

РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗУЧЕНИЯ ИЗБИРАТЕЛЬНОЙ СМАЧИВАЕМОСТИ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Н.А. Скибицкая, В.А. Кузьмин, О.О. Марутян, М.Н. Большаков, И.О. Бурханова,
А.Ф. Халиуллина
Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва
e-mail: skibitchka@mail.ru

От физико-химических свойств поверхности породы зависит ее свойство удерживать в связанном (адсорбированном или абсорбированном) состоянии пластовую воду или жидкие углеводороды. От того, что больше связано в поровом объеме – вода или жидкие углеводороды, напрямую зависит преимущественная фазовая проницаемость пород по этим пластовым флюидам. По этой причине характеристику пород по избирательной смачиваемости необходимо учитывать при разработке технологий добычи жидких углеводородов на нефтяных, нефтегазоконденсатных и газоконденсатных месторождениях, в первую очередь, сложенных нефтегазоматеринскими породами.

Комплексный анализ результатов многолетних (более 30 лет) петрофизических, геохимических, литолого-геохимических, электронно-микроскопических и спектральных (с использованием растрового электронного микроскопа высокого разрешения) исследований огромной коллекции образцов пород, отобранных из продуктивных разрезов Оренбургского НГКМ, Карачаганакского НГКМ, Димитровского ГНМ, Астраханского ГКМ, доказал нефтегазоматеринские свойства слагающих их карбонатных толщ и позволил утверждать, что в недрах газонасыщенных зон газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений реализованы начальные стадии нефтегенерации $МК_1$ – $МК_2$, то есть стадии «нефтяного окна». Так, степень зрелости органического вещества $МК_1$ – начало $МК_2$ в газовой части Оренбургского НГКМ определена на основании установленного индекса окраски конодонтов (ИОК) 1 и 1,5 и на основании стерановых параметров термической зрелости хлороформенных экстрактов из образцов керна поисково-оценочной скважины. Керогеноподобный нерастворимый органический полимер в породах карбонатных газонасыщенных продуктивных отложений ОНГКМ характеризуется атомными соотношениями $H/C = 1,43$ и $O/C = 0,14$. В соответствии с классификацией керогенов Ван Д. Кревелена изучаемый керогеноподобный полимер относится к нефтяному керогену II типа [1–3].

На основе этих исследований было установлено, что карбонатное породообразующее вещество имеет полимерное минерально–органическое строение и

характеризуется уникальным нефтегазогенерационным потенциалом. Породообразующий карбонатно-органический полимер (КОП) изученных месторождений углеводородов является источником керогеноподобного вещества, из которого, в свою очередь, образуются высокомолекулярные не углеводородные (асфальтены, спирто-бензольные смолы) и углеводородные соединения (бензольные смолы, масла), а также низкомолекулярные углеводороды (нефть, газ). В результате такого процесса структура порового пространства пород меняется от субкапиллярной тонкопоровой до крупнопоровой. Кроме того, в результате преобразования КОП меняется характер смачиваемости породы от фильного по отношению к углеводородам (при выходе керогеноподобного полимера) до фильного по отношению к воде (при полном преобразовании органической части КОП до нефти и газа). В пределах как одного месторождения, так и одного стратиграфического подразделения породы могут находиться на разных стадиях преобразования КОП, а формирование катагенетически более преобразованных участков происходит очагово [1–4].

Поверхностные свойства породы оказывают определяющее влияние на распределение флюидов в порах. Если порода является фильной по отношению к воде (предельный частный случай – гидрофильная порода), то углеводороды будут находиться в центральной части поры в структурно защемленном объеме и в связанном динамическом объеме, а при заводнении остаются только в структурно защемленном объеме (рис. 1). При испытании таких пластов вплоть до извлечения нефти из динамического объема в добываемом продукте основную часть будут составлять углеводороды. В противоположной ситуации, когда порода более фильна по отношению к углеводородам (предельный частный случай – гидрофобная порода), вода будет находиться в свободном состоянии, заполнять структурно защемленный и, частично, динамический объемы. При испытании таких пластов, вероятнее всего, будет получен приток воды с нефтью.

Анализ литературных данных показал, что в настоящее время нет общепринятых методик определения смачиваемости. Нет единого мнения о влиянии смачиваемости пород пластовыми флюидами на электрические свойства пород. Совершенно не учитывается, что при экстракции углеводородов и битуминозных компонентов из образцов пород растворителями, предусмотренной ГОСТом при определении пористости, резко изменяются не только величина, но и характер первоначальной

смачиваемости от гидрофобного на гидрофильный. Методы интегральной оценки смачиваемости с помощью центрифугирования, на наш взгляд, теоретически недостаточно обоснованы и не позволяют детально изучить изменение характера смачиваемости поровых каналов, по которым происходит миграция и фильтрация флюидов. Такая точка зрения присуща многим исследователям, и ее подтверждают литературные данные.

Традиционная методика оптического измерения угла смачивания по замеру угла мениска, образованного на поверхности образца в системе вода – углеводородная жидкость, была модифицирована с помощью современной цифровой техники. Для определения смачиваемости пород по краевому углу смачивания, замеренному на каплях, образующихся на поверхности образца, был спроектирован и изготовлен модифицированный прибор, выполненный, согласно разработкам К.И. Багринцевой (1982 г.) [5]. В нашей модификации, в отличие от прибора, описанного в работе 1982 г., микроскоп оборудован цифровой телевизионной камерой, соединенной с компьютером, который имеет соответствующее программное обеспечение. Преимуществом такой аппаратуры является возможность непосредственного замера краевого угла смачивания с помощью программы по изображению капель на компьютерном мониторе (рис. 2). Также усовершенствование состоит в том, что насыщенный образец, на который сажают каплю, находится в среде насыщающей его жидкости.

С помощью модифицированного прибора была изучена избирательная смачиваемость образцов керна, отобранного из продуктивных отложений Оренбургского НГКМ, Вуктыльского ГКМ, Димитровского ГНМ (всего более 1000 образцов). Избирательная смачиваемость – это смачиваемость жидкостью твердого тела в присутствии другой жидкости (жидкости должны быть нерастворимы друг в друге, например, углеводороды и вода). Мерой избирательной смачиваемости является краевой угол θ – угол, образуемый поверхностью твердого тела (или жидкости) и плоскостью, касательной к поверхности жидкости, граничащей с телом. Оценивались углы избирательной смачиваемости водой гексанонасыщенных образцов в присутствии гексана $\theta_{в-г}$, а также гексаном водонасыщенных образцов в присутствии воды $\theta_{г-в}$ (рис. 3). Для классификации пород использовалась градация смачиваемости по К.И. Багринцевой. Если величина измеренного краевого угла θ составляла менее 75° , тогда порода считалась фильной по отношению к используемому в опыте флюиду. В случае, когда величина θ

была больше 105° , порода считалась фобной. Если величина θ относилась к интервалу от 75° до 105° , то породу относили к классу пород с промежуточными свойствами (рис. 4).

По результатам исследований образец породы может быть одновременно фильным (или одновременно фобным) к обоим флюидам. В таком случае необходимо сравнивать показатели смачиваемости в двух экспериментах. По этой причине весьма информативным является параметр относительной смачиваемости $\theta_{г-в}/\theta_{в-г}$, который рассчитывается как отношение угла смачиваемости породы углеводородами к углу смачиваемости водой. Если параметр относительной смачиваемости меньше 1, тогда образец характеризуется более фильными свойствами по отношению к углеводородам, если больше 1, тогда, наоборот, образец более фильный по отношению к воде.

Породы изученных месторождений имеют различную характеристику по смачиваемости. Породы центральной части Оренбургского месторождения являются, в основном, фильными ко всем флюидам: к воде, нормальным и ароматическим углеводородам (рис. 5а). Необходимо отметить, что изученные образцы были отобраны при использовании глинистого бурового раствора. Параметр относительной смачиваемости показывает, что отложения центральной части ОНГКМ более фильны по отношению к углеводородам, чем к воде (рис. 5б), т.е. в пласте жидкие углеводороды связаны с поверхностью породы, а вода находится в свободном состоянии.

Большинство пород восточной и западной частей ОНГКМ являются фобными либо фильно-фобными по отношению ко всем флюидам (см. рис. 5а). При этом породы восточной части в целом более фильны по отношению к углеводородам, а западной, напротив, – к воде (рис. 5б).

Коллекции образцов керна западной и восточной частей ОНГКМ, отобранных для физико-химических исследований, имеют следующие особенности: во-первых, абсолютное большинство их отобрано из скважин, пробуренных на полимер-коллоидном буровом растворе, во-вторых, часть образцов была герметизирована (парафинирована), т.е. имела меньший контакт с буровым раствором. Анализ данных этих исследований показал, что на характеристику смачиваемости влияет воздействие полимер-коллоидного бурового раствора, применяемого в современных скважинах. В результате такого воздействия породы приобретают более фобные свойства как по отношению к углеводородам, так и к воде (см. рис. 5). По этой причине при отборе керна для

исследования поверхностных свойств пород следует отбирать образцы из скважин, пробуренных на глинистом буровом растворе.

Исследование образцов пород Димитровского газонефтяного месторождения показало, что продуктивные отложения здесь характеризуются фильно-фобными свойствами по отношению ко всем флюидам: к воде, нормальным и ароматическим углеводородам (рис. 6). Расчет параметра относительной смачиваемости показал, что отложения Димитровского месторождения более фильны по отношению к воде, чем к углеводородам (среднее значение $\theta_{г-в}/\theta_{в-г}$ равно 1,2).

Согласно результатам лабораторных экспериментов породы Вуктыльского ГКМ являются, в основном, фобными ко всем флюидам: к воде, нормальным и ароматическим углеводородам (рис. 7). Отложения Вуктыльского месторождения более фильны по отношению к углеводородам, чем к воде (среднее значение $\theta_{г-в}/\theta_{в-г}$ равно 0,93).

При выборе технологического агента, воздействие которого должно приводить к увеличению коэффициента извлечения углеводородов, помогут определения смачивающих свойств породы по отношению к флюиду, закачиваемому в пласт, а также проведение экспериментов по моделированию технологий добычи углеводородов с помощью данного агента. Выбор закачиваемого флюида зависит от поверхностных свойств породы. В наших исследованиях изучалась избирательная смачиваемость пород ароматическими углеводородами (толуолом), измерялся краевой угол $\theta_{г-в}$ (см. рис. 3; 5–7). Ароматический растворитель лучше проникает в породу с фильными по отношению к нему свойствами. Когда порода олеофильная, при смене поверхностных свойств на олеофобные в результате воздействия ароматического растворителя ранее связанные углеводороды перейдут в свободное состояние. Таким образом, управляя избирательной смачиваемостью породы, можно увеличить коэффициент извлечения углеводородов из залежи.

На основе исследований керна были получены связи типа «кern-кern» и «кern-ГИС», которые позволили построить объемные модели распределения величин углов избирательной смачиваемости пород, а также относительной смачиваемости. Например, для продуктивных отложений Оренбургского НГКМ была получена связь между величинами углов избирательной смачиваемости пород водой и гексаном и относительного сопротивления пласта по микробоковому каротажу, а для продуктивных отложений Вуктыльского ГКМ – между величинами краевых углов и коэффициентов

открытой пористости. На основе таких моделей возможно оценивать степень связанности углеводородов с поверхностью породы и обосновывать рекомендации по воздействию на пласты с целью увеличения коэффициента извлечения углеводородов.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Яковлева О.П., Кузьмин В.А., Зекель Л.А., Прибылов А.А.* Увеличение ресурсного потенциала газоконденсатных месторождений за счет высокомолекулярного сырья («матричной нефти») // *Фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа и развития нефтегазового комплекса России*. М.: ГЕОС, 2007. С. 360–377.

2. *Скибицкая Н.А., Яковлева О.П., Григорьев Г.А., Доманова Е.Г., Ингерова Т.В., Кузьмин В.А.* Новые представления о породообразующем карбонатном веществе залежей углеводородов // *Геология нефти и газа*. 1997. № 12. С. 20–25.

3. *Скибицкая Н.А., Бурханова И.О., Большаков М.Н.* и др. Научное обоснование оценки неучтенных запасов связанного газа газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, сорбированного высокомолекулярными компонентами и керогеноподобным полимером продуктивных отложений (на примере Оренбургского НГКМ) // *Электрон. журн. «Георесурсы, геоэнергетика, геополитика»*. 2014. Вып. 1(9). 21 с. – Режим доступа: <http://oilgasjournal.ru>

4. *Большаков М.Н.* Разработка методики выявления и оценки продуктивных зон на месторождениях нефти и газа, сложенных карбонатными коллекторами (на примере Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения): Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук: М., 2007. 28 с.

5. *Багринцева К.И.* Трещиноватость осадочных пород. М.: Недра, 1982. 241 с.

REFERENCES

1. *Dmitrievskiy A.N., Skibitskaya N.A., Yakovleva O.P., Kuz'min V.A., Zekel' L.A., Pribylov A.A.* Uvelichenie resursnogo potentsiala gazokondensatnykh mestorozhdeniy za schet vysokomolekulyarnogo syr'ya («matrichnoy nefti») // *Fundamental'nye problemy geologii i geokhimii nefti i gaza i razvitiya neftegazovogo kompleksa Rossii*. M.: GEOS, 2007. S. 360–377.

2. *Skibitskaya N.A., Yakovleva O.P., Grigor'ev G.A., Domanova E.G., Ingerova T.V., Kuz'min V.A.* Nove predstavleniya o porodoobrazuyushchem karbonatnom veshchestve zalezhey uglevodorodov // *Geologiya nefi i gaza*. 1997. № 12. С. 20–25.

3. *Skibitskaya N.A., Burkhanova I.O., Bol'shakov M.N.* i dr. Nauchnoe obosnovanie otsenki neuchtennykh zapasov svyazannogo gaza gazokondensatnykh i neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy, sorbirovannogo vysokomolekulyarnymi komponentami i kerogenopodobnym polimerom produktivnykh otlozheniy (na primere Orenburgskogo NGKM) // *Elektron. zhurn. «Georesursy, geoenergetika, geopolitika»*. 2014. Vyp. 1(9). 21 s. – Rezhim dostupa: <http://oilgasjournal.ru>

4. *Bol'shakov M.N.* Razrabotka metodiki vyyavleniya i otsenki produktivnykh zon na mestorozhdeniyakh nefi i gaza, slozhennykh karbonatnymi kollektorami (na primere Orenburgskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya): Avtoref. dis. ... kand. geol.-mineral. nauk: M., 2007. 28 s.

5. *Bagrintseva K.I.* Treshchinovatost' osadochnykh porod. M.: Nedra, 1982. 241 s.

ПРИЛОЖЕНИЕ

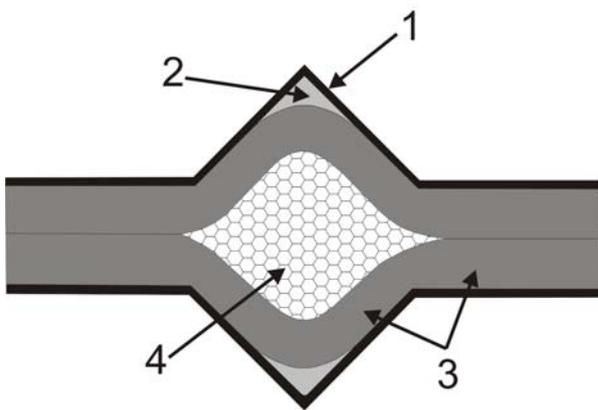


Рис. 1. Структурная характеристика пластовых флюидов в поровых объемах пород (схема):

1 – пленочная вода (порода более фильная по отношению к воде) или пленочная нефть (порода более фильная по отношению к нефти);

2 – вода углов пор (структурно связанная, капиллярно-защемленная, менисковая – если порода более фильная по отношению к воде) или нефть углов пор (порода более фильная по отношению к нефти);

3 – динамический (непрерывно связанный) объем нефти (порода более фильная по отношению к воде) или динамический (непрерывно связанный) объем воды (порода более фильная по отношению к нефти);

4 – структурно-защемленный неподвижный объем нефти или структурно защемленный объем газа (при обводнении или при высокой концентрации жидких углеводородов в газонасыщенном разрезе)

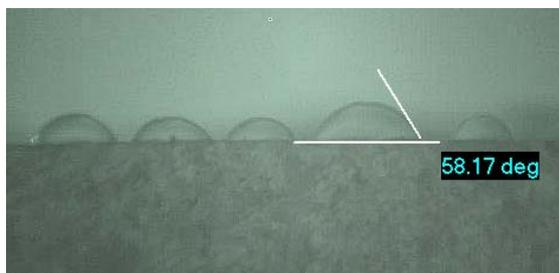
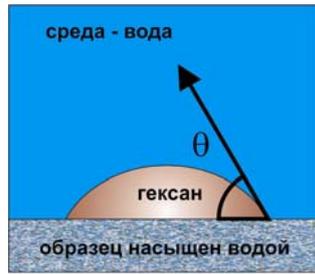
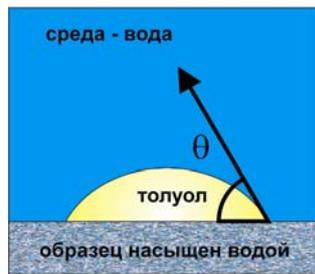


Рис. 2. Измерение краевого угла θ с помощью компьютерной программы



Эксперимент № 1

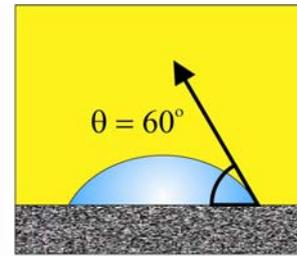


Эксперимент № 2

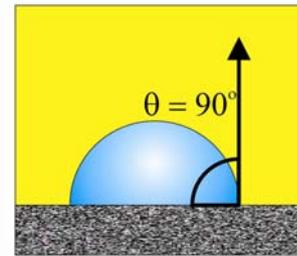


Эксперимент № 3

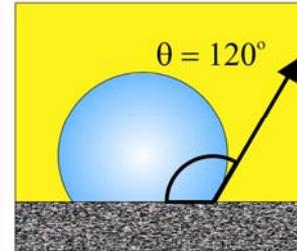
Рис. 3. Типы проводимых экспериментов по измерению углов избирательной смачиваемости: эксперимент № 1 – гексаном водонасыщенных образцов в присутствии воды $\theta_{г-в}$; эксперимент № 2 – толуолом водонасыщенных образцов в присутствии воды $\theta_{т-в}$; эксперимент № 3 – водой гексаносыщенных образцов в присутствии гексана $\theta_{в-г}$



Фильная порода
 $0^\circ < \theta < 75^\circ$

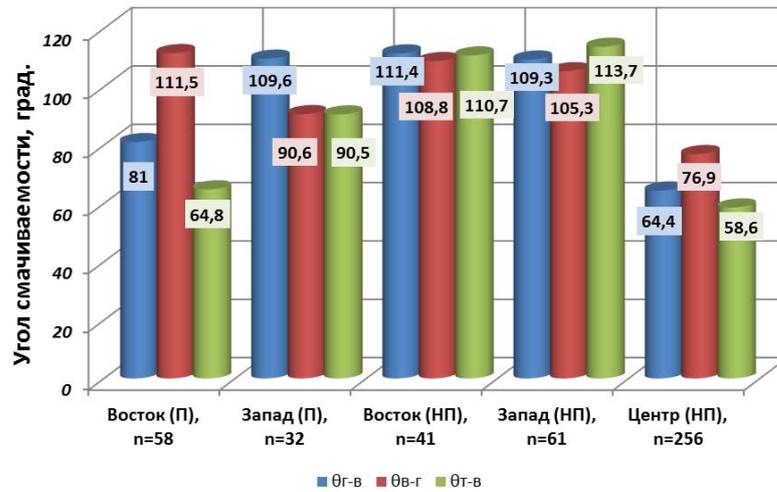


Порода с промежуточными свойствами
 $75^\circ < \theta < 105^\circ$

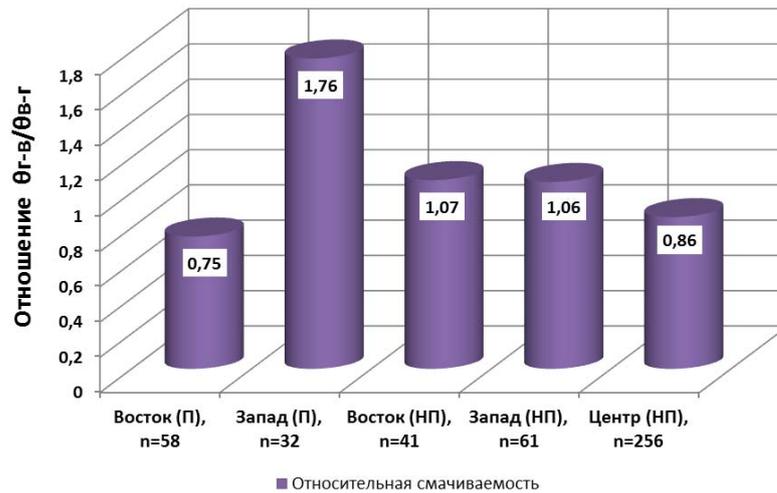


Фобная порода
 $\theta > 105^\circ$

Рис. 4. Градация пород по смачиваемости жидкостями.



а



б

Рис. 5. Усредненная характеристика физико-химических свойств пород восточной, западной и центральной частей Оренбургского НГКМ с выделением данных, полученных при исследовании коллекций парафинированного (П) и не парафинированного ядра (НП): а – величины краевых углов смачиваемости; б – величины относительной смачиваемости

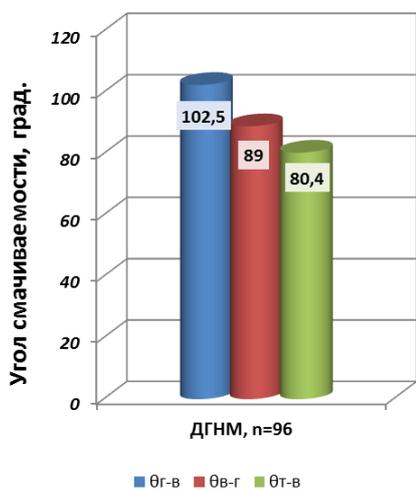


Рис. 6. Усредненная характеристика физико-химических свойств пород Димитровского ГНМ

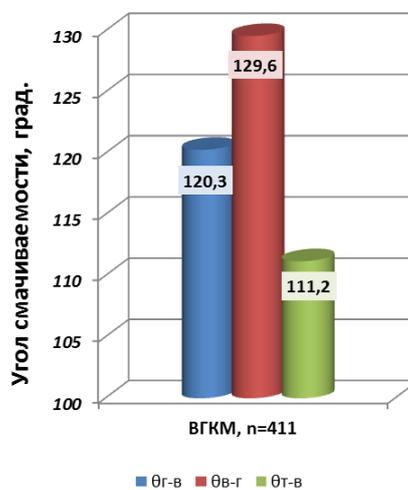


Рис. 7. Усредненная характеристика физико-химических свойств пород Вуктыльского ГКМ