

Расширенная и доработанная версия статьи, опубликованной в журнале «Доклады Академии наук», 2019, том 486, № 1, с. 65–68, DOI: 10.31857/S0869-5652486165-68

Изменение смачиваемости пород-коллекторов при адсорбции асфальтенов на внутрипоровой поверхности

Н.Н. Михайлов^{1,2*}, О.М. Ермилов³, Л.С. Сечина²

1 – РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, г. Москва

2 – Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

3 – Ямало-Ненецкий филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения РАН, г. Надым

E-mail: *folk200@mail.ru

Аннотация. Исследовалось влияние адсорбированных полярных компонентов на изменение смачиваемости терригенных и карбонатных коллекторов нефтяных и газоконденсатных месторождений. Установлены закономерности гидрофобизации внутрипорового пространства коллектора в двух случаях: при влиянии только асфальтеновой компоненты и при влиянии асфальтеновой компоненты вместе с масло-смолистыми компонентами. Показана роль ассоциаций полярных компонентов в изменении смачиваемости.

Ключевые слова: смачиваемость, асфальтены, адсорбция, гидрофобизация.

Для цитирования: Михайлов Н.Н., Ермилов О.М., Сечина Л.С. Изменение смачиваемости пород-коллекторов при адсорбции асфальтенов на внутрипоровой поверхности // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 1(32). С. 3–15. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-32.art1>

Введение

Одной из причин низкой углеводородоотдачи пласта являются молекулярно-поверхностные процессы, происходящие на межфазной границе раздела порода–флюиды. Состав нефти, изменение термобарических условий в процессе разработки влияют на осаждение на поверхности поровых каналов полярных соединений. Эти полярные соединения из-за своей способности к адсорбции могут изменять смачиваемость пласта при определенных условиях [2]. Смачиваемость играет ключевую роль во всех

процессах извлечения нефти и газа, а также влияет на выпадение и подвижность конденсата в процессе разработки залежи [3]. Пренебрежение явлениями смачиваемости формирует ошибочные представления о распределении насыщенности при геологическом моделировании, в результате снижается качество прогнозных показателей разработки. Нефтяные месторождения с гидрофобной характеристикой коллектора невозможно эффективно разрабатывать с помощью традиционного заводнения, а запасы нефти в таких коллекторах являются трудноизвлекаемыми [1–4].

Характеристика асфальтеновой компоненты нефтей

В процессе формирования залежей углеводородов полярные компоненты (смолы, асфальтены, масла) адсорбируются на внутрипоровой поверхности. Адсорбция полярных компонентов приводит к изменению смачиваемости коллекторов [1].

Наиболее склонны к адсорбции асфальтены. Адсорбция асфальтенов приводит к изменению компонентного состава нефтяной дисперсионной среды, то есть к изменению внутренней структуры и потере кинетической устойчивости системы. Адсорбция асфальтенов также является одной из причин коагуляции нефтяного коллектора коллоидными частицами.

В структурном отношении асфальтены – это твердые, хрупкие и аморфные вещества, черного или бурого цвета, не

плавкие, но при нагревании выше 300 °С разлагаются с образованием газов и углеродистого остатка. Плотность асфальтенов 1,2 г/см³. Средний молекулярный вес составляет 750 а.е.м.

Это наиболее полярная фракция нефти. Молекула асфальтена содержит единое ядро в виде полициклического ароматического соединения с периферийными алкановыми цепочками. Большая часть полиароматических полициклических колец образует конденсированную ароматическую систему. Внутри этой системы могут содержаться нафтены и гетероатомы (N, O, S). Именно гетероатомы придают молекуле асфальтена полярность. Молекулы асфальтенов имеют плоское пространственное строение благодаря нескольким конденсированным ароматическим кольцам в своем составе [5] (рис. 1).

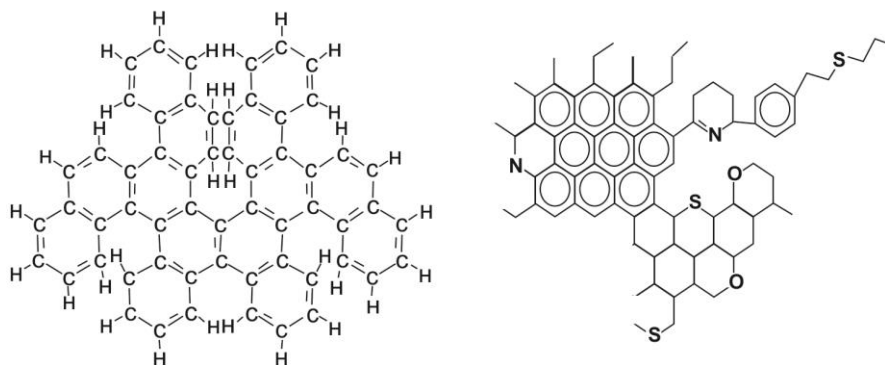


Рис. 1. Схематичное строение структуры асфальтенов

При микроструктурном исследовании асфальтенов было выявлено существование как высокопористых асфальтенов, так и непористых асфальтенов с гладкой поверхностью. Просвечивающая электронная спектроскопия (с использованием ПЭМ) показала, что асфальтены состоят из наночастиц (мицелл) диаметром от 50 нм. Эти частицы формируют агрегаты (хлопья), диаметр которых составляет от 350

до 550 нм. Некоторые из них располагаются слоями с тенденцией к графитизации [6].

Рентгеноструктурный анализ показал, что выделенные из нефти асфальтены имеют слабо выраженные кристаллические свойства.

Для структуры асфальтенов характерны четко выраженные двумерные полициклические системы, образующие вытянутые плоскости – «слои».

Диаметр слоев изменяется от 0,85–1,5 до 3,0–5 нм, длина слоев составляет примерно 5,0 нм, ширина – около 1,0–1,2 нм. Полиядерные слои располагаются параллельно друг к другу и образуют кристаллоподобные структуры (пачки) толщиной 1,6–2,0 нм, что соответствует 5–6 слоям. Расстояние между слоями 0,355–0,37 нм. Полиядерные конденсированные структуры с алкильными заместителями связаны между собой алкильными мостиками. Алкильные фрагменты имеют насыщенный характер.

Физико-химическая активность асфальтенов

Данные электронно-парамагнитного резонанса (ЭПР-спектров) свидетельствуют о том, что асфальтены остаточных нефтей

практически полностью состоят из соединений парамагнитного характера [7].

Асфальтены ассоциированы в нефтях с металлопорфиринами, характерным свойством которых является их способность к осаждению при определенных условиях. Содержание металлопорфиринов в асфальтенах достигает 80–90% от их общего содержания в нефти. В природных углеводородах найдены порфириновые комплексы ванадия, никеля, железа, меди, кобальта, цинка и галлия. В некоторых нефтях металлопорфириновые комплексы отсутствуют. В других нефтях присутствуют только никельпорфирины или ванадилпорфирины. В некоторых нефтях присутствуют обе разновидности металлокомплексов (рис. 2, 3).

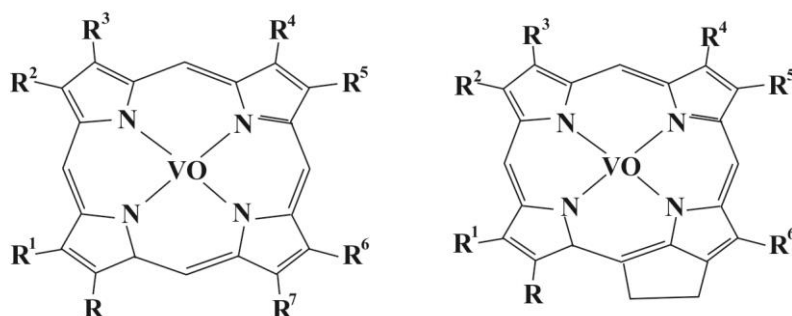


Рис. 2. Схематичное строение структуры ванадилпорфириновых комплексов

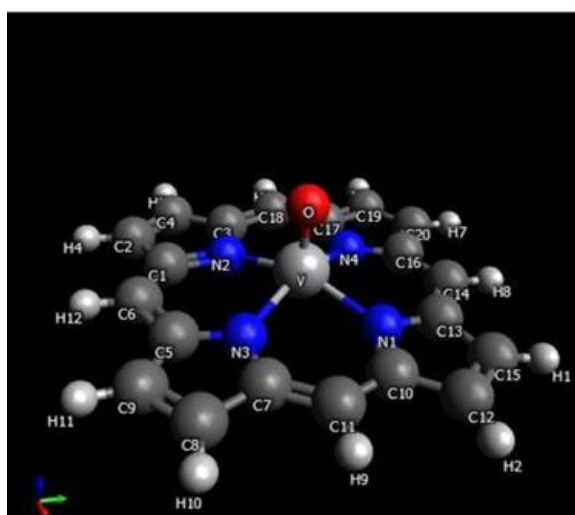


Рис. 3. Схематичное строение ассоциаций асфальтена с ванадилпорфириновым комплексом

Поверхностная активность асфальтенов резко падает при удалении из них ванадилпорфириновых комплексов, которые в значительно большей степени ассоциированы с асфальтенами с меньшей молекулярной массой и связаны с ними прочными межмолекулярными силами [8].

Асфальтены делятся на полярные и неполярные. Полярные асфальтены отличаются от неполярных на порядок меньшими молекулярными массами, повышенным содержанием углерода и азота, пониженным содержанием водорода, серы, кислорода, ванадия с концентрацией, втрое более низкой, чем концентрация в свободных радикалах [9].

Молекулярная масса исследованных асфальтенов зависит от содержания в них гетероатомных структур: она уменьшается с увеличением содержания этих групп. Высокая молекулярная масса асфальтенов образуется за счет объединения молекул в асфальтеновые пачки, по признаку наличия в них полиареновых ядер в результате π - π -взаимодействия. Конденсированные структурные блоки, содержащие мало гетерофункциональных заместителей, способны образовывать пространственно упорядоченные пачечные микрочастицы асфальтенов, которые кольматируют поровое пространство при фильтрации. Подобное взаимодействие затруднено между блоками с большим содержанием гетероатомов, таких как в спирто-бензольных смолах, для которых характерно образование ассоциатов. Более высокое содержание гетерозаместителей при меньшей молекулярной массе придает асфальтенам остаточных нефтей повышенную полярность. В результате они в большей степени адсорбируются на поверхности поровых каналов, удерживая сольватную оболочку, содержащую неполярные компоненты нефти [10].

Асфальтены могут адсорбироваться в породе-коллекторе не только как индивидуальные компоненты, но и как *смолисто-асфальтеновые мицеллы коллоидного характера*. На внутривпоровой поверхности коллектора сразу могут образовываться большие (порядка сотен ангстрем) липофильные центры, не характерно связывающие другие нефтяные компоненты. При этом в слое нефти, непосредственно примыкающем к внутривпоровой поверхности породы, концентрация асфальтенов повышается в 3–4 раза [11].

Повышенная концентрация асфальтенов способствует формированию

плотных полимолекулярных слоев в поровом пространстве. На первом этапе адсорбции асфальтенов происходит заполнение микропор, параметры которых соответствуют шероховатости поверхности частиц. После заполнения микропор области соприкосновения соседних частиц становятся центрами адсорбции, поверхности которых имеют максимальную кривизну в области контакта соприкасающихся зерен. Это приводит к увеличению интенсивности агрегации мономеров асфальтенов. Рядом с областями агрегации формируются адсорбционные гелеподобные слои. Удельное количество таких областей соприкосновения максимально для микрогранулированных фракций. На величину адсорбции влияет концентрация индивидуальных соприкосновений между частицами адсорбента. Минералы, входящие в состав коллекторов нефти и газа, по интенсивности адсорбции асфальтенов могут быть расположены в следующем порядке (по убыванию): слюда, кварц, доломит – для мелкозернистых минеральных порошков; слюда, доломит, кварц – для крупнозернистых минеральных порошков [12].

Адсорбция на внутривпоровой поверхности коллектора даже самого малого количества асфальтенов неизбежно приводит к изменению смачиваемости пласта.

Обоснование постановки эксперимента

Как было указано, адсорбция асфальтеновых компонентов нефти может проходить совместно с другими компонентами, адсорбция которых также способна приводить к гидрофобизации порового пространства коллекторов и формированию адсорбционно-связанной нефти [1].

Задачей данного исследования стало выявление роли собственно асфальтеновой компоненты в изменении смачиваемости коллектора при поликомпонентной адсорбции углеводородов.

Был поставлен специальный эксперимент. Объектами исследования являлись образцы керна терригенных и карбонатных пород, отобранных из нефтяных и газоконденсатных месторождений (табл. 1).

Таблица 1

Объекты исследования адсорбции асфальтеновых компонентов

№ п/п	№ образца	Месторождение	Порода
1	1	Ромашкинское (нефтяное)	терригенная
2	2	Черногорское (нефтяное)	терригенная
3	3	Карачаганакское (газовая зона)	карбонатная
4	4	Карачаганакское (газоконденсатная зона)	карбонатная
5	5	Карачаганакское (нефтяная зона)	карбонатная

Исходные образцы керна, содержащие в поровом пространстве адсорбированную нефть, насыщались под вакуумом дистиллированной водой, затем сушились в сушильной установке при температуре 25 °С и влажности воздуха 33%. В результате была получена первая кривая сушки, представляющая собой зависимость влагосодержания образца от времени сушки. Затем образцы экстрагировались в аппарате Сокслета.

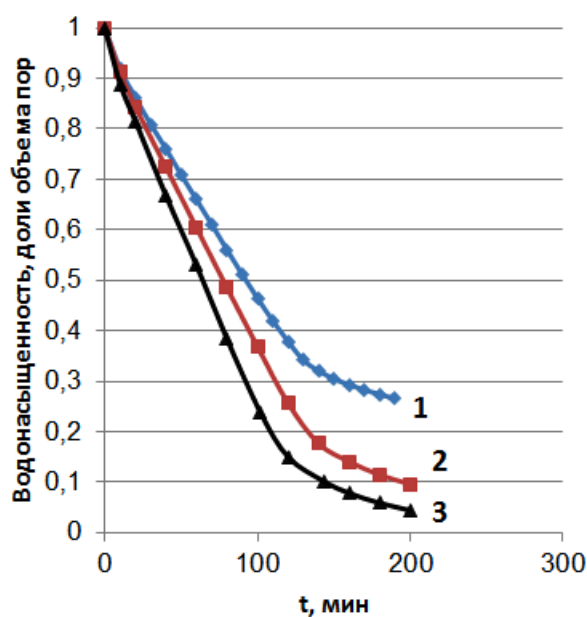
Для того чтобы на поверхности поровых каналов образцов оставались только асфальтены, экстракция проводилась н-гексаном, поскольку асфальтены не растворяются в алкановых углеводородах, а масла и смолы адсорбированной нефти растворяются [13, 14]. Далее образцы сушились при температуре 70 °С для удаления н-гексана. Таким образом была получена вторая кривая сушки.

Третью кривую сушки получили после экстракции образцов керна

хлороформом. При данной процедуре образцы керна всегда становятся гидрофильными. На всех этапах эксперимента экстракция проводилась до прекращения свечения растворителей в ультрафиолетовом свете [10, 13].

Из анализа полученных кривых сушки: до экстракции, после экстракции н-гексаном и после экстракции хлороформом – рассчитывались коэффициенты гидрофобизации внутривпоровой поверхности образцов керна, которые содержали только адсорбированную нефть или только асфальтены (рис. 4). Коэффициент гидрофобизации – это доля площади поверхности пор, занятая гидрофобизирующими веществами [1].

Для углеводородов, выделенных путем экстракции н-гексаном и хлороформом, изучались инфракрасные (ИК) спектры. ИК-спектры определялись методом нарушенного полного внутреннего отражения (НПВО) на ИК-Фурье спектрометре Nicolet iSiO, кристалл НПВО St Se.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ
 Кривая 1 – образец с адсорбированной нефтью
 Кривая 2 – образец с адсорбированными асфальтенами
 Кривая 3 – гидрофильный образец

Рис. 4. Испарение воды из образцов

Результаты эксперимента

В табл. 2 приведены результаты определения коэффициента гидрофобизации

порового пространства образцов керна адсорбированной нефтью, асфальтенами, смолами и маслами.

Таблица 2

Коэффициент гидрофобизации внутрипорового пространства образцов керна

№ образца	Коэффициент гидрофобизации Θ_n , доли единиц площади поверхности пор		
	Θ_n адс. нефти	Θ_n асфальтенов	Θ_n масел и смол
1	0,238	0,065	0,173
2	0,074	0	0,074
3	0,093	0,044	0,049
4	0,100	0,02	0,098
5	0,312	0,104	0,208

Как следует из табл. 2, доля площади поверхности пор, занятых адсорбированной нефтью у исследованных терригенных образцов нефтяных месторождений, варьирует в интервале 0–0,312. Для карбонатных пород значение параметра увеличивается от образца из газовой зоны к образцу из нефтяной зоны.

После экстракции образцов керна н-гексаном коэффициент гидрофобизации

(Θ_n асфальтенов) стал меньше, чем у образцов с адсорбированной нефтью. А в образце 2 из нефтяного месторождения поверхность поровых каналов стала полностью гидрофильной (Θ_n асфальтенов = 0).

Следовательно, гидрофобизация исследованных образцов увеличивается при наличии в адсорбированной нефти углеводородов, извлеченных н-гексаном (см. табл. 2; Θ_n масел и смол).

Спектральный анализ адсорбированных углеводородов

Для выяснения разницы в составе углеводородов, экстрагированных из образцов керна сначала н-гексаном, а

затем хлороформом, был проведен ИК-спектральный анализ для образца 1 (Ромашкинское нефтяное месторождение, терригенная порода) и образца 5 (Карачаганакское месторождение, нефтяная зона, карбонатная порода), см. рис. 5, 6.

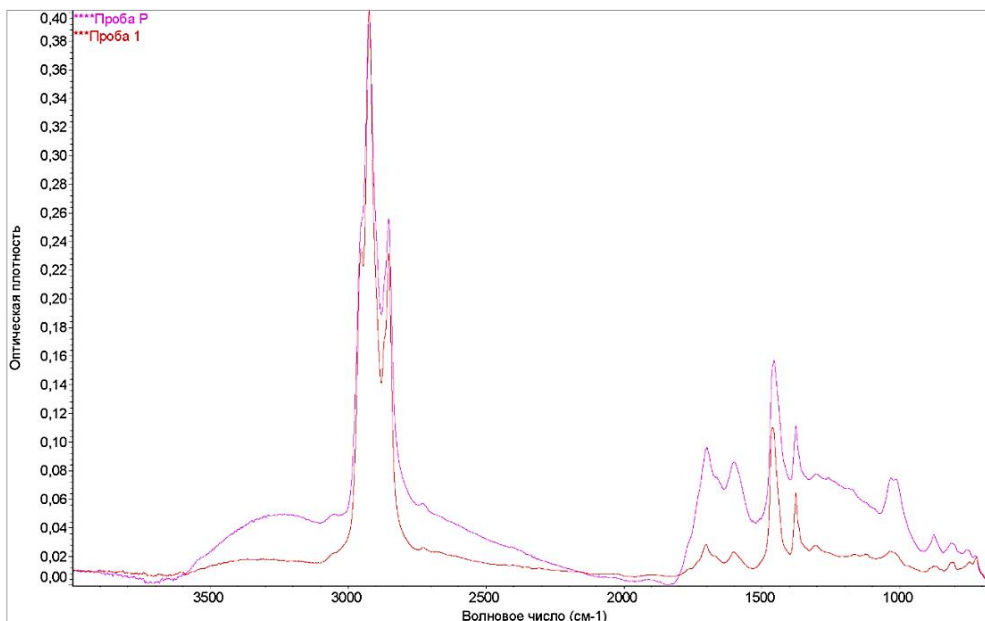


Рис. 5. ИК-спектр углеводородов, экстрагированных из образца 1, Ромашкинское месторождение: _____ н-гексаном (масла и смолы), _____ хлороформом (асфальтены)

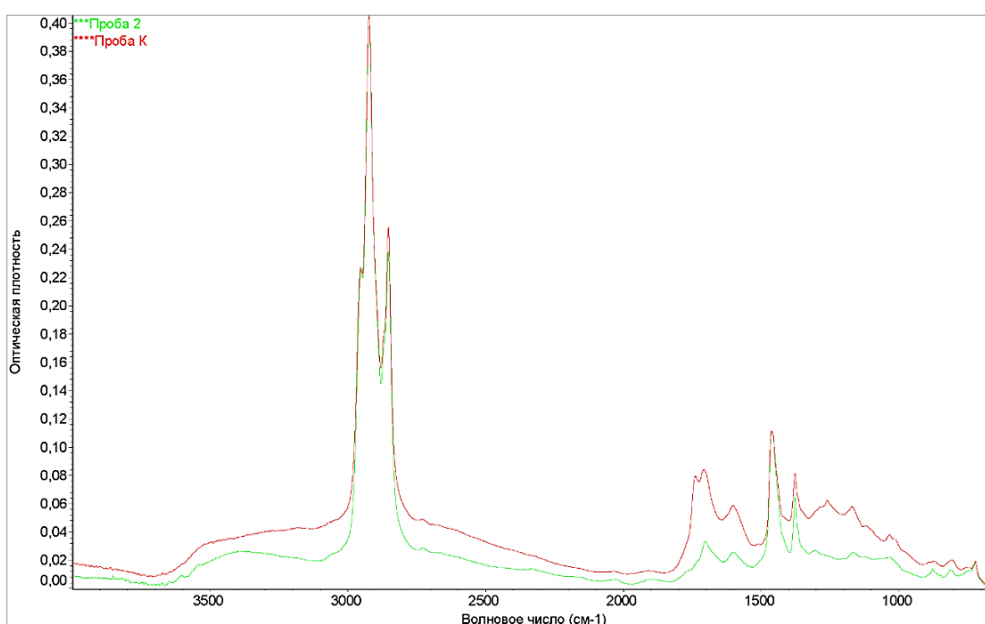


Рис. 6. ИК-спектр углеводородов, экстрагированных из образца 5, Карачаганакское месторождение: _____ н-гексаном (масла и смолы), _____ хлороформом (асфальтены)

Анализ ИК-спектров экстрактов, полученных с помощью н-гексана и хлороформа (образцы нефтяных месторождений карбонатных и терригенных пород), показал, что

спектры слабо различаются между собой, то есть содержат одинаковые структуры. Спектральные полосы отличаются только по своей интенсивности (табл. 3).

Таблица 3

Таблица пиков ИК-спектров экстрактов

Образцы				Интерпретация [15]
Терригенный		Карбонатный		
Положение пиков, см ⁻¹				
Масла, смолы	Асфальтены	Масла, смолы	Асфальтены	
3365		3369		Валентные колебания, характерные для межмолекулярной Н-связи с эфирами и кетонами
	3348, 3247			Валентные колебания, характерные для межмолекулярной Н-связи в димерах и полимерах
2953		2952	2952	Ассиметричные и симметричные колебания СН ₂ -групп
	2923	2923	2923	Ассиметричные и симметричные колебания СН ₂ -групп
	2853	2853	2853	Ассиметричные и симметричные колебания СН ₃ -групп
			1738	Сложные эфиры алифатические
1702	1700	1701	1705	С=О в ароматических кетонах
1602	1601	1601	1603	С-С связи в ароматических кольцах
1461	1456	1461	1462	Валентные колебания С-С связей метильных групп алкильных заместителей при небольшой их длине
1377	1376	1377	1377	
1303	1303	1303		Плоскостные колебания в ароматических кольцах
			1259	Циклические и ароматические эфиры
1167		1166	1167	
1124				
1033	1032	1034	1034	Наличие групп (S=O)
877	876	877	872	1,2,3-тризамещенные и 1,2,3,4-тетразамещенные бензола
806	813	810	808	
746	756			Метиленовые группы в парафиновых цепях с числом метиленовых групп в парафинах (n≥4)
722	724	721	721	

Анализ спектральных коэффициентов

На основании табл. 3 были рассчитаны спектральные коэффициенты,

характеризующие: C_1 – ароматичность, C_2 – окисленность, C_3 – разветвленность, C_4 – алифатичность, C_5 – осерненность (табл. 4) [16].

Таблица 4

Спектральные коэффициенты

№ обр., порода	Фракция	Спектральные коэффициенты				
		C_1	C_2	C_3	C_4	C_5
1 терригенная	Масла, смолы	1,16	0,256	0,588	3,67	0,216
	Асфальтены	4,17	0,610	0,706	1,54	0,474
2 карбонатная	Масла, смолы	1,375	0,301	0,585	3,24	0,2
	Асфальтены	3,07	0,759	0,734	1,713	0,34

Табл. 3 и 4 показывают, что экстракты н-гексана и хлороформа из терригенного и карбонатного образцов керн представлены полиароматическими углеводородами, в составе которых есть кислородные и серосодержащие соединения. Хлороформенные экстракты, состоящие из асфальтенов, содержат больше ароматики и имеют большую разветвленность, они также содержат больше сернистых соединений. Экстракты больше окислены, но в их составе меньше длинных алифатических цепей.

Видимо, именно поэтому гидрофобизация только асфальтенами меньше, чем в случае присутствия в адсорбированной нефти лишь масел и смол.

Для уточнения степени влияния каждого из спектральных коэффициентов на величину коэффициента гидрофобизации были выбраны 12 образцов Карачаганакского месторождения из газоконденсатной и нефтяной зон. Образцы керн экстрагировались хлороформом, а после удаления хлороформа снимались ИК-спектры. По результатам анализа спектров были рассчитаны спектральные коэффициенты, характеризующие ароматичность, алифатичность, окисленность, разветвленность и осерненность. Было установлено, что наибольшее влияние на коэффициент гидрофобизации имеет спектральный коэффициент, характеризующий ароматичность адсорбированной нефти (рис. 7).

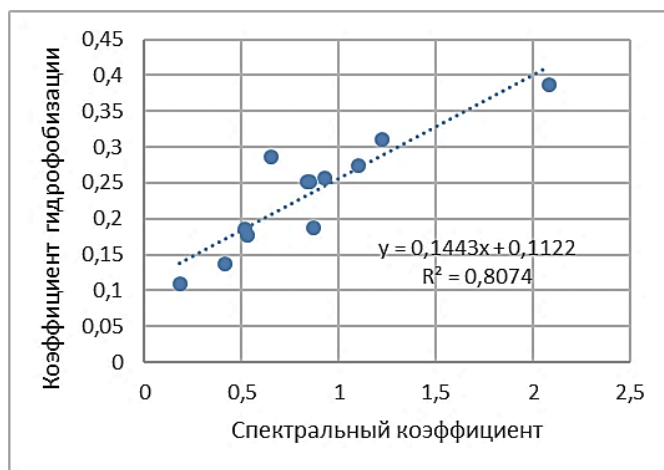


Рис. 7. Зависимость коэффициента гидрофобизации от спектрального коэффициента, характеризующего ароматичность адсорбированной нефти

Выводы

1. Экспериментально определены коэффициенты гидрофобизации образцов керна терригенных и карбонатных пород, отобранных из нефтяных и газовых месторождений, содержащих в поровом пространстве асфальтены, оставшиеся после экстракции образцов н-гексаном.

2. Установлено, что асфальтены в разной степени влияют на гидрофобизацию внутривпоровую поверхность пород-коллекторов. Так, коэффициент гидрофобизации асфальтенами изменяется в диапазонах (в долях единиц площади поверхности пор): 0–0,065 для терригенных образцов нефтяных месторождений; 0–0,044; 0–0,02; 0–0,104 для карбонатных образцов из газовой, газоконденсатной и нефтяной зон соответственно.

3. Коэффициент гидрофобизации внутривпоровую поверхность исследованных пород маслами и смолами меняется в диапазонах: 0,074–0,173 для терригенных образцов нефтяных месторождений; 0,049–0,208 для карбонатных образцов из газовой, газоконденсатной и нефтяной зон.

4. ИК-спектры, полученные из экстрактов н-гексаном и хлороформом, показали одинаковую структуру адсорбированных углеводородов для терригенных и для карбонатных образцов керна.

5. По данным анализа спектральных коэффициентов асфальтены имеют большую окисленность, разветвленность, осерненность и меньшее содержание длинных алифатических цепей, по сравнению с масляно-смоляными фракциями.

6. Исследование показало, что хотя асфальтены и гидрофобизуют поровое пространство пород-коллекторов, однако степень гидрофобизации ими меньше, чем маслами и смолами, из-за меньшего количества длинных алифатических цепей в асфальтенах.

Исследование влияния спектральных коэффициентов ИК-спектров на степень гидрофобизации адсорбированной нефтью показало наибольшую зависимость этой гидрофобизации от спектрального коэффициента, характеризующего ароматичность адсорбированной нефти.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Исследование термодинамических свойств углеводородных смесей, моделирование гидротермодинамических, физико-химических и геомеханических процессов в геосредах с целью повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа», № АААА-А19-119030690057-5).

Литература

1. Михайлов Н.Н., Моторова К.А., Сечина Л.С. Смачиваемость нефтегазовых пластовых систем: Учеб. пособие. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2019. 360 с.
2. Михайлов Н.Н., Ермилов О.М., Сечина Л.С. Физико-химические особенности адсорбционно-связанной нефти в образцах керна газоконденсатных месторождений // Доклады Академии наук. 2016. Т. 466, № 3. С. 319–323. <https://doi.org/10.7868/S0869565216030233>
3. Михайлов Н.Н., Ермилов О.М., Сечина Л.С. Адсорбционно-связанная нефть газоконденсатных месторождений // Геология и геофизика. 2016. Т. 57, № 6. С. 1213–1224. <https://doi.org/10.15372/GiG20160608>

4. Михайлов Н.Н., Ермилов О.М., Сечина Л.С. Влияние асфальтенов на смачиваемость газонефтенасыщенных пород-коллекторов // Доклады Академии наук. 2019. Т. 486, № 1. С. 65–68. <https://doi.org/10.31857/S0869-5652486165-68>
5. Володин М.А. Исследование динамики сложных углеводородных систем методами высокочастотного ЭПР: Автореф. дис. ... канд. физ.-мат. наук. Казань, 2015. 22 с.
6. Сагадченко Т.А., Андреева Л.Н., Герасимова Н.Н. и др. Сравнительная характеристика асфальтенов извлекаемых и остаточных нефтей // 1-ая Международная конференция по химии нефти: Тез. докл. Томск, 1991. С. 191.
7. Гафуров М.Р., Грачева И.Н., Мамин Г.В., Ганеева Ю.М. и др. Исследование органических самоорганизованных наносистем на примере асфальтенов нефти методами высокочастотного ЭПР/ДЭЯР // Журнал общей химии. 2018. Т. 88, № 11. С. 1900–1907. <https://doi.org/10.1134/S0044460X18110203>
8. Милордов Д.В. Состав и свойства порфиринов тяжелых нефтей и нефтяных остатков с повышенным содержанием ванадия и никеля: Автореф. дис. ... канд. хим. наук. Казань, 2016. 24 с.
9. Шаповалова Е.Н., Пирогов А.В. Хроматографические методы анализа: Методич. пособие для спец. курса. / Под ред. О.А. Шпигуна. М.: Изд-во МГУ, 2007. 109 с.
10. Dubey S.T., Waxman M.H. Asphaltene adsorption and desorption from mineral surfaces // SPE Reservoir Engineering (Society of Petroleum Engineers). 1991. Vol. 6, No. 3. P. 389–395. <https://doi.org/10.2118/18462-PA>
11. Петрова Л.М. Формирование состава остаточных нефтей. Казань: Изд-во «Фэн», 2008. 202 с.
12. Сафиева Д.О. Адсорбция асфальтенов на твердых поверхностях и их агрегация в нефтяных дисперсных системах: Автореф. дис. ... канд. хим. наук. М., 2011. 24 с.
13. Mullins O.C. The asphaltenes // Annual Review of Analytical Chemistry. 2011. Vol. 4. P. 393–418. <https://doi.org/10.1146/annurev-anchem-061010-113849>
14. Петрова Л.М., Аббакумова Н.А., Зайдуллин И.М., Борисов Д.Н. Фракционирование асфальтенов из тяжелой нефти полярным растворителем и их характеристика // Нефтехимия. 2013. Т. 53, № 2. С. 94–101. <https://doi.org/10.7868/S0028242113020081>
15. Тарасевич Б.Н. ИК-спектры основных классов органических соединений. Справочные материалы. М.: Изд-во МГУ, 2012. 54 с.
16. Иванова Л.В. Регулирование низкотемпературных свойств нефтяных систем разного уровня сложности: Автореф. дис. ... докт. хим. наук. М., 2016. 48 с.

Wettability change of reservoir rocks during the adsorption of asphaltenes on the interstitial surface

N.N. Mikhailov^{1,2*}, O.M. Ermilov³, L.S. Sechina²

1 – Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow

2 – Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow

3 – Yamalo-Nenets Branch, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, Nadym

E-mail: *folko200@mail.ru

Abstract. The influence of adsorbed polar components on the change in the wettability of terrigenous and carbonate reservoirs of oil and gas condensate fields was studied. The regularities of hydrophobization of the internal space of the reservoir in two cases are established: the effect of only the asphaltene component and the effect of the asphaltene component together with the oil-resinous components. The role of associations of polar components in the change of wettability is shown.

Keywords: wettability, asphaltenes, adsorption, hydrophobicity.

Citation: Mikhailov N.N., Ermilov O.M., Sechina L.S. Wettability change of reservoir rocks during the adsorption of asphaltenes on the interstitial surface // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 1(32). P. 3–15. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-32.art1> (In Russ.).

References

1. Mikhailov N.N., Motorova K.A., Sechina L.S. Wettability of oil and gas reservoir systems: Textbook. Moscow: Gubkin University, 2019. 360 p. (In Russ.).
2. Mikhailov N.N., Ermilov O.M., Sechina L.S. Physicochemical peculiarities of absorbed oil in core samples of gas condensate deposit // Doklady Earth Sciences. 2016. Vol. 466, No. 1. P. 24–27. <https://doi.org/10.1134/S1028334X16010232>
3. Mikhailov N.N., Ermilov O.M., Sechina L.S. Adsorbed oil of gas condensate fields // Russian Geology and Geophysics. 2016. Vol. 57, No. 6. P. 945–953. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2015.01.027>
4. Mikhailov N.N., Ermilov O.M., Sechina L.S. Effect of asphaltenes on wettability of gas and oil saturated reservoir rocks // Doklady Earth Sciences. 2019. Vol. 486, No. 1. P. 465–467. <https://doi.org/10.1134/S1028334X19050040>
5. Volodin M.A. A study of the dynamics of complex hydrocarbon systems by methods of high-frequency EPR: Synopsis of Ph.D. thesis. Kazan, 2015. 22 p. (In Russ.).
6. Sagadchenko T.A., Andreeva L.N., Gerasimova N.N. et al. Comparative characteristics of asphaltenes of recoverable and residual oils // 1st International Conference on Petroleum Chemistry: Abstracts. Tomsk, 1991. P. 191. (In Russ.).
7. Gafurov M.R., Gracheva I.N., Mamin G.V., Ganeeva J.M. et al. Study of organic self-assembled nanosystems by means of high-frequency ESR/ENDOR: the case of oil asphaltenes // Russian Journal of General Chemistry. 2018. Vol. 88, No. 11. P. 2374–2380. <https://doi.org/10.1134/S1070363218110208>
8. Milordov D.V. Composition and properties of porphyrins of heavy oils and oil residues with increased concentration of vanadium and nickel: Synopsis of Ph.D. thesis. Kazan, 2016. 24 p. (In Russ.).

9. *Shapovalova E.N., Pirogov A.V.* Chromatographic methods of analysis: A guidance manual for a special course / Ed. by O.A. Shpigun. Moscow: Moscow State University, 2007. 109 p. (In Russ.).
10. *Dubey S.T., Waxman M.H.* Asphaltene adsorption and desorption from mineral surfaces // SPE Reservoir Engineering (Society of Petroleum Engineers). 1991. Vol. 6, No. 3. P. 389–395. <https://doi.org/10.2118/18462-PA>
11. *Petrova L.M.* Formation of residual oil composition. Kazan: Fan Publ. House, 2008. 204 p. (In Russ.).
12. *Safieva D.O.* Adsorption of asphaltenes on solid surfaces and their aggregation in oil disperse systems: Synopsis of Ph.D. thesis. Moscow, 2011. 24 p. (In Russ.).
13. *Mullins O.C.* The asphaltenes // Annual Review of Analytical Chemistry. 2011. Vol. 4. P. 393–418. <https://10.1146/annurev-anchem-061010-113849>
14. *Petrova L.M., Abbakumova N.A., Zaidullin I.M., Borisov D.N.* Polar-solvent fractionation of asphaltenes from heavy oil and their characterization // Petroleum Chemistry. 2013. Vol. 53, No. 2. P. 81–86. <https://doi.org/10.1134/S0965544113020084>
15. *Tarasevich B.N.* IR spectra of the main classes of organic compounds. Reference materials. Moscow: Moscow State University, 2012. 54 p. (In Russ.).
16. *Ivanova L.V.* Regulation of low-temperature properties of oil systems of different levels of complexity: Synopsis of Doctoral thesis. Moscow, 2016. 48 p. (In Russ.).