением электрических свойств образцов горных пород и, соответственно, получить данные, в которых задействован этот параметр. К образцам, содержащим минералы, растворимые в условиях насыщения, необходимо применять

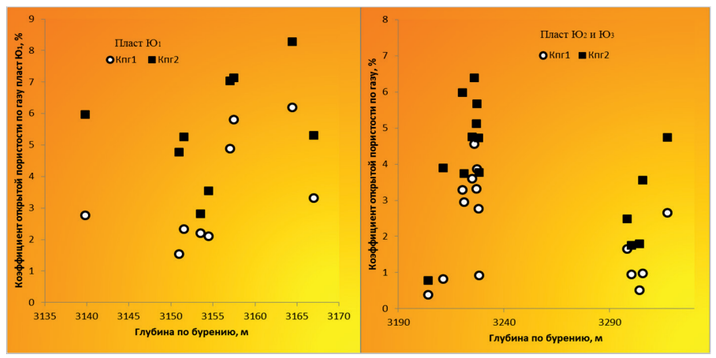

Рис. 3. Зависимость коэффициентов открытой пористости по газу от глубины бурения пласта Ю1 (слева) и пластов Ю2 и Ю3 (справа)
Fig. 3. Dependence of the open porosity coefficients for gas on the drilling depth of the J1 formation and the J2 and J3 formations

водные растворы солей, максимально приближенные по составу к пластовым водам исследуемой скважины. Это необходимо для достижения равновесного состояния между минеральным составом пород и пластовой водой.

Итоги

Для получения корректных результатов в качестве насыщающей жидкости рекомендуется использовать керосин или модель пластовой воды, содержащей одноименные ионы, для достижения химического равновесия между моделью пластовой воды и минералогическим составом керна. На основании проведенных экспериментов выделяются границы «коллектор – не коллектор» выбранных отложений пластов — Ю вскрытых скважин.

Выводы

При оценке и поиске запасов углеводородов, особенно в неструктурных ловушках, ориентируются, прежде всего, на наличие порового коллектора, обладающего высокими емкостными характеристиками. По результатам проведенного анализа измерения коэффициента открытой пористости рассматриваемых скважин, пласты Ю1, Ю2 и Ю3 можно отнести к низкопоровым породам со средними значениями коэффициентов открытой пористости по воде 9 % и 7 % по газу, что вполне соответствует глубинам разреза. Отнесение и принципиальное выделение границы «коллектор – не коллектор» возможно лишь при наличии повышенной проницаемости, которая обеспечивается системой взаимосвязанных пор и трещин [7].

С целью минимизации негативно сказывающих процессов для пород юрских отложений при определении параметра открытой пористости насыщающая жидкость должна содержать в своем составе соли с одноименными ионами, такими как железо (II), карбонат, сульфид.

Литература

1. Пономарева М.В., Тунгышбаева А.Т., Аукешев Б.К. Оценка вторичной пористости карбонатных коллекторов комплексом геофизических методов // Молодой ученый. 2017. № 9. С. 194–198.
2. Иваницкий А.В. Определение коэффициента открытой пористости горных пород методом жидкостенасыщения и газовольюметрическим методом // Аллея Науки. 2018. № 7. С. 227–231.
3. ГОСТ 26450.1-85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением.
4. Дахнов А.В., Крюкова И.Б. Повышение достоверности определения коэффициента открытой пористости газоволюметрическим пикнометром «Поромер» // Вести газовой науки. 2014. № 2. С. 44–46.
5. Слейбо У., Персонс Т. Общая химия. М.: Мир, 1979. 550 с.
6. Намиот А.Ю. Растворимость газов в воде. М.: Недра, 1991. 167 с.
7. Булач М.Х., Белоновская Л.Г., Гмид Л.П. Низкопоровые коллекторы нефтегазоносных провинций России и СНГ // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2007. № 2. 14 с.

ENGLISH

Results

To obtain the correct results, it is recommended, as far as possible, to use a kerosene or the model of formation water containing ions of the same name as a saturating liquid to achieve chemical equilibrium between the model of formation water and the mineralogical composition of the core. Based on the carried out experiments, the boundaries “collector – not collector” of selected J formations deposits of the opened wells are identified.

Conclusions

When evaluating and searching for hydrocarbon reserves, especially in non-structural traps, they focus primarily on the presence of a pore reservoir with high capacity characteristics. According to the results of the analysis of the open porosity coefficient of the wells under consideration, the layers J1, J2 and J3 can be attributed to low-pore rocks with average open porosity coefficients for water of 9 % and 7 % for gas, which is quite consistent with the depth of the section. Attribution and principal allocation of the “collector – not collector” boundary is possible only in the presence of increased permeability, which is provided by a system of interconnected pores and cracks [7].

Also, in order to minimize the negative processes affecting Jurassic rocks when determining the open porosity parameter, the saturating liquid must contain salts with the same ions, such as iron (II), carbonate, and sulfide.

References

1. Ponomareva M.V., Tungyshbaeva A.T., Mukashev B.K. Estimation of secondary porosity of carbonate reservoirs by a complex of geophysical methods. Young Scientist, 2017, issue 9, P. 194–198. (In Russ).
2. Ivanitsky A.V. determination of the coefficient of open porosity of rocks by liquid saturation and gas-volumetric method. Alley of Science, 2018, issue 7, P. 227–231. (In Russ).
3. GOST 26450.1-85. Rocks. Method for determination of open porosity coefficient by fluid saturation.
4. Dakhnov A.V., Kryukova I.B. Improving the reliability of determining the open porosity coefficient with the gas-volumetric pycnometer “Poromer”. News of gas science, 2014, issue 2, P. 44–46 (In Russ).
5. Sleibo U., Persons T. General chemistry. Moscow: Mir, 1979, 550 p. (In Russ).
6. Namiot A.Yu. Solubility of gases in water. Moscow: Nedra, 1991, 167 p. (In Russ).
7. Bulach M.Kh., Belonovskaya L.G., Gmid L.P. Low – pressure reservoirs of oil and gas provinces of Russia and the CIS. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika, 2007, issue 2, 14 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Погорельцева Марина Николаевна, инженер 1 категории
ООО «НК «Роснефть – НТЦ», Краснодар, Россия
Для контактов: mnpogoreltseva@rnntc.ru

Андрющенко Ольга Зиновьевна, ведущий специалист
ООО «НК «Роснефть – НТЦ», Краснодар, Россия

Рогозин Александр Анатольевич, начальник отдела
ООО «НК «Роснефть – НТЦ», Краснодар, Россия

Чурков Александр Викторович, заведующий лабораторией
ООО «НК «Роснефть – НТЦ», Краснодар, Россия

Ботвиновская Ольга Александровна, главный специалист управления по координации деятельности КНПК ПАО НК «Роснефть», Москва, Россия

Pogoreltseva Marina Nikolaevna, engineer of the 1st category
of “Rosneft–STC” LLC, Krasnodar, Russia
Corresponding authors: mnpogoreltseva@rnntc.ru

Andryushchenko Olga Zinovevna, leading specialist
of “Rosneft–STC” LLC, Krasnodar, Russia

Rogozin Aleksandr Anatolevich, Head of Department
of “Rosneft–STC” LLC, Krasnodar, Russia

Churkov Aleksandr Viktorovich, Head of the laboratory
of “Rosneft–STC” LLC, Krasnodar, Russia

Botvinovskaya Olga Aleksandrovna, Chief specialist Department for coordination of KNPC “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia