

УДК 553.98.061.4.

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2016

ОСОБЕННОСТИ ИЗУЧЕНИЯ СМАЧИВАЕМОСТИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ЛАБОРАТОРНЫМИ МЕТОДАМИ

И.П. Гурбатова, С.В. Мелехин, Д.Б. Чижов, Ю.В. Файрузова

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ПермНИПИнефть в г. Перми (614000, Россия, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29)

FEATURES OF STUDY COMPLEX CARBONATE RESERVOIR ROCKS' WETTING USING LABORATORY METHODS

I.P. Gurbatova, S.V. Melekhin, D.B. Chizhov, Ju.V. Fairuzova

PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (29 Sovetskoi Armii st., Perm, 614000, Russian Federation)

Получена / Received: 14.12.2015. Принята / Accepted: 31.08.2016. Опубликовано / Published: 30.09.2016

Ключевые слова:

смачиваемость, метод Амотта, карбонатный коллектор, поверхностные свойства, отраслевой стандарт, сложнопостроенный коллектор, экстракция, избирательная смачиваемость.

Key words:

wettability, Amott method, carbonate reservoir, surface properties, industry standard, complex reservoirs, extraction, selective wettability.

Поверхностные свойства горных пород являются важным параметром, оказывающим большое влияние на процессы вытеснения нефти водой. В реальных системах смачиваемость может находиться в диапазоне от сильно гидрофильной до сильно гидрофобной в зависимости от взаимодействия минерализованной воды и нефти с поверхностью породы. Если в породе не наблюдается преимущественной смачиваемости какой-либо из двух жидкостей, то говорят, что система имеет нейтральную смачиваемость. Некоторые компоненты нефти могут смачивать избранные участки поровой поверхности породы по всему пласту. Под избирательной смачиваемостью понимают пятнистую неоднородную смачиваемость поверхности породы. Характеристика смачиваемости является необходимым критерием оценки коллектора. Существуют качественные и количественные методы оценки показателя смачиваемости, последние в свою очередь делятся на прямые и косвенные. В работе представлены результаты изучения поверхностных свойств карбонатных отложений, характеризующихся сложной структурой пустотного пространства и сложным составом минерального скелета. Определение показателя смачиваемости было выполнено двумя методами: по ОСТ и по методу Амотта. Установлены характеристики поверхностных свойств пород различного литологического типа. Для изучения влияния экстракции на поверхностные свойства показатель смачиваемости определяли дважды: у образцов с естественным нефтенасыщением и у экстрагированных образцов. Установлены закономерности изменения поверхностных свойств по разрезу скважин карбонатных отложений, выполнено сопоставление показателя смачиваемости и фильтрационно-емкостных свойств пород, а также остаточной водонасыщенности по методу капилляриметрии. Проведен анализ информативности различных методов определения смачиваемости и выявлены причины различий в результатах исследований по методам ОСТ и Амотта. Установлено наличие отложений, характеризующихся избирательной смачиваемостью.

Surface properties of rocks are the important parameter and have a great influence on the process of oil displacement by water. In real systems the wettability can range from highly hydrophilic to strongly hydrophobic depending on interaction between mineralized water and oil with rock surfaces. If the preferential wettability of any of two liquids is not observed in the rock, then the system has a neutral wetting. Some components of oil can wet the selected areas of porous surface around the reservoir. Under election wettability a spotted heterogeneous wettability of rock surface is understood. Wetting characteristic is a necessary criterion for evaluating the reservoir. There are qualitative and quantitative methods for estimating the wettability, which are divided into direct and indirect. Paper presents results of the study the surface properties of carbonate deposits, characterized by a complex structure of the hollow space and the complex composition of the mineral skeleton. Determination of wettability was carried out by two methods: according to industrial standard and Amott method. Characteristics of the rocks surface properties of different lithological types were established. To study the influence of extraction on the surface properties the wettability index was measured twice: in samples with natural oil saturation and in extracted samples. The regularities of changes in the surface properties along the well section of carbonate deposits were determined, a comparison of the wettability index and reservoir rock properties, as well as the residual water was performed by capillary pressure method. The descriptiveness analysis of various methods for determining the wettability was conducted and difference causes in the results of research were determined by methods of industrial standard and Amott. The presence of deposits, characterized by selective wetting was found.

Гурбатова Ирина Павловна – кандидат технических наук, заместитель начальника центра исследований ядра и пластовых флюидов (тел.: +007 342 71 70 125, e-mail: IrinaGurbatova@pnn.lukoil.com).

Мелехин Сергей Викторович – начальник отдела физико-гидродинамических исследований (тел.: +007 342 71 70 125, e-mail: Sergej.Melehin@pnn.lukoil.com).

Чижов Денис Борисович – заведующий лабораторией физико-гидродинамических исследований (тел.: +007 342 71 70 125, e-mail: Denis.Chizhov@pnn.lukoil.com).

Файрузова Юлия Владимировна – инженер 2-й категории отдела физико-гидродинамических исследований (тел.: +007 342 71 70 125, e-mail: Yulija.Fairuzova@pnn.lukoil.com). Контактное лицо для переписки.

Irina P. Gurbatova (Author ID in Scopus: 55536701100) – PhD in Engineering, Deputy Head of the Center of Core and Reservoir Fluids Analysis (tel.: +007 342 71 70 125, e-mail: IrinaGurbatova@pnn.lukoil.com).

Sergej V. Melekhin (Author ID in Scopus: 56979229100) – Head of the Department of Physic and Hydrodynamic Studies (tel.: +007 342 71 70 125, e-mail: Sergej.Melehin@pnn.lukoil.com).

Denis B. Chizhov (Author ID in Scopus: 57112213900) – Head of the Laboratory of Physic and Hydrodynamic Studies (tel.: +007 342 71 70 125, e-mail: Denis.Chizhov@pnn.lukoil.com).

Iuliia V. Fairuzova – Engineer of 2nd category of the Department of Physic and Hydrodynamic Studies (tel.: +007 342 71 70 125, e-mail: Yulija.Fairuzova@pnn.lukoil.com). The contact person for correspondence.

Введение

Поверхностные свойства горных пород являются важным параметром, оказывающим большое влияние на процессы вытеснения нефти водой [1, 2].

В реальных системах смачиваемость может находиться в диапазоне от сильно гидрофильной до сильно гидрофобной в зависимости от взаимодействия минерализованной воды и нефти с поверхностью породы [3, 4]. Если в породе не наблюдается преимущественной смачиваемости какой-либо из двух жидкостей, то говорят, что система имеет нейтральную смачиваемость. Некоторые компоненты нефти могут смачивать избранные участки поровой поверхности породы по всему пласту. Под избирательной смачиваемостью понимают пятнистую, неоднородную смачиваемость поверхности породы [5, 6].

Смачиваемость пластовых пород насыщающими их фазами – одна из основных характеристик, так как распределение фаз в поровом пространстве является функцией смачиваемости [7, 8].

Таким образом, характеристика смачиваемости является необходимым критерием оценки коллектора [9, 10].

Качественную характеристику смачиваемости исследуемого объекта можно получить с помощью кривых капиллярных давлений, капиллярной пропитки, кривых относительных проницаемостей, метода ядерного магнитного резонанса и т.д. [11, 12].

Количественные методы оценки смачиваемости можно разделить на прямые и косвенные.

Прямые методы определения смачиваемости основаны на тщательном измерении краевых углов смачивания. Однако если на гладкой поверхности краевой угол смачивания фиксирован, то на шероховатой гетерогенной поверхности естественной горной породы создаются условия для изменения краевого угла в широких пределах. Шероховатость поверхности горной породы обуславливает возникновение большого числа метастабильных состояний капли с различными углами [11].

При использовании косвенных методов оценивают смачиваемость пород по специальным показателям. Метод Амотта основан на измерении количества флюидов, впитываемых образцом при различных условиях; метод Горного бюро США (USBM) основан на анализе площадей, ограничиваемых кривыми капиллярного давления, полученными методами

центрифугирования образцов, существует также комбинированный метод Амотта–USBM [5, 13].

В России наиболее часто применяется метод капиллярного впитывания и вынужденного замещения по ОСТ 39-180-85 [14].

Перед началом лабораторных исследований проводится экстракция образцов керна для очищения порового пространства от нефти, битумов, воды и солей. Отраслевой стандарт по определению показателя смачиваемости также регламентирует проведение исследований экстрагированных образцов керна.

При физико-гидродинамических исследованиях керна (коэффициент вытеснения нефти водой, относительные фазовые проницаемости) важно сохранить поверхностные свойства пород, соответствующие состоянию в естественном залегании *in situ*.

Если в результате горячей экстракции произошло существенное изменение, необходимо проводить восстановление поверхностных свойств – «старение» керна.

Задачей исследований было изучение влияния экстракции на поверхностные свойства сложнопостроенных карбонатных пород коллекторов и анализ информативности различных методов определения смачиваемости. Смачиваемость вычисляли двумя наиболее часто применяемыми методами: по ОСТ и по методу Амотта.

Определение смачиваемости по ОСТ 39-180-85 и методу Амотта

Метод ОСТ предусматривает определение параметра, выражающего интегральную характеристику смачиваемости пород по данным капиллярного впитывания в образец воды и керосина при атмосферных условиях и в гравитационном поле при центрифугировании.

Метод Амотта также основан на самопроизвольном впитывании флюида керном и принудительном вытеснении нефти и воды из него. Испытания начинают при остаточной нефтенасыщенности. Следовательно, вначале необходимо путем принудительного вытеснения нефти водой создать остаточную нефтенасыщенность в образце. Показатель смачиваемости Амотта I_w выражается в виде относительного параметра: из отношения объемов нефти, вытесненных водой, вычитают отношение объемов воды, вытесненных нефтью.

Показатель смачиваемости определяется по результатам капиллярного впитывания и принудительно вытеснения керосина водой при центрифугировании.

Полученный параметр смачиваемости находится в диапазоне от 0 до 1,0 по ОСТ 39-180-85 и от $-1,0$ до 1,0 по методу Амотта (табл. 1).

Исследования выполнены для карбонатных отложений верхнего девона одного из месторождений Тимано-Печорской провинции. Результаты изучения петрофизических свойств и показателя смачиваемости представлены на рис. 1.

Таблица 1
Характеристика поверхности и диапазон значений показателя смачиваемости

Диапазон значений показателя смачиваемости M	Характеристика поверхности пород
<i>По ОСТ 39-180-85</i>	
0,0...0,2	Гидрофобная
0,2...0,4	Преимущественно гидрофобная
0,4...0,6	Промежуточной смачиваемости
0,6...0,8	Преимущественно гидрофильная
0,8...1,0	Гидрофильная
<i>По методу Амотта</i>	
$-1,0$... $-0,6$	Гидрофобная
$-0,6$... $-0,2$	Преимущественно гидрофобная
$-0,2$...0,2	Промежуточной смачиваемости
0,2...0,4	Преимущественно гидрофильная
0,4...1,0	Гидрофильная

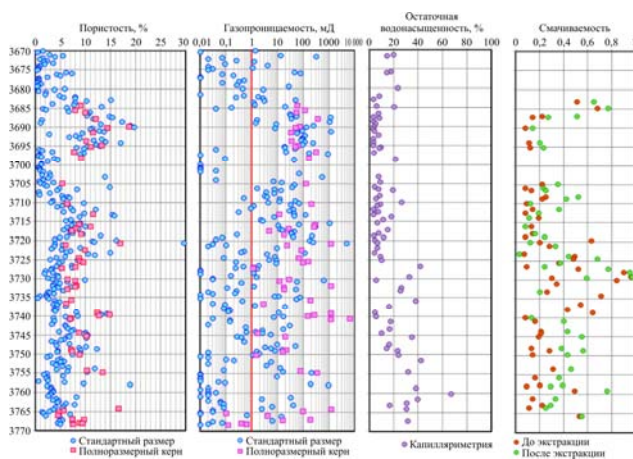


Рис. 1. Изменение фильтрационно-емкостных свойств, остаточной водонасыщенности и смачиваемости пород по глубине залегания

Коллекторские характеристики рассматриваемой толщи весьма неоднородны: наряду с высокопористыми и кавернозными породами в разрезе имеются низкопористые и трещиноватые разности.

Выполнено изучение фильтрационно-емкостных свойств образцов стандартного размера и полноразмерного керна.

В целом отложения изученного разреза могут быть отнесены к разномемному коллектору сложного типа, в нем чередуются поровые, трещинно-поровые, порово-трещинные и порово-

каверновые, осложненные трещиноватостью, типы коллекторов.

Показатель смачиваемости пород определяли дважды: у образцов с естественной насыщенностью (до экстракции) и у экстрагированных образцов. Сильная неоднородность смачиваемости по глубине может быть охарактеризована как гетерогенная (избирательная).

В целом внутренняя поверхность породы состоит из многих минералов с различными поверхностными химическими и адсорбционными свойствами, которые могут приводить к вариациям смачиваемости.

При избирательной (гетерогенной) смачиваемости компоненты нефти сильно адсорбируются в определенных участках породы, так что часть породы является сильногидрофобной, а другая часть – сильногидрофильной [5].

По результатам литолого-петрографических исследований установлено, что карбонатная толща данного возраста формировалась в условиях мелководного шельфа.

Разрез представлен микробийными известняками с комковато-зернистой микроструктурой, участками с интракластами и фенестральными полостями. Породы стилолитизированы, доломитизированы, сульфатизированы, нефте- и газонасыщены. Цвет пород светло-серый, серый, в зонах нефтенасыщения темно-коричневый. Породы пористые, кавернозно-пористые, участками трещиноватые. Известняки значительно доломитизированы, участками переходят во вторичные доломиты замещения.

В табл. 2 приведены литологические типы пород, которые были выделены в результате микроскопических исследований.

Таблица 2
Параметр смачиваемости по литологическим типам пород

Литологический тип	Экстракция керна	Значения смачиваемости		
		минимум	максимум	среднее
Известняк микробийный	До	0,07	0,90	0,31
	После	0,03	0,95	0,42
Известняк микробийный доломитистый и доломитовый	До	0,08	0,96	0,31
	После	0,11	0,97	0,43
Доломит вторичный по микробийному известняку	До	0,08	0,87	0,27
	После	0,08	0,68	0,33

На рис. 2 представлены фотографии шлифов. На рис. 2, а – известняк микробийный

с кальцибионтами, сульфатизированный (10–12 %), нефтенасыщенный, пористый (~5 %). Поры выщелачивания внутри- и межформенные, открытые частично залеченные ангидритом

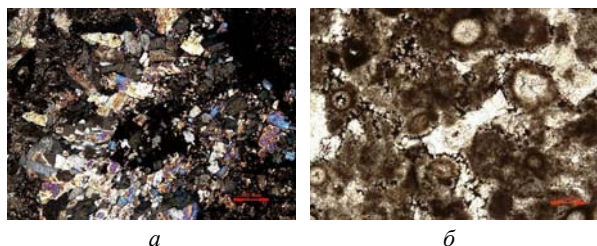


Рис. 2. Образцы шлифов: а – 1/15, D3zd. Пятнистая сульфатизация (ангидритизация) в известняке микробиаальном. С анализатором; б – 1/9, D3zd. Известняк микробиаальный. Черный окисленный битум заполняет мелкие межкристаллические и межформенные поры. Без анализатора

и/или новообразованным кальцитом. Поры изолированные и сообщающиеся. Аутигенные: кристаллы ангидрита рассеяны по породе, заполняют частично поры, а также концентрируются в виде пятен округлой формы.

На рис. 2, б – известняк микробиаальный с кальцибионтами, пористо-кавернозный (до 10 %), насыщенный черным тяжелым окисленным битумом, который заполняет поры и каверны частично или полностью, обуславливая текстуру породы. Поры и каверны выщелачивания внутри- и межформенные. Их форма удлиненная, изометричная, чаще неправильная. Пустоты сообщающиеся и изолированные. Размер до 2,75 мм. Аутигенные: ангидрит (ед.).

На рис. 3 представлено сопоставление показателя смачиваемости до и после экстракции в зависимости от литологического типа пород.

Результаты исследований показали, что после экстракции гидрофильность пород возрастает, однако экстракция не привела к полному переходу гидрофобизованных нефтью пород в гидрофильные.

Как видно по графику, часть образцов перешла в зону преимущественно гидрофобных и промежуточной смачиваемости, часть образцов сохранила свои гидрофобные свойства.

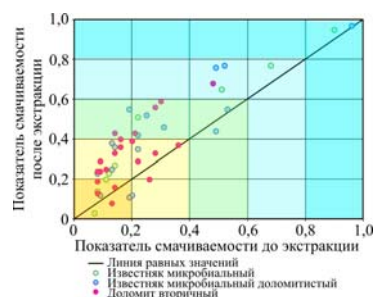


Рис. 3. Сопоставление показателя смачиваемости до и после экстракции

Сопоставление результатов определения смачиваемости

В табл. 3 представлены результаты определения показателя смачиваемости по методу Амотта и ОСТ у образцов с естественной насыщенностью (до экстракции) и у экстрагированных образцов.

На рис. 4 приведены результаты сопоставления результатов по ОСТ 39-180-85 и методике Амотта в зависимости от глубины залегания образцов.

По отраслевому стандарту поверхностные свойства породы характеризуются гидрофобной и частично нейтральной и гидрофильной смачиваемостью у образцов с естественной насыщенностью и экстрагированных образцов.

По методике Амотта поверхностные свойства характеризуются нейтральной и частично гидрофобной и гидрофильной смачиваемостью у образцов с естественной насыщенностью. У экстрагированных образцов – нейтральной и гидрофильной смачиваемостью.

Таблица 3

Результаты определения показателя смачиваемости по методу Амотта и ОСТ 39-180-85

№ п/п	$K_{\text{прг}}$, мД	$K_{\text{п}}$, %	Глубина, м	Объем вытесненной воды		Смачиваемость керосином	Объем вытесненного керосина		Смачиваемость водой по ОСТ	Характеристика поверхности по ОСТ	Смачиваемость по методу Амотта	Характеристика поверхности по Амотту
				капиллярная пропитка	центрифугирование		капиллярная пропитка	центрифугирование				
21-51-14	31,80	10,27	3686,88	0,089	1,635	0,054	0,485	0,950	0,511	нейтр	0,457	пр.г/фил
21-147-14	210,70	13,00	3718,65	0,193	2,121	0,091	0,445	1,834	0,243	пр.г/фоб	0,152	нейтр
21-177-14	10,01	2,01	3727,95	0,054	0,177	0,303	0,176	0,185	0,951	г/фил	0,648	г/фил
21-270-14	186,04	9,60	3757,63	0,178	1,417	0,126	0,468	1,210	0,387	пр.г/фоб	0,261	пр.г/фил

Примечание: $K_{\text{прг}}$ – коэффициент проницаемости по газу; $K_{\text{п}}$ – коэффициент пористости; нейтр – нейтральная; пр.г/фоб – преимущественно гидрофобная; пр.г/фил – преимущественно гидрофильная; г/фил – гидрофильная.

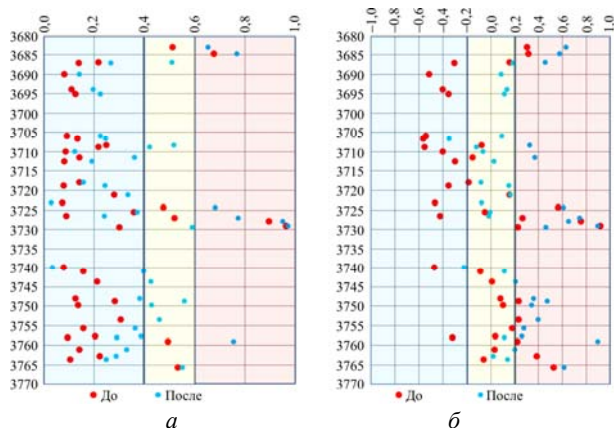


Рис. 4. Результаты исследований по ОСТ 39-180-85 (а) и методике Амотта (б)

Эти результаты обусловлены тем, что отраслевой стандарт учитывает объемы только вытесненного керосина водой, методика Амотта – разность объемов вытесненного керосина водой и вытесненной воды керосином.

Таким образом, наиболее объективной и информативной является методика Амотта. Метод учитывает объемы вытесненной жидкости на всех этапах исследования.

Это особенно характерно для образцов с избирательной смачиваемостью, где более мелкие поры заняты водой и матрица породы является гидрофильной, а в более крупных порах гидрофобной, и по всему керну по этим

более крупным порам тянутся непрерывные «волокна» нефти. В таких образцах вытеснение нефти происходит даже при очень низкой нефтенасыщенности [1].

Заключение

1. Карбонатные породы изученного разреза обладают сложной структурой пустотного пространства и сложным составом минерального скелета. Породы стилолитизированы, доломитизированы, сульфатизированы, нефти- и газонасыщены.

2. Поверхностные свойства пород коллекторов изученного разреза отличаются высокой степенью неоднородности. Сильная неоднородность смачиваемости по глубине может быть охарактеризована как гетерогенная (избирательная) смачиваемость.

3. Экстракция оказывает частичное филизующее влияние на поверхностные свойства пород, однако она не приводит к изменению смачиваемости гидрофобной на гидрофильную. Значения образцов остаются в пределах значений одной группы характеристики поверхностных свойств или переходят в следующую, что является незначительным изменением.

4. Различие в показателях смачиваемости, определенных по ОСТ и методу Амотта, отмечено для образцов, обладающих избирательной смачиваемостью.

Список литературы

1. Михайлов Н.Н., Сечина Л.С., Гурбатова И.П. Показатели смачиваемости в пористой среде и зависимость между ними [Электронный ресурс]. – URL: http://oilgasjournal.ru/vol_3/mikhailov-sechina.html (дата обращения: 18.04.2016).
2. Кузнецов А.М., Кузнецов В.В., Богданович Н.Н. О сохранении естественной смачиваемости отбираемого из скважин керна // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 1. – С. 21–23.
3. Определение смачиваемости керна месторождений Вала Гамбурцева различными методами / М.Р. Гайсин, А.Е. Фоломеев, А.К. Макастров, А.Г. Телин, И.С. Афанасьев, А.И. Федоров, О.В. Емченко, А.В. Зайнулин // Территория нефтегаз. – 2011. – № 4. – С. 46–52.
4. Asphaltenes and crude oil wetting – the effect of oil composition / J.S. Buckley, Yu Liu, Xina Xie, N.R. Morrow // SPE Journal. – 1997. – Vol. 2, is. 02. – P. 107–119. DOI: 10.2118/35366-PA.
5. Тиаб Дж., Доналдсон Эрл Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов: пер. с англ. – М.: Премиум-Инжиниринг, 2009. – 868 с.
6. Jadhunandan P.P., Morrow N.R. Effect of wettability on waterflood recovery for crude-oil/brine/rock systems // SPE Reservoir Engineering. – 1995. – 10 (1). – P. 40–46. DOI: 10.2118/22597-PA.
7. Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 572 с.
8. Zhou Xianmin, Morrow N.R., Ma Shouxiang. Interrelationship of wettability, initial water saturation, aging time, and oil recovery by spontaneous imbibitions and waterflooding // SPE Journal. – 2000. – Vol. 5, is. 02. – P. 199–207. DOI: 10.2118/62507-PA.
9. Микроструктурная смачиваемость. Специфика проявления и влияния на фильтрационные свойства пласта / Н.Н. Михайлов, К.А. Моторова, В.А. Кузьмин, Н.Н. Семенова, Л.С. Сечина // Miedzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna Geopetrol 2012 / Prace Naukowe INiG nr 182. Instytut Nafty i Gazu. – Krakow, 2012. – P. 629–634.
10. Morrow N.R. Wettability and its effect on oil recovery // Journal of Petroleum Technology. – 1990. – 42 (12). – P. 1476–1484. DOI: 10.2118/21621-PA.
11. Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г. Определение физических свойств нефтесодержащих пород. – М.: Недра, 2007. – 592 с.
12. Wettability evaluation of a carbonate reservoir rock from core to pore level / H.Y. Al-Yousef, P.M. Lichaa, Al-Kaabi, H. Alpustun // Middle East Oil Show. – 1995. – P. 11–14. DOI: 10.2118/29885-MS.
13. Тульбович Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1979. – 199 с.

14. ОСТ 39-180-85. Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородосодержащих пород [Электронный ресурс]. – URL:<http://www.lbm.ru/techdocs/kgs/ost/16/info/34/> (дата обращения: 12.04.2016).

15. Михайлов Н.Н., Семенова Н.А., Сечина Л.С. Влияние микроструктурной смачиваемости на петрофизические характеристики пород-коллекторов // Каротажник. – 2011. – № 7 (205). – С. 163–172.

References

1. Mikhailov N.N., Sechina L.S., Gurbatova I.P. Pokazateli smachivaemosti v poristoi srede i zavisimost' mezhdu nimi [Wettability indicators in the porous environment and dependence between them], available at: http://oilgasjournal.ru/vol_3/mikhailov-sechina.html

2. Kuznetsov A.M., Kuznetsov V.V., Bogdanovich N.N. O sokhraneni estestvennoi smachivaemosti otbiraemogo iz skvazhin kerna [On the question of preserving natural wettability of a core taken from wells]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2011, no.1, pp.21-23.

3. Gaisin M.R., Folomeev A.E., Makatrov A.K., Telin A.G., Afanas'ev I.S., Fedorov A.I., Emchenko O.V., Zainulin A.V. Opredelenie smachivaemosti kerna mestorozhdenii Vala Gamburtseva razlichnymi metodami [The measurement of Val Gamburtseva oil field core's wettability by different methods]. *Territoria neftegaz*, 2011, no.4, pp.46-52.

4. Buckley J.S., Liu Yu, Xie Xina, Morrow N.R. Asphaltenes and crude oil wetting – the effect of oil composition. *SPE Journal*, 1997, vol.2, is.02, pp.107-119. DOI: 10.2118/35366-PA.

5. Tiab Dzh., Donaldson Erl Ch. Petrofizika: teoriia i praktika izucheniia kollektorskich svoistv gornykh porod i dvizheniia plastovykh fluidov [Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties]: perevod s angliiskogo. Moscow: Premium-Inzhiniring, 2009, 868 p.

6. Jadhunandan P.P., Morrow N.R. Effect of wettability on waterflood recovery for crude-oil/brine/rock systems. *SPE Reservoir Engineering*, 1995, 10 (1), pp.40-46. DOI: 10.2118/22597-PA.

7. Amiks Dzh., Bass D., Uaiting R. Fizika neftianogo plasta [Physics of oil reservoir]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1962, 572 p.

8. Zhou Xianmin, Morrow N.R., Ma Shouxiang. Interrelationship of wettability, initial water saturation, aging

time, and oil recovery by spontaneous imbibitions and waterflooding. *SPE Journal*. 2000, vol.5, is.02, pp.199-207. DOI: 10.2118/62507-PA.

9. Mikhailov N.N., Sechina L.S., Gurbatova I.P. Pokazateli smachivaemosti v poristoi srede i zavisimost' mezhdu nimi [Microstructural wettability. Specifics of manifestations and influence on the reservoir filtration properties]. *Miedzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna Geopetrol*. Krakow, 2012, pp.629-634.

10. Morrow N.R. Wettability and its effect on oil recovery. *Journal of Petroleum Technology*, 1990, 42(12), pp.1476-1484. DOI: 10.2118/21621-PA.

11. Gudok N.S., Bogdanovich N.N., Martynov V.G. Opredelenie fizicheskikh svoistv neftesoderzhashchikh porod [Determination of the physical properties of oil-containing rocks]. Moscow: Nedra, 2007, 592 p.

12. Al-Yousef H.Y., Lichaa P.M., Al-Kaabi, Alпустun H. Wettability evaluatin of a carbonate reservoir rock from core to pore level. *Middle East Oil Show*, 1995, pp.11-14. DOI: 10.2118/29885-MS.

13. Tul'bovich B.I. Metody izucheniia porod-kollektorov nefti i gaza [Methods of study of oil and gas reservoir rocks]. Moscow: Nedra, 1979, 199 p.

14. ОСТ 39-180-85. Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородосодержащих пород [Method for determining the wettability of hydrocarbon species], available at: <http://www.lbm.ru/techdocs/kgs/ost/16/info/34/>.

15. Mikhailov N.N., Semenova N.A., Sechina L.S. Vliianie mikrostrukturnoi smachivaemosti na petrofizicheskie kharakteristiki porod-kollektorov [The influence of microstructure wetting on the petrophysical characteristics of the reservoir rocks]. *Karotazhnik*, 2011, no.7 (205), pp.163-172.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Особенности изучения смачиваемости сложностроенных карбонатных пород-коллекторов лабораторными методами / И.П. Гурбатова, С.В. Мелехин, Д.Б. Чижов, Ю.В. Файрузова // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т.15, №20. – С.240–245. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.20.4

Please cite this article in English as:

Gurbatova I.P., Melekhin S.V., Chizhov D.B., Fairuzova Iu.V. Features of study complex carbonate reservoir rocks' wetting using laboratory methods. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2016, vol.15, no.20, pp.240–245. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.20.4