ВЛИЯНИЕ СТРУКТУРЫ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА НА ОСТАТОЧНОЕ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕНИЕ ПОРОД ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Н.А. Скибицкая, В.А. Кузьмин, М.Н. Большаков, О.О. Марутян
Институт проблем нефти и газа РАН, e-mail: kuzminva@mail.ru

ВВЕДЕНИЕ

Состояние остаточных запасов нефти и газа в пласте на поздних этапах разработки и их возможное распределение в истощенных залежах углеводородов во многом определяются структурой порового пространства (СПП) вмещающих их пород, под которой обычно понимают пористость, удельную поверхность, геометрию пор или кривые распределения пор по размерам, полученные различными порометрическими методами.

Имеется ряд публикаций, в которых описаны закономерности снижения коэффициента вытеснения нефти водой с ростом проницаемости пород и увеличения коэффициента остаточной (защемленной) нефте- и газонасыщенности с увеличением коэффициента пористости пород [1]. Приводятся данные, показывающие отсутствие связи между величинами остаточной нефтенасыщенности, проницаемости и давления вытеснения. В то же время большинство авторов сходятся во мнении, что СПП и связанная с ней микронеоднородность пород оказывают большое влияние на нефтегазоотдачу пластов. Однако прямого учета фактора влияния на нефтегазоотдачу СПП практически не было. Фактически, эти параметры учитываются как некие интегральные характеристики пород путем ввода в расчеты значений пористости и проницаемости [2]. В литературе имеются сведения о существенной связи величины соединительных каналов порового пространства с количеством остаточных углеводородов в пласте [3, 4, 5]. Как показали исследования для карбонатных пород, характеристика распределения пор по размерам недостаточна для определения количественного влияния микроструктурных параметров породы на величину коэффициента остаточной нефтегазонасыщенности. Очевидно, что это влияние гораздо более сложно и связано с тем, что, помимо фактора смачиваемости поверхности поровой системы пород водой и углеводородами и закономерностей распределения пор по размерам, на остаточный (защемленный) объем нефти и газа в пласте влияют более определенные параметры структурной неоднородности порового пространства.

Существующее представление о непосредственном влиянии на величину остаточной нефтегазонасыщенности соотношения в породе размеров пор и связывающих их каналов (пережимов) подтверждалось только на математических моделях, но не было подтверждено экспериментально.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ И РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Коэффициент остаточной (защемленной) газонасыщенности определялся нами способом прямоточной капиллярной пропитки водой неэкстрагированных образцов карбонатных пород в состоянии их остаточного водонасыщения. Данный способ определения остаточной газо- и нефтенасыщенности наиболее приближен к процессам ее формирования в залежи, поскольку при разработке нефтяной залежи заводнением фронт капиллярной пропитки опережает фронт поршневого вытеснения, а при разработке газоконденсатных и нефтяных залежей на режиме естественного падения давления прямоточная капиллярная пропитка является определяющим механизмом подъема ВНК.

Коэффициент остаточной нефте-, газонасыщенности, по нашему мнению, один из наиболее информативных параметров, характеризующих величину возможного извлечения углеводородов, так как позволяет оценивать объемы защемленных нефти или газа в породах и тем самым определять их остаточные запасы. Для газоконденсатных месторождений это дает возможность подойти к оценке защемленных запасов газа при конкретных начальных и текущих величинах пластовых давлений на весь период вплоть до окончания разработки месторождения (до давления забрасывания). Кроме того, этот объем защемленного газа определяет динамически связанные объемы порового пространства пород (Кп.дин.=(Кг. – Кг.о.)*Кп, где Кг – газонасыщенность; Кг.о. – остаточная газонасыщенность), в которых, в зависимости от структуры порового пространства пород, возможно как движение только газа с парами конденсата, так и движение вместе с газом жидкой фазы – конденсата, матричной нефти и воды, в зависимости от относительной (избирательной) степени фильности – фобности карбонатных пород по отношению к углеводородам и воде.

Для получения надежных количественных данных соотношения размеров пор и соединяющих их каналов нами был использован количественный анализ электронно-микроскопических катодолюминесцентных изображений сечений пор и поровых каналов в плоскости аншлифа. Метод является прямым и основан на применении

катодолюминесцентной методики изучения порового пространства пород в электронном микроскопе (В.А. Кузьмин, 1984 г.; 2007) и специального программного обеспечения [1, 6]. Методика анализа электронно-микроскопических катодолюминесцентных изображений порового пространства и получения количественных данных с помощью программы «Коллектор» подробно изложена в работах [6, 7, 8]. В программе «Коллектор» при анализе СПП пород использовались программные алгоритмы на основе разделения порового пространства на поры и каналы. Программа специально предназначена для получения микроструктурных параметров пород, таких как площадь, периметр, диаметр, долевой объем пор, долевое участие пор и каналов в фильтрации, средние диаметры пор, каналов, соотношение диаметров пор и каналов.

Под понятиями пор и поровых каналов нами понимается классическое представление о пористой среде в виде сеточной модели с включенными объемами, которая характеризуется квадратной ячейкой из капилляров различных диаметров, соединяющихся в узлы разных объемов. Схема подобной модели изображена на рис. 1.

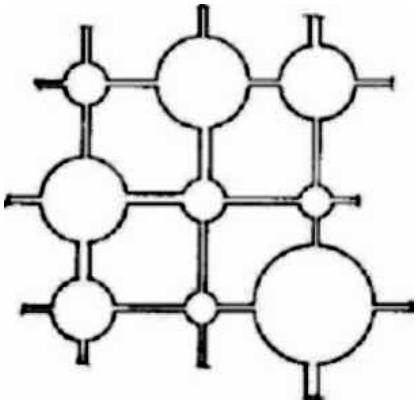

Рис. 1. Схема сеточной модели с включенными объемами по Е.С. Ромму [9]

Особенностью этой модели является то, что фазовое вытеснение здесь заключается в заполнении вытесняющей фазой всего узла и примыкающих к нему частей трубок, а не одной трубки. Таким образом, граница между фазами в описываемой модели проходит по сечениям трубок, а не по сечениям узлов. Если радиус трубки не постоянен по длине, то эта граница проходит в месте минимального сечения трубки [9]. Ниже приведен пример анализа СПП образца №178-2 в РЭМ (рис. 2–7 и табл. 1).

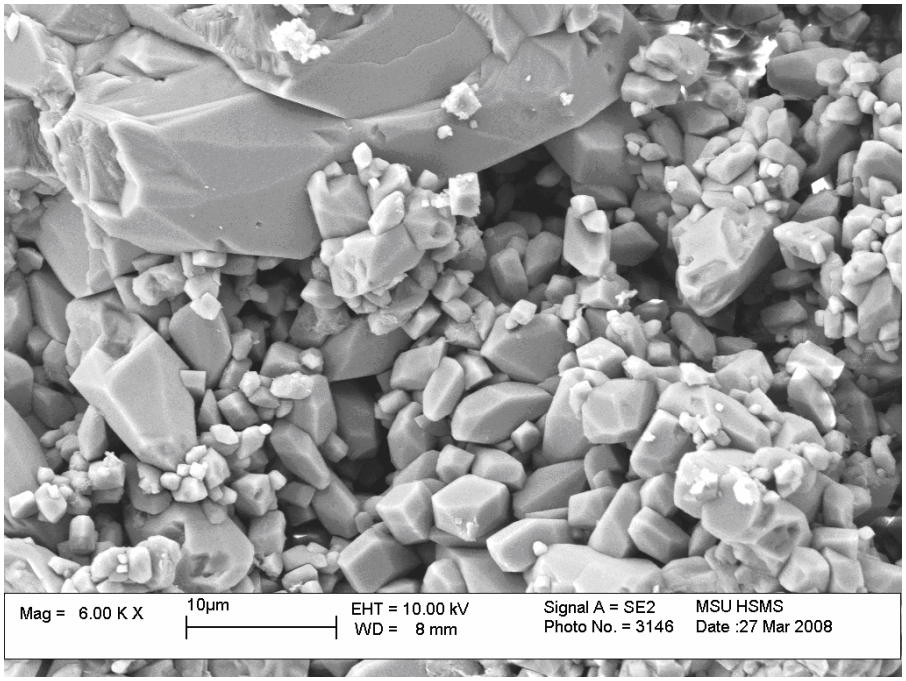

Рис. 2. Образец 178-2. Структура порового пространства и микростроение известняка. Вторично-электронное изображение. Коэффициент открытой пористости, Кп.о.=11,04%, коэффициент эффективной проницаемости по газу, Кпр.эф. =1,2 $*10^{-15}$, $м^2$. Электронное увеличение 6000

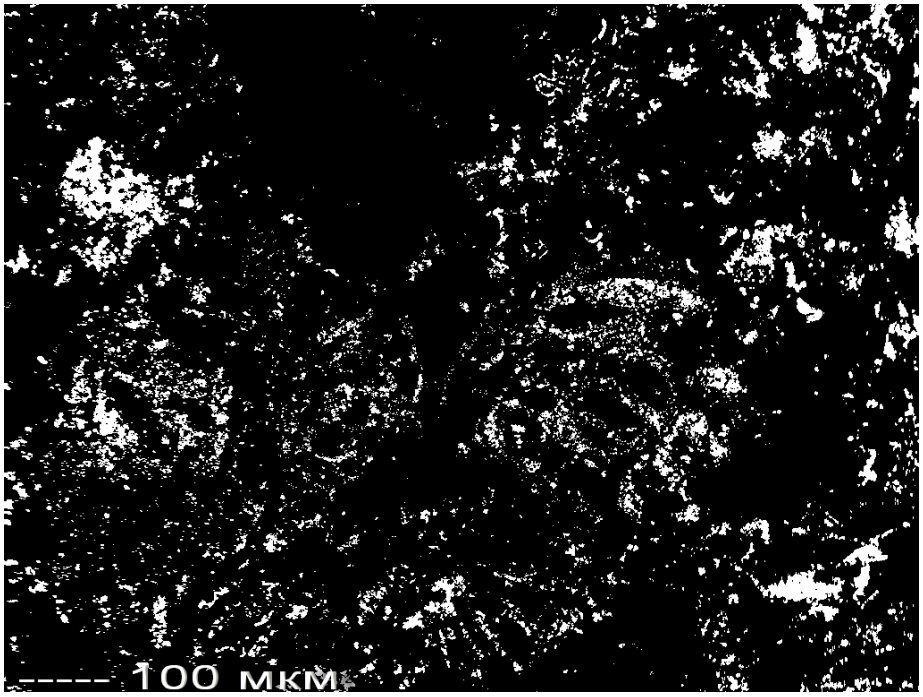

Рис. 3. Образец 178-2. Структура порового пространства. РЭМ-катодолюминесценция. Белое – поры.

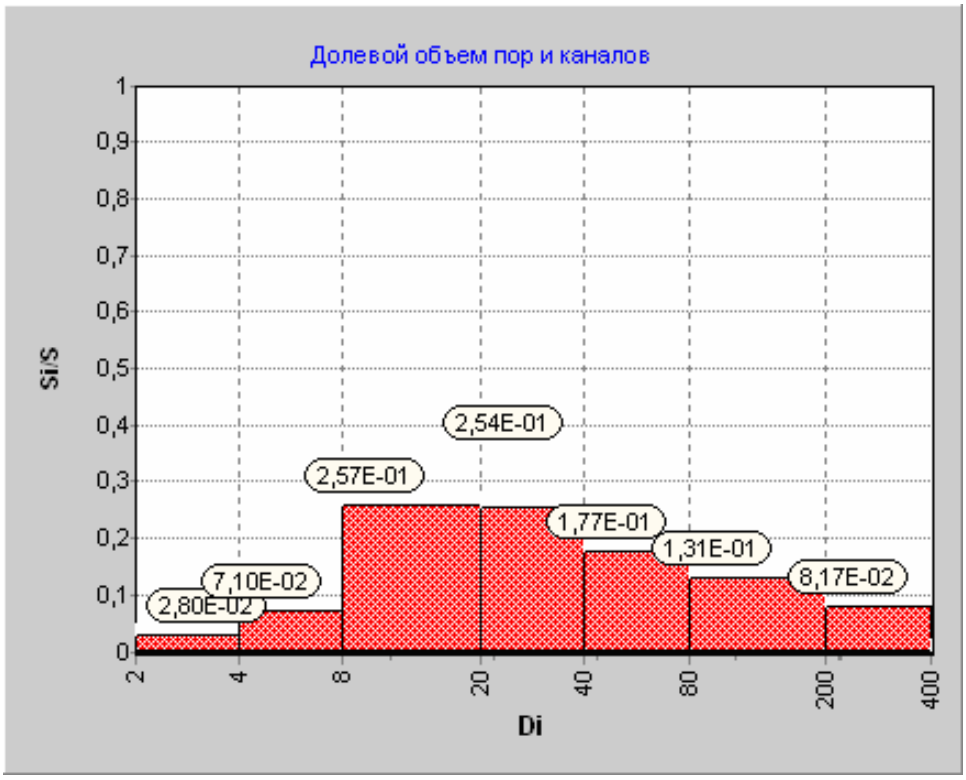

Рис. 4. Образец 178-2. Гистограмма долевого объема пор и каналов. Диаметры в мкм

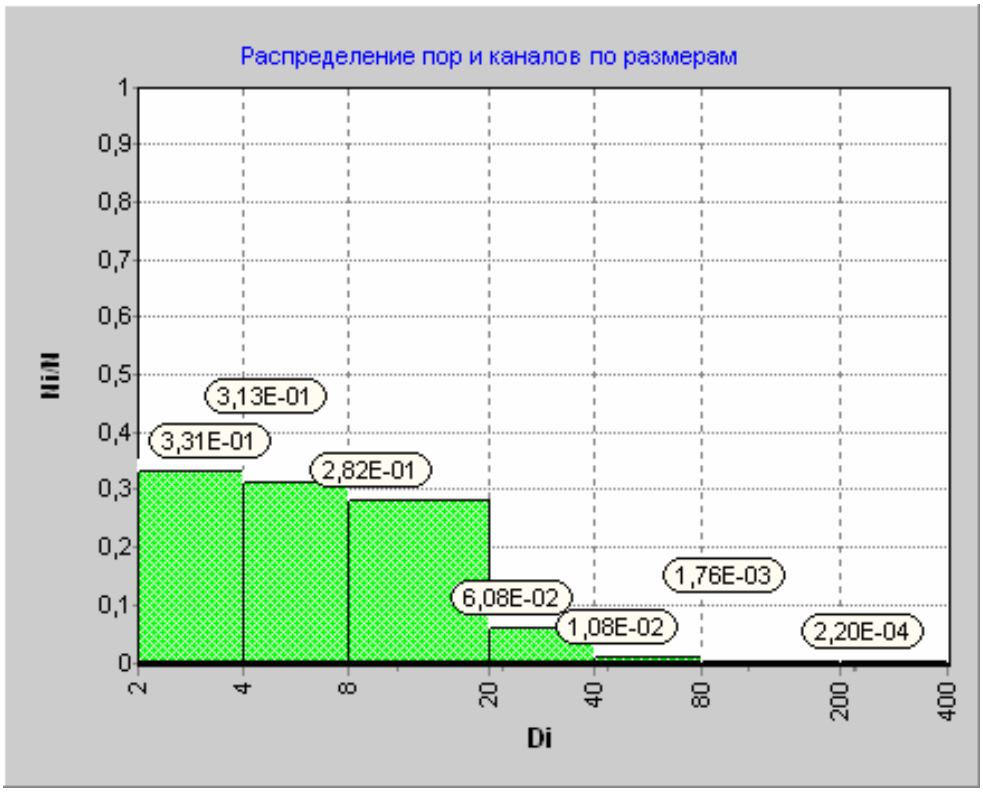

Рис. 5. Образец 178-2. Гистограмма распределения пор и каналов по размерам. Диаметры в мкм

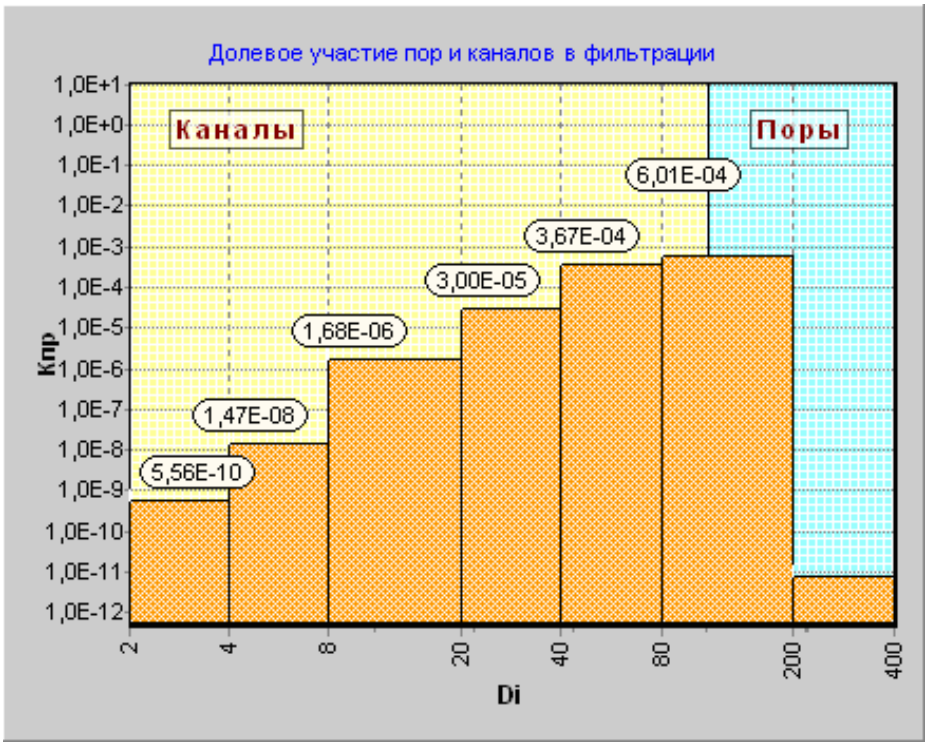

Рис. 6. Образец 178-2. Гистограмма долевого участия пор и каналов в фильтрации. Проницаемость в Дарси

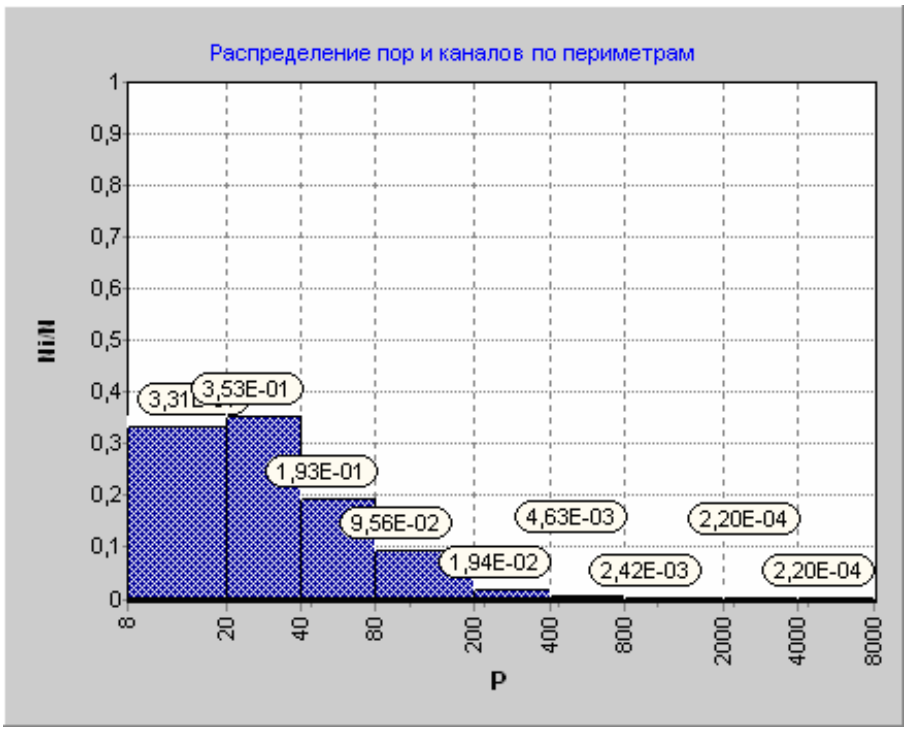

Рис. 7. Образец 178-2. Гистограмма распределения пор и каналов по периметрам. Размер в мкм

Таблица 1

РЭМ-анализ катодолюминесцентных изображений порового пространства

Структурные параметры порового пространства	
Пористость по РЭМ	10,4
Суммарный периметр пор и каналов, мкм	216473,61
Суммарная площадь пор и каналов, мкм^2	624242,92
Средняя площадь пор и каналов, мкм^2	137,52
Средний эквив. диаметр пор и каналов, мкм	13,23
Средний периметр пор и каналов, мкм	47,69
Расчетная проницаемость, Кпр., Д	0,001273782
Расчетная проницаемость каналов, Д	0,001000782
Расчетная проницаемость пор, Д	2,73E-4
Координационное число, $N_{кан.}/N_{пор}$	75,5
Средний диаметр каналов, $d_{кан.}$, мкм	9,4
Средний диаметр пор, $d_{пор}$, мкм	144,6
Отношение $d_{пор}$ к $d_{кан.}$	15,38

Для получения количественных данных о структуре порового пространства по изложенной выше методике (катодолюминесцентные исследования в РЭМ) были изучены 22 образца карбонатных пород из продуктивных отложений нижней перми и карбона в пределах Оренбургского НГКМ. Исследованные образцы представляли собой органогенные известняки, доломиты и их переходные разности с коэффициентом открытой пористости Кп.о. от 0,082 до 14,53%, коэффициентом абсолютной проницаемости по газу Кпр. от 0,02 до 120*10^{-15} м^2. Для каждого образца были получены катодолюминесцентные электронно-микроскопические изображения с морфологическими особенностями строения порового пространства. Также были получены гистограммы распределения по размерам различных параметров порового пространства в логарифмическом и линейном масштабах. Результаты РЭМ-анализа структуры порового пространства исследованных образцов пород, их фильтрационно-емкостная характеристика и коэффициент остаточной (защемленной) нефте-, газонасыщенности приведены в табл. 2.

Таблица 2

Структурные параметры порового пространства, остаточная нефте-, газонасыщенность и фильтрационно-емкостные свойства карбонатных пород

Структурные параметры порового пространства								Петрофизические свойства		
п/п	№ обр.	Средняя площадь пор и каналов, мкм^2	Средний эквив. диаметр пор и каналов, мкм	Средний периметр пор и каналов, мкм	Средний диаметр каналов $d_{кан.}$, мкм	Средний диаметр пор $d_{пор.}$, мкм	Отношение $d_{пор}/d_{кан.}$	Коэф. остаточной. (защемленной) газонасыщенности Кг.о.,%	Коэф. открытой пористости, Кп.о., %	Коэф. абсолютной проницаемости по газу Кпр. 10^{-15}, м^2
1	155-3	36,17	6,79	24,13	6,79	6,79	→1	3,3	3,75	0,02
2	156-3	208,82	16,31	65,02	10,45	114,92	10,99	24,4	4,21	0,36
3	163-3	-	10,04	25,37	7,21	123,21	17	35,9	10,9	0,28
4	172-7	164,77	14,49	46,98	5,02	117,97	23,5	52	8,3	1,4
5	178-2	137,52	13,24	47,69	9,4	144,6	15,38	34	11,04	1,2
6	185-2	125,52	12,65	46,43	2,45	43,64	17,8	31,5	4,5	0,04
7	197-2	236,97	17,37	77,61	5,99	88,6	14,79	36,2	9,14	0,037
8	200-1	67,89	9,29	34,9	7,1	82,74	11,6	12	2,76	0,033
9	203-6	70,59	9,48	35,22	9,48	-	→1	6,6	4,66	0,04
10	205-7	233,52	17,24	77,79	10,77	53,81	5	7,5	5,55	0,034
11	222-2	589,95	27,41	98,85	13	195,41	15,03	37	15	12,9
12	229	162,06	14,36	54,56	7,08	79,46	11,22	20,8	7,6	0,4
13	235-6	195,63	15,78	38,41	6,1	127,8	20,95	38,6	3,8	75,5
14	235-9	190,63	15,58	56,21	8,51	180,47	21,2	43,7	14,53	120
15	250-2	303,25	19,65	79,51	10,02	243,46	24,29	64,2	5,45	0,7
16	256-2	34,6	6,63	22,21	7,11	100,56	14,14	30,1	1,22	0,44
17	286,5	61,37	8,84	31,18	6,57	37,82	5,75	11,4	3,89	0,07
18	306	29,75	6,15	22	22	-	→1	10,6	2,18	0,05
19	359-2	246,71	17,73	61,03	8,06	147,87	18,35	47,1	2,74	6,1
20	415	5,45	100,19	18,38	4,82	85,59	17,76	32,7	0,82	0,03
21	508-1	930,22	34,42	200,89	4,93	119,48	24,24	60,6	5,3	0,063
22	837-17	192,68	15,66	62,93	9,89	-	1	8,5	10,68	11

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Проведенные комплексные исследования коллекции образцов позволили экспериментально доказать наличие достаточно тесной корреляционной связи (r = 0,88) между коэффициентом остаточной нефте- и газонасыщенности и величиной отношения среднего диаметра пор к среднему диаметру каналов, соединяющих эти поры (рис. 8).

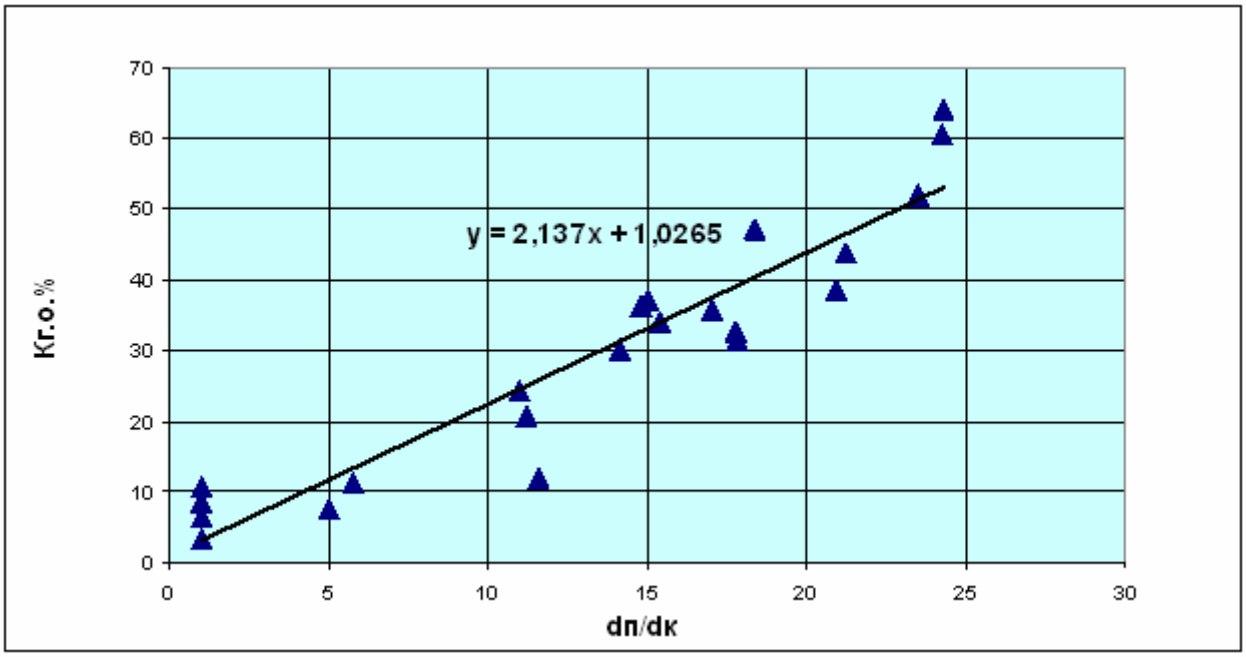

Рис. 8. Корреляционная связь коэффициента остаточной (защемленной) нефте-, газонасыщенности (Кн.о., Кг.о.),%, с отношением среднего диаметра пор к диаметру каналов $d_{пор}/d_{кан.}$ для карбонатных пород отложений пермо-карбона ОНГКМ

Чем больше диаметр пор и меньше диаметр соединяющих поры каналов, тем много больше единицы величина отношения $d_{пор}/d_{кан.}$ и тем более высокими значениями коэффициента остаточной (защемленной) нефте- и газонасыщенности будут характеризоваться породы продуктивных отложений месторождений углеводородов. Чем больше система поровых путей будет приближаться к капилляроподобной (как вариант, к трещинной), тем ближе к единице будет отношение $d_{пор}/d_{кан.}$ и тем меньшие значения коэффициента остаточной нефте- и газонасыщенности будут иметь породы.

С точки зрения влияния геометрии поровой системы в карбонатных породах защемление газа преимущественно связано с размерной конфигурацией каналов, соединяющих поры, радиус которых определяют капиллярные силы.

Электронно-микроскопические морфологические исследования микростроения образцов пород изученной коллекции показали, что между ними имеются существенные различия как в микростроении самой карбонатной матрицы, так и в конфигурации пор и поровых каналов. Такие различия в структуре порового пространства в максимальной степени определяются природными процессами катагенетического преобразования карбонатной матрицы пород, в том числе процессами перекристаллизации, сопровождающимися не только увеличением пористости карбонатных пород, но и очаговым преобразованием матрицы от скрытокристаллической до субкапиллярнопоровой мелкокристаллической и далее до крупнопоровой крупнокристаллической.

ВЫВОДЫ

Впервые для карбонатных пород продуктивных отложений месторождений углеводородов экспериментально доказана ведущая роль в формировании величины остаточной нефте- и газонасыщенности такого параметра структуры их порового пространства, как отношение среднего диаметра пор к диаметру соединяющих их поровых каналов $d_{пор}/d_{кан.}$. Увеличение пористости и проницаемости карбонатных пород в процессе их вторичных катагенетических преобразований, сопровождающихся процессами перекристаллизации, одновременно приводит к увеличению параметра $d_{пор}/d_{кан.}$ и к увеличению защемленных объемов нефти и газа в породах и в карбонатной залежи.

ЛИТЕРАТУРА

1. Скибицкая Н.А., Барамзина В.А. Пути снижения объемов защемленной нефти в породах. М.: ВНИИОЭНГ, 1982.

2. Гудок Н.С. Изучение физических свойств пористых сред. М.: Недра, 1970. 208 с.

3. Сургучев М.Л., Желтов Ю.В., Симкин Э.М. Физико-химические микропроцессы в нефтегазоносных пластах. М.: Недра, 1984. 215 с.

4. Dullien F.A., Dhavan G.K., Nur Gurak, Babjak L. A relationship between pore structure and residual oil saturation in tertiary surfactant floods // SPEJ. 1972. Aug. P. 289-296.

5. Михайлов Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. М.: Недра,1992. 270 с.

6. Kuzmin V.A. // Journal of Surface Investigation. X-ray, Synchrotron and Neutron Techniques. 2007. Vol. 1, N 6. P. 687–690.

7. Большаков М.Н., Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А. Изучение структуры порового пространства в растровом электронном микроскопе (РЭМ) с помощью компьютерной программы “Коллектор” // Поверхность. Рентгеновские, синхротронные и нейтронные исследования. 2007. № 8. С. 108-111.

8. Скибицкая Н.А., Сурначев Д.В., Большаков М.Н., Кузьмин В.А. Моделирование пористости в карбонатных пластах на примере Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения // Изв. высш. учеб. заведений. Геология и разведка. 2007. №3. С. 71-74.

9. Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород. Л.: Недра, 1985. 240 с.