



Н.Н. Михайлов



К.А. Моторова



Л.С. Сечина

## Физико-химические аспекты смачиваемости и гидрофобизации пласта

### Physico-Chemical Aspects of Wettability and Hydrophobization of Layer

Н.Н. Михайлов, К.А. Моторова, Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина; Л.С. Сечина, Институт проблем нефти и газа РАН

N. Mikhailov, K. Motorova, L. Sechina

#### АННОТАЦИЯ

В статье рассмотрены результаты экспериментальной работы по исследованию степени природной гидрофобизации порового пространства на примере терригенных и карбонатных образцов породы. Авторы показали, что данный параметр изменяется в широких пределах и имеет различную тенденцию в зависимости от типа коллектора, вида и свойств насыщающих флюидов, порометрической характеристики. Для приготовления рецептур химических реагентов и выбора метода воздействия на пласт необходимо учитывать данные параметры.

**Ключевые слова:** гидрофобизация, смачиваемость, коллектор, нефтеотдача, проницаемость, пористость, терригенный коллектор, карбонатный коллектор, нефть, газоконденсат.

#### ABSTRACT

The article is devoted to research of study of the degree of the natural hydrophobization pore space on the example of carbonate and terrigenous rock samples. The authors demonstrated that this parameter varies within a wide range and has different tendencies. It depends on the type of collector, the form and properties of the saturating fluid, porosity. For the preparation of formulations of chemical reagents and method selection of the stimulation necessary to consider these options.

**Keywords:** hydrophobization, wettability, reservoir rock, stimulation, permeability, porosity, oil, gas liquids, carbonate rocks, terrigenous rocks, oil recovery.

При разработке нефтегазовых коллекторов заводнением возникают различные проблемы, связанные с неоднородным распределением в поровом пространстве насыщающих флюидов.

Эти проблемы чаще всего проявляются: в резком обводнении добываемой продукции, снижении приемистости нагнетательных скважин и характере распределения остаточного нефте-



водонасыщения. Данные проблемы могут быть вызваны: взаимодействием насыщающих флюидов с поверхностью проводящих каналов, состоящих из различных минералов; вещественным составом флюидов, а также иметь различную структуру порового пространства. Таким образом, необходимо исследовать поверхностные явления с учетом взаимодействия на границе «порода – флюид» состава как минеральной поверхности, так и флюида, а также изучать данные явления, учитывая структуру порового пространства на уровне отдельных пор и капилляров, то есть на микроуровне.

На поверхности поровых каналов характер распределения гидрофобных и гидрофильных участков неоднороден. Распределение этих участков, их число и чередование зависят от природы породообразующих минералов, физико-химических свойств насыщающих жидкостей и содержания в нем связанной воды. Любой нефти в большей или меньшей степени присуща поверхностная активность. Среди поверхностно-активных компонентов нефти выделяют нафтеновые кислоты, асфальтосмолистые соединения и металлопорфириновые комплексы. Присутствие нафтеновых кислот подавляет в некоторой мере (20–30%) адсорбцию асфальтенов. Особенность смол и асфальтенов в том, что они могут обладать как гидрофобными, так и гидрофильными свойствами по отношению к поверхности породы. По содержанию асфальтенов в нефти нельзя однозначно судить о поверхностной активности нефти. Поверхностная активность нефти и асфальтенов, содержащихся в ней, зависит от определенной группы соединений, входящих в состав асфальтенов, поэтому следует изучать те составные части асфальтенов, которые могут проявлять поверхностную активность. Поверхностная активность порфиринов зависит от содержания в них

карбонильных и карбоксильных групп, придающих молекуле четко выраженный полярный характер [15]. Таким образом, в нефти присутствуют поверхностные активные компоненты, имеющие различный состав и свойства. Они способны гидрофобизовать поровую поверхность, образовывать адсорбционно-связанные слои нефти на минеральной поверхности, тем самым уменьшая эффективный радиус пор, и приводить к увеличению остаточной нефтенасыщенности.

При добыче углеводородов очень часто применяют методы интенсификации нефтеотдачи. Частным случаем таких методов является обработка призабойной зоны скважины (ПЗС) различными химическими реагентами с целью увеличения ее дебита. Данные методы позволяют повысить проницаемость пород призабойной зоны (ПЗ) путем увеличения числа и размера каналов фильтрации, повысить трещиноватость пород, изменить характер смачиваемости поверхности поровых каналов, а также очистить стенки каналов от загрязнений, асфальтенов и смол и др.

К основным химическим методам относятся: кислотное, щелочное, полимерное заводнения, заводнение с использованием поверхностно-активных веществ (ПАВ), мицеллярных растворов, а также сочетание этих видов [1]. Для приготовления рецептур химических реагентов и выбора метода воздействия необходимо учитывать свойства насыщающих флюидов и поверхности поровых каналов коллектора, среди которых можно выделить тип коллектора, наличие и вид глинистого цемента, а также природную смачиваемость поверхности поровых каналов. Данными факторами не стоит пренебрегать, так как это позволит снизить вероятность появления нежелательных эффектов в процессе воздействия на коллектор. Это такие явления, как кольматация поровых каналов в результате выпадения осадка в



виде гидроокислов кальция, магния, железа, а также частиц самой разрушенной породы при обработке соляной кислотой приквацинной зоны в карбонатных коллекторах; выпадение гидроокислов железа при щелочном заводнении; снижение приемистости нагнетательных скважин из-за возникновения капиллярно-защемленной воды и образование большого фильтрационного сопротивления в околоскважинной зоне; набухание глинистого цемента; адсорбция ПАВ и др.

Отдельным вопросом стоит применение гидрофобизирующих реагентов, так как до сих пор нет единого мнения в целесообразности использования данного метода. Ряд авторов [2–6, 9] считают, что применение гидрофобизирующих веществ позволяет эффективно регулировать смачиваемость, в особенности применительно к полимиктовым коллекторам, поскольку они обладают высокими адсорбционными свойствами и имеют большую удельную поверхность. Использование технологии гидрофобизации с учетом типа, свойств коллектора и насыщающих флюидов позволяет снизить водонасыщенность в околоскважинной зоне путем создания эффекта проскальзывания воды, предотвратить повторное увеличение водонасыщенности, изменить фронт движения потоков, а также предотвратить набухание глинистого цемента. С другой стороны, авторы [7, 8] считают, что гидрофобизирующие свойства веществ, входящих в кислотные композиции, малозаметны на фоне других положительных воздействий и их следует применять в определенных геологических условиях.

Следовательно, любое воздействие на коллектор приводит к изменению смачиваемости, а способы ее регулирования являются важным вопросом в решении задач интенсификации добычи нефти.

Нами были проведены экспериментальные исследования по изучению при-

родной гидрофобизации порового пространства пород-коллекторов, которые показали, что этот параметр изменяется в широких пределах (табл. 1) и зависит от многих факторов [10, 11, 13, 14].

**Таблица 1 – Коэффициент природной гидрофобизации  $\Theta$  для четырех классов коллектора [12]**

№ группы, класс коллектора	Коэффициент природной гидрофобизации, $\Theta$		
	Усинское м-е	Ново-Уренгойское м-е	Ромашкинское м-е
II	0,823	0,052	0,275
III	0,719	0,040	0,220
IV	0,638	0,084	0,254
V	0,252	0,101	0,454

В качестве распределения образцов по классам коллекторов использовалась схема [12], согласно которой представленные образцы распределялись по их эффективной пористости на четыре класса (II–V). Из рисунка 1 следует, что степень гидрофобизации для всех трех месторождений различная: наибольшим коэффициентом гидрофобизации ( $\Theta$ ) для всех классов коллекторов обладают карбонатные образцы Усинского нефтяного месторождения. Значение  $\Theta$  снижается с переходом от II к V классу коллектора, т.е. с уменьшением коэффициента эффективной пористости ( $k_{эф}$ ) снижается гидрофобизация порового пространства. Данные образцы гидрофобны.

Обратная тенденция наблюдается у терригенных образцов Ромашкинского нефтяного месторождения и газоконденсатного месторождения Н. Уренгой: рост  $\Theta$  с уменьшением  $k_{эф}$ , причем наименьшим значением  $\Theta$  обладают образцы Н. Уренгоя. Данные образцы преимущественно гидрофильны.

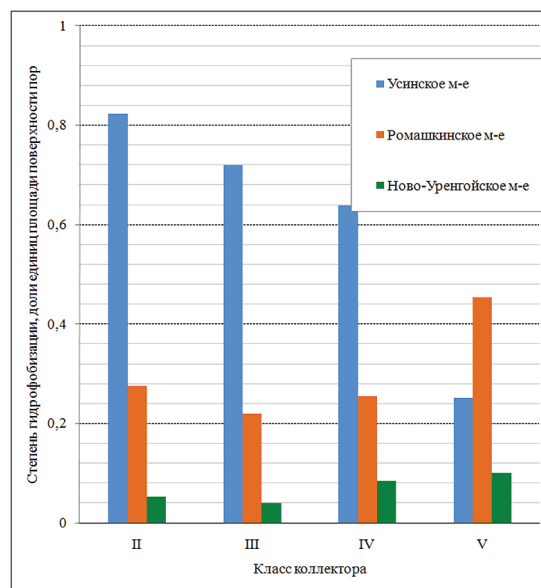
Все три месторождения разрабатываются по-разному. Тенденция снижения степени гидрофобизации на Усинском



месторождении связана с насыщением коллектора высоковязкой нефтью, чем меньше эффективная пористость, тем сложнее молекулам тяжелых углеводородов занять место во внутривыводном пространстве. Разработка такого коллектора будет направлена на изменение физико-химических свойств углеводородов и понижению вязкости нефти.

Степень гидрофобизации на Ромашкинском месторождении увеличивается с уменьшением  $K_{эф}$ , хотя в диапазоне пористости 2–13% (II–III классы) она понижается. Такое же распределение наблюдается на Ново-Уренгойском месторождении.

Таким образом, степень природной гидрофобизации зависит от типа коллектора, вида и свойств насыщающих углеводородов, порометрической характеристики. Данная зависимость имеет разную тенденцию. Поэтому при разработке месторождений с применением методов интен-



**Рисунок 1 – Распределение степени природной гидрофобизации для Усинского, Ромашкинского и Ново-Уренгойского месторождений**

сификации добычи углеводородов надо учитывать состояние поверхности порового пространства коллекторов. ■

## ЛИТЕРАТУРА

1. Сургучев Л.М. Обзор третичных методов увеличения нефтеотдачи//Нефт. хоз-во. – 2001. – № 5. – С. 50–54.
2. Палий В.О., Горбунов А.Т., Гуменюк В.А., Матвеев К.Л. Применение гидрофобизирующих веществ для обработки призабойной зоны//Нефт. хоз-во. – 1993. – № 10. – С. 64–65.
3. Минаков И.И. Промысловые испытания гидрофобизирующих композиций на Самотлорском месторождении//Нефт. хоз-во. – 1997. – № 6. – С. 17–19.
4. Старковский А.В., Рогова Т.С. Гидрофобизация призабойной зоны пласта как метод повышения нефтеотдачи//Нефт. хоз-во. – 2003. – № 12. – С. 36–38.
5. Козин В.Г., Башкирцева Н.Ю., Гарипов Р.Н., Хасанов И.Р. Повышение нефтеотдачи пластов с применением мицеллярных растворов с гидрофобизирующей составляющей//Нефт. хоз-во. – 2004. – № 8. – С. 79–81.
6. Газизов А.Ш., Ханнанов Р.Г., Газизов А.А., Фан Фэн, Кабилов М.М. Гидрофобизация пород ПЗП как метод увеличения дебитов скважин и уменьшение обводненности добываемой жидкости//Нефтегазовое дело. – 2005. – № 3.
7. Сергиенко В.Н., Черепанова Н.А., Кутырев Е.Ф., Ложкин Г.В. О нецелесообразности гидрофобизации призабойной зоны добывающих скважин//Нефт. хоз-во. – 2006. – № 11. – С. 34–37.
8. Глущенко В.Н. Рациональные условия гидрофобизации призабойной зоны пласта//Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 9. – С. 60–66.
9. Демахин С.А., Демахин А.Г., Губанов В.Б. Изучение влияния гидрофобизирующих составов на водонасыщенность и проницаемость призабойной зоны нефтяного пласта//Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 6. – С. 25–28.
10. Михайлов Н.Н., Сечина Л.С., Савочкина К.А. Влияние адсорбированных углеводородов на физико-химическую активность заглинизированных коллекторов. – М.: Каротажник, 2011. – № 7. – С. 173–179.
11. Михайлов Н.Н., Семенова Н.А., Сечина Л.С. Влияние микроструктурной смачиваемости на петрофизические характеристики пород-коллекторов. – М.: Каротажник, 2011. – № 7. – С. 163–172.
12. Авдусин П.П., Цветкова М.А. О классификации коллекторов нефти//Докл. АН СССР, новая серия, 1943. – Т. XVI, в. 2. – С. 79–81.
13. Михайлов Н.Н., Ермилов М.О., Моторова К.А., Шелепанов С.С. Обзор и обобщение экспериментальных данных по оценке фильтрационно-емкостных свойств пластов и технологий воздействия на призабойную зону пласта с целью повышения продуктивности скважин. – Новосибирск, 2013. – 131 с.
14. Экспериментальное исследование смачиваемости и анализ ее влияния на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных коллекторов неокочневой залежи Ново-Уренгойского и Ямбургского месторождений. – Новосибирск, 2012. – 100 с.
15. Мархасин И.Л. Физико-химическая механика нефтяного пласта, М.: Недра, 1977. – 214 с.