



НЕКОТОРЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРОБОВАНИЯ МЕТОДИКИ ПРОГНОЗА ПОКАЗАТЕЛЯ СМАЧИВАЕМОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Р.Т.Ахметов*, В.В.Мухаметшин, А.В.Андреев, Ш.Х.Султанов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Some Testing Results of Productive Strata Wettability Index Forecasting Technique

R.T.Akhmetov, V.V.Mukhametshin, A.V.Andreev, Sh.H.Sultanov

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

Abstract

The paper demonstrates that the hydrophilic behavior of productive formations is primarily determined by water retaining capacity. Especially it concerns carbonaceous reservoirs characterized by lack or low gel cement. In terrigenous reservoirs the water retaining capacity is greatly affected by variability of gel cement mineral composition. In (unchanged) permanent mineral composition of interstitial clay there may present correlational relationship between hydrophilic behavior and water retaining capacity of a productive reservoir.

Keywords:

Hydrophilic behavior;
Water retaining capacity;
Productive reservoir;
Reservoir properties.

© 2016 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

При выборе методов повышения нефтеотдачи важно знать характер смачиваемости продуктивного пласта [1-5]. Для характеристики степени гидрофильности продуктивного пласта нами предложено использовать эффективную толщину пленки остаточной воды на поверхности фильтрационных каналов коллектора [6-8], которая вычисляется через коллекторские свойства пласта: пористость, проницаемость и остаточная водонасыщенность в соответствии с формулой:

$$\sigma_3 = \frac{K_{eo}}{(1 - K_{eo})^2} \sqrt{\frac{2K_{np}}{K_n^m}} \quad (1)$$

где K_n – коэффициент пористости;

K_{eo} – коэффициент остаточной водонасыщенности;

K_{np} – коэффициент абсолютной проницаемости;

m – показатель цементации.

Очевидно, если продуктивный пласт является гидрофильным, то средняя толщина пленки остаточной воды на поверхности фильтрационных каналов максимальная и практически неизменная. По мере увеличения степени гидрофобизации коллектора суммарная доля гидрофобных участков поверхности фильтрационных каналов возрастает, что приводит к снижению средней толщины пленки остаточной воды.

Если продуктивный пласт является полно-

стью гидрофобным, то очевидно, что средняя эффективная толщина пленки остаточной воды равна нулю.

В гранулярных коллекторах наблюдается тесная связь между эффективной толщиной пленки остаточной воды на поверхности поровых каналов и водоудерживающей способностью (ВУС) коллектора. Таким образом, объемное содержание воды на микроуровне определяется эффективной толщиной пленки остаточной воды [9-12].

В работе М.Л.Сургучева [13] представлены некоторые данные лабораторного определения показателя гидрофильности и коллекторских параметров (пористость, остаточная водонасыщенность) из продуктивных карбонатных отложений Пермского края).

Исследованы образцы керна из продуктивных пластов Кокуйского, Ножовского, Куединского, Гожано-Шагиртского и др. месторождений.

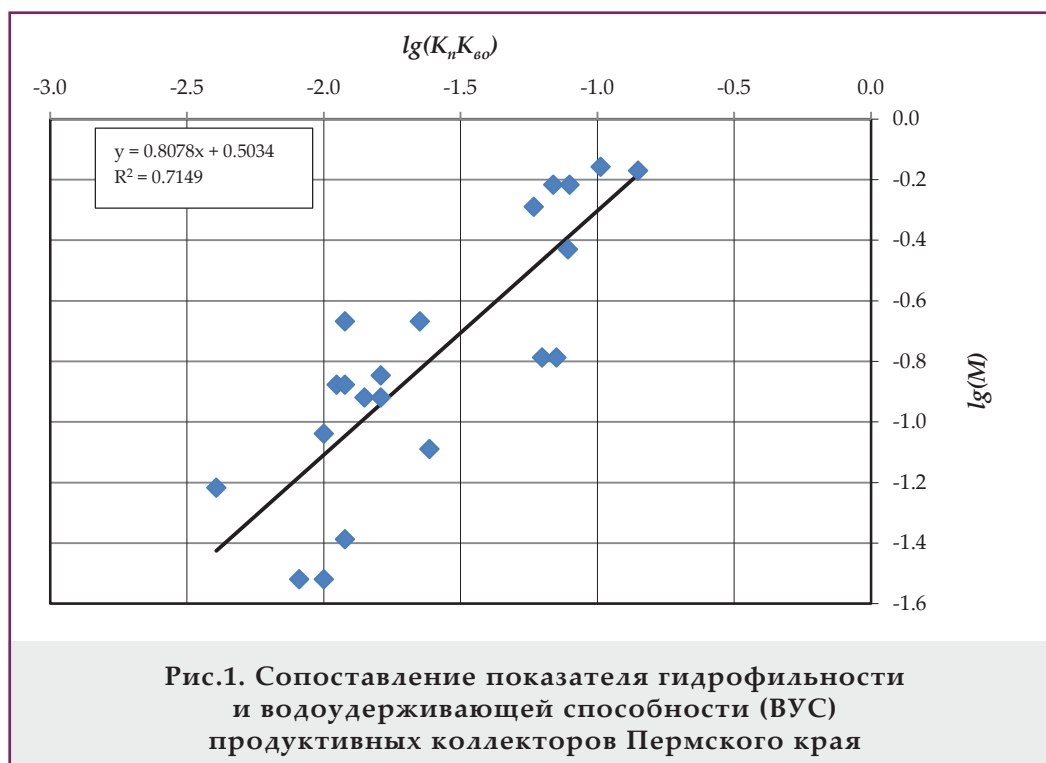
В коллекции исследованных пород присутствуют образцы карбонатных отложений верейского, башкирского и намюрского возраста, т.е. различных продуктивных пластов.

На рисунке 1 дано сопоставление водоудерживающей способности продуктивных пластов Пермского края с показателем их гидрофильности в логарифмических координатах.

Несмотря на то, что образцы керна принадлежат разным коллекторам самых различных месторождений, между показателем гидрофильности и ВУС коллекторов наблюдается

*E-mail: vsh@of.ugntu.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20170400334>



достаточно тесная связь с коэффициентом корреляции, превышающим 0.8. Отсюда следует, что для конкретного продуктивного пласта можно ожидать еще более тесную (практически функциональную) связь между указанными параметрами.

В работе [14] представлены результаты лабораторных определений показателя гидрофобизации коллекторов газового месторождения «Средний Тюнг», газоконденсатного месторождения «Новый Уренгой» и Ромашкинского нефтяного месторождения.

Степень гидрофобизации θ_n определялась как доля площади поверхности пор, занятая углеводородами [14].

Исследовались 120 образцов нижнетриасовых и верхнепермских отложений месторождения «Средний Тюнг», 60 нижнемеловых образцов месторождения «Новый Уренгой» и 40 девонских образцов Ромашкинского месторождения.

Далее исследованные образцы были разделены на классы в соответствии с эффективной пористостью согласно классификации А.А.Ханина.

В таблице 1 представлены данные о коллекторских свойствах и степени гидрофобизации образцов, заимствованных из работы [14]. Там же представлены наши расчетные данные о средней толщине пленки остаточной воды и величине водоудерживающей способности образцов (последние два столбца).

Как следует из анализа данных таблицы, с увеличением гидрофобизации образцов средняя толщина пленки остаточной воды закономерно уменьшается. В образцах Западной Сибири с улучшением коллекторских свойств гидрофобизация падает, а в образцах Ромашкинского место-

рождения наоборот, наиболее гидрофобными являются образцы с наилучшими коллекторскими свойствами.

В образцах Ромашкинского месторождения наблюдается прямая связь между средней толщиной пленки остаточной воды на поверхности поровых каналов и водоудерживающей способностью коллекторов, а в образцах Западной Сибири связь между указанными параметрами обратная.

По величине показателя смачиваемости M породы классифицируются следующим образом [15]:

$M = 0-0.2$ – породы гидрофобные;

$M = 0.21-0.4$ – породы преимущественно фобные;

$M = 0.41-0.6$ – породы промежуточной смачиваемости;

$M = 0.61-0.8$ – породы преимущественно фильные;

$M = 0.8-1.0$ – породы гидрофильные.

В таблице 2 представлена характеристика смачиваемости пород башкирского яруса Бурейкинского месторождения (Республика Татарстан), полученная в ТатНИПИнефть в лабораторных условиях.

Смачиваемость пород определялась по ОСТ 39-180-85 «Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородосодержащих пород». Выполнено 46 определений на образцах яруса башкирского яруса (скв. №№ 4703, 4709, 4727, 4741, 7650, 9805, 7637). Там же представлены результаты расчета показателя M для образцов яруса башкирского яруса по известным значениям коллекторских свойств (K_n , K_{60} , K_{np}). Коллекторские свойства получены также в лаборатории физики пласта ТатНИПИнефть на образцах яруса Бурейкинского месторождения в следующих скважинах №4660 (4 обр.), №4709 (5 обр.), №4703

Таблица 1

Коллекторские свойства и степень гидрофобизации

Место-рождение	Класс коллектора	Доли единиц, K_n	$K_{пп}$, 10^{-15} м^2	Доли единиц от объема пор, $K_{во}$	Доли единиц площади поверхности пор, θ_n	Средняя толщина пленки остаточной воды, σ , мк	Водоудерживающая способность, $K_n K_{во}$
Средний Тюнг (газовое)	II	0.233	438	0.244	0.051	0.98	0.057
	III	0.171	65	0.354	0.101	0.75	0.061
	IV	0.142	14	0.535	0.203	0.63	0.076
Новый Уренгой (газоконденсатное)	II	0.190	158	0.176	0.052	0.52	0.034
	III	0.166	83	0.218	0.057	0.51	0.036
	IV	0.134	7.5	0.441	0.084	0.4	0.059
Ромашкинское (нефтяное)	II	0.183	569.4	0.07	0.258	0.41	0.013
	III	0.151	216	0.136	0.236	0.59	0.021
	IV	0.114	74.3	0.255	0.202	0.86	0.030

Таблица 2

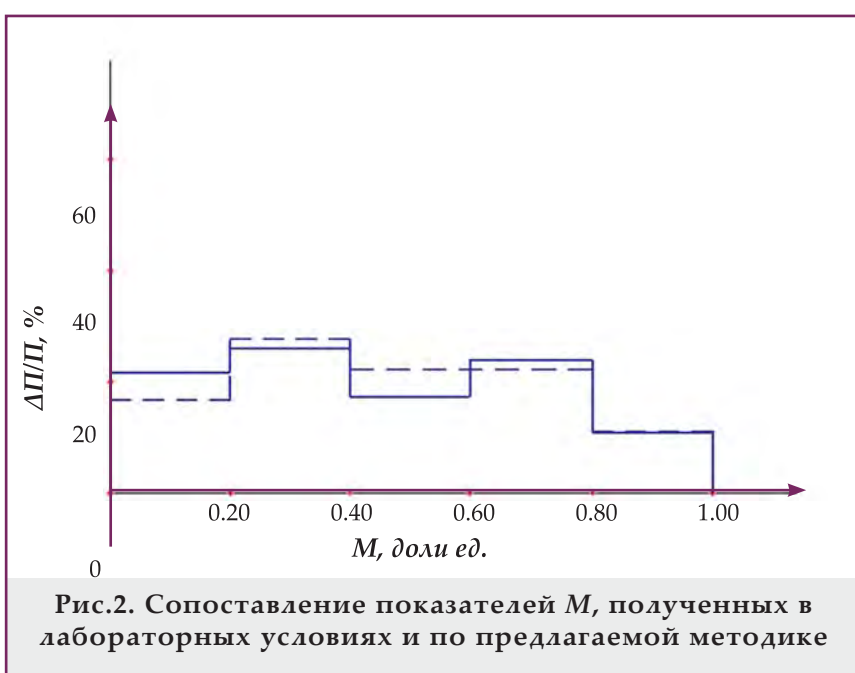
Характеристика смачиваемости пород Бурейкинского месторождения (башкирский ярус)

Способ получения показателя M	Распределение образцов по величине показателя смачиваемости M , шт (%)				
	0-0.2	0.21-0.4	0.41-0.6	0.61-0.8	0.81-1.0
ОСТ 39-180-85	10 (21.7)	12 (26.1)	8 (17.4)	11 (23.9)	5 (10.9)
Расчет по предлагаемой формуле	3(16.7)	5 (27.7)	4 (22.2)	4 (22.2)	2 (11.1)

(1 обр.), №4727 (2 обр.), №7637 (1 обр.), №7650 (2 обр.), №9805 (3 обр.), №7650 (4 обр.), №9805 (17 обр.). Всего 28 образцов керна.

Анализируя данные таблицы 2 можно отметить, что значения показателя M , полученные в лабораторных условиях, хорошо согласуются с данными расчета показателя M по предлагаемой нами формуле.

Данный вывод подтверждается также при сопоставлении гистограмм распределения показателя M (рис.2), полученной по ОСТ 39-180-85 (сплошная линия) и по расчету по предлагаемой методике (пунктирная линия).

Рис.2. Сопоставление показателей M , полученных в лабораторных условиях и по предлагаемой методике

Выводы

1. Показатель смачиваемости продуктивного пласта может быть с хорошей точностью оценен по величине водоудерживающей способности коллектора.
2. Связь между показателем смачиваемости и ВУС коллектора желательнo установить путем лабораторных исследований образцов кернa, отобранного из продуктивного пласта.

Литература

1. А.В.Андреев, В.Ш.Мухаметшин, Ю.А.Коменев. Прогнозирование продуктивности залежей в карбонатных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами // SOCAR Proceedings. –2016. –№ 3. –С. 40-45.
2. Ю.В.Зейгман, В.Ш.Мухаметшин, А.Р.Хафизов, С.Б.Харина. Перспективы применения многофункциональных жидкостей глушения скважин в карбонатных пластах //SOCAR Proceedings. –2016. –№ 3. –С. 33-39.
3. Р.Ф.Якупов, В.Ш.Мухаметшин. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере Турнейского яруса Туймазинского месторождения //Нефтяное хозяйство. –2013. –№ 12. –С. 106-110.
4. Н.Ш.Хайрединов, В.Е.Андреев, К.М.Федоров и др. Геолого-технологическое обоснование и прогнозирование применения методов увеличения нефтеотдачи для крупных нефтегазоносных территорий. Уфа: УГНТУ, 1997.
5. В.В.Мухаметшин, В.Е.Андреев, Г.С.Дубинский и др. Использование принципов системного геолого-технологического прогнозирования при обосновании методов воздействия на пласт //SOCAR Proceedings. –2016. –№3. –С. 46-51.
6. Р.Р.Кадиров, Р.Х.Низаев, А.Ф.Яртиеv, В.В.Мухаметшин. Ограничение водопритока в горизонтальных скважинах на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти //Нефтяное хозяйство. –2017. –№ 5. –С.44-47.
7. Р.Т.Ахметов, В.В.Мухаметшин, А.В.Андреев. Методика прогноза остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения по данным геофизических исследований для оценки эффективности применения нанотехнологий //Нанотехнологии в строительстве. –2017. –Т.9. –№5. –С.116–133.
8. В.В.Мухаметшин. О необходимости и создании единого комплексного метода геолого-промыслового анализа и обобщения эффективности воздействия на призабойную зону пласта //Нефтяное хозяйство. – 2017. –№ 4. –С. 80-84.
9. Р.Т.Ахметов. Остаточная нефтенасыщенность в рамках гантельной модели строения пустотного пространства породы //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. –2012. –№ 12. –С. 39-42.
10. Э.Н.Рамазанзаде. Выявление потенциальных ресурсов и эффективное освоение многопластовых нефтяных месторождений Абшерона, находящихся в поздней стадии разработки //SOCAR Proceedings. –2010. –№ 1. –С. 24-28.

References

1. A.V.Andreev, V.Sh.Mukhametshin, Yu.A.Kotenev. Deposit productivity forecast in carbonate reservoirs with hard to recover reserves //SOCAR Proceedings. –2016. –No. 3. –P. 40-45.
2. Yu.V.Zeigman, V.Sh.Mukhametshin, A.R.Khafizov, S.B.Kharina. Prospects of application of multi-functional well killing fluids in carbonate reservoirs //SOCAR Proceedings. –2016. –No. 3. –P. 33-39.
3. R.F.Yakupov, V.Sh.Mukhametshin. Problem of efficiency of low-productivity carbonate reservoir development on example of Turnaisian stage of Tuymazinskoye field //Oil industry. –2013. –No.12. –P.106-110.
4. N.Sh.Khayredinov, V.E.Andreev, K.M.Fedorov et al. Enhanced oil recovery methods application for major oil and gas territories geological-technological study and forecasting: training manual. Ufa: USPTU, 1997.
5. V.V.Mukhametshin, V.E.Andreev, G.S.Dubinsky, et al. The usage of principles of system geological-technological forecasting in the justification of the recovery methods //SOCAR Proceedings. –2016. –No.3. –P. 46-51.
6. R.R.Kadyrov, R.Kh.Nizaev, A.F.Yartiev, V.V.Mukhametshin. A novel water shut-off technique for horizontal wells at fields with hard-to-recover oil reserves //Oil industry. –2017. –No.5. –P. 44-47.
7. R.T.Akhmetov, V.V.Mukhametshin, A.V.Andreev. Residual oil saturation and the displacement factor prediction methodology based on geophysical studies data to evaluate efficiency of nanotechnologies application. Nanotehnologii v stroitel'stve //Nanotechnologies in Construction. 2017, Vol. 9, no. 5, P. 116–133
8. V.V.Mukhametshin. The need for creation of a unified comprehensive method of geological and field analysis and integration of data on effective influence on the bottom-hole formation zone //Oil industry. –2017. –No 4. –P. 80-84.
9. R.T.Akhmetov. Residual amount of oil saturation within the limits of a dumb-bell model of rock voids // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. –2012. –No. 12. –P. 39-42.
10. E.N.Ramazan-zade. Revealing of potential resources and efficient development of Absheron polybedal fields, being at the late stage operation //SOCAR Proceedings. – 2010. – No. 1. – P. 24-28.

11. *P.T.Akhmetov*. Гантельная модель пустотного пространства природных резервуаров нефти и газа // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. –2011. –№5. –С.31-35.

12. *V.V.Mukhametshin*. Устранение неопределенностей при решении задач воздействия на призабойную зону скважин //Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. –2017. –№7. –С. 40-50.

13. *M.L.Surguchev, V.I.Kolganov, A.V.Gavura*. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов. М.: Недра, 1987.

14. *N.N.Mikhailov, N.A.Semenova, L.S.Sechina*. Условия формирования микроструктурной смачиваемости и их влияние на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов //Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. –2010. –Вып. 1. –С. 30-31.

15. *A.M.Gadzhiev*. Контроль и регулирование разработки залежей, характеризующихся различными природными условиями //SOCAR Proceedings. –2014. –No. 2. –P. 38-45.

11. *R.T.Akhmetov*. Dumbbell-like model of vacuum space of oil and gas natural reservoirs //Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. –2011. –No. 5. –P. 31-35.

12. *V.V.Mukhametshin*. Eliminating uncertainties in solving bottom hole zone stimulation tasks //Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. –2017. –No. 7. –P. 40-50.

13. *M.L.Surguchev, V.I.Kolganov, A.V.Gavura*. Oil extraction from carbonate reservoirs. M.: Nedra, 1987.

14. *N.N.Mikhailov, N.A.Semenova, L.S.Sechina*. The conditions of microstructure wetting forming and their influence on filtration-measurement characteristics of productive strata //Georesources, geoenergetics, geopolitics. –2010. –Issue 1. –P. 30-31.

15. *A.M.Hajiyev*. Control and regulation of reservoir development, characterized by different environmental conditions //SOCAR Proceedings. –2014. –No. 2. –P. 38-45.

Некоторые результаты опробования методики прогноза показателя смачиваемости продуктивных пластов

P.T.Akhmetov, V.V.Mukhametshin, A.V.Andreyev, Sh.X.Sultanov

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Реферат

Показано, что гидрофильность продуктивных пластов определяется, в первую очередь, водоудерживающей способностью. Это особенно относится к карбонатным коллекторам, характеризующимся отсутствием или низким содержанием глинистого цемента. В терригенных коллекторах на величину водоудерживающей способности оказывает существенное влияние изменчивость минерального состава глинистого цемента. При неизменном минералогическом составе глинистого цемента можно ожидать наличие корреляционной связи между гидрофильностью и водоудерживающей способностью продуктивного коллектора.

Ключевые слова: гидрофильность; водоудерживающая способность; продуктивный пласт; коллекторские свойства.

Məhsuldar layların islanma göstəricilərinin proqnozu üsulumun sınağının bəzi nəticələri

R.T.Axmetov, V.V.Muhametşin, A.V.Andreyev, Ş.X.Sultanov

Ufa Dölət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Russiya

Xülasə

Göstərilmişdir ki, məhsuldar layların hidrofiliyyəti ilk növbədə su saxlama qabiliyyəti ilə təyin edilir. Xüsusilə də bu, tərkibində gil sementinin olmaması və ya aşağı səviyyədə olması ilə xarakterizə edilən karbonatlı kollektorlara aiddir. Terrigen kollektorlarda su saxlama qabiliyyətinin göstəricisinə gil sementinin mineral tərkibinin dəyişkənliyi əhəmiyyətli dərəcədə təsir edir. Gil sementinin mineral tərkibinin dəyişməz olduğu zaman məhsuldar kollektorun hidrofiliyyəti və su saxlama qabiliyyəti arasında korrelyasiya əlaqəsinin mövcud olduğunu gözləmək olar.

Açar sözlər: hidrofiliyyət; su saxlama qabiliyyəti; məhsuldar lay; kollektor xassələri.