

К ВОПРОСУ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СМАЧИВАЕМОСТИ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

Г. П. Хижняк
(ООО "ПермНИПИнефть")

Смачиваемость продуктивных отложений является одним из существенных факторов, влияющих на вытеснение нефти [1] и распределение фаз в поровом пространстве по окончании вытеснения [2]. Данные о смачиваемости могут быть использованы при подсчете запасов нефти и газа при выделении продуктивной части пласта и зоны водонефтяного контакта по керну, а также при проектировании разработки месторождений, поскольку процессы охвата заводнением сильно зависят от смачиваемости пласта или его отдельных частей.

Прямых методов оценки смачиваемости, являющейся проявлением энергии прилипания и зависящей от поверхностного натяжения на границе раздела фаз и краевого угла, не существует. Она устанавливается различными косвенными методами на основе определения краевого угла смачивания, капиллярного впитывания, относительной проницаемости, адсорбции красителя, в частности, методом ядерно-магнитного резонанса и др. Наиболее полные обзоры методов исследования смачиваемости приведены в работах [3, 4].

В отечественной нефтяной промышленности изучение смачиваемости пород-коллекторов регламентировано ОСТом 39—180—85 [5], позволяющим определить интегральный показатель смачиваемости (M) методами капиллярного впитывания и центрифугирования по отношению объема воды (V_K), поступившей в образец в результате капиллярной пропитки, к объему воды ($V_{K+Ц}$), поступившей в образец суммарно в результате капиллярной пропитки и центрифугирования.

Продолжительное использование метода в лабораторной практике позволило выявить у него ряд существенных недостатков. Одним из них является неустойчивость используемого при расчетах массы извлеченного из центрифуги с керосином образца в дистиллированной воде. Вследствие эффекта капиллярной пропитки эта масса "плывет", чем в процесс измерения вносится субъективный фактор, и только практик с большим опытом может с определенной долей точности зафиксировать эту массу.

Еще одним фактором, негативно отражающимся на точности определения показателя смачиваемости, является моделирование остаточной водонасыщенности (ОВ) в образцах пористой среды при неизменных условиях центрифугирования для создания в образцах остаточной водонасыщенности [6—8].

Предлагается методика определения смачиваемости пород-коллекторов, основанная на использовании стабильных параметров, не изменяющихся во времени. Проведено сравнение с методикой, регламентированной отраслевым стандартом. Показано качественное улучшение результатов.

It is a technique of definition of wettability of reservoir rocks, founded on usage of stable, unchanged in time parameters, which is offered. The comparison with the technique, regulated by the Branch Standard, is conducted. The qualitative improvement of outcomes is shown.

Определение показателя смачиваемости в присутствии остаточной воды зависит от состава и количества остаточной воды в поровом объеме, т. е. возникает необходимость строго моделировать ОВ, обеспечивая ее близость к пластовой начальной водонасыщенности. Существенным моментом является также контроль равенства суммы

объемов остаточной воды и керосина при донасыщении образца керосином первоначально определенному поровому объему образца.

Известно, что остаточная водонасыщенность является следствием как структуры порового пространства образца пористой среды, так и его смачиваемости. В связи с этим отметим возможность изучения смачиваемости поверхности без вносящей дополнительные погрешности процедуры моделирования ОВ.

Указанных выше недостатков лишен разработанный в ООО "ПермНИПИнефть" "Способ определения смачиваемости пористых материалов" [9], основанный на использовании стабильных параметров, не изменяющихся во времени. При сохранении общих требований к объекту испытания, аппаратуре, реактивам и материалам, подготовке образца, регламентируемых ОСТом [5], проведение испытаний осуществляется следующим образом:

1. Определяют массу проэкстрагированного и высушенного до постоянного веса образца.
2. Образец насыщают керосином под вакуумом. Режим насыщения образцов под вакуумом соответствует требованиям процесса насыщения при определении пористости [10].
3. Определяют на аналитических весах массу образца в воздухе и в керосине.
4. Насыщенный керосином образец помещают в дистиллированную воду на 20 ч.
5. Определяют на аналитических весах массу образца в дистиллированной воде.
6. Помещают образец в центрифужный стакан с дистиллированной водой и центрифугируют его в течение 30 мин.
7. После центрифугирования определяют на аналитических весах массу образца в дистиллированной воде.

Обработка результатов испытания

P_1 — масса проэкстрагированного и высушенного до постоянного веса образца в воздухе, г;

P_2 — масса образца, насыщенного керосином под вакуумом, в воздухе, г;

P_3 — масса образца, насыщенного керосином под вакуумом, в керосине, г;

P_4 — масса в воде образца после 20-часовой капиллярной пропитки в воде, г;

P_5 — масса в воде образца после капиллярной пропитки и центрифугирования в воде, г;

ρ_k — плотность керосина, г/см³;

ρ_v — плотность воды, г/см³.

Объем пор ($V_{пор}$) образца, насыщенного керосином, определяется как:

$$V_{пор} = \frac{P_2 - P_1}{\rho_k}$$

Масса P_3 складывается из следующих составляющих: масса сухого образца (P_1) плюс масса керосина (P_k) в порах образца минус, согласно закону Архимеда, масса керосина, объем которого равен объему образца ($V_{обр.}$):

$$P_3 = P_1 + P_k - V_{обр.} \cdot \rho_k = P_1 + (P_2 - P_1) - V_{обр.} \cdot \rho_k = P_2 - V_{обр.} \cdot \rho_k$$

Отсюда объем образца

$$V_{обр.} = \frac{P_2 - P_3}{\rho_k}$$

Обозначим V_k объем воды, поступивший в образец в результате капиллярной пропитки. Массу P_4 можно записать в виде:

$$P_4 = P_1 + (P_2 - P_1) - V_{обр.} \cdot \rho_v - V_k \cdot \rho_k + V_k \cdot \rho_v = P_2 - V_{обр.} \cdot \rho_v + V_k (\rho_v - \rho_k)$$

Отсюда

$$V_k = \frac{P_4 - P_2 + V_{обр.} \cdot \rho_v}{\rho_v - \rho_k}$$

Обозначим $V_{к+ц}$ объем воды, поступивший в образец в результате капиллярной пропитки и центрифугирования. Масса P_5 записывается в виде:

$$P_5 = P_1 + (P_2 - P_1) - V_{обр.} \cdot \rho_v - V_{к+ц} \cdot \rho_k + V_{к+ц} \cdot \rho_v = P_2 - V_{обр.} \cdot \rho_v + V_{к+ц} (\rho_v - \rho_k)$$

В результате

$$V_{к+ц} = \frac{P_5 - P_2 + V_{обр.} \cdot \rho_v}{\rho_v - \rho_k}$$

Показатель смачиваемости (M) определяется, согласно ОСТу, как отношение V_k к $V_{к+ц}$:

$$M = \frac{V_k}{V_{к+ц}}$$

В таблице приведены результаты использования предлагаемой методики для определения смачиваемости терригенных и карбонатных образцов, отобранных из нефте-, газо- и водонасыщенных частей пластов ряда месторождений Пермского Прикамья. Помимо принадлежности к различным частям пласта, образцы различались также по характеру насыщения: нефть, вода, нефть + вода.

В результате испытаний образцы разделились на три группы. В первую вошли образцы из нефте- и газонасыщенных частей пластов с нефтяным насыщением. Показатель смачиваемости изученных по предлагаемой методике 16 образцов находится в диапазоне 0,13...0,37, что характеризует их, согласно принятой классификации [5], как гидрофобные и типично гидрофобные.

Вторую группу составили образцы из водонасыщенных частей пластов, в которых нефть отсутствует. Диапазон изменения показателя смачиваемости для 8 образцов этой группы составил 0,71...0,99, что характеризует их как преимущественно гидрофильные и гидрофильные.

Смачиваемость нефтяных, газовых и водных частей пластов месторождений Пермского Прикамья

Месторождение	Номер скважины	Пласт	Номер образца	Номер цилиндра	Интервал, м	Часть пласта	Характер насыщения образца	Пористость (K_p), %	Проницаемость ($K_{пр.г}$), 10 ⁻³ мкм ²	Смачиваемость		
										по ОСТу		по предлагаемой методике
										M	Среднее	
Павловское	527	Тл	28	87346	1515,4...1523,4	Нефтенасыщенная	Нефтенасыщенная	19,2	55,6	0,52	—	0,28
			29	87347		Нефтенасыщенная	Нефтенасыщенная	23,0	383,0	0,07		0,27
Троельжанское	346	Бб	10	99371	1703,3...1706,2	Нефтенасыщенная	Нефтенасыщенная	17,1	565,2	0,08/0,10	0,09	0,21
			17	99380	1706,2...1709,0	Нефтенасыщенная	Нефтенасыщенная	19,6	358,9	0,86/0,68	0,77	0,20
			18	99381	1709,0...1710,6	Нефтенасыщенная	Нефтенасыщенная	18,9	491,6	0,75/0,76	0,76	0,20
			19	99382		Нефтенасыщенная	Нефтенасыщенная	20,3	815,9	0,15/0,15	0,15	0,14

Месторождение	Номер скважины	Пласт	Номер образца	Номер цилиндра	Интервал, м	Часть пласта	Характер насыщения образца	Пористость (K _n), %	Проницаемость (K _{пр.}), 10 ⁻³ мкм ²	Смачиваемость		
										по ОСТу		по предлагаемой методике
										М	Среднее	
Майкорское	64	Тл	39	93139	1778,1...1783,2	Нефтенасыщенная	Нефтенасыщенная	19,1	630,4	0,48/0,11	0,29	0,19
			41	93141		Нефтенасыщенная	Нефтенасыщенная	18,1	423,1	0,92/0,45	0,69	0,23
	43	Бб	34	80217	1764,3...1769,3	Нефтенасыщенная	Нефтенасыщенная	19,1	765,1	0,30/0,15	0,23	0,13
			37	80220		Нефтенасыщенная	Нефтенасыщенная	18,1	458,0	0,70/0,49	0,60	0,18
			39	80222		Нефтенасыщенная	Нефтенасыщенная	19,1	400,4	0,22/0,18	0,20	0,18
Сибирское	144	Т-Фм	108	99840	2291,2...2295,8	Нефтенасыщенная	Нефтенасыщенная	15,0	96,5	0,64	—	0,23
Кыласовское	2	В ₃ В ₄	6	94169	1332,7...1340,7	Газонасыщенная	Нефтенасыщенная	13,2	61,9	0,04	—	0,26
			7	94170		Газонасыщенная	Нефтенасыщенная	11,2	26,1	0,66		0,37
		Бш	55	94219	1382,0...1389,5	Газонасыщенная	Нефтенасыщенная	23,2	426,4	0,10	—	0,14
			57	94221		Газонасыщенная	Нефтенасыщенная	16,6	29,7	0,87		0,27
Майкорское	43	Бб	46	80229	1764,3...1769,3	Водонасыщенная	Водонасыщенная	15,1	144,0	0,91/0,88	0,89	0,81
Кулигинское	200	Тл	33	53426	1597,4...1601,2	Водонасыщенная	Водонасыщенная	7,5	18,5	0,91	—	0,99
		Бб	59	53446	1642,4...1646,9	Водонасыщенная	Водонасыщенная	14,5	8,4	0,92		0,99
Сыповское	197	Бб	91	52312	1664,3...1671,7	Водонасыщенная	Водонасыщенная	10,0	35,9	0,92	—	0,90
Бикбайская площадь	128	Бб	8	53370	1643,5...1648,0	Водонасыщенная	Водонасыщенная	18,5	302,2	0,99	—	0,71
Сибирское	43	Бб	35	74553	2442,0...2447,0	Водонасыщенная	Водонасыщенная	14,6	126,0	0,84	—	0,79
	43-бис	Бб	33	74551	2442,0...2447,0	Водонасыщенная	Водонасыщенная	11,5	55,1	0,87	—	0,81
Трифоновское	532	Бб	58	103287	1617,8...1625,3	Водонасыщенная	Водонасыщенная	21,4	596,0	0,89	—	0,93
Сибирское	43	Бб	19	74534	2428,3...2432,7	Водонасыщенная	Нефтенасыщенная	17,4	158,4	0,43	—	0,38
	154	Т-Фм	67	103654	2414,5...2418,0	Водонасыщенная	Нефтенасыщенная	12,1	52,9	0,46	—	0,35
Павловское	879	Мл	8	75484	1402,0...1410,2	Водонасыщенная	Нефтенасыщенная	19,6	845,1	0,98	—	0,53
Лобановское	230	Тл	26	41326	1510,0...1517,0	Водонасыщенная	Нефтенасыщенная	17,7	381,0	0,89	—	0,50

В третью группу вошли образцы из водонасыщенных частей пластов со смешанным насыщением нефть—вода. Диапазон изменения показателя смачиваемости для 4 образцов этой группы составил 0,35...0,53, что свидетельствует о преимущественно гидрофобной и промежуточной смачиваемости поверхности.

Таким образом, показано, что предлагаемая методика определения смачиваемости может быть применима для классификации образцов пород к различным частям залежи. Сравнение результатов определения смачиваемости по предлагаемой методике и действующему отраслевому стандарту говорит о том, что предлагаемая методика позволяет за счет использова-

ния стабильных параметров, не изменяющихся во времени, независимо от субъективных факторов повысить точность и достоверность определения смачиваемости пород-коллекторов и более объективно отражать реальное состояние объекта исследования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. — М.: Недра, 1971. — 309 с.
 2. Амикс Д., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. — М.: Гостехиздат, 1962. — 571 с.
 3. Багринцева К.И. Трещиноватость осадочных пород. — М.: Недра, 1982. — 256 с.
 4. Тульбович Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа. — М.: Недра, 1979. — 199 с.

5. ОСТ 39—180—85. Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородсодержащих пород.
 6. Орлов Л.И., Дядькин И.Г. Моделирование остаточной воды методом центрифугирования // Экспресс-информ. / ВИЭМС. Сер. "Лабораторные и технологические исследования и методы обогащения минерального сырья". — М.: ВИЭМС, 1978. — Вып. 4. — С. 20—27.
 7. Орлов Л.И., Карпов Е.Н., Топорков В.Г. Петрофизические исследования коллекторов нефти и газа. — М.: Недра, 1987. — 216 с.
 8. Тульбович Б.И. Петрофизическое обеспечение эффективного извлечения углеводородов. — М.: Недра, 1990. — 186 с.
 9. Способ определения смачиваемости пористых материалов / Г.П. Хижняк. Подана заявка.
 10. ОСТ 39—181—85. Нефть. Метод лабораторного определения пористости углеводородсодержащих пород.

УДК 552.5:553.98.048

ОСОБЕННОСТИ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ДОЛОМИТОВ

В. П. Митрофанов
 (ООО "ПермНИПИнефть")

На территории Пермского Прикамья среди перспективных на нефть и газ карбонатных комплексов значительную часть составляют доломиты, представляющие собой преимущественно кристаллически-зернистые породы с частично сохранившимися фрагментами органогенных остатков. Большинство из них являются вторичными с различной степенью преобразования первичного известкового материала.

По макроописанию среди доломитов выделяются микро-, тонко- и мелкозернистые литотипы. Для доломитов характерна тенденция к ступкообразованию, поэтому равномернозернистая структура у них встречается редко. Ступки образуются чаще в микро-тонкозернистых разностях. Мелкозернистые доломиты по структуре более однородные, увеличение зерен и степени идиоморфности их происходит, как правило, в направлении к стенкам пор. Мелкозернистые, реже тонкозернистые доломиты преимущественно вторичные метасоматические, о чем свидетельствуют реликты органических остатков. Микрозернистые доломиты, надо полагать, являются первичными, что подтверждается однороднозернистой структурой, равномерным распределением пелитоморфного глинистого материала и отсутствием органических остатков.

Пористые участки в доломитах часто выполнены гипсом и ангидритом. Объем порового пространства определяется преимущественно пористостью. Форма пор преимущественно овальная. В микрозернистых

Рассмотрены особенности доломитизации и сульфатизации пород, влияния их на коллекторские свойства. Для различных типов доломитов проведены зависимости соотношения пористости, проницаемости, поровых каналов, эффективной пористости.
 Peculiarities of rocks dolomitization and sulphatization are examined in the article, their influence on reservoir properties. For different types of dolomites it is given concrete dependence of ratio of porosity, permeability, pore canals, effective porosity.

породах поры обособлены, тогда как в мелкозернистых расположены близко и переходят друг в друга. В большинстве случаев пористость обусловлена выщелачиванием органических остатков и в меньшей степени ангидрита.

Физико-химическая сторона образования пористости в карбонатных породах при их

доломитизации и сульфатизации подробно изложена в ряде работ [1, 2]. В них показано, что при определенных условиях доломитизация сопровождается увеличением порового пространства пород, несмотря на отрицательное влияние параллельно происходящей сульфатизации.

Непосредственное влияние доломитизации на емкостные свойства пород было проанализировано по данным 439 определений пористости и химического состава, выполненных в большинстве случаев с одного и того же цилиндра. Исследования проведены на среднекаменноугольных карбонатных отложениях южных районов Башкирского свода сопредельных с Пермским Прикамьем. Сопоставление между степенью доломитизации (Д) пород и их пористостью представлено в графическом виде на рис.1 и описывается зависимостью:

$$K_n = 0,00005 D^3 - 0,005 D^2 + 0,1857 D + 6,4384; \quad R = 0,918, \quad (1)$$

где K_n и D выражаются в процентах.

На основании этого материала можно утверждать, что в данном районе доломитизация способствует