

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ МИКРОСТРУКТУРНОЙ СМАЧИВАЕМОСТИ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Н.Н. Михайлов, Н.А. Семенова, Л.С. Сечина
Институт проблем нефти и газа РАН, e-mail: semenovanina@yandex.ru

При движении воды, нефти и газа в поровом пространстве пород в результате ряда процессов происходит изменение смачиваемости поверхности порового пространства углеводородами, входящими в состав газа и нефти. Хроматографический процесс приводит к разделению и осаждению компонентов в зависимости от размера пор породы и размеров молекул углеводородов. Изменение термобарических условий приводит к селективному осаждению или растворению углеводородных компонентов. На протяжении всего пути движения в неоднородной среде осадочных пород термодинамические условия могут меняться неоднократно, и состав движущихся смесей может претерпеть при этом существенные изменения.

Физическая адсорбция и хемосорбция приводят к возникновению участков поверхности, где взаимодействие с водой незначительно, – гидрофобных участков. Так как поровое пространство пород-коллекторов имеет большое количество активных центров, способных к образованию различных видов связей (от водородной до химической), то практически любой углеводород способен гидрофобизировать это пространство в той или иной степени. В сложной системе, какой является коллектор углеводородного сырья, существует постоянная конкуренция в адсорбционном процессе между водой и углеводородами. Преимущество имеет тот, кто имеет большую энергию взаимодействия с породой.

ТИПЫ СМАЧИВАЕМОСТИ

Смачиваемость системы порода–нефть–вода может быть любой: от сильно гидрофильной до сильно гидрофобной, в зависимости от специфического взаимодействия всех трех фаз. Когда порода не оказывает сильного предпочтения ни нефти, ни воде, то говорят о нейтральной или промежуточной смачиваемости породы. Помимо равномерной и нейтральной смачиваемости имеется третий тип – дробной (частичной) смачиваемости, когда отдельные части породы имеют различную смачиваемость на макроуровне.

Понимание того, что смачиваемость породы может быть изменена адсорбируемыми компонентами нефти, привела к идее, что могут существовать и другие промежуточные формы смачиваемости. В целом внутренняя поверхность породы состоит из многих

минералов с различными поверхностными химическими и адсорбционными свойствами, которые могут приводить к вариациям смачиваемости. При гетерогенной смачиваемости компоненты нефти сильно адсорбируются в определенных участках породы, так что часть породы является сильно гидрофобной, а другая часть — сильно гидрофильной. Salatiel [1] ввел понятие избирательной смачиваемости для специального типа гетерогенной смачиваемости, при которой гидрофобные поверхности образуют сквозные пути по крупным порам.

Нами введено понятие микроструктурной смачиваемости как характеристики микроуровня пласта [2]. Это понятие соответствует масштабному уровню, существенно меньшему, чем масштабы одного зерна.

ВЗАИМОСВЯЗЬ СТРУКТУРЫ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА СО СТРУКТУРОЙ СМАЧИВАЕМОСТИ

Рассмотренные виды смачиваемости не связаны непосредственным образом с особенностями микростроения пласта (гранулометрический состав, распределение пор по размерам, характер распределения цемента и т.д.). Однако связь смачиваемости со структурой порового пространства интуитивно очевидна. Литологические особенности пористой среды, особенности формирования залежей приводят к пониманию существования гетерогенной смачиваемости, связи смачиваемых и несмачиваемых элементов пористой среды с пустотами определенного размера. В 1990 г. нами была исследована возможность существования связи между размерами пор и их смачиваемостью [2]. Данная гипотеза привела к очень интересным результатам, но до определенного периода она существовала только как гипотеза. В 1997 г. Robin M. с соавторами [3] провели опыты по исследованию смачиваемости образцов на сканирующем электронном микроскопе. Эти опыты проводились как на искусственно приготовленных образцах со смешанной смачиваемостью, так и на естественных образцах. Методика исследований позволяла визуально наблюдать капиллярный подъем флюида в образцах породы. Было показано, что в карбонатных породах со смешанной смачиваемостью нефть появлялась сначала в самых крупных порах. Из данного опыта следует, что в естественных условиях гидрофобность смешанных по смачиваемости кернов может быть связана как с большими, так и малыми порами. При движении многокомпонентных углеводородных смесей, таких как газ, конденсат, нефть, через пласты—коллекторы происходит селективное осаждение их во внутривпоровом пространстве и формирование микроструктурной смачиваемости.

Таким образом, можно считать доказанным существование нового типа смачиваемости нефтяных и газовых пластов — микроструктурной смачиваемости, которая отличается от известной ранее гетерогенной смачиваемости тем, что участки с различным типом смачиваемости приурочены к микроструктурным неоднородностям пласта. В частности, гидрофильные и гидрофобные участки смачивания приурочены к порам и капиллярам, что приводит к неоднородности смачивания на уровне отдельных пор (микроуровень). Проведенный анализ существующих экспериментов показал, что отдельные поры и капилляры могут проявлять как гидрофильный, так и гидрофобный тип смачивания. Усредненные параметры смачивания не соответствуют ни гидрофильному, ни гидрофобному, ни гетерогенному типу смачивания.

Нами выявлено, что микроструктурная смачиваемость влияет на фазовую и относительную фазовую проницаемости, капиллярное давление, неподвижную водо- и нефтенасыщенность и в конечном итоге обуславливает углеводородоотдачу пласта [4].

ИССЛЕДОВАНИЕ ГИДРОФОБИЗАЦИИ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД

Гидрофобизация является мерой смачиваемости поверхности пор углеводородами. Она характерна для любых месторождений углеводородного сырья – газовых, газоконденсатных, нефтяных.

Гидрофобизация контролирует фильтрационные процессы в пласте, влияет на величину остаточной нефти, является характеристикой, обуславливающей области применения поверхностно-активных веществ. Мерой относительной смачиваемости стенок пор углеводородами служит степень гидрофобизации, Θ_n , определенная на основании изучения закономерностей пленочного течения воды по гидрофобной и гидрофильной поверхности. Пленочный перенос влаги имеет место в процессе сушки образцов керна, предварительно насыщенных водой [5].

Этим способом и определялась степень гидрофобизации, Θ_n , как доля площади поверхности пор, занятая углеводородами. Экспериментально исследовались образцы керна, отобранные из продуктивных частей газового, газоконденсатного и нефтяного месторождений. Исследованы 120 образцов нижнетриасовых и верхнепермских отложений месторождения Средний Тюнг, 60 «неокомских» образцов месторождения Новый Уренгой и 40 «девонских» образцов Ромашкинского месторождения.

На основании изучения дисперсности и емкости катионного обмена пород Q_n этих месторождений было установлено, что образцы керна представлены песчаниками с раз-

личным содержанием глинистого материала. В глинистой фракции содержатся такие активные адсорбенты, относящиеся к классу алюмосиликатов, как монтмориллонит, гидрослюда, хлорит и их смешаннослойные образования. В табл. 1 представлены данные по емкости обмена глинистой фракции $Q_{гг}$, на основании которых были сделаны выводы о наличии в породе различных типов глинистых минералов-алюмосиликатов. Данные представлены для классов коллекторов, выделенных по эффективной пористости согласно классификации А.А. Ханина.

Выстилая стенки пор, алюмосиликаты адсорбируют воду и углеводороды, образуя адсорбционные слои различной толщины. Это приводит к уменьшению пористости и уменьшению сечения флюидопроводящих каналов. Адсорбированные углеводороды способствуют адгезии фильтрующихся через поровое пространство других углеводородов, что приводит к образованию протяженных гидрофобных участков поверхности поровых каналов.

Таблица 1

Емкость катионного обмена пород $Q_{п}$ и емкость обмена глин $Q_{гг}$

Месторождение	Группа	$Q_{п}$	$Q_{гг}$
Средний Тюнг (газовое)	II	2,2	52
	III	3	62
	IV	6,7	83
Новый Уренгой (газоконденсатное)	II	0,57	52
	III	0,7	58
	IV	2,13	68
Ромашкинское (нефтяное)	II	0,89	100
	III	1,1	55
	IV	1,72	41

Содержание глинистой фракции в образцах керна месторождения Средний Тюнг при переходе класса коллектора со II по IV изменяется от 4,2 до 8,1%; емкость обмена глины изменяется с 52 до 83 мг-экв/100 г породы, что соответствует переходу от смешаннослойного образования типа хлорит-гидрослюда к монтмориллониту.

В образцах пород Нового Уренгоя при изменении содержания глинистой фракции с 1 до 5% емкость обмена глины составляет 52 — 68 мг-экв/100 г породы, т.е. глинистым минералом здесь является хлорит с примесью гидрослюда и монтмориллонита.

Содержание глинистой фракции в исследованных образцах Ромашкинского месторождения изменяется от 1 до 4% при изменении класса коллектора со II по IV, а монтмориллонит меняется на гидрослуду [6]

Величина эффективной пористости зависит от величины адсорбционного слоя воды и углеводородов (табл.2). Величина адсорбционного слоя, в свою очередь, зависит от содержания глинистой фракции и адсорбционной способности глинистых минералов. Зависимость величины адсорбционного слоя от содержания глинистой фракции и адсорбционной способности глинистых минералов показана на рис. 1 и 2. Величина адсорбционного слоя выражена через общую адсорбционную емкость, S_w . Адсорбционная способность выражена через емкость катионного обмена, Q_c .

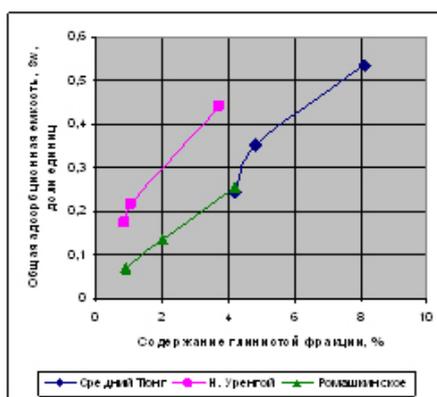


Рис. 1. Зависимость общей адсорбционной емкости от содержания глинистой фракции для выделенных классов коллекторов

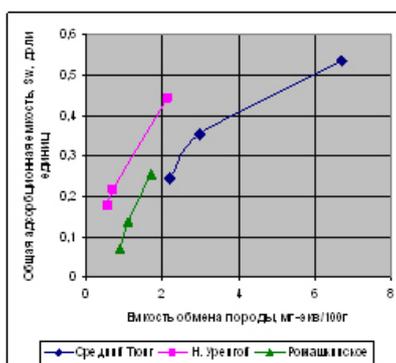


Рис. 2. Зависимость общей адсорбционной емкости от емкости обмена породы для выделенных классов коллекторов

Для Ромашкинского месторождения характерна обратная зависимость степени гидрофобизации от адсорбционно-связанной нефти: чем больше адсорбционно-связанной нефти, тем меньше степень гидрофобизации. В данном случае существует другой механизм образования гидрофобных участков (рис. 3).

Таблица 2

**Содержание адсорбированной воды $K_{св}$ и
адсорбированных углеводов $K_{сн}$**

Месторождение	Класс Коллектора	$K_{св}$ доли единиц от объема пор	$K_{сн}$ доли единиц от объема пор	$K_{св}/K_{сн}$
Средний Тюнг (газовое)	II	0,232	0,012	19
	III	0,318	0,036	9
	IV	0,426	0,109	4
Новый Уренгой (газоконденсатное)	II	0,167	0,009	18
	III	0,206	0,012	17
	IV	0,404	0,037	11
Ромашкинское (нефтяное)	II	0,052	0,018	3
	III	0,104	0,032	3
	IV	0,203	0,052	4

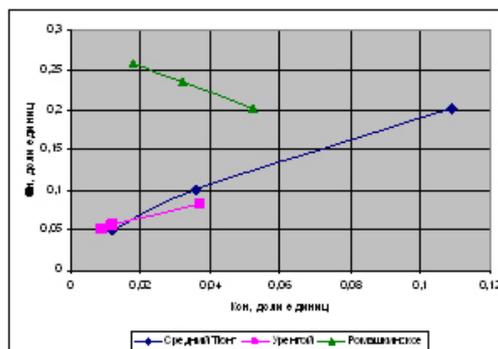


Рис. 3. Зависимость степени гидрофобизации, Θ_{H_2} , от адсорбционно-связанной нефти $K_{сн}$ для выделенных классов коллекторов

В табл. 3 и на рис. 4 приведены результаты определений коллекторских характеристик и степени гидрофобизации поверхности пор углеводородами образцов из газового, газоконденсатного и нефтяного месторождений.

Очевидно, что образцы месторождения Средний Тюнг имеют самую высокую открытую пористость, но, как самые глинистые, имеют наибольшую величину адсорбционно-связанного слоя, S_w . Самую низкую пористость имеют образцы Ромашкинского месторождения, они же обладают самой высокой газопроницаемостью.

Таблица 3

Коллекторские свойства и степень гидрофобизации

Месторождение	Класс коллектора	$K_{эфф}$, доли единиц	$K_{оп}$, доли единиц	$K_{пр}$, $10^{-15} м^2$	S_w , доли единиц от объема пор	Θ_n , доли единиц площади поверхности пор
Средний Тюнг (газовое)	II	0,176	0,233	438	0,244	0,051
	III	0,110	0,171	65	0,354	0,101
	IV	0,06	0,142	14	0,535	0,203
Новый Уренгой (газоконденсатное)	II	0,156	0,190	158	0,176	0,052
	III	0,130	0,166	83	0,218	0,057
	IV	0,075	0,134	7,5	0,441	0,084
Ромашкинское (нефтяное)	II	0,171	0,183	569,4	0,07	0,258
	III	0,13	0,151	216	0,136	0,236
	IV	0,084	0,114	74,3	0,255	0,202

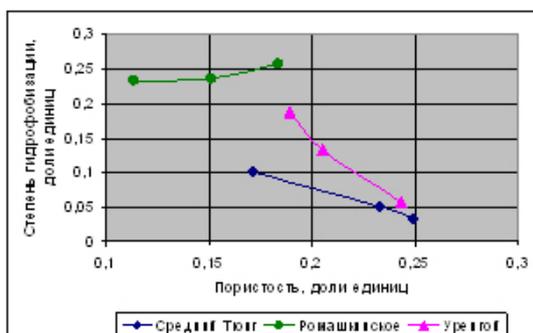


Рис. 4. Зависимость степени гидрофобизации от пористости для выделенных классов коллекторов

Степень гидрофобизации образцов II класса Уренгойского месторождения и образцов этого же класса Среднего Тюнга одинаковая. Среднетюнгские образцы III и IV класса гидрофобизованы сильнее уренгойских. Это связано и с более высокой глинистостью образцов Среднего Тюнга, и с видом глинистых минералов, находящихся в образцах соответствующих классов коллекторов. Среди классов коллекторов газового и газоконденсатного месторождений степень гидрофобизации тем выше, чем хуже коллекторские свойства. Образцы Ромашкинского нефтяного месторождения имеют самую высокую степень гидрофобизации, и она тем выше, чем лучше коллекторские свойства. То есть степень гидрофобизации на газовом и газоконденсатном месторождении увеличивается с уменьшением

шением пористости, а на нефтяном месторождении степень гидрофобизации увеличивается с увеличением пористости.

ВЛИЯНИЕ МИКРОСТРУКТУРНОЙ СМАЧИВАЕМОСТИ НА ФАЗОВУЮ ПРОНИЦАЕМОСТЬ

Для нефтегазопромысловой практики характерно, что фазы, фильтрующиеся в реальных пластах (нефть, природный газ, вода, конденсат, технологические жидкости), не являются инертными по отношению к скелету пласта. Они активно взаимодействуют с твердой фазой и с другими фазами пласта. Поэтому вместо абсолютной проницаемости, характеризующей фильтрационную способность пласта для “инертной” фазы, не взаимодействующей со скелетом породы, должна рассматриваться введенная авторами фазовая проницаемость при полной насыщенности пористой среды данным флюидом K_{ϕ} .

Значения коэффициентов фазовой проницаемости K_{ϕ} зависят от значений коэффициентов абсолютной проницаемости, поскольку и та, и другая проницаемости определяются структурой порового пространства. Но величины этих коэффициентов различны, так как фазовая проницаемость определяется существенно большим набором параметров, чем абсолютная проницаемость. Взаимосвязь коэффициентов фазовой (K_{ϕ}) и абсолютной (K_0) проницаемостей может быть представлена в виде

$$K_{\phi} = K_0 \cdot F,$$

где F — функция взаимодействия фильтрующихся фаз со скелетом пласта, характеризующая степень изменения проницаемости для конкретной пары флюид/порода при фиксированном характере физических полей.

На гидрофобной поверхности скелета возникает структура с ориентацией диполей воды параллельно поверхности. Эффект упорядоченной ориентации распространяется на значительные расстояния (является дальнедействующим). Такая структура приводит к уменьшению плотности воды вблизи стенок пор и повышает подвижность молекул в тангенциальном направлении к внутривпоровой поверхности скелета. Такое явление интерпретируется как снижение вязкости граничных слоев воды. Этот эффект проявляется как скольжение воды по гидрофобной подложке. Подобные эффекты могут приводить к росту фазовой проницаемости по воде.

Для гидрофильной поверхности ситуация обратная. Имеет место повышение плотности и снижение тангенциальной подвижности молекул в слое толщиной несколько нанометров. Это интерпретируется как рост вязкости граничных слоев воды. В капиллярах

эффект увеличения вязкости воды зависит от радиуса капилляра (т.е. от соотношения свободного объема и объема связанной воды). С уменьшением радиуса капилляра средняя вязкость воды растет. На математических сеточных моделях пористых сред было смоделировано влияние изменения вязкости в пористых образцах в зависимости от смачиваемости образца. Показано (рис. 5), что изменение фазовых проницаемостей при 100%-ном заполнении порового объема флюидом, отнесенных к абсолютной проницаемости ($F = K_{\phi} / K_0$), зависит от величины площади смачиваемой поверхности (OPSP) и структуры смачиваемости (диапазона смачиваемых пустот). Причем при несмачиваемой пористой среде F может быть значительно больше 1. Эти эффекты в настоящее время не учитываются, что обуславливает неточность при оценке запасов и прогнозе показателей разработки.

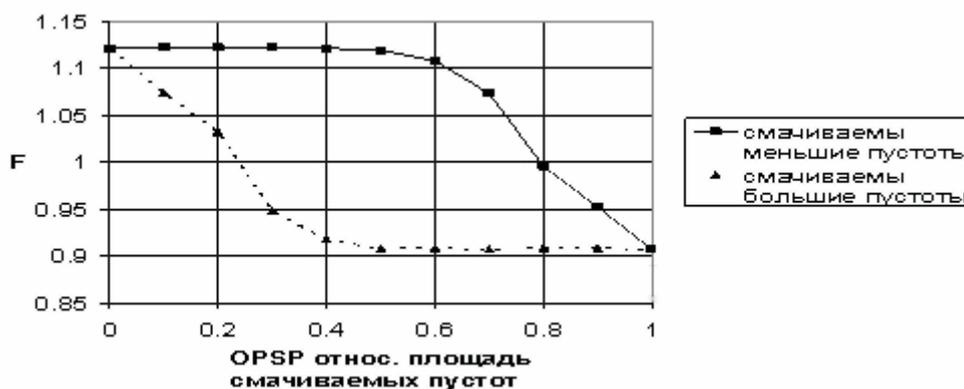


Рис. 5. Влияние структуры смачивания на F приведенную величину фазовой проницаемости при 100%-ном заполнении порового объема флюидом

ВЛИЯНИЕ МИКРОСТРУКТУРНОЙ СМАЧИВАЕМОСТИ НА ОТНОСИТЕЛЬНУЮ ФАЗОВУЮ ПРОНИЦАЕМОСТЬ

Относительные фазовые проницаемости (ОФП) обычно определяются на экстрагированных кернах, которые являются равномерногидрофильными. Влияние микроструктурной смачиваемости на ОФП ранее не исследовано. На рис. 6 даны ОФП для микроструктурно смачиваемого коллектора. Микроструктура соответствует пластам ЮК 10-11 Талинской площади Краснотенинского месторождения [8].

Для коллекторов пластов ЮК 10-11 характерно наличие 4 типов относительных фазовых проницаемостей по вытесняющей воде, меняющихся от выпуклого до вогнутого. Получение того или иного типа ОФП зависит от того, какие элементы структуры пустотного пространства: проводящие капилляры (малые пустоты) или крупные поры — являются смачиваемыми водой.

Приведенные фазовые проницаемости по воде и нефти.
Образец № 41-6, частично смачиваемый $OPSP=0.5$

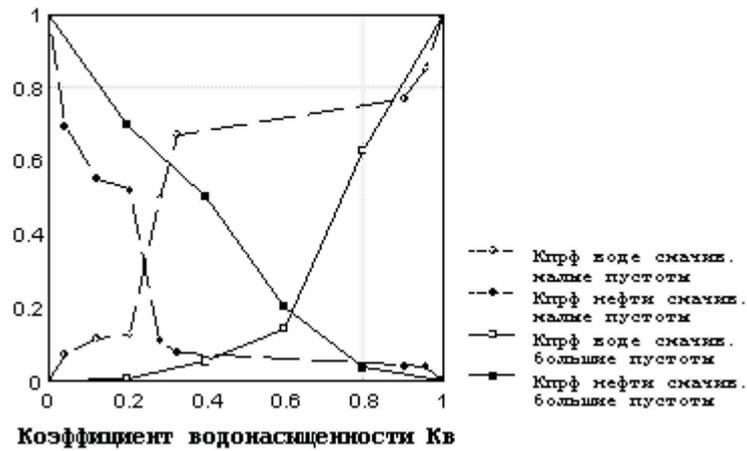


Рис. 6. Влияние структуры смачиваемости на относительные фазовые проницаемости

ВЛИЯНИЕ МИКРОСТРУКТУРНОЙ СМАЧИВАЕМОСТИ НА КАПИЛЛЯРНОЕ ДАВЛЕНИЕ

Микроструктурная смачиваемость оказывает существенное влияние на капиллярное давление (рис. 7). При малой водонасыщенности P_k ведет себя стандартным образом по гидрофильному типу зависимости P_k от K_v . Однако по мере роста водонасыщения P_k переходит через нулевое значение и становится отрицательным. Такой тип P_k не соответствует ни гидрофильному, ни гидрофобному, ни нейтральному типу смачиваемости.

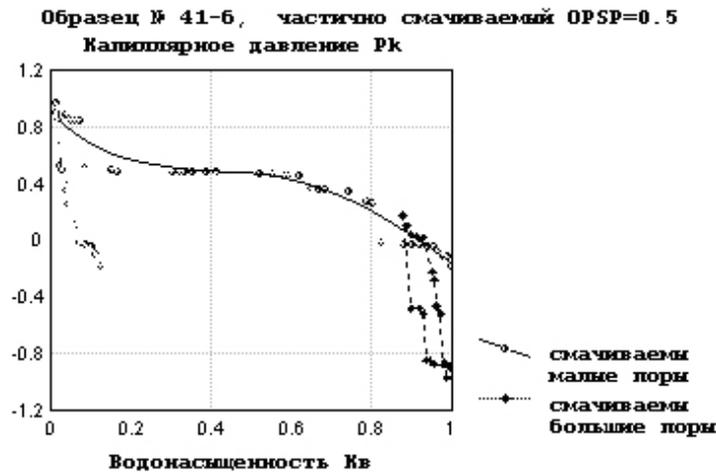


Рис. 7. Влияние структуры смачивания на капиллярное давление

ВЛИЯНИЕ МИКРОСТРУКТУРНОЙ СМАЧИВАЕМОСТИ НА НЕПОДВИЖНУЮ ВОДО- И НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТЬ

Остаточная (гидродинамически неподвижная) насыщенность определяется структурой порового пространства и характером смачивания внутренней поверхности пор. При малых значениях числа капиллярности эти факторы являются определяющими. Микроструктурная неоднородность по смачиваемости может приводить к аномальности проявления капиллярных эффектов в микромасштабе. Так, при переходе от гидрофильной части пор к гидрофобной имеет место эффект изменения величины капиллярного давления, который обуславливает подвижность фаз на микроуровне. Дополнительная блокировка зависит от особенностей микроструктуры пласта (рис. 8). Важным обстоятельством является то, что при определенной микроструктуре смачивания большая часть подвижной нефти становится неподвижной при малых градиентах давления, и для ее извлечения необходимы специальные активные методы воздействия.

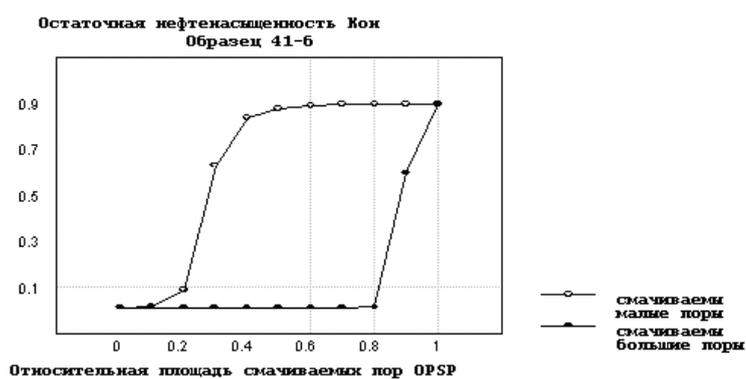


Рис. 8. Влияние структуры смачиваемости на остаточную нефтенасыщенность

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

Обоснован и установлен новый тип смачиваемости нефтяных и газовых пластов — микроструктурная смачиваемость, которая отличается от известной ранее гетерогенной смачиваемости тем, что участки с различным типом смачиваемости приурочены к микроструктурным неоднородностям пласта. В частности, гидрофильные и гидрофобные участки смачивания приурочены к порам и капиллярам, что приводит к неоднородности смачивания на уровне отдельных пор. Микроструктурная смачиваемость приводит к необычным явлениям при двухфазной фильтрации и требует специального учета для обоснования технологий извлечения углеводородов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Salatiel R.A. Oil recovery by surface film drainage in Mixed wettability rocks // JPT. 1973. Oct. P. 1216-1224.
2. Михайлов Н.Н., Джемесюк А.В., Кольчицкая Т.Н., Семенова Н.А. Изучение остаточного нефтенасыщения разрабатываемых пластов. М.: изд. ВНИИОЭНГ, 1990. 59 с.
3. Robin M., Combes R., Degreve F., Cuiec L. Wettability of porous media from environmental scanning electron microscopy from model to reservoir rocks // SPE. 1997. № 337235. P. 251-256.
4. Семенова Н.А., Кольчицкая Т.Н., Михайлов Н.Н. Моделирование влияния гетерогенной смачиваемости пласта на блокировку запасов углеводородов // Бурение и нефть. 2004. № 4. С. 15-22.
5. Танкаева Л.К., Сечина Л.С., Приваленко Н.В. К методике гранулометрического анализа цементированных осадочных пород с одновременным определением емкости катионного обмена // Геология нефти и газа. 1983. № 11. С. 46-52.
6. Тарасевич Ю.И., Овчаренко Ф.Д. Адсорбция на глинистых минералах. Киев: Наукова Думка, 1975. 109 с.
7. Сечина Л.С., Еремина Е.И., Сребродольская Т.А., Язынина И.В. Гидрофобизация пород-коллекторов как показатель трансформации углеводородного сырья // К созданию общей теории нефтегазоносности недр: Материалы VI междунар. конф. М: ГЕОС, 2002. С. 168-171.
8. Иванова М.М., Лысенко В.Д., Михайлов Н.Н. и др. Особенности разработки месторождения с трудноизвлекаемыми запасами нефти (на примере Талинского месторождения) // Обзорная информация. Серия: Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 1996. 70 с .