

Раздел 3

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 553.98.061.4

А.А. Злобин, И.Р. Юшков

Пермский государственный технический университет

О МЕХАНИЗМЕ СТРУКТУРНОЙ ПЕРЕСТРОЙКИ НЕФТЕЙ В ПОРОВОМ ОБЪЕМЕ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

В процессе экспериментальных исследований установлено, что при помещении различных нефтей в поровый микрообъем происходит закономерное изменение микроструктуры жидкости – увеличение энергии активации протонов нефти. При этом остаточная водонасыщенность пород выполняет роль естественного экрана, снижающего эффект объемного структурирования нефти. Слой остаточной нефтенасыщенности, по сравнению с начальной, обладает более высокой степенью перестройки микроструктуры жидкости.

Данная работа продолжает экспериментальные исследования структурообразования нефтяных дисперсных систем (НДС) [1,2]. В предлагаемой статье рассматриваются структурные изменения реальных нефтей непосредственно в поровом пространстве пород-коллекторов. До сих пор такие работы не проводились. Это направление исследований имеет, несомненно, большой научный и практический интерес в связи с проблемами остаточных запасов и разработкой новых методов увеличения нефтеотдачи пластов.

В процессе проведенных ранее исследований [1,2] было показано, что энергия активации E_a является достаточно чувствительным и точным молекулярным параметром, отражающим текущую структуру НДС. Энергия активационного порога E_a задает характерную микроструктурную упорядоченность нефтяной коллоидной системы. В реальных углеводородах нефтей величина E_a определяется средней энергией межмолекулярных взаимодействий (ММВ) и по сути является универсальной физической константой жидкости, такой как, например, размер молекул, длина химической связи и т.п., которая не зависит от температуры, типа аппаратуры и условий эксперимента. Важно отметить, что константа E_a отвечает за проявление основных макросвойств жидкости. Например, увеличение энергии активации приводит к росту вязкости, снижению текучести, уменьшению коэффициента диффузии. В том случае, когда за счет каких-либо внешних физических воздействий происходит изменение внутренней структуры жидкости на молекулярном уровне, соответственно меняется и энергия активации.

Энергия активации реальных нефтей в поровом объеме пород-коллекторов определялась импульсным методом ЯМР [1] из температурных исследований с использованием уравнения Аррениуса для времени корреляции τ молекулярных движений:

$$\tau = \tau_0 \exp(E_a / kT),$$

где τ_0 – период колебаний в положении равновесия; k – постоянная Больцмана; $\tau = 1/T_1$, где T_1 – время продольной протонной релаксации.

Особенность экспериментов состояла в том, что энергия активации протонов нефти измерялась при наличии в поровом объеме остаточной водонасыщенности, которая в определенной мере экранировала молекулы нефти от твердой поверхности. Анализ свойств нефти в присутствии воды проводился по специально разработанной методике [3].

Все эксперименты проводились на специализированном компьютеризированном ЯМР-комплексе, включающем в себя импульсный когерентный протонный спектрометр «Миниспек Р-20» (Bruker, Германия) с резонансной частотой 20 МГц, блок термостабилизации датчика спектрометра (точность $\pm 0,02$ °С) и интерфейсный блок АЦП для регистрации информации в реальном масштабе времени. Минимальное количество регистрируемой жидкости составляет $1,5 \cdot 10^{-3}$ г. Время спин-решеточной релаксации нефти T_1 (СРР) измерялось по двухимпульсной программе ($90^\circ-t-90^\circ$). Расчет экспериментальных кривых производился по методу компонентного анализа с учетом экспоненциальной модели релаксации в каждой фазе. Точность определения времен продольной релаксации составляет 5–6 % отн.

Объектом исследований служили образцы пород-коллекторов визейских бобриковских отложений Логовского месторождения скв. 228, петрофизические свойства которых приведены в табл.1.

Бобриковский пласт представлен преимущественно неоднородными в текстурном отношении мелкозернистыми песчаниками (средний размер зерен 0,1–0,2 мм), иногда сильно алевритистыми, с вкраплениями углефицированных остатков или даже прожилков, с редкими желваками пирита. Пористость песчаников средняя, микротрещины наблюдаются редко и по напластованию.

По микроописанию высокопроницаемые разности песчаников сложены хорошо окатанными зернами кварца размером около 0,1 мм и очень редко 0,3 мм, сцементированными глинистым материалом контактно-пленочного типа, в редких случаях – порового. Низкопроницаемые песчаники и алевролиты отличаются значительным колебанием размеров зерен, плохой их окатанностью, часто поровым и базальным типами углисто-глинистого цемента. Общей особенностью для всех пород следует считать отсутствие карбонатного цемента. Пористость коллекции образцов изменялась от 9,9 до 17,3 %,

а газопроницаемость – от 0,7 до 487,9 мД. По смачиваемости внутриводной поверхности коллекторы относятся к типично гидрофобным.

Таблица 1

Петрофизические свойства терригенных бобриковских отложений скв. 228 Логовского месторождения (интервал отбора 2017,1–2022,1 м)

Но- мер об- разца	Тип по- роды	Сма- чивае- мость М, д.ед.	Порис- тость K_p , %	Объ- емная плот- ность ρ_p , г/см ³	Прони- цае- мость по газу $K_{прг}$, 10 ⁻³ мкм ²	Оста- точная водона- сыщен- ность $K_{о.в}$, %	Магнит- ная вос- приим- чивость η , 10 ⁻⁵ ед. СГСЕ	Эквива- лент. радиус поро- вых ка- налов $R_{п.к}$, мкм	Радиус пор по ЯМР, $R_p^{ЯМР}$, мкм
1	Пм/з/Ас	0,07	17,1	2,21	487,9	5,9	3,3	5,3	37,2
2	Пм/з/Ас	–	16,1	2,20	116,1	8,1	2,7	2,7	31,7
3	Пм/з/Ас	–	17,3	2,18	236,5	8,3	3,4	3,7	30,0
4	Пм/з/Ас у-г	0,06	13,6	2,27	296,6	5,8	2,5	4,7	46,5
5	Пм/з/Ас	–	16,4	2,17	393,9	5,5	4,7	4,9	25,4
6	Пм/з/Ас	–	11,8	2,31	5,8	65,0	4,3	0,7	7,7
7	Пм/з/Ас	–	9,9	2,35	0,7	90,8	6,2	0,3	4,2

Примечание: Пм/з – песчаник мелкозернистый; Пм/з/Ас – песчаник мелкозернистый алевритистый; у-г – углисто-глинистый.

В экспериментах непосредственно измерялась энергия активации в диапазоне температур от 10 до 55 °С, а также вязкость нефти при начальном и остаточном насыщении. Для этого проводили специальные эксперименты по вытеснению нефти водой при 30 °С из каждого образца на установке УИПК-1М. Дополнительно после вытеснения по ЯМР определялась структура остаточной нефти. Полученные экспериментальные данные сведены в табл. 2.

Анализ полученных данных показывает, что при насыщении порового объема нефтью происходит существенное изменение микроструктурных и реологических свойств флюидов. Так, динамическая вязкость нефти в порах в среднем увеличивается 2,0 раза и тесно связана с эквивалентным радиусом поровых каналов: с уменьшением среднего радиуса пор происходит монотонное увеличение вязкости нефти за счет более сильного взаимодействия молекул нефти с поверхностью породообразующих минералов. После вытеснения нефти в порах образуется относительно тонкий слой (0,1–0,8 мкм) остаточной нефти, вязкость которой дополнительно увеличивается в 1,2–1,5 раза по сравнению с начальной нефтенасыщенностью.

Вязкость и энергия активации протонов нефти Логовского месторождения при начальном и остаточном насыщении порового объема терригенных пород-коллекторов

Номер образ-ца	Вязкость нефти при начальной нефтенас., мПа·с	Вяз-кость оста-точной нефти, мПа·с	Энергия активации начальной нефтенас., кДж/моль	Энергия активации остаточной нефти, кДж/моль	Началь-ная неф-тенас., %	Коэф-фициент вытес-нения, д.ед.	Остаточная нефтенасы-щенность $K_{о.н}$, %		
							общая	подвиж-ная	связанная
1	5,6		21,61	–	94,1	0,791	19,0	11,8	7,2
2	6,5	10,2	20,62	39,06	91,9	0,775	20,5	13,1	7,4
3	5,9		16,95	–	91,7	0,785	17,7	9,9	7,8
4	5,8	6,4	17,78	–	94,2	0,687	23,2	14,5	8,7
5	6,6	7,6	20,86	37,73	94,5	0,734	23,9	14,4	9,5
6	7,5		26,78	–	35,0	–	–	–	–
7	25,1		39,39	–	9,2	–	–	–	–

Примечание. Энергия активации исходной нефти с вязкостью 3,2 мПа·с в неограниченном объеме (пробирке) составляет 13,05 кДж/моль.

Что касается энергии активации, то она увеличивается в среднем в 1,8 раза для нефти в микрообъеме пор, но по сравнению с вязкостью изменяется в более широком диапазоне – от 16,95 до 39,39 кДж/моль. После вытеснения нефти энергия активации дополнительно возрастает в среднем в 1,8 раза по сравнению с начальной нефтенасыщенностью объема пор.

Если вязкость отражает в общем случае увеличение сил сопротивления при взаимном перемещении слоев жидкости при данной температуре и градиенте давления, то энергия активации характеризует более общие закономерности, связанные с увеличением потенциального барьера ММВ, отражающего тонкую перестройку микроструктуры жидкости под действием внешних факторов физической или химической природы. В нашем случае структура твердого каркаса с малыми (10^{-6} – 10^{-8} м) линейными размерами накладывает жесткие ограничения на движение молекул в каждой точке порового объема. Это приводит к внутренней перестройке структуры жидкости в поровом объеме, которая в общем случае упрочняется за счет снижения подвижности молекул и приближения жидкости к структуре твердого тела.

В том случае, когда у поверхности пор в процессе вытеснения формируется тонкий слой пристеночной остаточной нефти, то его микроструктура будет всегда отличаться от состояния нефти при полном насыщении пор в сторону дополнительного роста энергии активации (см. табл. 2).

Установленные закономерности будут непосредственно влиять в дальнейшем на все процессы, связанные с различными полевыми воздействиями

на жидкость (поле давлений, температуры, концентрации и др.). Например, увеличение потенциала ММВ нефти в порах существенно влияет на все процессы фазовых переходов в нефтях. По сравнению с неограниченным объемом, в порах коллекторов фазообразование всегда будет происходить при более высокой температуре (температурный сдвиг), что необходимо учитывать при планировании различных ГТМ.

Анализ показывает, что энергия активации нефти напрямую связана со структурой пород-коллекторов. На рис. 1 приведена зависимость E_a и среднего диаметра пор терригенных образцов. Видно, что связь характеризуется очень высоким коэффициентом корреляции 0,918 д.ед. С уменьшением линейного масштаба ограничивающей области для нефти энергия активации нелинейно возрастает с 16,95 до 39,39 кДж/моль.

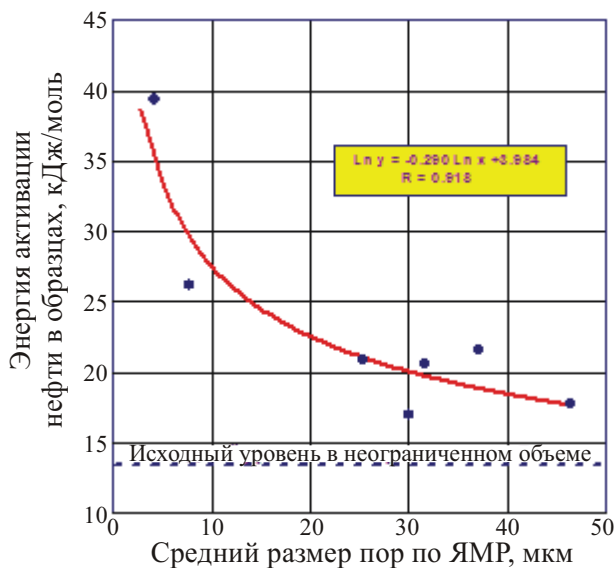


Рис. 1. Зависимость энергии активации протонов нефти в поровом объеме терригенных коллекторов от среднего размера пор

В рассмотренных выше экспериментах анализировались породы одного вещественного состава. Представляет интерес рассмотреть влияние различного минералогического состава на структурообразование в порах коллекторов. Для этого были подготовлены дополнительно две коллекции образцов с близкими ФЕС, состав скелета которых представлен кварцевыми и полимиктовыми песчаниками. Кварцевые песчаники были отобраны со скв. 210 Красносельского месторождения, а полимиктовые – соответственно со скв. 71, 67 Харьягинского месторождения. Дополнительно были также подготовлены и исследованы модельные образцы из спеченных стеклянных гранул с известным размером пор. Модельные образцы насыщались нефтью в сухом

виде без моделирования остаточной воды. В табл. 3 приведены коллекторские свойства исследованных пород-коллекторов и соответствующая им энергия активации для нефти при полном (начальном) и остаточном насыщении порового объема.

Таблица 3

Энергия активации протонов нефти Харьгинского месторождения при начальном и остаточном насыщении порового объема кварцевых и полимиктовых песчаников, и модельных образцов пористых сред

Но- мер об- разца	Тип пористой среды	Пористость, %	Прони- цаемость по газу, 10^{-3} мкм ²	Остаточ- ная водо- насыщен- ность, %	Энергия активации, кДж/моль	
					Начальная нефтенасыщ.	Остаточная нефтенасыщ.
1	Исходная нефть в неограниченном объеме (пробирке)				15,85	
Модельные образцы						
2	Образцы из спеченых стеклянных гранул (без остаточной воды)	38,0 ($d_{пор}=160$ мкм)	-	-	16,79	-
3		34,0 ($d_{пор}=100$ мкм)	-	-	17,45	-
4		30,0 ($d_{пор}=16$ мкм)	-	-	18,53	-
Реальные цементированные образцы						
5	Кварцевый песчаник (с остаточной водой)	22,0	1299,0	7,6	19,28	21,69
6		19,5	216,9	7,3	20,36	21,44
7		11,0	43,6	10,3	22,77	23,18
8	Полимиктовый песчаник (с остаточной водой)	25,0	1359,0	32,1	18,72	21,85
9		24,8	219,1	39,9	19,86	21,69
10		22,8	33,1	55,2	21,02	21,09

Анализ данных показывает, что в кварцевых и полимиктовых песчаниках с ухудшением коллекторских свойств наблюдается монотонное увеличение энергии активации, но в каждой группе по своему закону, отражающему влияние экранирующего слоя остаточной воды. Прослойка воды в породе выстилает внутреннюю поверхность пор и каналов и, тем самым, препятствует прямому контакту молекул нефти с активными центрами на поверхности глинистых минералов скелета. Получается, что при равной газопроницаемости кварцевых и полимиктовых песчаников энергия активации выше там, где меньше величина остаточной водонасыщенности (см. табл. 3). Более наглядно различие вещественного состава просматривается при сопоставлении E_a и газопроницаемости пород. На рис. 2 приведены данные экспериментов при

полном (кривые 1, 2) и остаточном (кривые 3, 4) насыщении нефтью пор. В случае начальной нефтенасыщенности с уменьшением проницаемости пород происходит быстрое возрастание E_a по нелинейному закону. В диапазоне высокой и средней проницаемости графики для кварцевых и полимиктовых песчаников идут практически параллельно друг другу, но в низкопроницаемых разностях динамика энергетических параметров значительно отличается за счет увеличения скорости роста в кварцевых песчаниках.

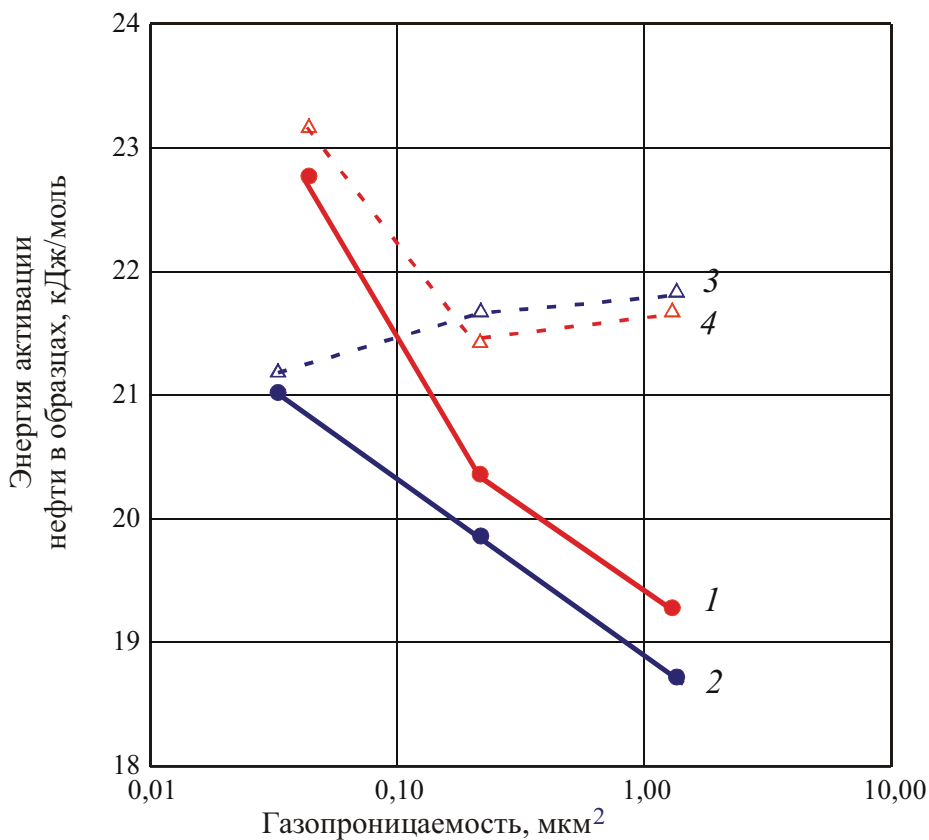


Рис. 2. Зависимость энергии активации протонов нефти в поровом объеме от газопроницаемости кварцевых (1, 4) и полимиктовых (2, 3) песчаников при начальной (1, 2) и остаточной (3, 4) нефтенасыщенности

При анализе данных, относящихся к остаточной нефтенасыщенности (см. рис. 2, кривые 3, 4), четко видно, что в крупных порах с проницаемостью 0,2–1,3 мкм² энергия активации слабо зависит от проницаемости (структуры) пород и в среднем составляет 21,67 кДж/моль. Но с уменьшением проницаемости картина существенно изменяется, а именно: в полимиктовых наблюдается снижение энергии активации, а в кварцевых, наоборот, резкое возрастание E_a . Дело в том, что в полимиктовых песчаниках вытеснение нефти не свя-

зано с нарушением структуры слоя остаточной воды: нефть как бы скользит по пленке воды в поровых каналах. А в кварцевых песчаниках при вытеснении в средних по проницаемости коллекторах происходит фактическое вытеснение части остаточной воды, что резко снижает эффект экранировки от активных центров поверхности и остаточная нефть претерпевает эффект более сильной перестройки за счет усиления сил ММВ.

Результаты выполненной работы показывают, что при помещении различных нефтей в поровый объем пород-коллекторов происходит закономерное изменение микроструктуры жидкости, которое проявляется в увеличении энергии активации протонов нефти. Важное значение при этом имеет остаточная водонасыщенность, которая выполняет роль естественного экрана, снижающего эффект структурирования нефти. При этом, чем меньше размер пор пород-коллекторов, тем выше энергия активации нефти, отражающей перестройку внутренней микроструктуры НДС. Остаточная нефтенасыщенность, по сравнению с начальной нефтенасыщенностью, обладает более высокой степенью перестройки микроструктуры жидкости. Это необходимо учитывать во всех процессах, связанных с разработкой и эксплуатацией залежей нефти и газа.

Список литературы

1. Злобин А.А., Юшков И.Р. Изучение структуры нефтяных дисперсных систем // Проблемы комплексного освоения месторождений полезных ископаемых в Пермском крае: материалы краевой науч.-техн. конф. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007. – С. 32–41.

2. Злобин А.А., Юшков И.Р. О механизме структурообразования нефтяных дисперсных систем // Проблемы комплексного освоения месторождений полезных ископаемых в Пермском крае: материалы краевой науч.-техн. конф. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007. – С. 42–49.

3. Пат. 2305277 РФ, G01M24/08. Способ определения смачиваемости поровой поверхности неэкстрагированных пород-коллекторов / Злобин А.А. – № 2006112435; заявл. 13.04.2006; опубл. 13.04.2007, Бюл. №24.

Получено 27.04.2010