

РАТНИКОВ И.Б. (ООО «Нефтеком», г. Екатеринбург)

ШУЛЬГА Р.С. (АО «Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности», г. Тюмень)

РОМАНОВ Е.А. (АО «Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности», г. Тюмень)

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ КАПИЛЛЯРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Капиллярные силы вместе с гравитационными силами контролируют первоначальное распределение флюидов в пласте-коллекторе по вертикали, поэтому данные о кривых капиллярного давления могут использоваться для прогноза неподвижной и подвижной воды в гидрофобной системе по вертикали. Кривые капиллярного давления нужны для описания процесса заводнения в сложных, неоднородных пластах, применяются также для определения остаточной водонасыщенности и распределения пор по размерам. Стоит отметить, что капиллярные силы влияют на продвижение фронта заводнения и, соответственно, на конечную нефтеотдачу пласта.

Ключевые слова: кривые капиллярного давления, поверхностное натяжение, радиус поровых каналов, относительные фазовые проницаемости.

Введение

В петрофизике наиболее распространенным методом изучения капиллярных сил является исследование зависимости насыщенности пород от капиллярного давления $P_k = f K_v$ (кривая капиллярного давления). Существуют различные методы получения капиллярной кривой. Основными методами измерения капиллярного давления являются метод капилляриметрии (полупроницаемой мембраны) и метод центрифугирования.

Метод капилляриметрии является наиболее распространенным и широко применяемым. Он основан на измерении содержания воды в капилляриметре при вытеснении воды из образцов горной породы нефтью или воздухом при различных перепадах давления. Такой способ нередко называют способом восстановления начального состояния системы, так как в опыте моделируется процесс вытеснения воды при заполнении ловушки нефтью или газом. Данный метод требует довольно большого количества времени проведения опыта – от двух недель до нескольких месяцев, а также не подходит для образцов трещинного, кавернозного и кавернозно-трещинного типов.

Метод центрифугирования, который основан на вытеснении свободной воды из

образцов горной породы под действием центробежных сил, в отличие от метода капилляриметрии достаточно простой и быстрый. Он заключается в центрифугировании насыщенных водой образцов и взвешивании их до и после центрифугирования, где затем определяют объем воды, оставшейся в керне [16]. Стоит отметить, что метод центрифугирования не подходит для исследования слабосцементированных образцов, которые разрушаются в ходе эксперимента. В настоящее время всё чаще используют высокоскоростные ультрацентрифуги, которые позволяют проводить массовые лабораторные исследования и обеспечивают необходимую точность.

Существенным моментом, искажающим результаты истолкования данных капилляриметрии, является то, что зачастую величины капиллярного давления не приводятся к пластовым условиям (рис. 1). Вследствие этого значения капиллярного давления получаются завышенными и вносят значительные искажения в результаты интерпретации данных. Значения капиллярного давления, полученные в атмосферных условиях ($P_{к\text{атм}}$), к пластовым ($P_{к\text{пл}}$) приводятся по следующей формуле [2]:



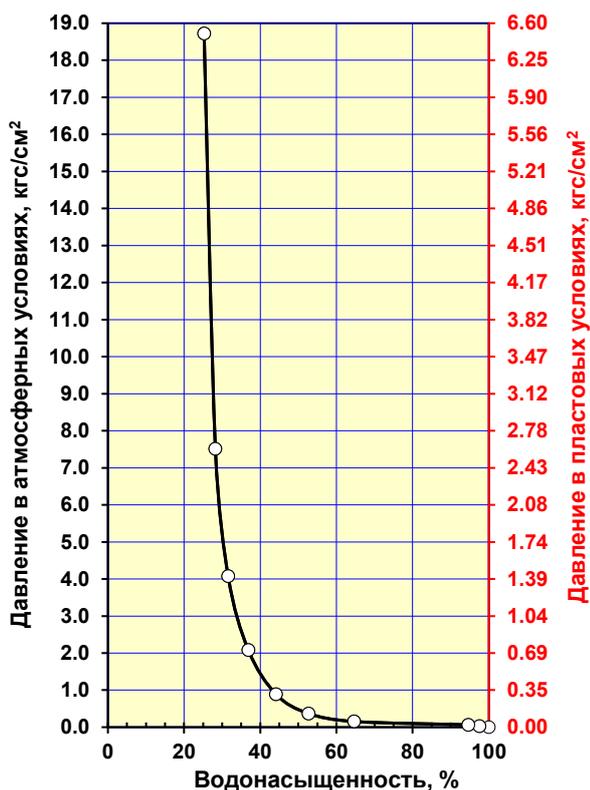


Рис. 1. Кривая капиллярного давления

$$P_{\text{кпл}} = P_{\text{катм}} \cdot \frac{\sigma_{\text{пл}}}{\sigma_{\text{атм}}},$$

где $\sigma_{\text{пл}}$ – поверхностное натяжение в пластовых условиях, зависит от насыщающего флюида, на границе вода–нефть в среднем составляет 25 дин/см; $\sigma_{\text{атм}}$ – поверхностное натяжение в атмосферных условиях, на границе вода–воздух составляет 72 дин/см [2].

Целью данной работы является иллюстрация интерпретации данных, полученных при изучении капиллярных характеристик на ультрацентрифуге.

Методика расчёта поровых каналов и их долевого участия в фильтрации жидкости

По результатам проведенных экспериментальных исследований методом капилляриметрии или центрифугирования получают зависимости насыщенности от капиллярного давления $P_{\text{к}} = f K_{\text{в}}$ для каждого образца породы. Связь между капиллярным давлением и структурой порового пространства является выражением

поведения флюида в породе и определяется с учетом свойств породы и флюида по формуле Лапласа:

$$P_{\text{к}} = \frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos Q}{R_{\text{к}}},$$

где $P_{\text{к}}$ – капиллярное давление; σ – поверхностное натяжение на границе раздела фаз; Q – угол увлажнения; $R_{\text{к}}$ – радиус капилляра (поры).

На основании экспериментально получаемых зависимостей $P_{\text{к}} = f S_{\text{в}}$ по вышеприведенной формуле рассчитываются функции распределения пор по размерам для каждого исследованного образца коллектора.

Для более наглядного представления рассмотрим расчёт размера поровых каналов и их долевого участия в фильтрации жидкости на образцах с различной проницаемостью. На первоначальном этапе определяем давление сдвига (давление, с которого начинается вытеснение жидкости). На рис. 2 приведён графический пример определения давления сдвига.



Для вычисления размера поровых каналов и их долевого участия в фильтрации жидкости расчёт удобно вести по представленной ниже схеме (табл. 1, 2).

В первые два столбца таблицы заносятся значения давлений (P_i) и водонасыщенности ($K_{вi}$). В первой ячейке указывается давление сдвига (отмечено синей заливкой в табл. 1, 2), которое необходимо для вычисления долевого участия поровых каналов в фильтрации жидкости. Далее вычисляются размеры поровых каналов (R_i) по формуле

$$R_i = \frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos Q}{P_i} = \frac{2 \cdot 72 \cdot 1}{0,024} = 58,94 \text{ мкм.}$$

Размер поровых каналов, соответствующий давлению сдвига является максимальным радиусом (отмечено желтой заливкой в табл. 1, 2).

При значениях давлений, меньших давления сдвига, коэффициент давления принимается равным нулю (отмечено зелёной заливкой в табл. 1), так как в данном случае

вытеснения жидкости не происходит, а уменьшение водонасыщенности связано с присутствием открытых пор на поверхности образца, откуда и происходит отток свободной воды.

Долевое участие поровых каналов в фильтрации жидкости находится по формуле

$$R_{\phi i} = 100 \cdot \frac{K_i \cdot V_i}{\sum K_i \cdot V_i} = 100 \cdot \frac{1942,511}{38094,130} = 5,099 \%$$

На основании полученных данных строится распределение поровых каналов и их доленое участие в фильтрации жидкости (рис. 3).

Между давлением сдвига (P_0) и абсолютной проницаемостью по газу ($K_{прг}$) наблюдается довольно хорошая зависимость (рис. 4). Сопоставление P_0 с $K_{прг}$ выполнено для одного из месторождений Западной Сибири.

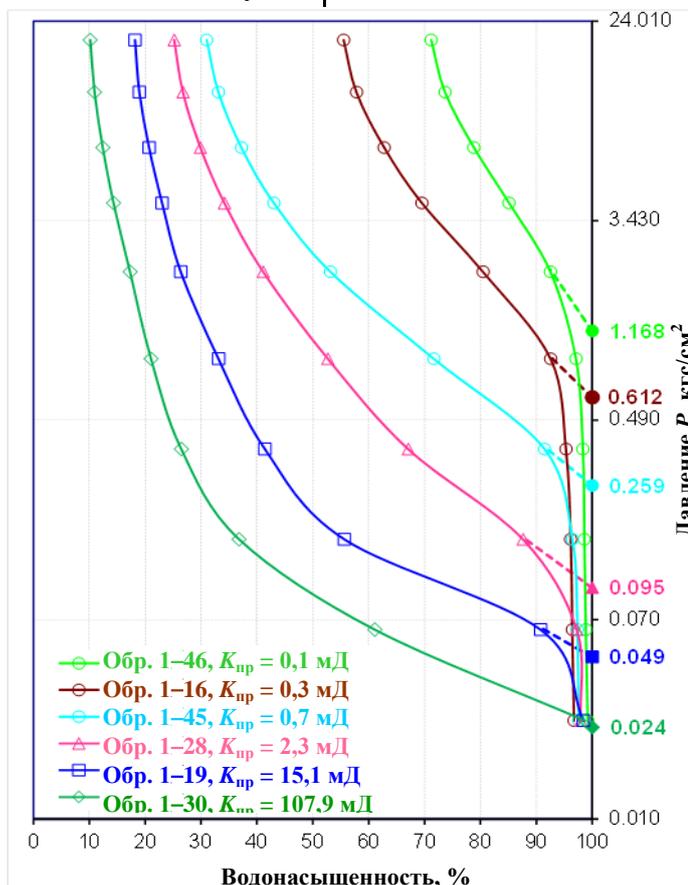


Рис. 2. Пример графического определения давления сдвига для образцов с различной проницаемостью



Пример вычисления размера поровых каналов и их долевого участия в фильтрации жидкости.

Образец 1-46, $K_{пр} = 0,1$ мД

Давление, кгс/см ²	Водонасыщенность $K_{в.}$ %	Размер поровых каналов R , мкм	Конечные размеры поровых каналов R , мкм		Объём поровых каналов V_i , %	Коэффициент давления K_i	$K_i \cdot V_i$	Поровые каналы, участвующие в фильтрации жидкости $R_{ф.}$ %
1,168	100,00	1,23	>55,18		0,83	0,000	0,000	0,000
0,026	99,17	55,18	55,18	22,70	0,33	0,000	0,000	0,000
0,063	98,84	22,70	22,70	9,41	0,25	0,000	0,000	0,000
0,153	98,59	9,41	9,41	3,90	0,27	0,000	0,000	0,000
0,369	98,32	3,90	3,90	1,62	1,23	0,000	0,000	0,000
0,890	97,09	1,62	1,62	0,69	4,57	0,746	3,412	70,6821
2,080	92,52	0,69	0,69	0,35	7,42	0,146	1,080	22,3781
4,078	85,10	0,35	0,35	0,21	6,27	0,040	0,253	5,2342
7,000	78,82	0,21	0,21	0,12	5,17	0,014	0,071	1,4646
12,000	73,65	0,12	0,12	0,07	2,46	0,005	0,012	0,2409
20,000	71,19	0,07	<0,07		71,19	0,000	0,000	0,0000
Сумма:					100,00		4,828	100,00

Таблица 2

Пример вычисления размера поровых каналов и их долевого участия в фильтрации жидкости. Образец 1-30, $K_{пр} = 107,9$ мД

Давление P_i , кгс/см ²	Водонасыщенность $K_{в.}$ %	Размер поровых каналов R_i , мкм.	Конечные размеры поровых каналов R , мкм		Объём поровых каналов V_i , %	Коэффициент давления K_i	$K_i \cdot V_i$	Поровые каналы, участвующие в фильтрации жидкости $R_{ф.}$ %
0,024	100,00	58,94	58,94	55,18	1,24	1571,828	1942,511	5,09924
0,026	98,76	55,18	55,18	22,70	37,66	858,467	32328,080	84,86368
0,063	61,11	22,70	22,70	9,41	24,29	145,660	3537,775	9,28693
0,153	36,82	9,41	9,41	3,90	10,35	25,026	259,083	0,68011
0,369	26,47	3,90	3,90	1,62	5,43	4,301	23,344	0,06128
0,890	21,04	1,62	1,62	0,69	3,76	0,746	2,807	0,00737
2,080	17,28	0,69	0,69	0,35	2,94	0,146	0,428	0,00112
4,078	14,33	0,35	0,35	0,21	1,94	0,040	0,078	0,00021
7,000	12,39	0,21	0,21	0,12	1,45	0,014	0,020	0,00005
12,000	10,94	0,12	0,12	0,07	0,78	0,005	0,004	0,00001
20,000	10,16	0,07	<0,07		10,16	0,000	0,000	0,00000
Сумма:					100,00		38 094,130	100,00



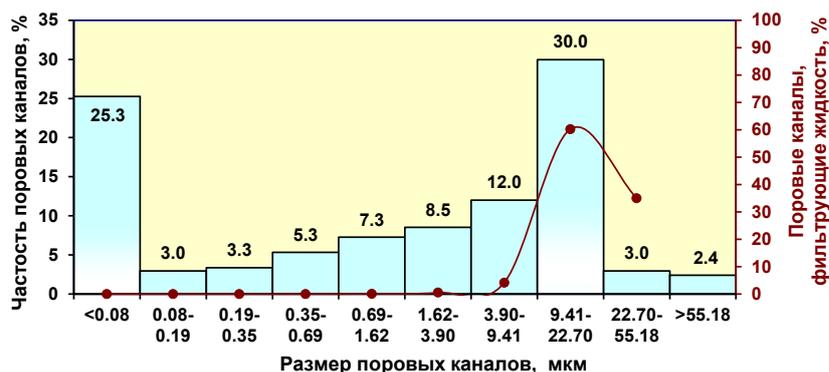


Рис. 3. Распределение поровых каналов по размерам и их участие в фильтрации жидкости

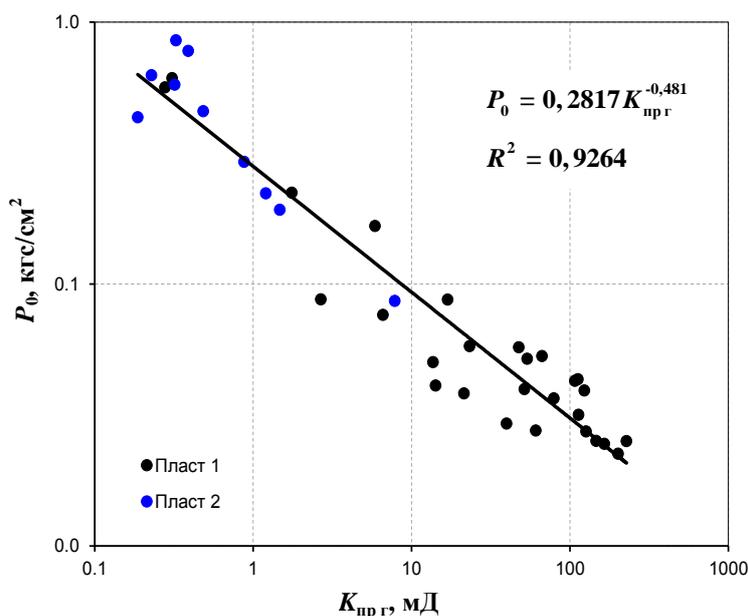


Рис. 4. Сопоставление давления сдвига (P_0) с абсолютной проницаемостью по газу ($K_{прг}$)

Расчёт радиусов поровых каналов

Одним из важных показателей в области петрофизики являются размеры пор и поровых каналов и характер их распределения по величинам (см. рис. 3). От этих показателей во многом зависит распределение фаз в коллекторе. Такие петрофизические параметры, как абсолютная проницаемость, фазовые проницаемости и остаточная нефтенасыщенность продуктивных пластов, зависят преимущественно от размера поровых каналов, из которых складывается поровое пространство. Поэтому изучению структуры, строения и размеров фильтрационных каналов уделяется большое внимание [17, 18, 20–23]. Известно, что чем более неоднородны

размеры поровых каналов коллектора, тем больше остаточная нефтенасыщенность и тем меньше коэффициент вытеснения. Это явление в глинизированных коллекторах обусловлено прежде всего эффектом Лапласа.

При применении различных кольматантов для создания непроницаемых фильтрационных корок, которые изолируют поровые каналы в пластах открытого ствола скважины, очень важно верное представление о средних радиусах фильтрующих каналов ($R_{ср\phi}$).

На сегодняшний день существует множество формул по определению среднего радиуса поровых каналов. Основные из них были предложены Ф.И. Котяховым и



Б.И. Тульбовичем, также их выводят из формул Дарси и Пуазейля.

Средний радиус пор реальных пористых сред, предложенный Ф.И. Котяховым, рассчитывается по следующей формуле [9]:

$$R_{cp} = \frac{20}{7} \cdot \sqrt{\frac{0,5035 \cdot K_{пр}}{K_n^{2,1}}}$$

где $K_{пр}$ – коэффициент газопроницаемости; K_n – коэффициент пористости.

Б.И. Тульбовичем для нахождения среднего (R_{cp}) и среднего эффективного ($R_{cp\text{эф}}$) радиусов поровых каналов, были предложены следующие уравнения [14]:

$$R_{cp} = 10^{\frac{\text{Log } K_{пр} + 2,34}{4,41}};$$

$$R_{cp\text{эф}} = 10^{\frac{8 \cdot K_{пр} \cdot 10^{-3T^2}}{K_n \cdot 1 - K_{ов}^{0,5}}},$$

где T – извилистость поровых каналов; $K_{ов}$ – остаточная водонасыщенность.

С учётом законов Дарси и Пуазейля средний радиус поровых каналов находится по формуле

$$R_{cp} = \frac{20}{7} \cdot \sqrt{\frac{K_{пр}}{K_n}}$$

Однако множественный анализ лабораторных данных показал, что эти

формулы недостаточно точны для практического применения, поскольку они не учитывают распределения поровых каналов по размерам [1].

Методика вычисления радиусов поровых каналов по методу кумулятивной кривой

Наиболее простым способом является метод кумулятивной кривой, где радиусы поровых каналов характеризуют с помощью медианы (M). Для получения медианы графическим методом строится кумулятивная кривая. Через ординату, соответствующую 50 %, проводят горизонтальную линию до пересечения с кумулятивной кривой. Абсцисса, отвечающая ординате 50 % называется медианой (M) (рис. 5).

Для вычисления среднего радиуса математическим способом расчет удобно вести по представленной ниже схеме (табл. 3).

Средние радиусы поровых каналов вычисляются по приведённым ниже формулам. Средний радиус поровых каналов, мкм:

$$R_{cp} = y_{i>50} + \frac{l_{i>50} - 50 \cdot h_{i>50}}{l_{i>50} - l_{i<50}} = 3,90 + \frac{58,57 - 50 \cdot 5,51}{58,57 - 44,36} = 7,22.$$

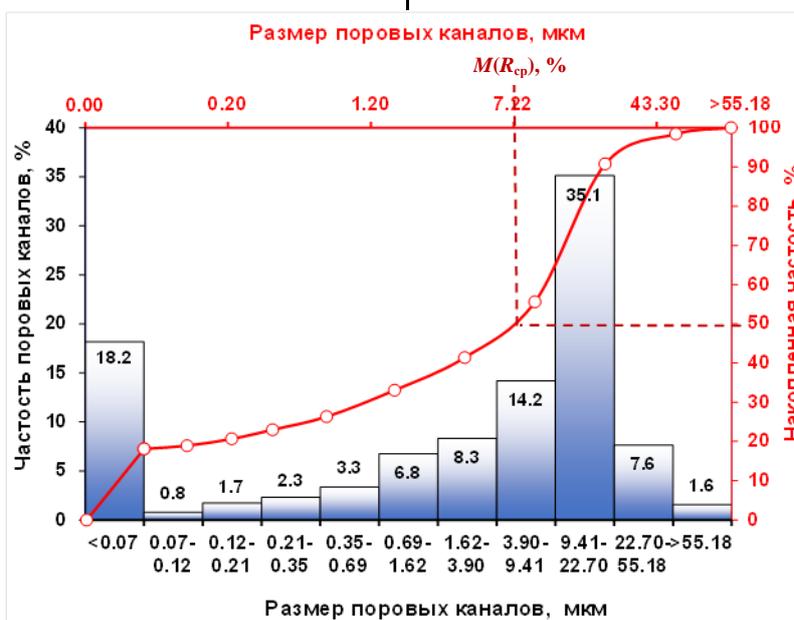


Рис. 5. Графический метод определения среднего радиуса поровых каналов



Пример вычисления средних радиусов поровых каналов по методу кумуляты (кумулятивной кривой). Образец 1-19, $K_{\text{пр}} = 15,1 \text{ мД}$

Конечные размеры поровых каналов R, мкм		Разность конечных размеров поровых каналов h_i , мкм	Объём поровых каналов V_i , %	Интегральная частота объёма поровых каналов I_i , %	Объём эффективных поровых каналов $V_{\text{эф}}$, %	Интегральная частота объёма эффективных поровых каналов $I_{\text{эф}}$, %	Долевое участие поровых каналов в фильтрации $R_{\text{ср} \phi}$, %	Интегральная частота долевого участия поровых каналов в фильтрации $I_{\text{фр}}$, %
55,18	55,18	0,00	1,58	1,58	1,94	1,94	0,00	0,00000
55,18	22,70	32,47	7,65	9,23	9,35	11,28	54,36	54,35597
22,70	9,41	13,29	35,12	44,36	42,92	54,20	42,36	96,71233
9,41	3,90	5,51	14,21	58,57	17,37	71,57	2,945	99,65709
3,90	1,62	2,28	8,32	66,89	10,16	81,74	0,296	99,95325
1,62	0,69	0,93	6,75	73,64	8,25	89,99	0,042	99,99497
0,69	0,35	0,34	3,34	76,98	4,08	94,07	0,0040	99,99899
0,35	0,21	0,15	2,33	79,31	2,85	96,92	0,0008	99,99977
0,21	0,12	0,09	1,74	81,05	2,13	99,05	0,00020	99,99997
0,12	0,07	0,05	0,78	81,83	0,95	100,00	0,00003	100,00000
0,07	0,04	0,04	18,17	100,00	0,00	100,00	0,00000	100,00000
Сумма			100,00		100,00		100,00	

Средний радиус эффективных поровых каналов, мкм:

$$R_{\text{ср эф}} = y_{i>50} + \frac{l_{\text{эф}i>50} - 50 \cdot h_{i>50}}{l_{\text{эф}i>50} - l_{\text{эф}i<50}} = 9,41 + \frac{54,20 - 50 \cdot 13,29}{54,20 - 11,28} = 10,71.$$

Средний радиус поровых каналов по долевному участию в фильтрации жидкости, мкм:

$$R_{\text{ср}} = y_{i>50} + \frac{l_{\text{ф}i>50} - 50 \cdot h_{i>50}}{l_{\text{ф}i>50} - l_{\text{эф}i<50}} = 22,70 + \frac{54,36 - 50 \cdot 32,47}{54,36 - 0} = 25,31.$$

Метод квартилей не является универсальным. Он пригоден для наиболее грубой и приблизительной оценки радиусов поровых каналов.

Методика вычисления радиусов поровых каналов по методу статистических моментов

Математически более строгим, чем метод кумулятивной кривой, является

вычисление радиусов поровых каналов по методу статистических моментов. Метод моментов базируется на строгой вероятностной теории оценивания статистических характеристик.

Расчёт средних радиусов реализован по представленной ниже схеме (табл. 4).

Средние радиусы поровых каналов вычисляются по приведённым ниже формулам. Средний радиус поровых каналов, мкм:

$$R_{\text{ср}} = 2 \frac{\sum V_i \cdot l_i}{\sum V_i} = 2^{-1,516} = 2,86.$$

Средний радиус эффективных поровых каналов, мкм:

$$R_{\text{ср эф}} = 2 \frac{\sum V_{\text{эф}i} \cdot l_i}{\sum V_{\text{эф}i}} = 2^{-2,787} = 6,90.$$

Средний радиус поровых каналов по долевному участию в фильтрации жидкости, мкм:

$$R_{\text{ср ф}} = 2 \frac{\sum R_{\text{ср} \phi i} \cdot l_i}{\sum R_{\text{ср} \phi i}} = 2^{-4,653} = 25,16.$$



Пример вычисления средних радиусов поровых каналов по методу статистических моментов. Образец 1-19, $K_{пр} = 15,1$ мД

Конечные размеры поровых каналов R , мкм		Средние значения размеров границ в логарифмах l_i	Объём поровых каналов V_i , %	Объём эффективных поровых каналов $V_{эфф.}$, %	Долевое участие поровых каналов в фильтрации $R_{ср\phi}$, %	$V_i \cdot l_i$	$V_{эфф.} \cdot l_i$	$R_{ср\phi} \cdot l_i$
55,18	55,18	-5,79	1,58	1,94	0,00	-9,16	-11,20	0,0
55,18	22,70	-5,28	7,65	9,35	54,36	-40,41	-49,38	-287,2
22,70	9,41	-4,01	35,12	42,92	42,36	-140,68	-171,92	-169,6
9,41	3,90	-2,73	14,21	17,37	2,945	-38,87	-47,50	-8,05
3,90	1,62	-1,46	8,32	10,16	0,296	-12,18	-14,88	-0,43
1,62	0,69	-0,21	6,75	8,25	0,042	-1,40	-1,71	-0,009
0,69	0,35	0,94	3,34	4,08	0,0040	3,13	3,82	0,0038
0,35	0,21	1,84	2,33	2,85	0,0008	4,29	5,24	0,0014
0,21	0,12	2,62	1,74	2,13	0,00020	4,56	5,57	0,0005
0,12	0,07	3,38	0,78	0,95	0,00003	2,64	3,22	0,0001
0,07	0,04	4,21	18,17	0,00	0,00000	76,51	0,00	0,0000
Сумма			100,00	100,00	100,00	-151,58	-278,74	-465,31

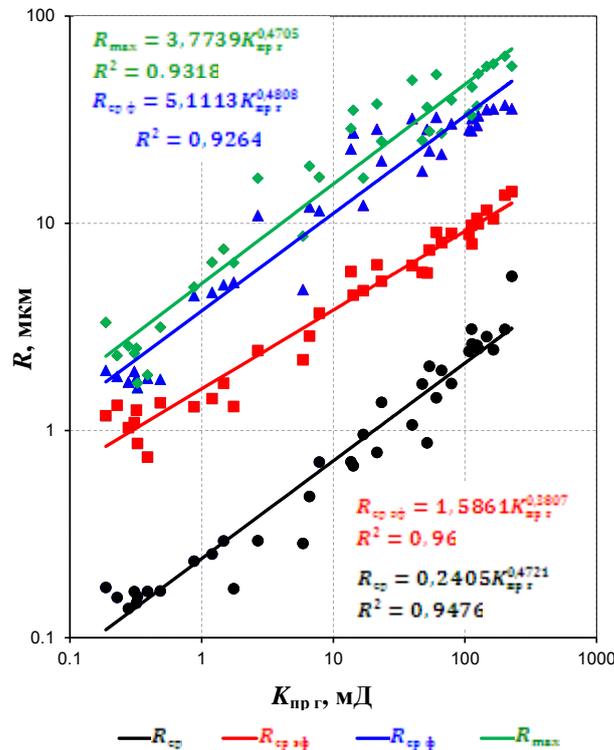


Рис. 6. Сопоставление среднего ($R_{ср}$), среднего эффективного ($R_{ср\phi}$), среднего по долевого участию в фильтрации ($R_{ср\phi}$) и максимального (R_{max}) радиусов поровых каналов с абсолютной проницаемостью по газу ($K_{прг}$)



Между радиусами поровых каналов (R) и $K_{\text{пр г}}$ существует степенная зависимость (рис. 6). Сопоставление R с $K_{\text{пр г}}$ выполнено для одного из месторождений Западной Сибири.

Расчёт относительных фазовых проницаемостей по данным капилляриметрии

Фазовые проницаемости являются важнейшими характеристиками фильтрации пластовых флюидов в пористой среде, они практически полностью определяют процесс течения пластовых флюидов в породах-коллекторах нефти и газа. Данные о фазовых проницаемостях необходимы при обосновании кондиционных пределов петрофизических свойств породы, при промышленной оценке переходных нефтегазовых зон пластов, в газогидродинамических расчетах технологических показателей разработки, при выборе методов воздействия на пласт с целью увеличения нефтеотдачи, при анализе и контроле за разработкой залежей. Учитывая огромную значимость этих функций, важно уделить особое внимание методам их получения.

Методы получения информации об относительных фазовых проницаемостях можно условно разделить на две категории: лабораторные (эмпирические) и аналитические.

К аналитическим относятся методы, использующие в качестве исходных данных результаты гидродинамических исследований скважин (ГДИС) или промысловые данные. Несмотря на общепринятое мнение о преимуществе аналитических методов [3–5, 7, 8, 10–13, 15], практический опыт показывает, что у них существуют недостатки: невозможность получения данных для всего диапазона возможных изменений флюидонасыщенности и термобарических условий пласта [4], влияние на результат

расчета различных геолого-технических мероприятий и методов увеличения нефтеотдачи, проводимых на объекте [5]. Следовательно, применять эти методы следует только в качестве первоначального приближения при макронастройке моделей на историю разработки.

В связи с отмеченным основным источником данных об ОФП являются лабораторные методы, основанные на исследованиях, которые проводятся на керне. Известны три основных метода получения кривых ОФП на керне:

- определение ОФП в режиме стационарной фильтрации;
- установление ОФП в режиме нестационарной фильтрации в процессе вытеснения одного флюида другим;
- расчёт ОФП по кривым капиллярного давления.

Уравнения для расчёта ОФП

Относительные фазовые проницаемости для смачивающей (воды) и несмачивающей фаз (нефть, газ), построенные на базе капиллярной модели Пурцелла, были предложены Бурдайнном и имеют следующий вид [2]:

$$K_{\text{пр отн}}^{\text{в}} = \left(\frac{K_{\text{в}} - K_{\text{ов}}}{1 - K_{\text{ов}}} \right)^2 \int_0^{K_{\text{в}}} \frac{dK}{P_{\text{к}}^2} / \int_0^1 \frac{dK}{P_{\text{к}}^2};$$

$$K_{\text{пр отн}}^{\text{н}} = \left(\frac{1 - K_{\text{в}} - K_{\text{он}}}{1 - K_{\text{ов}} - K_{\text{он}}} \right)^2 \int_{K_{\text{в}}}^1 \frac{dK}{P_{\text{к}}^2} / \int_0^1 \frac{dK}{P_{\text{к}}^2},$$

где $P_{\text{к}}$ – капиллярное давление; $K_{\text{в}}$ – текущая водонасыщенность; $K_{\text{ов}}$ – остаточная пластовая вода; $K_{\text{он}}$ – остаточная нефтенасыщенность.

Скобки перед отношением интегралов, по мнению автора, введены для учёта несоответствий между реальной средой и её капиллярной моделью. Между тем простой анализ выражений, содержащихся в скобках, позволяет сказать, что прежде всего они ограничивают существование проницаемости фаз в определённых объёмах порового



пространства. У смачивающей фазы проницаемость равна нулю при $K_v = K_{ов}$, а у несмачивающей при $K_v = 1 - K_{он}$.

Значения $K_{ов}$ и $K_{он}$ и дроби перед интегралами в значительной степени определяют форму кривых относительной проницаемости. Поэтому существует много инженерных формул, в которых отношением интегралов пренебрегают [6].

По данным фирмы Шлюмберже (1989 г.), экспериментальные кривые проницаемости определяются уравнениями [6]:

$$K_{пр\ отн}^B = \left[\frac{1 - K_v - K_{он}}{1 - K_{ов} - K_{он}} \right]^{2,1};$$

$$K_{пр\ отн}^H = \left[\frac{1 - K_v}{1 - K_{ов}} \right]^3.$$

В случае фильтрации газа и воды Ботменом были предложены следующие уравнения [19]:

$$K_{пр\ отн}^B = K_v^{1,5} \cdot \left(\frac{1}{P_H} \right)^{1,5};$$

$$K_{пр\ отн}^G = 1 - K_v \left[1 - K_v^{0,25} \cdot \left(\frac{1}{P_H} \right)^{0,25} \right]^{0,5};$$

где P_H – параметр насыщения.

Следует отметить, что все вышеприведённые формулы не учитывают

показатель смачиваемости (M), и, как следствие, для гидрофобных пород будут наблюдаться существенные расхождения в относительной фазовой проницаемости по воде ($K_{пр\ отн}^B$), полученной экспериментально и по кривым капиллярного давления (рис. 7).

С целью учёта M в гидрофобном коллекторе, вышеуказанные уравнения $K_{пр\ отн}^B$ нами были умножены на M . Например, $K_{пр\ отн}^B$, по данным фирмы Шлюмберже, будет иметь следующий вид:

$$K_{пр\ отн}^B = \left[\frac{1 - K_v - K_{он}}{1 - K_{ов} - K_{он}} \right]^{2,1} \left(\frac{1}{M} \right)^{0,5}.$$

После учёта M в уравнении $K_{пр\ отн}^B$ наблюдается лучшая сходимость между $K_{пр\ отн}^B$, полученной экспериментально и по кривым капиллярного давления (рис. 8).

Из вышесказанного следует, что для гидрофобного коллектора уравнения $K_{пр\ отн}^B$ целесообразно дополнять M .

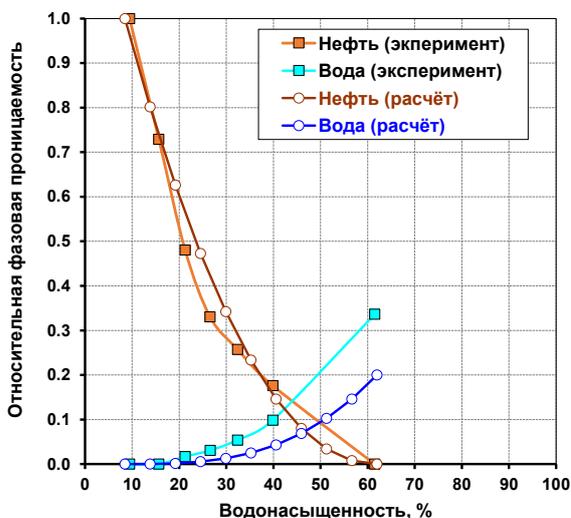


Рис. 7. Относительные фазовые проницаемости

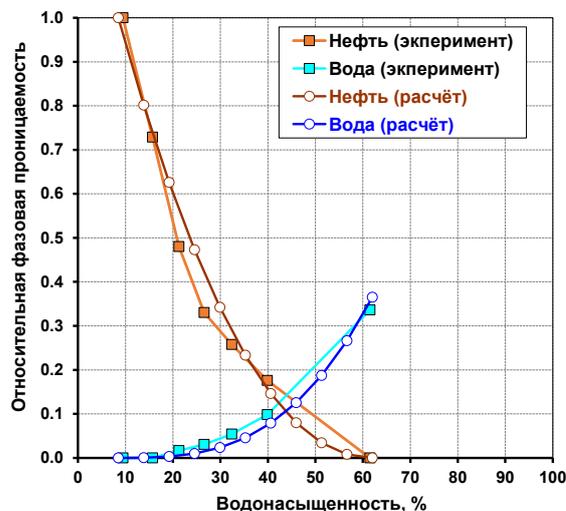


Рис. 8. Относительные фазовые проницаемости



Статистическая обработка результатов капилляриметрии

В петрофизике объяснить поведение многофазных систем без исследования капиллярного давления и смачиваемости пород не представляется возможным. Характер распределения пластовых флюидов всецело зависит от физико-химических свойств горных пород и насыщающих их флюидов. Как правило, образец, на котором изучают капиллярное давление, представляет собой лишь элементарный (очень маленький) объем пласта. Оценивать свойства пластов и выполнять необходимые расчеты по отдельным образцам невозможно. Поэтому все образцы пласта должны быть определенным образом разбиты на группы в соответствии с их величинами капиллярного давления, проницаемости и пористости. Для этих целей используют два метода корреляции данных капиллярного давления:

1) коррелирующую функцию $J(K_v)$, предложенную М.С. Левереттом [2]:

$$J(K_v) = \frac{P_k}{\sigma} \left(\frac{K_{пр}}{K_p} \right)^{1/2}$$

где P_k – капиллярное давление; σ – поверхностное натяжение; $K_{пр}$ – проницаемость пород; K_p – пористость в долях единицы.

Для построения модели месторождения необходимо проводить расчеты коэффициентов насыщенности пород на разных высотах над уровнем свободной воды. Такой расчет можно проводить, используя зависимость безразмерной J -функции Леверетта от коэффициента водонасыщенности (K_v). J -функция Леверетта позволяет обобщить значения капиллярного давления по образцам с различными значениями пористости и проницаемости.

Результаты обработки капиллярных давлений по первому методу были выполнены для группы пластов одного из месторождений Западной Сибири. Результаты представлены на рис. 9, где отчетливо выделяются три группы пород по форме капиллярных кривых: пласт БП12-1; пласты Ю1-1 и Ю1-2; пласты Ю2 и Ю4.

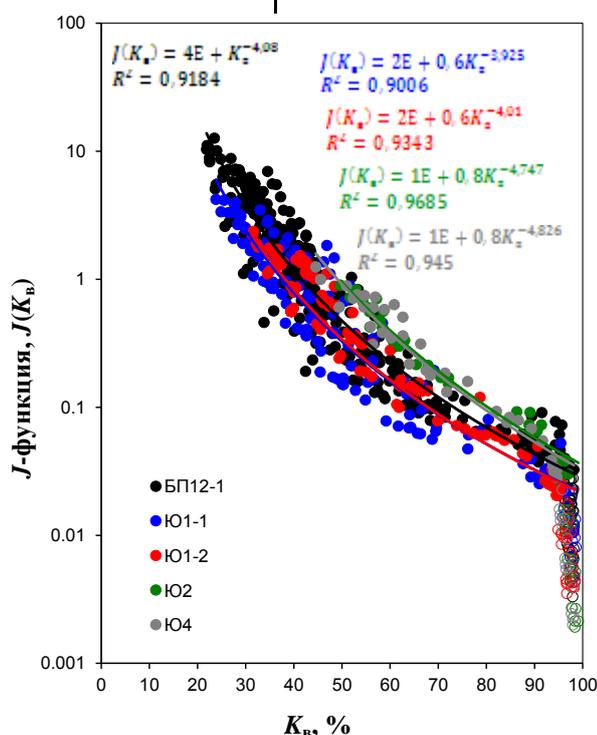


Рис. 9. Функция капиллярного давления для группы пластов



2) статистический метод, разработанный Р.К. Гутри [2]:

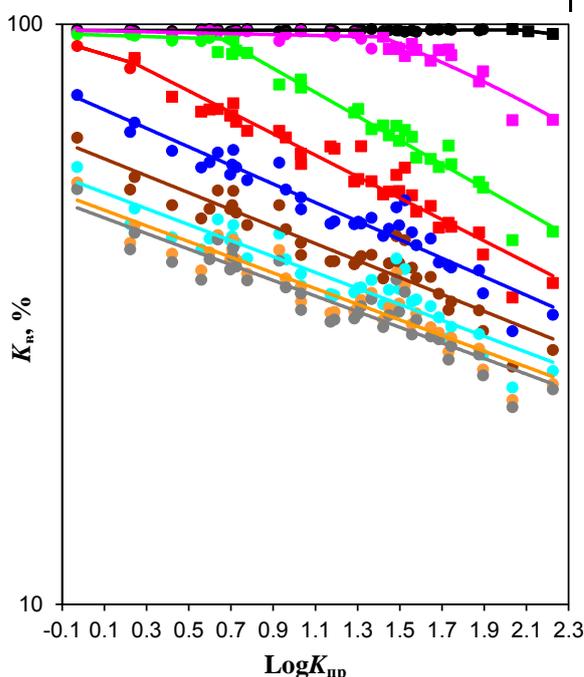
Второй метод оценки данных капиллярного давления используется для вычисления насыщенности пород всего пласта фазами в зависимости от их проницаемости для постоянных значений капиллярного давления. Результаты анализа представлены на рис. 10 и 11.

Графики на рис. 10 характеризуют зависимость величины коэффициента водонасыщенности (K_B) коллекторов пласта БП12-1 от логарифма абсолютной

проницаемости по газу ($\log K_{пр}$) при различных значениях капиллярного давления (P_K), а графики на рис. 11 – зависимость величины коэффициента абсолютной проницаемости по газу ($K_{пр}$) от коэффициента водонасыщенности (K_B). Расчёт K_B и $K_{пр}$ производится по полученным зависимостям, приведённым на рис. 10 и 11:

$$K_B = f \log K_{пр}, P_K ;$$

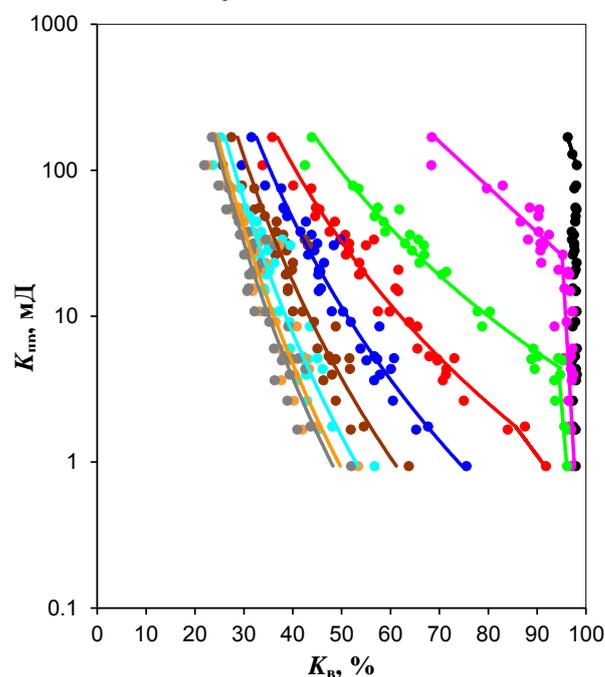
$$K_{пр} = f K_B, P_K .$$



$K_B = 0,0688 \log K_{пр} + 97,597$	$K_B = 94,941e^{-0,425 \log K_{пр}}$
$K_B = -9,5848 \log K_{пр} + 117,57$	$K_B = 73,882e^{-0,268 \log K_{пр}}$
$K_B = -1,7399 \log K_{пр} + 97,564$	$K_B = 60,622e^{-0,336 \log K_{пр}}$
$K_B = -32,142 \log K_{пр} + 140,59$	$K_B = 52,869e^{-0,216 \log K_{пр}}$
$K_B = -2,5393 \log K_{пр} + 95,99$	$K_B = 49,309e^{-0,311 \log K_{пр}}$
$K_B = 128,75e^{-0,476 \log K_{пр}}$	$K_B = 47,821e^{-0,31 \log K_{пр}}$
$K_B = 90,966e^{-0,251 \log K_{пр}}$	

● $P_K = 0,011$	● $P_K = 0,027$	● $P_K = 0,065$
● $P_K = 0,156$	● $P_K = 0,377$	● $P_K = 0,881$
● $P_K = 1,726$	● $P_K = 2,778$	● $P_K = 3,472$

Рис. 10. Зависимость водонасыщенности (K_B) от логарифма газопроницаемости ($\log K_{пр}$) для различного капиллярного давления (P_K , кгс/см²) пород пласта БП12-1



$K_{пр} = 0e^{33,468 K_B}$	$K_{пр} = 5E + 10K_B^{-5,418}$
$K_{пр} = 2E + 12e^{-0,24 K_B}$	$K_{пр} = 5E + 11K_B^{-6,257}$
$K_{пр} = 1E + 56e^{-1,223 K_B}$	$K_{пр} = 2E + 12K_B^{-6,853}$
$K_{пр} = 23661e^{-0,072 K_B}$	$K_{пр} = 4E + 12K_B^{-7,287}$
$K_{пр} = 6E + 37e^{-0,907 K_B}$	$K_{пр} = 3E + 12K_B^{-7,404}$
$K_{пр} = 2E + 10K_B^{-4,837}$	$K_{пр} = 3E + 12K_B^{-7,428}$
$K_{пр} = 12407e^{-0,104 K_B}$	

● $P_K = 0,011$	● $P_K = 0,027$	● $P_K = 0,065$
● $P_K = 0,156$	● $P_K = 0,377$	● $P_K = 0,881$
● $P_K = 1,726$	● $P_K = 2,778$	● $P_K = 3,472$

Рис. 11. Сопоставление газопроницаемости ($K_{пр}$) и водонасыщенности (K_B) для различного капиллярного давления (P_K , кгс/см²) пород пласта БП12-1



Зависимости на рис. 10 и 11, полученные для величин капиллярного давления 0,011, 0,027, 0,065 и 0,156 кгс/см², описываются двумя уравнениями (первое уравнение для точек в виде круга, а второе уравнение, помещенное в рамку, для точек в виде квадрата).

Зависимости на рис. 11, полученные для коллекторов пласта БП12-1, свидетельствуют о следующем:

1) при $P_k = 0,011$ кгс/см² вытеснение жидкости начинается с $K_{пр} > 110$ мД;

2) при $P_k = 0,027$ кгс/см² вытеснение жидкости начинается с $K_{пр} > 25$ мД;

3) при $P_k = 0,065$ кгс/см² вытеснение жидкости начинается с $K_{пр} > 5$ мД;

4) начиная с $P_k = 0,156$ кгс/см², вытеснение жидкости происходит во всем диапазоне $K_{пр}$.

Заключение

Данные порометрических исследований, которые получают в атмосферных условиях, необходимо приводить к пластовым с учетом поверхностного натяжения на границе раздела двух фаз.

Поровые каналы, фильтрующие жидкость, рассчитанные с использованием давления вытеснения повышают точность результатов, так как исключают открытые поры на поверхности образца, откуда происходит отток свободной воды.

Средние радиусы поровых каналов, полученные по данным порометрических исследований, учитывают распределение поровых каналов по размерам и, как следствие, повышают достоверность полученных данных.

При подборе кольматантов для создания непроницаемых фильтрационных корок средний радиус фильтрующих каналов окажет существенную помощь.

Для гидрофобного коллектора уравнения относительной фазовой проницаемости по воде целесообразно дополнять показателем смачиваемости пород.

Все полученные данные окажут неоспоримую помощь при построении различных моделей и технологических схем, а также способствуют уточнению расчетной модели пласта в процессе разработки.

Библиографический список

1. Актуальные проблемы нефтегазового дела: сб. науч. тр. / редкол.: Мухаметшин В.Ш. и др.: в 4 т. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2006. – Т.1. – 181 с.
2. Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта: Пер. с англ. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 572 с.
3. Балобанова А.В., Рыков А.И. Обобщение результатов лабораторных исследований на керне и перспективы их применения при проектировании (в порядке обсуждения) // Оптимизация технологии разработки нефтяных месторождений: Сб. статей / Кол. авторов; Под общ. ред. Л.С. Бриллианта. – Тюмень: Печатный Дом «ЦЕССИЯ», 2008. – С. 206-210.
4. Бриллиант Л.С. [и др.] Методы расчета относительных фазовых характеристик при проектировании // Оптимизация технологии разработки нефтяных месторождений: Сб. статей / Кол. авторов; Под общ. ред. Л.С. Бриллианта. – Тюмень: Печатный Дом «ЦЕССИЯ», 2008. – С. 125-135.
5. Добрынин В.М. [и др.] Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа. – М.: ВНИОЭНГ, 1988. (Обзор. информ. Сер. «Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений»).
6. Дорогоницкая Л.М. [и др.] Количественная оценка добывных характеристик коллекторов нефти и газа по петрофизическим данным и материалам ГИС. – STT, 2007. – 278 с.
7. Душейко Д.П. Обеспечение постоянно действующих геолого-технологических моделей разрабатываемых залежей информацией о кривых относительных фазовых проницаемостей // Нефтяное хозяйство, 2005. – № 8. – С. 82-84.
8. Иктисанов В.А. Определение фильтрационных параметров пластов и реологических свойств дисперсных систем при разработке нефтяных месторождений. – М.: ВНИОЭНГ, 2001. – 212 с.



9. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов – М.: Недра, 1977. – 287 с.
10. Кучумов Р.Я., Перевозкин И.В. Системный анализ методов определения относительных фазовых проницаемостей при создании постояннодействующих геолого-технологических моделей // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2008. – № 4. – С. 42-46.
11. Пирсон С.Д. Учение о нефтяном пласте (пер. с англ.). – М., Гостоптехиздат, 1961. – 570 с.
12. Степанов С.В. Использование данных разработки месторождения нефти для получения кривых фазовых проницаемостей // Нефтяное хозяйство, 2006. – № 4. – С. 67-69.
13. Тимошенко А.А. Определение относительных фазовых проницаемостей при двухфазной фильтрации жидкости по промысловым данным // Оптимизация технологии разработки нефтяных месторождений: Сб. статей / Кол. авторов; Под общ. ред. Л.С. Бриллианта. – Тюмень: Печатный Дом «ЦЕССИЯ», 2008. – С. 145-154.
14. Тульбович Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1979. – 199 с.
15. Утарбаев А.И., Караваев А.Д. Определение относительных фазовых проницаемостей воды и нефти по промысловым данным разработки // Проблемы развития нефтяной промышленности Западной Сибири (часть III), 2004. – С. 57-63.
16. Ханин А. А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М.: Недра, 1976. – 295 с.
17. Brown Harry W. Capillary pressure investigations//Trans of AMME. 1951. - V. 192-P. 67.
18. Burdine, N.T., Gournay, L.S., and Reichertz, P.P. Pore size distribution of petroleum reservoir rocks: Petroleum Transactions, AIME, 1950, v. 189, pp. 195-204.
19. Pirson S.J., Boatman E.M. and Nettle R.L. Prediction of Relative Permeability Characteristics of Intergranular Reservoir Rocks from Electrical Resistivity Measurements, Journal of Petroleum Technology (May 1964), pp. 561-570.
20. Leverett M.C. Capillary behavior in porous solids. Trans. AIME, 1941, pp. 152-169.
21. Purcell W.R. Capillary pressures their measurements using mercury and the calculation of permeability therefrom. — Trans. AIME, 1949, v. 186, TP2603, pp. 39-46.
22. Ritter H.L. and Drake L.C. Pore size Distribution in Porous Materials. Ind. Eng. Chem. Analyt. Ed., Vol. 17, 1945, pp. 782-786.
23. Slobod R. L., Chambers A., Prehn W. L. Use of centrifuge for determining connate water, residual oil and capillary curves of small core samples. Trans. Of AIME. 1951. V.192. P.127.

“Gornye nauki i tehnologii”/ “Mining science and technology”, 2016, No. 4, pp. 24–37

Title:	Interpretation of research data curves capillary pressure
Author 1	Name&Surname: Ivan B. Ratnikov Company: LLC «Neftecom» Address: Russia, 620100, Sverdlovsk region, Ekaterinburg, East street, 160a, room 17 Work Position: Deputy General Director on scientific work Contacts: IBRatnikov@mail.ru
Author 2	Name&Surname: Roman S. Shulga Company: JSC "Siberian Research Institute of Petroleum Industry" (PJSC «SibNIINP») Address: Russia, 625013, Tyumen, st. 50 years of October, 118 Work Position: Head of the Department of petrophysics Contacts: romshulga@mail.ru
Author 3	Name&Surname: Evgeniy A. Romanov Company: JSC "Siberian Research Institute of Petroleum Industry" (PJSC «SibNIINP») Address: Russia, 625013, Tyumen, st. 50 years of October, 118 Work Position: Director of petrophysics Department Scientific Degree: Ph.D Contacts: romanovea@list.ru
DOI:	10.17073/2500-0632-2016-4-24-37



Abstract:	Capillary forces together with the gravitational forces control the initial distribution of fluids in the reservoir-the reservoir vertically so the data on capillary pressure curves can be used to forecast the fixed and movable water in the hydrophobic system vertically. Capillary pressure curves are needed to describe the process of waterflooding in complex, heterogeneous formations, are used as well to determine the residual water saturation and the distribution of pore size. It should be noted that capillary forces affect the promotion of the front of the institution and consequently on the ultimate oil recovery.
Keywords:	curves of capillary pressure, surface tension, radius of the pore, relative permeability.
References:	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aktual'nye problemy neftegazovogo dela: sb. nauch. tr. [<i>Actual problems of oil and gas business: Sat. scientific. tr.</i>] / redkolThe Editorial Mukhametshin .: VS etc .: 4 tons – Ufa. Publ. UGNTU, 2006. – T. 1. – 181 p. 2. Amiks Dzh., Bass D., Uajting R. Fizika neftjanogo plasta: Per. s angl. [<i>Whiting oil reservoir Physics: Trans. from English.</i>] – M.: Gostoptehizdat, 1962. – 572 p. 3. Balobanova A.V., Rykov A.I. Obobshhenie rezul'tatov laboratornyh issledovanij na kerne i perspektivy ih primenenija pri proektirovanii (v porjadke obsuzhdenija) [<i>Summary of results of laboratory tests on the cores and their application in the design of prospects (in order of discussion)</i>] // Optimizacija tehnologii razrabotki neftjanyh mestorozhdenij: Sb. statej [<i>Technology Optimization of oil field development: Coll. Articles</i>] / Qty. authors; Under the total. Ed. LS Brilliant. – Tyumen Printing House "cession", 2008. – Pp. 206-210. 4. Brilliant L.S. [Et al.] Metody rascheta odnositel'nyh fazovyh karakteristik pri proektirovanii [<i>Methods for calculating the relative phase characteristics in the design of technology</i>] // Optimizacija tehnologii razrabotki neftjanyh mestorozhdenij: Sb. statej [<i>Optimization of oil field development: Coll. Articles</i>] / Qty. authors; Under the total. Ed. Brilliant. L .S. – Tyumen Printing House«CESSIJa», 2008. – Pp. 125-135. 5. Dobrynin V.M. [Et al.] Fazovye pronicaemosti kollektorov nefti i gaza. [<i>Permeability oil and gas reservoirs.</i>] – M.: VNIOENG, 1988. (Review Inform Ser "Geology, geophysics and development of oil fields"). 6. Dorogonickaja L.M. [Et al.]] Kolichestvennaja ocenka dobyvnyh karakteristik kollektorov nefti i gaza po petrofizicheskim dannym i materialam GIS. [<i>Quantification of production characteristics of petrophysical data and GIS materials oil and gas reservoirs.</i>] – STT, 2007. – 278 p. 7. Dushejko D.P. Obespechenie postojanno dejstvujushhijh geologo-tehnologicheskijh modelej razrabatyvaemyh zalezhej informaciej o krivyh odnositel'nyh fazovyh pronicaemostej [<i>Providing permanent geological and technological models developed deposits information on relative permeability curves</i>] // Oil Industry, 2005. – No. 8. – Pp. 82-84. 8. Iktisanov V.A. Opredelenie fil'tracionnyh parametrov plastov i reologicheskijh svojstv dispersnyh sistem pri razrabotke neftjanyh mestorozhdenij. [<i>Determination of reservoir filtration parameters and rheological properties of dispersed systems in the development of oil fields.</i>] – M.: VNIOENG, 2001. – 212 p. 9. Kotjahov F.I. Fizika neftjanyh i gazovyh kollektorov [<i>The physics of oil and gas reservoirs</i>] – M .: Nedra, 1977. – 287 p. 10. Kuchumov R.Ja., Perevozkin I.V. Sistemnyj analiz metodov opredelenija odnositel'nyh fazovyh pronicaemostej pri sozdanii postojannodejstvujushhijh geologo-tehnologicheskijh modelej [<i>System analysis methods for determining the relative permeabilities to create A constantly geological and technological models</i>] // Geology, geophysics and development of oil and gas deposits, 2008. – No. 4. – Pp. 42-46. 11. Pirson S.D. Uchenie o neftjanom plaste (per. s angl.). [<i>The doctrine of the oil reservoir (trans. From English.)</i>.] – M., Gostoptekhizdat, 1961. – 570 p. 12. Stepanov S.V. Ispol'zovanie dannyh razrabotki mestorozhdenija nefti dlja poluchenija krivyh fazovyh pronicaemostej [<i>Using data oilfield development curves for permeability</i>] // Oil Industry, 2006. – No. 4. – Pp. 67-69. 13 Timoshenko A.A. Opredelenie odnositel'nyh fazovyh pronicaemostej pri dvuhfaznoj fil'tracii zhidkosti po promyslovym dannym [<i>Determination of relative permeability at a two-phase fluid filtration Fishery Data</i>] // Optimizacija tehnologii razrabotki neftjanyh mestorozhdenij: Sb. statej [<i>Technology Optimization of oil field development: Coll. Articles</i>]



- / Qty. authors; Under the total. Ed. LS Brilliant. – Tyumen Printing House «CESSIJa», 2008. – Pp. 145-154.
14. Tul'bovich B.I. Metody izuchenija porod-kollektorov nefti i gaza. [*Methods of study of reservoir rocks of oil and gas.*] – M.: Nedra, 1979. – 199 p.
15. Utarbaev A.I., Karavaev A.D. Opredelenie odnositel'nyh fazovyh pronicaemostej vody i nefti po promyslovym dannym razrabotki [*Determination of relative permeability of water and oil for production data development*] // Problems of development of the oil industry in Western Siberia (part III), 2004. – Pp. 57-63.
16. Hanin A. A. Porody-kollektory nefti i gaza i ih izuchenie. [*Reservoir rocks of oil and gas and their study.*] – M.: Nedra, 1976. – 295 p.
17. Brown Harry W. Capillary pressure investigations//Trans of AMME. 1951. - V. 192-P. 67.
18. Burdine, N.T., Gournay, L.S., and Reichertz, P.P. Pore size distribution of petroleum reservoir rocks: Petroleum Transactions, AIME, 1950, v. 189, pp. 195-204.
19. Pirson S.J., Boatman E.M. and Nettle R.L. Prediction of Relative Permeability Characteristics of Intergranular Reservoir Rocks from Electrical Resistivity Measurements, Journal of Petroleum Technology (May 1964), pp. 561-570.
20. Leverett M.C. Capillary behavior in porous solids. Trans. AIME, 1941, pp. 152-169.
21. Purcell W.R. Capillary pressures their measurements using mercury and the calculation of permeability therefrom. — Trans. AIME, 1949, v. 186, TP2603, pp. 39-46.
22. Ritter H.L. and Drake L.C. Pore size Distribution in Porous Materials. Ind. Eng. Chem. Analyt. Ed., Vol. 17, 1945, pp. 782-786.
23. Slobod R. L., Chambers A., Prehn W. L. Use of centrifuge for determining connate water, residual oil and capillary curves of small core samples. Trans. Of AIME. 1951. V.192. P.127.

