ИЗМЕНЕНИЕ СМАЧИВАЕМОСТИ ПОРОД КАРБОНАТНЫХ НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА ПОЛИМЕР-КОЛЛОИДНОМ БУРОВОМ РАСТВОРЕ

Н.А. Скибицкая, И.О. Бурханова, М.Н. Большаков, В.А. Кузьмин, О.О. Марутян

Институт проблем нефти и газа Российской Академии Наук, Москва, Россия

Carbonate Oil and Gas source Rocks wettability Alteration due to Influence of Polymer-colloidal Drilling Mud

N.A. Skibitskaya, I.O. Burkhanova, M.N. Bolshakov, V.A. Kuzmin, O.O. Marutyan

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Abstract

Evaluation of rock wettability is an important task, since this parameter determines the distribution of water and oil in the reservoirs and their relative and phase permeability. The reliability of evaluation the wettability of rock samples depends on the drilling-in conditions during core sampling and core sample preparation methods. The investigation of the surface properties of the core from the Orenburg oil and gas condensate field showed that using of polymer-colloidal drilling mud leads to hydrophilization of the samples' surface. To obtain information on the actual wettability values of rock samples taken from wells drilled with polymer-colloidal drilling mud a method for estimating the relative (predominant) wettability of rocks based on petrophysical and lithological studies data is proposed. The authors suggest that the extraction of oil and gas source rock samples leads to irreversible changes in surface properties that cannot be restored.

Keywords:

Selective wettability;
Relative wettability;
Predominant wettability;
Polymer-colloidal drilling mud;
Residual gas saturation;
Trapped gas saturation;
Pore space structure;
Extraction.

© 2021 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Для повышения эффективности освоения месторождений углеводородов важно знать смачиваемость поверхности емкостного пространства породы, поскольку от этого параметра зависят основные показатели разработки [1]. Существуют разные способы оценки смачиваемости пород (количественные и качественные): метод измерения краевого угла, метод Амотта, метод USBM, комбинированный метод Амотта – USBM, метод по стандарту ОСТ 39-180-85, методы на основе кривых капиллярных давлений, капиллярной пропитки, кривых относительных проницаемостей, метод ядерно-магнитного резонанса, адсорбции метиленового голубого и др. [2, 3]. Перед изучением поверхностных свойств образцы керна обычно экстрагируют [4]. Если произошли значительные изменения смачиваемости, то проводят восстановление поверхностных свойств керна [4, 5].

Известно, что одним из косвенных способов оценки смачиваемости является анализ сопоставления параметра насыщения P_H с коэффициентом остаточной водонасыщенности $K_{B.O.}$ – петрофизических параметров, оцениваемых при выполнении комплекса стандартных петрофизических исследований. Эмпирические зависимости $P_H = f(K_{B.O.})$ имеют степенной вид, а показатель степени n зависит от структуры емкостного пространства пород, глинистости и избирательной смачиваемости поверхности пор и каналов водой и углеводородами. Чем выше степень гидрофобизации пород, тем выше показатель n . Показатель степени n называют показателем смачиваемости [6].

Для газонасыщенных отложений Оренбургского НГКМ (ОНГКМ) при исследовании экстрагированных образцов керна была обоснована связь $P_H = f(K_{B.O.})$ с показателем степени n , равным 2.2 (ВНИГНИ, Рабиц Э.Г. и др., 1992 г.). Анализ результатов исследований петрофизических свойств неэкстрагированных образцов из газонасыщенных отложений центральной части

*E-mail: skibitchka@mail.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP2021SI200545>

ОНГКМ нижнепермского возраста выявил, что показатель смачиваемости n для пород с межзерновой пористостью варьирует от 1.7 до 11.5 [7]. Таким образом, экстракция образцов пород Оренбургского месторождения приводит к значительному изменению поверхностных свойств пород – гидрофобные породы становятся преимущественно гидрофильными.

Существенная степень изменения характера смачиваемости пород Оренбургского месторождения от преимущественно гидрофобных до преимущественно гидрофильных в результате экстракции объясняется доказанными нефтегазоматеринскими свойствами продуктивных отложений месторождения, содержащих органическое вещество в диапазоне стадий его преобразования ПКЗ - начало МК2 [8]. Газонасыщенные отложения месторождения содержат также жидкие нефтяные углеводороды [9]. После экстракции битумоидов достоверное восстановление физико-химических свойств образцов пород, отобранных из нефтегазоматеринских отложений, не представляется возможным. Это определяется сложностью распределения органического вещества в емкостном пространстве исследуемых пород, вариацией его компонентного состава и различными величинами концентраций битумоидов в растворимой части извлеченного экстракцией органического вещества. По этой причине важно сохранять естественные поверхностные свойства таких пород для изучения их неизменных петрофизических и физико-химических характеристик, в том числе характеристик смачиваемости.

В Петрофизическом центре лаборатории трудноизвлекаемых запасов углеводородов ИПНГ РАН определение избирательной смачиваемости горных пород водой и углеводородами (нормальными и ароматическими) в присутствии, соответственно, другого флюида (углеводородов или воды) входит в стандартный комплекс исследований. Исследование избирательной смачиваемости было проведено на представительной коллекции неэкстрагированного керн Оренбургского НГКМ, Вуктыльского НГКМ, газо-нефтяного месторождения в Оренбургской области, а также трёх площадей Восточно-Предкавказской НГО.

В данной статье проанализированы результаты исследования отмытого от солей керн, относящегося к нижнепермским отложениям западной и восточной частей Оренбургского НГКМ. Изученный керн был отобран из горизонтальных скважин, пробуренных на полимер-коллоидном буровом растворе (ПКБР). Часть образцов коллекции керн была законсервирована способом парафинирования сразу после отбора и макроскопического описания керн. С целью определения содержания нефти в образцах парафинированного керн эти образцы были проэкстрагированы сначала ортоксилолом в аппаратах Закса, а затем спиртобензолом – для окончательной экстракции из образцов тяжелых битумоидов - асфальтенов и тяжелых смол.

Материалы и методы исследований

Коллекции экстрагированного (100 образцов) и неэкстрагированного керн (1061 образец) из западной и восточной частей ОНГКМ были изучены литолого-петрографическими, петрофизическими, геохимическими и физико-химическими методами. Основная часть керн принадлежит артинским отложениям восточной части месторождения и сакмарским отложениям западной части. Для сравнительного анализа были использованы результаты изучения из этих же отложений неэкстрагированного керн из поисково-оценочной скважины в центральной части месторождения, пробуренной на глинистом буровом растворе (ГБР) (всего более 3000 образцов).

Избирательная смачиваемость определялась на основе традиционной методики оптического измерения угла смачивания по замеру угла мениска, образованного на поверхности образца в системе вода – углеводородная жидкость, модифицированной с помощью современной цифровой техники [10]. Были оценены углы избирательной смачиваемости гексаном водонасыщенных образцов пород в среде вода $\theta_{Г-В}$ и водой гексанонасыщенных образцов пород в среде гексан $\theta_{В-Г}$ (188 образцов). На основе результатов измерения краевых углов смачивания рассчитывался параметр относительной (преимущественной) смачиваемости $\theta_{Г-В}/\theta_{В-Г}$. Если параметр относительной смачиваемости меньше 1, тогда образец характеризуется относительно более фильными свойствами по отношению к углеводородам, т.е. порода относительно более гидрофобная. Если параметр $\theta_{Г-В}/\theta_{В-Г}$ больше 1, тогда наоборот, образец относительно более филён по отношению к воде, т.е. порода относительно более гидрофильная.

Ранее для карбонатных пород была установлена корреляционная связь между величинами коэффициента заземлённой в порах газонасыщенности $K_{Г.З.}$ при обводнении за фронтом капиллярной пропитки, отношением среднего диаметра пор к среднему диаметру каналов, соединяющих поры $d_{пор}/d_{кан.}$ и относительной (преимущественной) смачиваемости пород $\theta_{Г-В}/\theta_{В-Г}$ [11]. Было выявлено, что угловой коэффициент a линейного уравнения регрессии зависимости $K_{Г.З.} = f(d_{пор}/d_{кан.})$ для карбонатных пород является показателем характеристики преимущественной (относительной) смачиваемости. На основе данной взаимосвязи возможно косвенно оценить величину преимущественной (относительной) смачиваемости образцов пород по данным петрофизических и литолого-петрографических исследований. С целью апробации такого способа были проанализированы результаты оценки величин $K_{Г.З.}$ и $d_{пор}/d_{кан.}$ для изучаемой коллекции керн.

Измерение коэффициента заземлённой в порах газонасыщенности $K_{Г.З.}$ проводилось способом прямоточной капиллярной пропитки водой неэкстрагированных образцов пород в состо-

янии их остаточного водонасыщения [12]. По мнению авторов данного исследования, такой способ формирования заземлённого в порах газонасыщения в образце керна наиболее приближен к процессам образования заземлённой в порах газонасыщенности пласта при разработке месторождения на режиме падения пластового давления (на режиме «истощения»). Величина $K_{г.з}$ оценивалась как на образцах коллекции неэкстрагированного, так и экстрагированного керна.

Изучение структуры порового пространства (СПП) образцов пород проводилось с помощью растрового электронного микроскопа (РЭМ) способом катодolumинесценции [13]. Для обработки электронно-микроскопических изображений порового пространства использовалась компьютерная программа «Коллектор», в которой заложен алгоритм расчётов, основанный на представлении о ёмкостном пространстве породы как системы пор и каналов [14]. Одним из важнейших структурных параметров ёмкостного пространства является отношение среднего диаметра пор к среднему диаметру соединяющих их каналов $d_{пор}/d_{кан}$. Была изучена СПП 25 образцов непарафинированного керна, из них к западной части месторождения относятся 14 образцов, к восточной – 11 образцов.

Результаты

В таблице 1 показана характеристика коллекций образцов пород восточной, западной и центральной частей Оренбургского НГКМ. Исследования поверхностных свойств образцов неэкстрагированного керна из отложений западной и восточной частей месторождения показали, что эти породы характеризуются средней величиной относительной смачиваемости 1.04. Средняя величина $\theta_{г-в}/\theta_{в-г}$ для отложений западной части по данным исследования экстрагированного керна составила 1.14, для пород восточной части – 0.72. Коллекция образцов неэкстрагированного керна, отобранного из пробуренной на ГБР поисково-оценочной скважины в центральной части ОНГКМ, характеризуется средней величиной относительной смачиваемости, равной 0.83.

Сопоставления параметров насыщения с коэффициентами водонасыщенности для коллекций неэкстрагированного керна, отобранного из нижнепермских отложений западной, восточной и центральной частей Оренбургского НГКМ, характеризуются большим разбросом (рис.1а, б). При построении корреляционных связей были исключены образцы с трещинами и кавернами, т.е. наблюдаемый разброс обусловлен вариацией физико-химических свойств пород. Показатель смачиваемости n усреднённых связей $P_H = f(K_{в.о.})$ для отложений центральной части составил 3.3, а для западной и восточной частей - 2. Связь $P_H = f(K_{в.о.})$ для экстрагированных образцов характеризуется высоким коэффициентом корреляции и показателем степени 4.3, что свидетельствует о

частичной гидрофобности изученной коллекции керна (рис. 1в).

Таким образом, исследования электрических и поверхностных свойств образцов керна показали, что в результате воздействия ПКБР породы становятся относительно более гидрофильными. С целью изучения причин таких изменений были сопоставлены величины $\theta_{г-в}/\theta_{в-г}$, $\theta_{в-г}$ и $\theta_{г-в}$ с коэффициентами открытой пористости $K_{п.о.}$ и абсолютной проницаемости $K_{пр.а.}$ (рис. 2 – 4). Для неэкстрагированных пород центральной части ОНГКМ, вскрытых на глинистом буровом растворе и не подвергшихся воздействию ПКБР, наблюдается большой разброс значений параметра $\theta_{г-в}/\theta_{в-г}$ - от 0.1 до 2.4, при средней величине 0.83. То есть при аномальном разбросе значений относительной смачиваемости не подвергшиеся экстракции и воздействию ПКБР, породы, в среднем, относительно более гидрофобны (табл. 1, рис. 2а, б). Изначально предполагается, что породы западной и восточной частей месторождения имеют характеристику поверхностных свойств, близкую к породами продуктивных отложений его центральной части.

При сопоставлении $\theta_{г-в}/\theta_{в-г}$ с $K_{п.о.}$ и с $K_{пр.а.}$ образцов из подвергшегося воздействию ПКБР неэкстрагированного керна отложений западной и восточной частей ОНГКМ разброс значений $\theta_{г-в}/\theta_{в-г}$ существенно меньше. Величина относительной смачиваемости колеблется в значительно более узком диапазоне $0.9 \div 1.1$ для любых значений пористости и проницаемости (табл. 1, рис. 2). Для этой группы образцов, в основном, наблюдаются значения $\theta_{в-г}$ и $\theta_{г-в}$ выше 105° , т.е. в результате воздействия ПКБР порода становится фобной как к воде, так и к углеводородам (рис. 3, 4). В тоже время образцы керна из центральной части месторождения, отобранного на ГБР, характеризуются величинами $\theta_{в-г}$ в диапазоне $60 - 80^\circ$, а значения $\theta_{г-в}$ варьируют от 10 до 100° . В соответствии с градацией смачиваемости по К.И. Багринцевой такие породы располагаются в интервале фильных свойств по отношению к воде ($\theta_{в-г} < 75^\circ$) и фильнофобных свойств ($\theta_{в-г} = 75^\circ \div 105^\circ$) по отношению к углеводородам [15]. Таким образом, можно утверждать, что данные исследований поверхностных свойств образцов пород из керна, отобранного с применением полимер-коллоидного бурового раствора, искажены и не соответствуют действительной характеристике изучаемых пород.

Вышеописанные изменения поверхностных свойств пород в результате воздействия ПКБР приведут к искажению регистрируемых геофизическими приборами параметров. Наибольшее влияние будет оказано на кривые электрического каротажа с небольшим радиусом исследования (микробоковой каротаж) и показания ядерно-магнитного томографического метода, позволяющего, в том числе, оценивать смачиваемость горных пород.

Характеристика коллекций керн Оренбургского НГКМ по смачиваемости (Э – экстрагированный керн, Н/Э – неэкстрагированный керн)							Таблица 1
Часть месторождения	Экстракция керн	Буровой раствор	Возраст отложений	$\theta_{Г-В}/\theta_{В-Г}$	$\theta_{Г-В}$, град.	$\theta_{В-Г}$, град.	Количество определений
Западная (З)	Н/Э	ПКБР	P_{1ar}, P_{1sm}, P_{1a}	1.04	109.0	106.2	45
Восточная (В)	Н/Э	ПКБР	P_{1ar}, P_{1sm}	1.04	113.4	110.6	53
Западная (З)	Э	ПКБР	P_{1ar}, P_{1sm}	1.14	109.6	91.0	32
Восточная (В)	Э	ПКБР	P_{1ar}	0.72	81.0	111.0	58
Центральная (Ц)	Н/Э	ГБР	$P_{1ar}, P_{1sm}, P_{1a}, C_3, C_2$	0.83	57.1	70.9	253

Рис.1. Корреляционные связи параметра насыщения P_H с коэффициентом остаточной водонасыщенности $K_{B.O.}$ для нижнепермских отложений Оренбургского НГКМ: а) западная и восточная части месторождения (неэкстрагированный керн – Н/Э, полимер-коллоидный буровой раствор – ПКБР); б) западная и восточная части месторождения (экстрагированный керн – Э, полимер-коллоидный буровой раствор – ПКБР); в) центральная часть месторождения (неэкстрагированный керн – Н/Э, глинистый буровой раствор – ГБР)

Сопоставление относительных величин смачиваемости образцов экстрагированного и неэкстрагированного керн, отобранного с применением ПКБР, показало, что в результате экстракции низкопористые низкопроницаемые образцы экстрагированного керн становятся более гидрофобными, а высокопроницаемые высокопроницаемые образцы становятся более гидрофильными в сравнении с неэкстрагированными образцами (рис. 2в, г). Сильнее всего экстракция повлияла на поверхностные свойства высокопористых высокопроницаемых образцов, сделав их фильными по отношению к воде, оставив фобными по отношению к углеводородам (на рис. 3в, г и 4в, г наблюдаются снижение величин $\theta_{В-Г}$ и сохранение высоких значений $\theta_{Г-В}$). Такая тенденция обусловлена удалением из образцов в результате экстракции остатков бурового раствора и битумоидов, наиболее тяжёлые неуглеводородные компоненты которых (асфальтены и спирто-бензольные смолы) биполярны и, как следствие, дифильны. Низкопористые образцы по сравнению с высокопористыми характеризуются повышенным содержанием неполярного керогена, еще не преобразованного до битумоидов, нерастворимого в органических растворителях. Удаление экстракцией присутствующих в этой группе пород биполярных компонентов битумоидов – асфальтенов и тяжелых смол –

Рис.2. Сопоставление величин относительной смачиваемости $\theta_{Г-В} / \theta_{В-Г}$ с коэффициентами открытой пористости $K_{П.О}$ и абсолютной проницаемости $K_{ПР.А}$ для продуктивных отложений Оренбургского НГКМ: а), б) - не экстрагированный (Н/Э) керн центральной, западной и восточной частей месторождения; в), г) - не экстрагированный (Н/Э) и экстрагированный (Э) керн западной и восточной частей месторождения. Примечание: ПКБР - полимер-коллоидный буровой раствор, ГБР - глинистый буровой раствор

Рис.3. Сопоставление величин углов избирательной смачиваемости породы водой в присутствии гексана $\theta_{в-г}$ с коэффициентами открытой пористости $K_{пл.о}$ и абсолютной проницаемости $K_{пр.а}$ для продуктивных отложений Оренбургского НГКМ:

а), б) – не экстрагированный (Н/Э) керн центральной, западной и восточной частей месторождения;
 в), г) – не экстрагированный (Н/Э) и экстрагированный (Э) керн западной и восточной частей месторождения. Примечание: ПКБР - полимер-коллоидный буровой раствор, ГБР - глинистый буровой раствор

Рис.4. Сопоставление величин углов избирательной смачиваемости породы гексаном в присутствии воды $\theta_{Г-В}$ с коэффициентами открытой пористости $K_{пл.о}$ и абсолютной проницаемости $K_{пр.а}$

для продуктивных отложений Оренбургского НГКМ:

а), б) – не экстрагированный (Н/Э) керн центральной, западной и восточной частей месторождения;

в), г) – не экстрагированный (Н/Э) и экстрагированный (Э) керн западной и восточной частей

месторождения. Примечание: ПКБР - полимер-коллоидный буровой раствор,

ГБР - глинистый буровой раствор

приводит, в результате, к увеличению гидрофобных свойств поверхности емкостного объема в породах и к увеличению гидрофобных свойств низкопористых, низкопроницаемых образцов пород, в целом [16]. Для определения действительной характеристики поверхностных свойств пород западной и восточной частей ОНГКМ был опробован способ оценки преимущественной (относительной) смачиваемости на основе данных петрофизических и литолого-петрографических исследований. На рисунке 5а показано сопоставление коэффициентов заземлённой в порах газонасыщенности $K_{г.з}$ с отношением диаметров пор и каналов $d_{пор}/d_{кан}$ для образцов неэкстрагированного керна из отложений западной и восточной частей ОНГКМ, на рисунке 5б – для образцов неэкстрагированного керна из отложений центральной части месторождения. Сравнение сопоставлений $d_{пор}/d_{кан}$ и $K_{г.з}$ выявило схожие закономерности для образцов керна, отобранного с применением ПКБР (рис. 5а) и ГБР (рис. 5б).

Также на рисунке 5 размещены расчётные зависимости $K_{г.з}=f(d_{пор}/d_{кан})$ для величин относительной смачиваемости, равных 0,9, 1 и 1,1. Угловой коэффициент a уравнений этих зависимостей был рассчитан по формуле (1), полученной при изучении карбонатных нефтегазоматеринских отложений [11]:

$$a = 24,24 \cdot \theta_{г-в}/\theta_{в-г} - 16,5 \quad (1)$$

Образцы пород, характеристика которых обуславливает их попадание в область, расположенную ниже расчётной зависимости для величины $\theta_{г-в}/\theta_{в-г}$, равной 0,9, являются преимущественно гидрофобными. Область

выше расчётной зависимости для величины $\theta_{г-в}/\theta_{в-г}$, равной 1,1, соответствует преимущественно гидрофильным породам. В область между этими зависимостями попадают образцы с промежуточной смачиваемостью.

Как видно на рисунке 5а, точки, соответствующие образцам из нижнепермских отложений западной и восточной частей месторождения, расположены в области преимущественно гидрофобных пород. Аналогичным образом располагаются точки, соответствующие образцам из отложений центральной части ОНГКМ. Таким образом, породы западной и восточной части месторождения относительно более гидрофобные, как и ранее изученные отложения центральной части месторождения (табл. 1, рис. 5б).

Выводы

Исследование показало, что воздействие полимер-коллоидного бурового раствора на образцы керна приводит к значительным изменениям их поверхностных свойств. Анализ величин относительной смачиваемости и сопоставлений параметров насыщения с коэффициентами остаточной водонасыщенности неэкстрагированных образцов выявил гидрофилизацию пород вследствие воздействия полимер-коллоидного раствора по сравнению с породами, вскрытыми с применением глинистого бурового раствора. Такое воздействие также приведёт к искажению показаний методов ГИС с небольшим радиусом исследования.

Экстракция образцов керна привела к гидрофилизации высокопористых высоко-проницаемых образцов. Экстрагированные низкопористые низкопроницаемые образцы характеризуются

Рис.5. Сопоставление коэффициентов заземлённой в порах газонасыщенности $K_{г.з}$ с отношением диаметров пор и каналов $d_{пор}/d_{кан}$ для неэкстрагированного керна из продуктивных отложений Оренбургского НГКМ: а) западная и восточная части (кern отобран с применением ПКБР); б) центральная часть (кern отобран с применением ГБР). Примечание. На поле графика также показаны расчётные зависимости для значений относительной смачиваемости $\theta_{г-в}/\theta_{в-г}$, равных 0,9, 1 и 1,1.

относительно гидрофобными поверхностными свойствами, поскольку содержат нерастворимое органическое вещество – кероген.

Оценка относительной (преимущественной) смачиваемости $\theta_{Г-В}/\theta_{В-Г}$ на основе сопоставлений коэффициентов заземлённой в порах газонасыщенности $K_{Г.З}$ с отношением диаметров пор и каналов $d_{пор}/d_{кан}$ показала, что в дей-

ствительности породы западной и восточной частей Оренбургского НГКМ являются более фильными к углеводородам, чем к воде. Схожую характеристику по смачиваемости имеют породы центральной части месторождения по данным изучения керна, отобранного с применением глинистого бурового раствора, не меняющего поверхностные свойства образцов.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема: «Прогноз состояния ресурсной базы нефтегазового комплекса России на основе системных исследований перспектив нефтегазоносности природных резервуаров в карбонатных, терригенных и сланцевых формациях», № АААА-А19-119030690047-6).

Литература

1. Михайлов, Н. Н., Моторова, К. А., Сечина, Л. С. (2016). Геологические факторы смачиваемости пород-коллекторов нефти и газа. *Деловой журнал Neftegaz.RU*, 3, 80-90.
2. Гайсин, М. Р., Фоломеев, А. Е., Макатров, А. К. и др. (2011). Определение смачиваемости керна месторождений Вала Гамбурцева различными методами. *Территория Нeftegaz*, 4, 46-53.
3. Гудок, Н. С., Богданович, Н. Н., Мартынов, В. С. (2007). Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород. Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр».
4. Гурбатова, И. П., Мелехин, С. В., Чижов, Д. Б., Файрузова, Ю. В. (2016). Особенности изучения смачиваемости сложнопостроенных карбонатных пород-коллекторов лабораторными методами. *Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело*, 15(20), 240-245.
5. Кузнецов, А. М., Кузнецов, В. В., Богданович, Н. Н. (2011). О сохранении естественной смачиваемости отбираемого из скважин керна. *Нефтяное хозяйство*, 1, 21-23.
6. Латышова, М. Г., Мартынов, В. Г., Соколова, Т. Ф. (2007). Практическое руководство по интерпретации данных ГИС. Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр».
7. Бурханова, И. О. (2012). Разработка методики выявления и оценки запасов высокомолекулярных компонентов (ВМК) залежей углеводородов по комплексу геолого-геофизических данных. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Москва: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.
8. Навроцкий, О. К., Скибицкая, Н. А. (2009). Генерация жидких углеводородов в карбонатных формациях на низких стадиях катагенеза. *Геология, география и глобальная энергия*, 4, 6-8.
9. Дмитриевский, А. Н., Ефимов, А. Г., Гутман, И. С. и др. (2018). Матричная нефть, остаточные запасы газа Оренбургского НГКМ и перспективы их освоения. *Актуальные проблемы нефти и газа*, 4(23), 22.
10. Скибицкая, Н. А., Кузьмин, В. А., Марутян, О. О. и др. (2016). Результаты изучения избирательной смачиваемости карбонатных пород продуктивных отложений месторождений углеводородов. *Георесурсы, геоэнергетика, геополитика*, 1(13).
11. Хисамов, Р. С., Базаревская, В. Г., Скибицкая, Н. А. и др. (2020). Влияние структуры порового пространства и смачиваемости на остаточное газонасыщение. *Георесурсы*, 22(2), 2-7.
12. Скибицкая, Н. А., Большаков, М. Н., Кузьмин, В. А., Марутян, О. О. (2018). Закономерности процессов прямоточной капиллярной пропитки в продуктивных карбонатных отложениях Оренбургского НГКМ. *Актуальные проблемы нефти и газа*, 3(22), 13.
13. Кузьмин, В. А. (1984). Методика и основные результаты изучения пород – коллекторов сложного строения на растровом электронном микроскопе. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Москва: МИНХ и ГП им. И.М. Губкина.
14. Большаков, М. Н., Скибицкая, Н. А., Кузьмин, В. А. (2007). Изучение структуры порового пространства в растровом электронном микроскопе (РЭМ) с помощью компьютерной программы «Коллектор». *Поверхность. Рентгеновские, синхротронные и нейтронные исследования*, 8, 108-111.
15. Багринцева, К. И. (1982). Трещиноватость осадочных пород. Москва: Недра.
16. Khisamov, R., Skibitskaya, N., Kovalenko, K., et al. (2018, October). Well logging data interpretation in oil and gas source rock sections based on complex petrophysical and geochemical analysis results. SPE-191675-18RPTC-MC. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*

References

1. Mihajlov, N. N., Motorova, K. A., Sechina, L. S. (2016). Geologicheskie faktory smachivaemosti porod-kollektorov nefti i gaza. *Delovoj zhurnal Neftegaz.RU*, 3, 80-90.
2. Gaisin, M. R., Folomeev, A. E., Makatov, A. K.1, et al. The measurement of Val Gamburtzeva oil field core's wettability by different methods. *Oil and Gas Territory*, 4, 46-53.
3. Gudok, N. S., Bogdanovich, N. N., Martynov, V. G. (2007). Determination of the physical properties of oil-water bearing rocks. *Moscow: Nedra-Business Center LLC*.
4. Gurbatova, I. P., Melekhin, S. V., Chizhov, D. B., Fairuzova, Iu. V. (2016). Features of study complex carbonate reservoir rocks' wetting using laboratory methods. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 15(20), 240-245.
5. Kuznetsov, A. M., Kuznetsov, V. V., Bogdanovich, N. N. (2011). On the question of preserving natural wettability of a core taken from wells. *Oil Industry*, 1, 21-23.
6. Latyshova, M. G., Martynov, V. G., Sokolova, T. F. (2007). Prakticheskoe rukovodstvo po interpretacii dannyh GIS. *Moskva: OOO «Nedra-Biznescentr»*.
7. Burkhanova, I. O. (2012). Razrabotka metodiki vyyavleniya i ochenki zapasov vysokomolekulyarnyh komponentov (VMK) zalezhej uglevodorodov po kompleksu geologo-geofizicheskikh dannyh. Avtoreferat dissertacii na soiskanie uchenoj stepeni kandidata geologo-mineralogicheskikh nauk. *Moskva: RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina*.
8. Navrotskiy, O. K., Skibitskaya, N. A. (2009). Generaciya zhidkih uglevodorodov v karbonatnykh formacijah na nizkikh stadiyah katageneza. *Geologiya, geografiya i global'naya energiya*, 4, 6-8.
9. Dmitrievsky, A. N., Efimov, A. G., Gutman, I. S., et al. (2018). Matrix oil and residual gas reserves of orenburg oil-gas condensate field and prospects of their development. *Actual Problems of Oil and Gas*, 4(23), 22.
10. Skibitskaya, N. A., Burkhanova, I. O., Kuz'min, V. A., et al. (2016). Structure of hydrocarbon reserves of oil and gas source carbonate strata. *Georesources, Geoenergetics, Geopolitics*, 1(13).
11. Khisamov, R. S., Bazarevskaya, V. G., Skibitskaya, N. A., et al. (2020). Influence of the pore space structure and wettability on residual gas saturation. *Georesursy*, 22(2), 2-7.
12. Skibitskaya, N. A., Bolshakov, M. N., Kuzmin, V. A., Marutyan, O. O. (2018). The behaviours of direct-flow capillary imbibition processes in Orenburg oil-gas-condensate field productive carbonate deposits. *Actual Problems of Oil and Gas*, 3(22), 13.
13. Kuz'min, V. A. (1984). Metodika i osnovnye rezul'taty izucheniya porod – kollektorov slozhnogo stroeniya na rastrovom elektronnom mikroskope. Avtoreferat dissertacii na soiskanie uchenoj stepeni kandidata geologo-mineralogicheskikh nauk. *Moskva: MINH i GP im. I.M. Gubkina*.
14. Bolshakov, M. N., Skibitskaya, N. A., Kuzmin, V. A. (2007). Investigation of the pore space structure by a scanning electron microscope using the computer program collector. *Journal of Surface Investigation: X-Ray, Synchrotron and Neutron Techniques*, 1(4), 493-496.
15. Bagrintseva, K. I. (1982). Fracturing of sedimentary rocks. *Moscow: Nedra*.
16. Khisamov, R., Skibitskaya, N., Kovalenko, K., et al. (2018, October). Well logging data interpretation in oil and gas source rock sections based on complex petrophysical and geochemical analysis results. SPE-191675-18RPTC-MC. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.

Изменение смачиваемости пород карбонатных нефтегазоматеринских отложений при бурении скважин на полимер-коллоидном буровом растворе

**Н.А. Скибицкая, И.О. Бурханова, М.Н. Большаков,
В.А. Кузьмин, О.О. Марутян**

Институт проблем нефти и газа
Российской Академии Наук, Москва, Россия

Реферат

Оценка смачиваемости горных пород является важной задачей, поскольку этот параметр определяет распределение воды и нефти в пластах и их относительную и фазовую проницаемость. Достоверность оценки смачиваемости образцов пород зависит от условий вскрытия продуктивных отложений в процессе бурения скважины при отборе керна, а также от способа подготовки образцов к исследованиям.

Изучение поверхностных свойств керна Оренбургского НГКМ показало, что воздействие полимер-коллоидного бурового раствора в процессе отбора керна приводит к гидрофилизации поверхности образцов. Для получения информации о действительном характере смачиваемости образцов пород, отобранных из скважин, пробуренных на полимер-коллоидном буровом растворе, предложен способ оценки относительной (преимущественной) смачиваемости пород на основе данных петрофизических и литолого-петрографических исследований.

По мнению авторов исследования, экстракция образцов пород из нефтегазоматеринских отложений, к которым относятся и изучаемые отложения, приводит к необратимым изменениям поверхностных свойств, не подлежащим восстановлению.

Ключевые слова: избирательная смачиваемость, относительная смачиваемость, преимущественная смачиваемость, полимер-коллоидный буровой раствор, экстракция, остаточная газонасыщенность, защемлённая газонасыщенность, структура порового пространства.

Quyuların polimer-kolloid qazma məhlulu ilə qazılması zamanı karbonatlı ana neft-qaz çöküntülərinə mənsub süxurların islanma qabiliyyətinin dəyişməsi

**N.A. Skibitskaya, İ.O. Burxanova, M.N. Bolşakov,
V.A. Kuzmin, O.O. Marutyan**

Rusiya Elmlər Akademiyasının
Neft və Qaz Problemləri İnstitutu, Moskva, Rusiya

Xülasə

Dağ-mədən süxurlarının islanma qabiliyyətinin qiymətləndirilməsi mühüm məsələdir, belə ki, bu parametr laylarda su və neftin paylanması, onların nisbi və faza keçiriciliyini müəyyən edir.

Süxur nümunələrinin islanma qabiliyyətinin qiymətləndirilməsinin etibarlılığı kern nümunəsinin götürülməsi zamanı quyunun qazılması prosesində məhsuldar çöküntülərin açılması şərtlərindən, həmçinin nümunələrin tədqiqatə hazırlanması üsulundan asılıdır.

Orenburq neft-qaz kondensat yatağının kern nümunələrinin səth xassələrinin tədqiqi göstərmişdir ki, kernin götürülməsi prosesində polimer-kolloid qazma məhlulunun təsiri nümunələrin səthinin hidrofillaşmasına gətirib çıxarır. Polimer-kolloid qazma məhlulu ilə qazılmış quyulardan götürülmüş süxur nümunələrinin islanma qabiliyyətinin faktiki xarakteri haqqında məlumat əldə etmək üçün petrofiziki və litoloji-petroqrafik tədqiqatların məlumatları əsasında süxurların nisbi (üstünlük təşkil edən) islanma qabiliyyətinin qiymətləndirilməsi üsulu təklif edilmişdir. Tədqiqat müəlliflərinin fikrincə, tədqiq olunan çöküntülərin aid olduğu ana neft-qaz çöküntülərindən süxur nümunələrinin ekstraksiyası səth xassələrinin bərpa edilməsi mümkün olmayan dəyişikliklərinə səbəb olur.

Açar sözlər: : seçmə islanma qabiliyyəti, nisbi islanma qabiliyyəti, üstünlük təşkil edən islanma qabiliyyəti, polimer-kolloid qazma məhlulu, ekstraksiya, qalıq qazladoyma, sıxılmış qazladoyma, məsaməli fəzanın strukturu.