

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276.72

О механизме гидрофобизации поверхности пород-коллекторов нефти и газа

А.А.Злобин, И.Р.Юшков

Пермский государственный национальный исследовательский политехнический университет. 614990, Пермь, Комсомольский пр., 29

E-mail: rngm@pstu.ru

(Статья поступила в редакцию 25 января 2014 г.)

На представительном статистическом материале проведен анализ влияния на смачиваемость продуктивных пород различных факторов физико-химической природы. Для объяснения экспериментальных фактов использована коагуляционная теория ДЛФО, базирующаяся на расклинивающем давлении, возникающем в тонкой прослойке воды, которая экранирует активные компоненты нефти от поверхности минералов. Устойчивость пленки зависит от минерализации воды, водородного показателя и специфической активности положительных и отрицательных ионов.

Ключевые слова: *статистический анализ, керн, смачиваемость поверхности, гидрофобный, гидрофильный, расклинивающее давление, активность ионов.*

Смачиваемость поверхности горных пород обуславливает специфическое проявление поверхностных сил в гетерогенной пластовой системе, главным образом влияющих на динамику многофазной фильтрации поровых флюидов (нефти, воды и газа) и их объемное распределение в эффективной части пласта [1–3].

Проблемы исследования скважин по ГИС, разработки и эксплуатации скважин, увеличения нефтеотдачи пластов, вовлечения в разработку остаточных запасов, повышения эффективности методов ПНП и интенсификации добычи нефти (ИДН) напрямую связаны с недостаточной изученностью тонких процессов смачивания, происходящих на границах фаз в микрообъеме поровых каналов и на поверхности глубинного оборудования.

Смачиваемость поверхности обуславливает проявление в микронного размера поровых каналах, число которых в 1 м³ коллектора составляет десятки миллиардов, сил молекулярного сцепления и вязкостного трения, влияющих как положительно, так и отрицательно на фильтрацию и вытеснение нефти из пласта. Смачиваемость не является константой коллектора, а зависит от типа жидкости и химических свойств поверхности, которые задаются конкретным составом породообразующих минералов матрицы.

Анализ литературных источников показывает, что смачиваемость внутриваровой поверхности пород-коллекторов непосредственно влияет на эффективность практически всех известных технологий разработки месторождений углево-

дородного сырья с использованием заводнения. Это обуславливает практическую значимость ее всестороннего изучения.

Изменение смачиваемости реальных коллекторов в сторону повышения гидрофобности связано с процессом селективной адсорбции активных компонентов нефти (органических кислот и оснований) на поверхность породообразующих минералов. Дело в том, что карбонатные породы (известняки) имеют положительный заряд и стремятся адсорбировать преимущественно кислотные компоненты нефти (нафтеновая, олеиновая и другие кислоты), а терригенные (силикаты) за счет отрицательного заряда поверхности – щелочные компоненты нефти. За счет длительного во времени контакта нефти с породой формируются гидрофобные и гидрофильные типы коллекторов, которые отличаются характером распределения фаз воды и нефти в поровом объеме пород и динамикой процесса вытеснения нефти. Неверное предположение о характере смачиваемости пласта может привести к его необратимым повреждениям и осложнениям разработки залежей.

На сегодня существуют различные способы определения смачиваемости пород: измерение контактного угла методом неподвижной капли [3], метод пластин Вильгелми, метод Амотта [2], метод USBM (метод Горного бюро США) [4], адсорбционный низкотемпературный метод БЭТ [3], ЯМР [5], метод относительных фазовых проницаемостей, изотермической сушки, удельной теплоты смачивания [3] и метод по ОСТ 39-180-85 [6].

В работе исследование пород проводилось по ОСТу, который предусматривает определение количественного показателя M , отражающего интегральную характеристику смачиваемости поверхности пород по данным капиллярного впитывания в исследуемый образец воды и керосина при атмосферных условиях и в поле центробежных сил при центрифугировании [6].

По показателю смачиваемости M горные породы ранжируются на гидрофоб-

ные ($M=0-0,2$), преимущественно гидрофобные ($0,2-0,4$), промежуточные ($0,4-0,6$), преимущественно гидрофильные ($0,6-0,8$) и гидрофильные ($0,8-1,0$) [6].

Для ранжирования продуктивных пород по смачиваемости нами был проведен комплексный анализ лабораторных данных на представительной коллекции образцов (4000 шт.) пород-коллекторов основных нефтяных месторождений Пермского края. На рис.1 приведены диаграммы распределения по типу смачиваемости пород-коллекторов Пермского края. Статистический анализ показал, что 68 % терригенных и 73 % карбонатных пород из нефтяной части пласта являются преимущественно гидрофобными с показателем M меньше 0,4 доли ед., 16–22 % характеризуются гидрофильными свойствами ($M>0,6$) и 10–11 % пород относятся к промежуточному типу смачиваемости. Более высокий процент гидрофильных разностей в терригенном разрезе обусловлен наличием в скелете пород высокодисперсного глинистого материала.

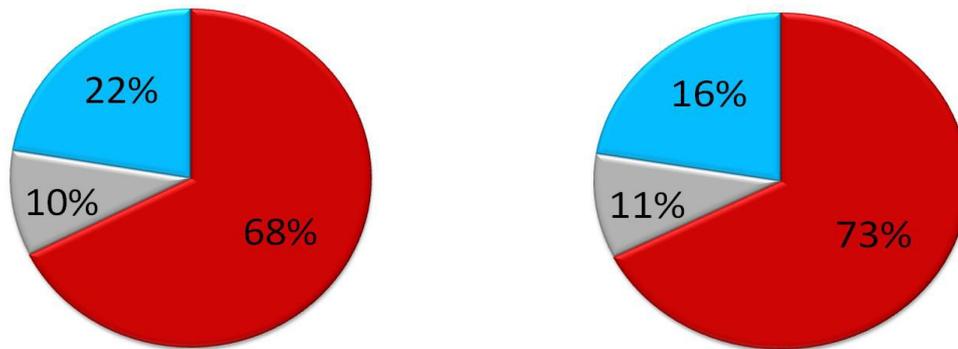
В табл.1 приведены средние данные о смачиваемости пород-коллекторов 55 нефтяных месторождений, ранжированных по основным крупным тектоническим структурам края. Анализ показывает, что средний показатель M изменяется от 0,173 до 0,397 доли ед. Смачиваемость терригенных и карбонатных пород всегда отличается, причем терригенных преимущественно выше (в сторону фильности) на 28,5 % за счет более высокой исходной гидрофильности породообразующих минералов кварца и алюмосиликатов.

Полученные данные были использованы для построения карты распределения показателя смачиваемости поверхности горных пород по территории нефтеносных районов Пермского края (рис.2).

Процесс формирования гидрофильных и гидрофобных пластов неоднозначный и достаточно сложный. Показатель смачиваемости коллекторов не является заведомо известной константой породы, а зависит от типа смачивающей жидкости и структурно-энергетического формирова-

ния нефтяной залежи. При высоких горном и поровом давлениях происходят разрыв тонкой пленки остаточной реликтовой воды в порах, и адсорбция активных полярных компонентов на поверхности минералов, показатель M может снижаться до 0,02 доли ед., что характеризует высокую гидрофобизацию поверхно-

сти. Возникает так называемая исходная смачиваемость коллектора, которая задается комплексом природных геолого-физических факторов: тектоническими, термодинамическими параметрами, минерализацией воды, газовым фактором, активностью нефти и др.



■ Фобный, $M < 0,4$ ■ Нейтральный, $M = 0,4-0,6$ ■ Фильный, $M > 0,6$

Рис. 1. Распределение продуктивных пород по типу смачиваемости поверхности

Известно, что исходная смачиваемость природных породообразующих минералов по параметру M составляет не ниже 0,7 доли ед., т. е. они преимущественно хорошо смачиваются водой и не смачиваются углеводородами. Так, в водяной части пласта терригенные породы имеют смачиваемость 0,98, а карбонатные соответственно 0,76 доли ед. [3].

После вскрытия и разработки залежи методом заводнения нарушается исход-

ное равновесное состояние пластовой системы и смачиваемость пород будет видоизменяться как в сторону повышения, так и понижения фобности поверхности. Если учесть, что основной отбор зерна проводится на первой стадии разработки залежи, то смачиваемость пород, которую мы получаем в лаборатории, можно отнести к начальной или близкой к природной пластовой смачиваемости.

Таблица 1. Смачиваемость продуктивных отложений Пермского края

Тектоническая структура	Средний показатель смачиваемости (M) продуктивных отложений, доли ед.	
	Терригенные	Карбонатные
Соликамская депрессия (СолД)	0,216	0,306
Пермский свод (ПС)	0,397	0,250
Бымско-Кунгурская впадина (БКВ)	0,251	0,258
Верхнекамская впадина (ВКВ)	0,267	0,173
Башкирский свод (БС)	0,340	0,197
Среднее по 55 месторождениям	0,307	0,239

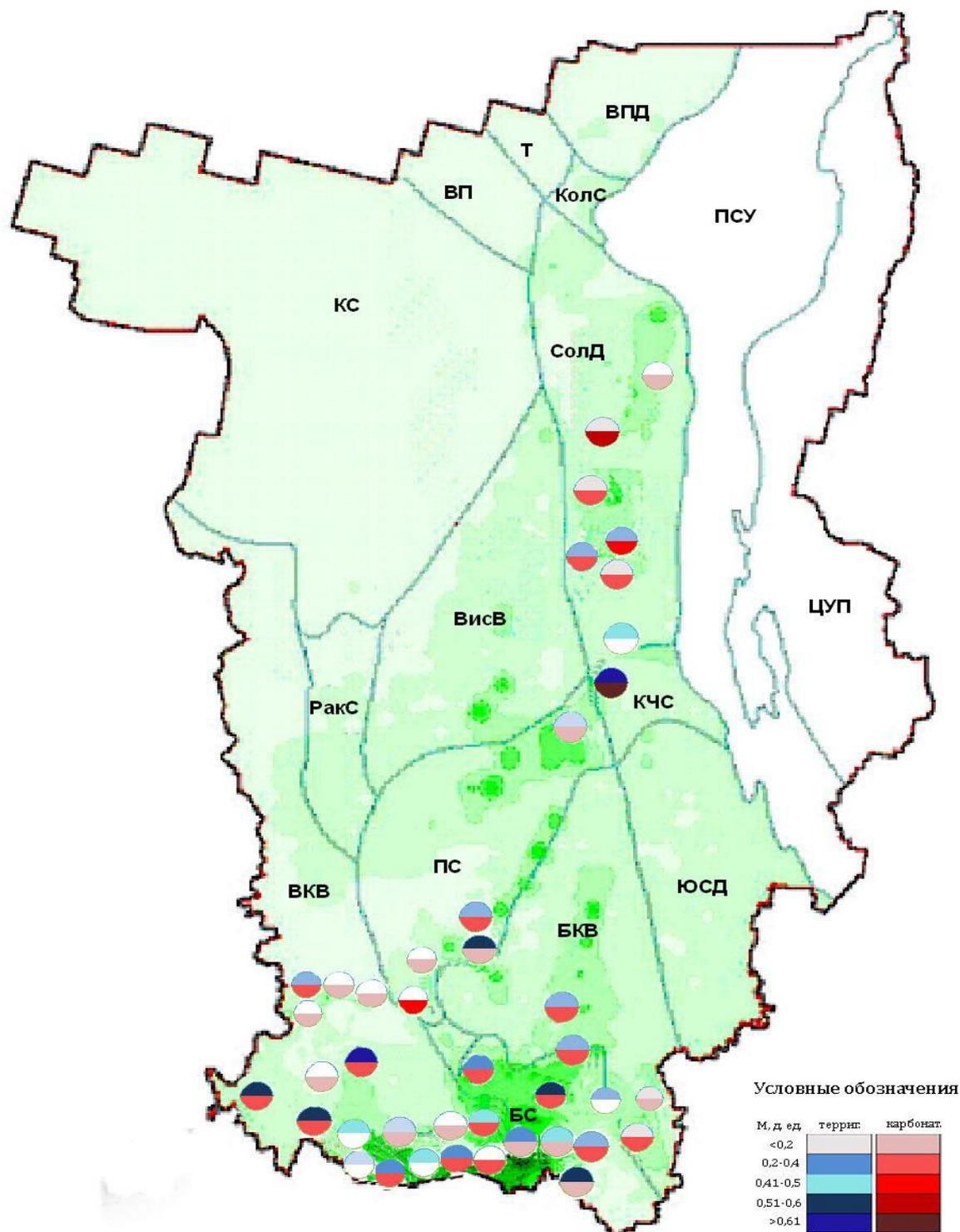


Рис. 2. Карта расположения крупных нефтеносных тектонических структур Пермского края и изменение смачиваемости пород-коллекторов. Условные обозначения: верхняя часть круга относится к смачиваемости терригенных, а нижняя часть соответственно карбонатных отложений состояния поверхности

Анализ показывает, что высокая гидрофобизация продуктивных пород напрямую связана с влиянием активных компонентов нефти – асфальтеносмолистых ве-

ществ (АСВ) и ионного состава пластовых вод.

Для доказательства, сказанного было выбрано 30 месторождений Пермского края с различной пластовой вязкостью

нефтей. Динамическая вязкость нефтей изменялась от 1,17 до 69,8 мПа·с. На этих месторождениях разрабатывается 54 продуктивных объекта. Из них 60 % относятся к карбонатным пластам, а остальные – к терригенным. По керну выбранных объектов была определена средняя смачиваемость вмещающих пород, которая сопоставлялась с динамической вязкостью нефти в пластовых условиях (рис.3). Смачиваемость для каждого объекта определялась по выборке из 10-20 достоверных опытных данных.

Исследования показывают, что исходная вязкость нефти существенно влияет на смачиваемость пород. Увеличение ее приводит к резкому снижению показателя смачиваемости в 5-8 раз с 0,5 до 0,07 доли ед., т. е. повышению фобности поверхности. Причем, особенно сильное влияние на смачиваемость оказывают нефти с вязкостью от 1 до 12 мПа·с. После 30 мПа·с смачиваемость гидрофобных пород монотонно снижается с ростом вязкости уже

практически по линейной зависимости. Таким образом, вязкостные свойства нефти, а именно наличие в их составе активных АСВ, являются главным фактором гидрофобизации.

Дополнительным фактором, оказывающим влияние на смачиваемость, является газонасыщенность нефти (рис.4).

Наличие в пластовой нефти большого количества низкомолекулярных метановых углеводородов (УВ), для Пермского края, достигающего до $270 \text{ м}^3/\text{м}^3$, приводит к разрушению адсорбционно-сольватных оболочек асфальтеновых частиц, что увеличивает вероятность сближения, коагуляции и осаждения АСВ на поверхность пор.

Для того чтобы поверхностно-активные асфальтеносмолистые вещества и нефтенные кислоты в составе нефти могли вызвать изменение смачиваемости, необходимо нарушить устойчивость экранирующей пленки воды, оторвать и вытеснить ее с твердой поверхности [5].

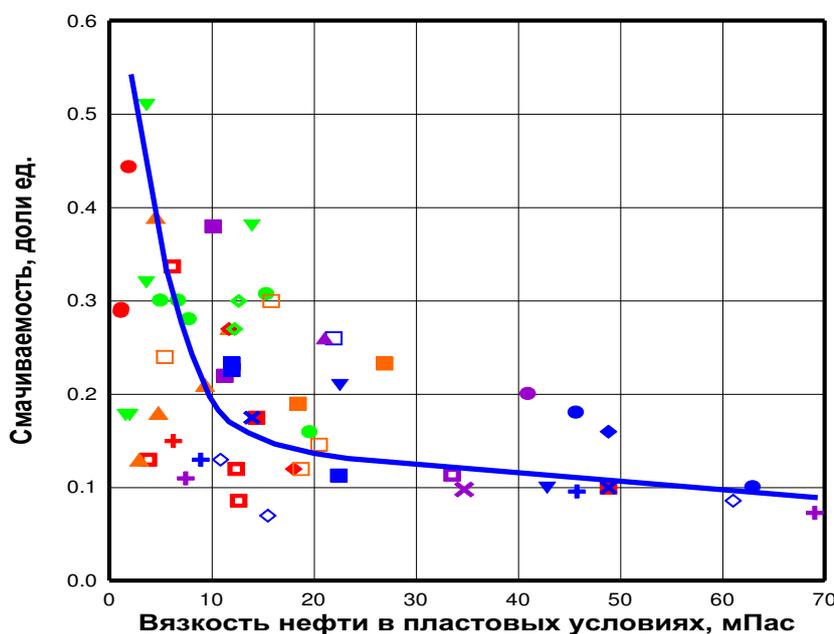


Рис. 3. Взаимосвязь смачиваемости терригенных и карбонатных объектов различных месторождений с вязкостью пластовой нефти

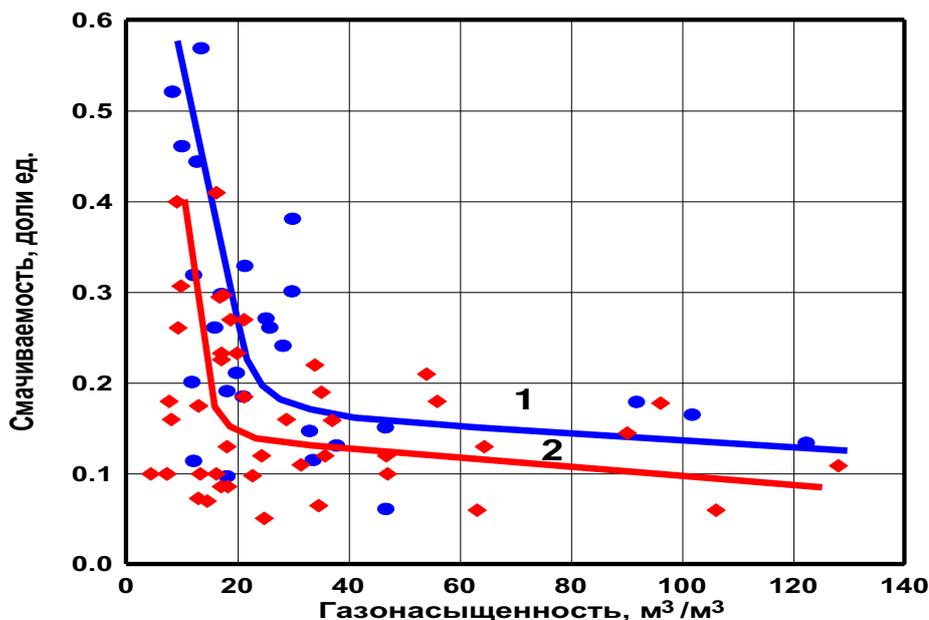


Рис. 4. Влияние газонасыщенности пластовой нефти на смачиваемость поверхности терригенных (1, ●) и карбонатных (2, ◆) объектов

Формирование тонких пленок и их устойчивость описываются известной теорией Дерягина–Ландау–Фервея–Овербека (ДЛФО) [7, 8].

В основу теории ДЛФО заложено понятие о расклинивающем давлении $\Pi(h)$ прослойки жидкости толщиной h , находящейся между жидкими, твердыми или газообразными фазами. Согласно теории между любыми двумя фазами при их сближении возникает расклинивающее (раздвигающее) знакопеременное давление разделяющей жидкой прослойки. Изотерма давления $\Pi(h)$ в общем случае является суперпозицией трех слагаемых дальнедействующих сил молекулярной $\Pi_m(h)$, ионно-электростатической $\Pi_e(h)$ и структурной $\Pi_s(h)$ природы:

$$\Pi(h) = \Pi_m(h) + \Pi_e(h) + \Pi_s(h). \quad (1)$$

Молекулярная (дисперсионная) и структурная составляющие обеспечивают притяжение тел, а электростатическая компонента может иметь различные знаки (притяжение и отталкивание), что обуславливает в целом немонотонный осциллирующий характер изменения расклинивающего давления от толщины h слоя жидкости. Вклад молекулярного притяжения определяется по общей формуле

$$\Pi_m(h) = -A(h)/6\pi h^3, \quad (2)$$

где $A(h)$ – константа Гамакера, 10^{-20} Дж.

Структурные силы $\Pi_s(h)$ подчиняются экспоненциальному закону

$$\Pi_s(h) = K \exp(-h/\lambda), \quad (3)$$

где $K=10^9$ Н/м², $\lambda = 2,33$ нм для воды. Структурный вклад, как правило, проявляется на достаточно малых, менее 1,5–2,0 нм (15–20 Å), расстояниях, поэтому его не учитывают при анализе толстых пленок более 100 нм.

Ионно-электростатическая составляющая $\Pi_e(h)$ связана с образованием вблизи любой заряженной межфазной границы диффузного ионного слоя, который образуется за счет спонтанного перераспределения ионов под действием избыточных зарядов поверхности. Если при сближении двух граничных поверхностей наступает перекрытие диффузных слоев, то возникает расклинивающее давление $\Pi_e(h)$. В случае постоянства потенциалов Ψ_1 и Ψ_2 верхней и нижней поверхностей слоя жидкости вклад давления $\Pi_e(h)$ рассчитывается по формуле [7]

$$\Pi_e(h) = \frac{\varepsilon \chi^2}{8\pi} \frac{2\Psi_1\Psi_2 c h \chi h - (\Psi_1^2 + \Psi_2^2)}{sh^2 \chi h}, \quad (4)$$

где $\chi = (4\pi e^2 z^2 n / \epsilon k T)^{1/2}$ – мера протяженности диффузного слоя, зависящая от заряда электрона e и иона z , концентрации n иона, диэлектрической проницаемости ϵ раствора, температуры T и постоянной k Больцмана.

Молекулярное притяжение во многих случаях является постоянной величиной, а все особенности расклинивающего давления, обуславливающего устойчивость и целостность пленки воды, полностью определяются вкладом ионно-электростатических сил $P_e(h)$.

Если в уравнении (4) потенциалы поверхностей разноименные, то $\Psi_1 \Psi_2 < 0$, откуда расклинивающее давление всегда отрицательное $P_e(h) < 0$, т. е. на всех больших и малых расстояниях граничные поверхности пленки притягиваются друг к другу, при этом чем меньше расстояние h , тем больше притяжение (рис. 5, кривая 4). В конечном итоге пленка утоньшается до минимальной толщины (слипается), а на некоторых участках разрушается и теряет сплошность за счет влияния локальных микроструктурных неоднородностей поверхности (сколы, выступы и пр.).

Если же поверхности заряжены одноименно, $\Psi_1 \Psi_2 > 0$, то уравнение (4) описывает экстремальную графическую зависимость в виде асимметричного максимума (рис. 5, кривая 1), описывающего рост и убывание положительного отталкивающего $P_e(h)$ давления. Чем больше давление в максимуме $P_e^{max}(h_{max})$ и шире диапазон положительной «волны» давления, тем выше устойчивость пленки воды. Получается, что в процессе сжатия пленки за счет, например, внешних факторов на верхней границе будет возникать нарастающая по экспоненте противодействующая сила, которая скомпенсирует разрушающее воздействие. Возникает большой потенциальный барьер

$$P_e^{max}(h) = \epsilon \chi^2 \Psi_1^2 / 8\pi,$$

сохраняющий динамическую структуру водной прослойки и препятствующий адсорбции АСВ. Повышение концентрации электролита приводит к монотонному процессу трансформации положительного

расклинивающего давления в пленке (кривые 1 и 2) в отрицательное давление притяжения (кривые 3 и 4).

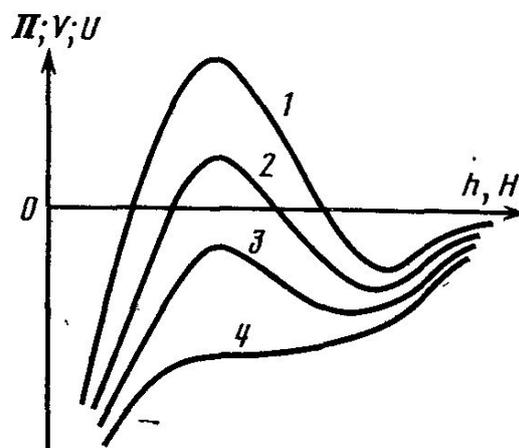


Рис. 5. Зависимость расклинивающего давления и энергии от расстояния между поверхностями (по Б.В. Дерягину [7])

Понижение электростатического потенциала Ψ_1 твердой поверхности с ростом концентрации ионов в пленке происходит вследствие адсорбции противоионов и сжатия диффузного ионного слоя, что согласно (4) сопровождается снижением барьера отталкивания и понижением устойчивости и механической прочности пленки электролита.

Для экспериментальной проверки были проведены исследования с учетом реальной смачиваемости коллекторов и химического состава пластовых вод.

Пластовые воды Пермского края являются высокоминерализованными электролитами (рассолами) со сложным химическим составом. Общая минерализация пластовой воды изменяется от 140 до 400 г/л, а наиболее вероятные (77,7%) значения составляют 220 – 270 г/л.

Для анализа по каждому из 74 объектов 55 месторождений Пермского края в соответствии с табл. 1 рассчитывался по 5 – 20 анализам керна средний показатель смачиваемости M и среднее значение минерализации из 4–10 достоверных проб воды. Экспериментальные данные дифференцировались по возрасту терригенных (визейские) и карбонатных (верей-

ские, башкирские, турнейско-фаменские) продуктивных отложений.

На рис. 6 приведены экспериментальные графики зависимости показателя М от минерализации воды для различных по литологии объектов разработки. Результаты опытов однозначно подтверждают теорию ДЛФО в том, что увеличение минерализации пластовой воды способствует монотонному снижению смачиваемости по воде и росту гидрофобности поверхности. Наиболее четко процесс инверсии смачиваемости установлен в башкирских карбонатных объектах ($R = 0,751$ доли. ед.), где динамический диапазон по минерализации достаточно большой и составляет $\pm 20\%$ среднего значения. Так, при увеличении минерализации воды на 50 % параметр М уменьшился в 6,7 раза, что доказывает весьма сильное влияние. Для терригенных объектов ввиду стабильности минерализации (245 ± 15 г/л) вод визейского яруса характерна лишь слабая тенденция такой связи (рис. 6).

Таким образом, эксперименты хорошо согласуются с ДЛФО по усилению гидро-

фобности пород за счет повышения минерализации, несмотря на то, что в нефтяных пластах речь идет о предельно высоких по минерализации электролитах $\sim 3,7-4,8M$ (молярность), имеющих в теории ограниченное применение.

Вторым не менее важным физическим параметром воды является водородный показатель рН, дифференцирующий пластовые поровые электролиты по степени химической реакции на нейтральные ($pH=7$), щелочные ($pH>7$) и кислотные ($pH < 7$). Граничный диапазон показателя рН для пластовых вод нефтяных месторождений Пермского края по выборке из 1928 анализов изменяется от 2,5 до 9,0 ед. Но для группы исследованных продуктивных объектов данный показатель не превышал 4–8 ед., что характеризует избыток ионов водорода H^+ и преимущественно кислые свойства подземных вод карбонатных и терригенных пластов. В монографии [9] Б.В.Дерягин для слоя электролита КСl на кварце приводит модельные расчеты, которые показывают

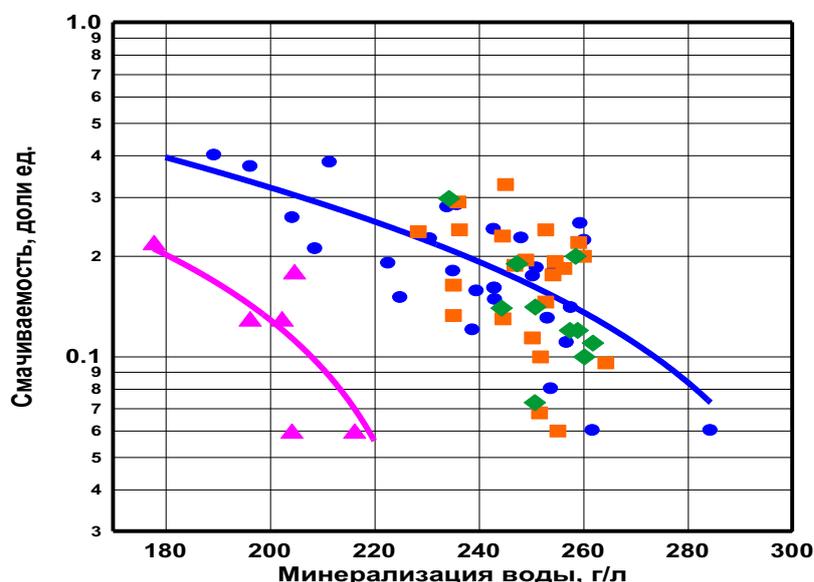


Рис. 6. Зависимость смачиваемости пород от минерализации пластовой воды. Продуктивные пласты: визейский (■); башкирский (●), верейский (▲) и турнейско-фаменский

монотонный рост краевого угла смачивания Θ по мере снижения рН воды. Это происходит за счет того, что избыток ионов водорода H^+ адсорбируется на твердой поверхности минерала и приводит к снижению потенциалов Ψ_1 и Ψ_2 поверхностей водной пленки. По уравнению (4) это ведет к уменьшению расклинивающего давления $P_c(h)$ и ослаблению сил отталкивания, запускающего применительно к коллекторам процесс разрушения пленки воды, коагуляции АСВ и последующей гидрофобизации поровых каналов.

На рис. 7 для терригенных и карбонатных объектов представлена полученная нами из опытов обобщенная зависимость

смачиваемости M от показателя рН. Установлено, что понижение водородного индекса, т. е. повышение степени кислотности воды, способствует сильной гидрофобизации поверхности горных пород и ухудшению смачиваемости водой.

Таким образом, все факторы и механизмы, ведущие к снижению сил электростатического отталкивания в тонкой пленке воды, повышают гидрофобизацию поверхности пород. Понимание причин, управляющих смачиванием, позволяет в каждом конкретном случае выбирать оптимальные методы для решения практических задач при разработке и эксплуатации объектов нефтедобычи.

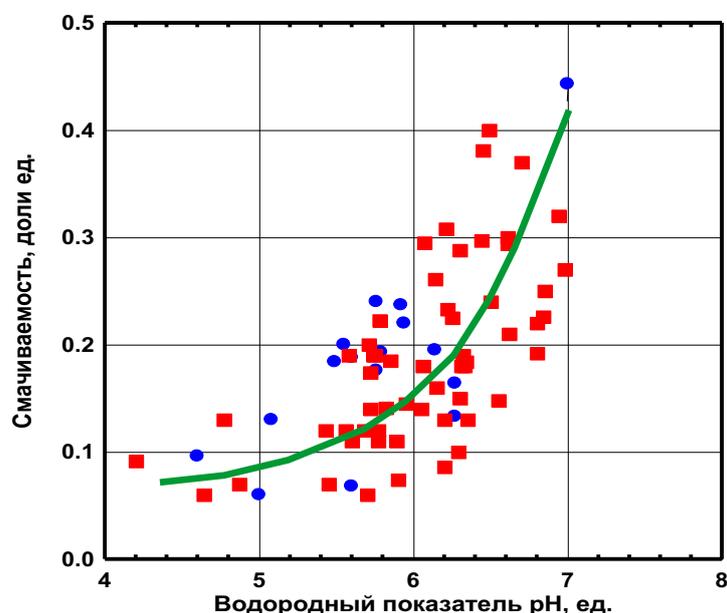


Рис.7. Влияние водородного показателя рН воды на смачиваемость пород (◆) терригенных (●) и карбонатных (◆) объектов

В связи с тем, что пластовые воды содержат достаточно большое число разновалентных ионов, представляет практический интерес оценить их влияние на смачиваемость, так как такие опыты в литературе до сих пор не описаны. В табл.2 приведена средняя концентрация ионов по 15-компонентному анализу проб пластовых вод Пермского края. Исследуемые объекты, как следует из табличных данных, относятся к хлоркальциевому типу вод с относительно высоким содержанием брома.

Рассмотрим анализ экспериментальных данных. По ионам хлора с реальной концентрацией от 109850 до 181573 мг/л все зависимости со смачиваемостью по продуктивным объектам фактически повторяют графики, полученные для общей минерализации воды (рис.6). Отсюда анионы хлора выступают как усилители электростатического притяжения и адсорбции АСВ, ведущие к росту гидрофобизации пород.

Более интересные закономерности установлены для ионов кислотных остатков SO_4^{2-} и HCO_3^- . На рис. 8а приведен

график зависимости показателя смачиваемости от концентрации в воде аниона SO_4^{2-} . На всем диапазоне от 36,3 до 1135,5 мг/л наблюдаются четкие линейные связи для терригенных и карбонатных объектов. Коэффициент корреляции для общей выборки составляет 0,662 доли ед. Если дополнительно провести дифференциацию по группам песчаников и известняков, то степень корреляции возрастает и составляет 0,859 и 0,691 доли ед., что характеризует достаточно тесную связь исследуемых параметров. Как установлено из опытов, анион SO_4^{2-} в пластовой воде выступает в роли регулятора кислотности и обуславливает изменение водородного показателя рН, что и объясняет синфазное поведение графиков на рис.7 и 8. При этом ионы хлора на показатель рН влияют достаточно слабо. Отсюда по теории ДЛФО анион SO_4^{2-} можно отнести к упрочняющим ионам, повышающим устойчивость тонкого слоя воды в коллекторах.

На рис. 8б построены экспериментальные графики взаимосвязи смачиваемости и содержания гидрокарбонат-иона HCO_3^- . Для этого иона в целом по терригенным и карбонатным объектам характерна экстремальная зависимость. Видно, что при малых и высоких содержаниях иона смачиваемость по воде минимальная на уровне 0,06-0,12 доли ед., но в уз-

ком диапазоне концентраций 100–160 мг/л показатель М резко увеличивается. Высокая крутизна пика характеризует достаточно неустойчивое и энергетически невыгодное состояние системы. Это может объясняться тем, что содержание иона HCO_3^- очень чувствительно к наличию в воде равновесного количества диоксида углерода CO_2 . Но содержание углекислого газа в воде лимитируется наличием карбоната кальция и растворимостью при пластовом давлении и температуре. Полученная закономерность в общем случае отражает многофакторное действие нескольких встречно-параллельных направленных процессов, с одной стороны, стимулирующих силы отталкивания, а с другой – усиливающих силы притяжения и коагуляции АСВ. На рис. 9 для карбонатных объектов приведены графики зависимости смачиваемости от концентрации в воде ионов двухвалентных металлов Ca^{2+} и Mg^{2+} . Связь смачиваемости с ионами металлов устанавливается достаточно четкая и однозначная. Для ионов кальция коэффициент корреляции составляет 0,664, а для магния – 0,520 доли ед. В обоих случаях повышение содержания в воде ионов кальция и магния приводит к монотонному снижению смачиваемости и росту степени гидрофобности поверхности.

Таблица 2. Химический состав пластовых вод продуктивных объектов

Объект	Средняя концентрация ионов, мг/л									Минерализация, г/л
	Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3^-	Ca^{2+}	Mg^{2+}	$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	B^{3+}	J^-	Br^-	
Терригенный Визейский	157530,5	338,8	89,09	18083,3	3826,2	73879,7	16,84	12,22	676,5	248,9
Карбонатный										
Верейский	134301,3	674,1	136,18	20271,8	5359,8	58960,4	24,21	11,99	714,0	204,2
Башкирский	144781,2	643,0	106,68	17088,2	4449,4	67323,9	47,35	15,52	690,5	240,3
Турнейско-фаменский	156366,1	463,7	171,51	18707,6	4534,0	71719,8	22,38	13,84	760,9	252,8

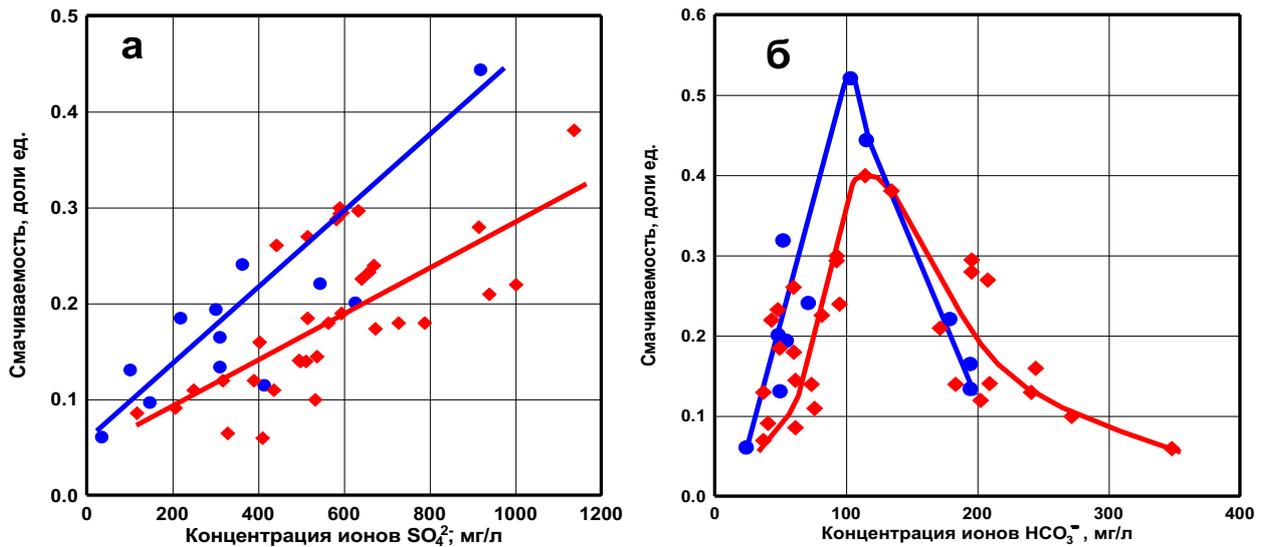


Рис. 8. Влияние концентрации ионов SO_4^{2-} (а) и HCO_3^- (б) в пластовой воде на смачиваемость пород терригенных (●) и карбонатных (◆) объектов

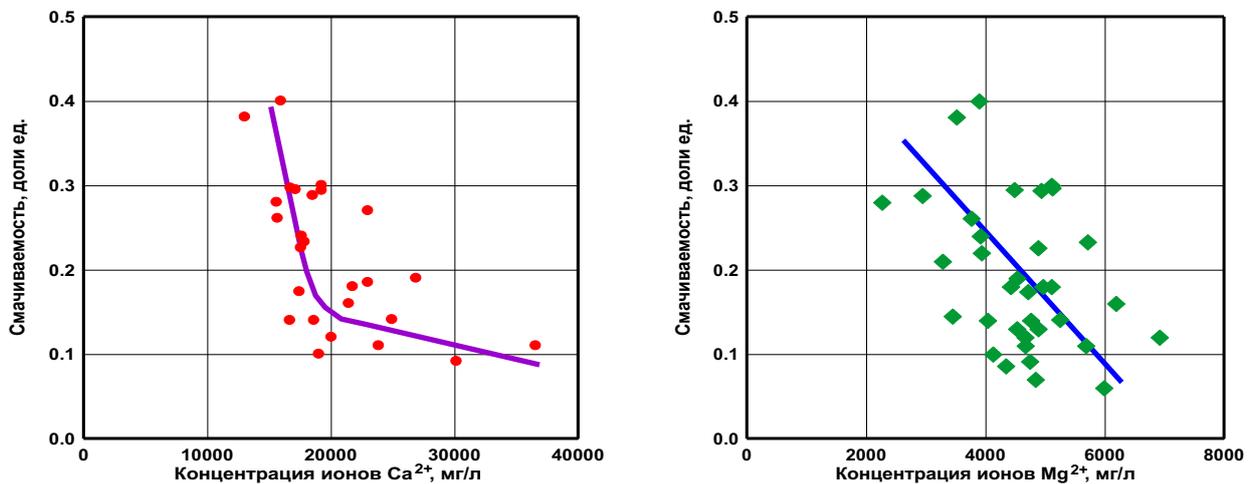


Рис. 9. Влияние на смачиваемость карбонатных объектов содержания в пластовой воде ионов кальция (●) и магния (◆)

На графике для иона кальция можно выделить условную граничную концентрацию в 20000 мг/л, после превышения которой происходит насыщение и смачиваемость уже остается практически постоянной. Для ионов магния нет такой особой точки перегиба, которая, возможно, нивелируется на фоне достаточно большой дисперсии.

Таким образом, впервые установлено, что ионы хлора и двухвалентных металлов снижают стабильность водной пленки и приводят к росту гидрофобности пород. В то же время ионы кислотных остатков могут проявлять себя как стабилизаторы,

так и деструкторы слоя воды в коллекторах, что необходимо учитывать на практике при разработке залежей и внедрении новых методов повышения нефтеотдачи пластов.

Библиографический список

1. Bartell F.E., Osterhof J.J. Determination of the Wettability of a Solid by a Liquid // Ind.Eng.Chem.1927. Vol. 19. No.11. P. 1277–1280.
2. Ammot E. Observation Relating to the Wettability of Porous Rock Trans // AIME. 1959. Vol. 216. P. 156–162.

3. *Тулбович Б.И.* Коллекторские свойства и химия поверхности продуктивных пород. Пермь: Перм. кн. изд-во, 1975. 194 с.
4. *Donaldson E.C., Lorenz P.B., Thomas R.D.* Wettability Determination and its Effect on Recovery Efficiency // *Petrol. Eng.J.* 1969. Vol. 1. P.13–20.
5. *Злобин А.А.* Изучение граничных слоев нефти и воды при заводнении пластов // *Нефтяное хозяйство*, 2013. № 4. С. 20–24.
6. *ОСТ 39-180-85.* Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородсодержащих пород. М., 1985. 18 с.
7. *Дерягин Б.В., Чураев Н.В., Муллер В.М.* Поверхностные силы. М.: Наука, 1985. 300 с.
8. *Verwey E.J.W., Overbeek J.Th.G.* Theory of the stability of lyophobic colloids. N-Y; Amsterdam: Elsevier Publ., 1948. 205 p.
9. *Дерягин Б.В., Чураев Н.В., Овчаренко Ф.Д.* Вода в дисперсных системах. М: Химия, 1989. 288 с.

About the Mechanism of Hydrophobization of Surface of Rock in Oil and Gas Reservoirs

A.A. Zlobin, I.R. Yushkov

Perm State National Research Polytechnic University. 614990, Perm, Komsomolskiy Pr., 29. E-mail: olgakochneva777@yandex.ru

An influence of various factors of physical and chemical nature on the wettability of productive rock was analyzed based on a representative statistical data. Coagulation DLVO theory, based on the disjoining pressure arising in the thin layer of water, which shields the active components of the oil from the surface of minerals, was used to explain the experimental results. Stability of the film is dependent on the water salinity, pH value, and the specific activity of positive and negative ions.

The keywords: *core statistical analysis, surface wettability, hydrophobic, hydrophilic, disjoining pressure, ion activity.*

References

1. *Bartell F.E., Osterhof J.J.* 1927. Determination of the Wettability of a Solid by a Liquid. *Ind. Eng. Chem.*, 19(11):1277–1280.
2. *Ammot E.* 1959. Observation Relating to the Wettability of Porous Rock *Trans. AIME*, 216, pp. 156–162.
3. *Tulbovich B.I.* 1975. Kollektorskie svoystva i khimiya poverkhnosti produktivnykh porod [Reservoir properties and chemistry of surface of productive rock]. Perm. Perm Publ., p. 194.
4. *Donaldson E.C., Lorenz P.B., Thomas R.D.* 1969. Wettability Determination and its Effect on Recovery Efficiency. *Soc. Petrol. Eng. J.*, 1:13–20.
5. *Zlobin A.A.* 2013. Izuchenie granichnykh sloyov nefti i vody pri zavodnenii plastov [Study of the interface layers of oil and water with waterflooding]. *Oil industry*. 4:20–24.
6. *ОСТ 39-180-85.* Neft. Metod opredeleniya smachivaemosti uglevodorodsoderzhashchikh porod [Oil. Method of determination of wettability of oil-bearing rock]. Moskva, 1985, p. 18.
7. *Deryagin B.V., Churaev N.V., and Muller V.M.* 1985. Poverkhnostnye sily [Surface forces]. М., Nauka, p. 300.
8. *Verwey E.J.W., Overbeek J.Th.G.* 1948. Theory of the stability of lyophobic colloids. N-Y, Amsterdam, Elsevier Publ., p. 205.
9. *Deryagin B.V., Churaev N.V., and Ovcharenko F.D.* 1989. Voda v dispersnykh sistemakh [Water in the dispersed systems]. М., Chemistry, p. 288.