

УДК 622.276.63

РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ КАПИЛЛЯРНО-УДЕРЖИВАЕМОЙ И ПЛЕНОЧНОЙ НЕФТИ ИЗ ЗАЛЕЖЕЙ НА ПОСЛЕДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ

ШАДИ АЛХАТИБ, Н. А. ДЕМЯНЕНКО

Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь

Аннотация. Обобщены результаты исследований ученых по применению поверхностно-активных веществ для извлечения из пластов капиллярно-удерживаемой нефти и нефти в пленочном состоянии, покрывающей поверхность твердой фазы породы (стенок каналов фильтрации).

Ключевые слова: капиллярно-удерживаемая нефть, нефть в пленочном состоянии, поверхностно-активные вещества, поверхностное натяжение на границе раздела фаз, смачиваемость, гидрофильность, гидрофобность, растворы ПАВ.

Для цитирования: Алхатиб, Шади. Развитие методов извлечения капиллярно-удерживаемой и пленочной нефти из залежей на последней стадии разработки / Ш. Алхатиб, Н. А. Демяненко // Нефтегазовый инжиниринг. – 2025. – № 1 (2). – С. 65–76.

DEVELOPMENT OF METHODS FOR EXTRACTING CAPILLARY-HELD AND FILM OIL FROM DEPOSITS AT THE LAST STAGE OF DEVELOPMENT

SHADI ALKHATEEB, N. A. DEMYANENKO

*Sukhoi State Technical University of Gomel,
the Republic of Belarus*

Annotation. The results of scientific research on the use of surfactants for extracting capillary-trapped oil and film-form oil from formations, which coats the surface of the solid phase of the rock (the walls of filtration channels), have been summarized.

Keywords: deposits, capillary-trapped oil, surfactants, surface tension, wettability, hydrophilicity, hydrophobicity, surfactant solutions.

For citation. Alkhateeb Sh., Demyanenko N. A. Development of methods for extracting capillary-held and film oil from deposits at the last stage of development. *Oil and gas engineering*, 2025, no. 1 (2), pp. 65–76 (in Russian).

Введение. В настоящее время многие месторождения по нефтегазодобывающим регионам мира находятся на завершающей стадии разработки, для которой характерна высокая обводненность добываемой продукции (более 85–90 %), низкие темпы отбора запасов (менее 2–3 % от текущих извлекаемых запасов) при выработке запасов на 70–90 % от объема извлекаемых. С учетом того, что по большинству месторождений проектные коэффициенты извлечения нефти на современном этапе развития нефтедобывающей промышленности находятся в пределах 35–45 %, в залежах на завершающей стадии разработки еще находится до 55–65 % геологических запасов. Значительная часть этих запасов находится в промытых обводненных зонах в виде:

- капиллярно-удерживаемой нефти;
- нефти в пленочном состоянии, покрывающей поверхность твердой фазы породы (стенок каналов фильтрации).

В таких условиях нефть рассредоточена и рассеяна бессистемно по пласту, а высокая водонасыщенность, капиллярные силы и достаточно прочная связь пленок нефти со стенками каналов фильтрации в гидрофобном коллекторе мешает вступить в контакт с нефтью любому рабочему вытесняющему агенту.

Широко применяемые известные и промышленно освоенные методы повышения нефтеотдачи пластов (ПНП), такие как физико-химические и водогазовые, не позволяют достигать желаемого результата. Для повышения эффективности выработки рассеянной нефти необходимы новые подходы и технологии ее извлечения.

Цель работы. Исследование современных подходов для извлечения из углеводородосодержащих пластов, находящихся на последней стадии разработки, капиллярно-удерживаемой и пленочной нефти.

Исследование подходов для извлечения запасов капиллярно-удерживаемой и пленочной нефти. Для извлечения запасов капиллярно-удерживаемой нефти необходимо снижать поверхностное натяжение на границе раздела фаз нефть–вода–порода. Для извлечения пленочной нефти необходимо изменять смачиваемость поверхности каналов фильтрации с гидрофобной на гидрофильную. Это возможно с применением вытесняющих жидкостей, содержащих в своем составе поверхностно-активные вещества (ПАВ).

Поверхностно-активные вещества – это химические вещества, которые добавляются в жидкость, закачиваемую в пласт для вытеснения нефти, в определенных концентрациях, зависящих от природы вещества и характеристик как нефти, так и пород-коллекторов [1], для стимулирования добычи и улучшения процессов нефтеотдачи. На рис. 1 показана схема влияния ПАВ на отмыв остаточной нефти при добавлении его в нагнетаемую воду.

Из рис. 1 видно, что при закачке воды в пласты со слабой проницаемостью давление закачки будет высоким, а объемы добываемой нефти будут небольшими, по сравнению с закачкой воды с добавкой ПАВ. Добавление ПАВ снижает давление закачки и прочность сцепления нефти с поверхностью породы, т. е. изменяет смачиваемость породы с гидрофобной на гидрофильную, уменьшает поверхностное натяжение между жидкостью и поверхностью породы, тем самым увеличивая объем извлекаемой нефти.



Рис. 1. Схема влияния ПАВ на отмыв остаточной нефти при добавлении его в нагнетаемую воду

Fig. 1. Diagram of the effect of surfactants on residual oil displacement when added to injected water

Все ПАВ классифицируются Международной организацией по стандартизации (ISO) на анионные, катионные, неионогенные и амфотерные [2]. Эффективность каждого ПАВ и его влияние на повышение нефтеотдачи различны в зависимости от типа породы-коллектора, взаимодействия ПАВ с пластовыми флюидами, неоднородности пористой среды, характера адсорбции ПАВ на поверхности пород, ионной силы, pH среды, температуры пласта, концентрации активного вещества и поляризации электрических ионов [3].

Исследование влияния ПАВ на изменения поверхностного натяжения на границе раздела фаз. Ученые в исследовании [12] экспериментировали с новым типом ПАВ, состоящим из ионного и неионогенного соединения (CDP), в резервуаре с низкой проницаемостью и высокой соленостью пластовых вод. Концентрация ПАВ в растворе составляла 0,4 %. Предложенная рецептура снизила давление закачки воды на 24 % и повысила коэффициент извлечения нефти на 29 %.

Многие исследования показали, что сульфонаты могут эффективно снижать давление закачки воды в карбонатные коллекторы за счет значительного снижения поверхностного натяжения на границе раздела вода–нефть. Донг и другие сообщили, что смесь полиэфирного ПАВ и спирта является хорошим составом для снижения давления и улучшения закачки воды в резервуары с очень низкой проницаемостью. Согласно их лабораторным экспериментам такими свойствами обладает смесь анионного ПАВ (SDS) и катионного ПАВ. Сочетание катионных ПАВ с анионными может более эффективно снизить поверхностное натяжение на границе раздела фаз [12].

Зиндапуди и другие (2013) также изучали адсорбцию ПАВ *Zyziphus spina-christi* (ZSC) на карбонатных породах. Они показали, что ввод ZSC в вытесняющую воду смог увеличить коэффициент извлечения нефти из карбонатного коллектора с 47 до 77 % [13].

Б. А. Бич (2016), Станимирова и другие провели эксперименты с экологически чистым природным материалом, полученным из Киллаха Сапонария дерева *Quillaja Saponaria* (QS), вечнозеленого дерева семейства *Quillajaceae*, произрастающего в теплых и умеренных регионах центрального Чили, Перу и Боливии [13]. Молекулы сапонина содержат гидрофобную часть и гидрофильную часть. Он обладает эффектом ПАВ, которое снижает поверхностное натяжение на границе раздела фаз, не нанося никакого побочного ущерба работникам или окружающей среде и при гораздо меньших затратах.

Эксперименты проведены на песчанике, добытом в Каспийском море в Азербайджане. Изучена статическая адсорбция природного неионогенного ПАВ QS при температуре 298 °K при различных концентрациях солей в воде, используемой для вытеснения нефти. Эксперименты показали, что QS был более эффективен, чем его синтетическая альтернатива *Bio-solve*, в способности растворять полициклические ароматические углеводороды.

Поверхностно-активные вещества подвергаются широкому спектру исследований, прежде чем считаться пригодными для экспериментального использования для нефтеотдачи. Исследуется техническая возможность создания ПАВ, эффективного для вытеснения рассеянной нефти, что обуславливает необходимость изучения их адсорбции и кинетики. Кроме того, также проводится анализ затрат и выгод, который учитывает преобладающую цену на сырую нефть и цену продажи ПАВ по отношению к объему добычи нефти, который, вероятно, будет достигнут с помощью ПАВ. Важно отметить, что некоторые распространенные синтетические ПАВ, используемые в химических методах увеличения нефтеотдачи (МУН), такие как SDS, Tween-80 и Triton X-100, производятся посредством реакции этоксилирования. Поскольку оксид этилена (ЭО) реагирует с фенолом и спиртом, риск связан с высокой реакцион-

ной способностью и термически нестабильной природой ЭО, а также с потенциальным образованием 1,4-диоксана, известного канцерогена. С другой стороны, природные сапонины, такие как QS, были извлечены безопасными, дешевыми и простыми в реализации лабораторными методами, что не представляет никакого риска для здоровья пользователей. Это, в свою очередь, значительно снижает стоимость использования натуральных ПАВ, таких как QS, в химических процессах повышения нефтеотдачи пластов.

Однако использование этого материала и его практическое применение в полевых условиях на различных типах горных пород все еще требует большей глубины изучения.

Исследования влияния ПАВ на смачиваемость пород-коллекторов. Наиболее важными компонентами сырой нефти, ответственными за изменения смачиваемости пород-коллекторов, являются те, которые несут заряженные группы, такие как кислоты и щелочные соединения. Карбонатные породы обычно несут положительные заряды на поверхности и, следовательно, имеют более высокое сродство к кислым компонентам сырой нефти, в то время как отрицательно заряженная поверхность песчаных пород обуславливает их более сильное сродство к щелочным компонентам сырой нефти [4–7].

Остад и его коллеги [8–9] заметили, что в смачиваемых нефтью кернах известняка как катионные, так и анионные ПАВ изменяют смачиваемость породы в сторону более смачиваемого водой состояния – в сторону гидрофилизации. Однако опыт показал, что катионные ПАВ более эффективны по сравнению с анионными в процессе изменения смачиваемости. Процесс адсорбции отрицательно заряженных карбоксильных групп сырой нефти на положительно заряженной поверхности карбонатных пород изменял смачиваемость горных пород в сторону гидрофобности. Авторы [8, 9] предположили, что катионные ПАВ могут изменять смачиваемость гидрофобной поверхности карбонатных пород в сторону более гидрофильного состояния за счет образования ионных пар между катионными головными группами и отрицательно заряженными карбоксильными группами, адсорбированными на поверхности породы-коллектора.

Анионные ПАВ более эффективно по сравнению с катионными изменяют смачиваемость пород песчаника в сторону гидрофильного состояния, поскольку в этом случае между ионными головными группами молекул ПАВ и положительно заряженными основными компонентами сырой нефти, адсорбированными на поверхности песчаника, происходит электростатическое взаимодействие. При этом составляющие ионные пары изменяют смачиваемость породы в более гидрофильное состояние. В целом поверхностный заряд горных пород связан с распределением и составом ионов, соленостью воды, pH раствора и температурой пласта.

Исследованиями [10] изучено влияние различных факторов на заряд карбонатных пород. Исследователи пришли к выводу, что уменьшение солености рассолов может привести к увеличению отрицательных зарядов на поверхности пород. Каша и другие [11] исследовали влияние присутствия ионов кальция, сульфата и магния на поверхностные заряды образцов доломита и кальцита в жирных кислотах. Они сообщили, что исходные и чистые образцы кальцита имели отрицательные поверхностные заряды в деионизированной воде при комнатной температуре и исходном pH раствора, равном 7. Первоначальный поверхностный заряд был изменен за счет увеличения объема ионов кальция и магния в водных жидкостях. Авторы [11] сделали вывод, что разложение горных пород может привести к отрицательным поверхностным зарядам исходных образцов кальцита.

Экспериментальные исследования [2] подтвердили, что при наличии электростатических взаимодействий между заряженными головными группами молекул ПАВ и

компонентами абсорбированной на поверхности породы нефти механизм, ответственным за изменение смачиваемости, является образование ионной связи. Однако при отсутствии электростатических взаимодействий поглощение ПАВ происходит за счет гидрофобных взаимодействий между тыльными частями молекул ПАВ и компонентами нефти, адсорбированными на поверхности горных пород, что является основным механизмом, ответственным за изменение смачиваемости. Образование ионных пар между заряженными головными группами молекул ПАВ и компонентами сырой нефти, абсорбированной на поверхности горных пород, более эффективно изменяет смачиваемость горных пород в сторону гидрофильности, чем поглощение молекулы ПАВ на поверхности горных пород за счет гидрофобного взаимодействия с компонентами адсорбированной нефти.

Junrong Liu и другие провели эксперименты по измерению изменения смачиваемости слоистых пород с использованием анионных ПАВ в залежах сланцевых пород в провинции Сычуань (Китай), и проанализировали их влияние на изменение смачиваемости и снижение межфазного натяжения (IFT) на процесс самопроизвольного впитывания раствора ПАВ в породы.

Они сформулировали следующие выводы:

1. Породы-коллекторы на вышеуказанном месторождении гидрофобны.
2. Использование ПАВ изменило смачиваемость на гидрофильную или гидрофильно-гидрофобную.
3. Анионные ПАВ обладают большей способностью изменять смачиваемость за счет образования ионных пар по сравнению с неионогенными ПАВ, хотя этот процесс происходит относительно медленно.
4. Гидрофильность становится более стабильной по мере увеличения концентрации ПАВ.
5. Анионные ПАВ обеспечивают большую нефтеотдачу по сравнению с неионогенными ПАВ, поскольку смачиваемость пород меняется в сторону большей гидрофильности [1] (рис. 2, 3).



Рис. 2. Иллюстрация добавления ПАВ к гидрофобной породе, показывающая удаление слоя нефти с поверхности породы за счет образования устойчивого слоя воды между поверхностью породы и слоем нефти

Fig. 2. Illustration of surfactant addition to hydrophobic rock, showing the removal of the oil layer from the rock surface through the formation of a stable water layer between the rock surface and the oil layer



Рис. 3. Иллюстрация добавления ионных ПАВ к гидрофобной породе, показывающая как электростатические взаимодействия способствуют отделению нефти от поверхности породы и изменению смачиваемости

Fig. 3. Illustration of adding ionic surfactants to hydrophobic rock, showing how electrostatic interactions promote the separation of oil from the rock surface and alter wettability

Тан, Юдун, Чжао и Фучунь показали, что смачиваемость имеет большое значение в процессе повышения нефтеотдачи, так как большинство нефтенасыщенных пород в результате их непрерывного в течение миллионов лет контакта с нефтью насыщаются нефтью, и образуется нефтяной (гидрофобный) слой, покрывающий стенки пор и трудноизвлекаемый традиционными методами вытеснения. Способность изменять смачиваемость пород с гидрофобной на гидрофильную позволяет отделить нефть от породы и облегчает процесс его перемешивания посредством капиллярных сил или сил гравитации в очень узких порах, а также в слоях, богатых глиной. Смачиваемость определяется как способность жидкости прилипать к стенкам твердого тела, независимо от того, является ли жидкость водой, нефтью или газом. Она связана с несколькими факторами, включая состав жидкостей, поверхностные свойства минералов горных пород, температуру пласта, пластовое давление, период насыщения коллектора нефтью [14, 15].

Изменение смачиваемости горных пород измеряется путем измерения угла смачиваемости, который представляет собой угол между границей раздела газ, жидкость и твердая поверхность [1]. В системе «вода – нефть – порода» породы являются водосмачиваемыми (гидрофильными), когда угол контакта между каплей воды и твердым телом находится в диапазоне от 0° до 75° , гидрофобно-гидрофильными при углах от 75° до 105° и гидрофобными при углах от 105° до 180° [16].

Эксперименты с углом смачивания показывают, что угол смачивания в системах «порода – нефть – вода» уменьшается, когда мы добавляем больше ПАВ, и гидрофильность породы увеличивается за счет адсорбции ПАВ. Установлено, что для растворов анионных ПАВ угол смачивания не меняется сразу, а уменьшается со временем, чем отличается от его резкого изменения для неионогенных ПАВ [1].

В экспериментах, которые проводили Альварес и другие, установлено, что анионные ПАВ оказывают лучший эффект на изменение смачиваемости, чем неионогенные и катионогенные ПАВ, однако механизм изменения смачиваемости у анионных ПАВ имеет задержку во времени [17, 18].

Фучун Тянь и другие провели эксперимент по оценке влияния ПАВ на смачиваемость горных пород, используя следующие ПАВ: SDS – $C_{12}H_{25}SO_4Na$, $C_{12}DTAB$ – $C_{12}H_{25}N(CH_3)_3Br$ и Triton X100 – $(C_{34}H_{62}O_{11})$, которые являются анионными, катионными и неионогенными соответственно. Результаты показали, что среди ПАВ $C_{12}DTAB$ лучше всего может способствовать изменению смачиваемости образца карбонатной породы, использованной в исследовании, и, следовательно, изменять ка-

пиллярные силы за счет адсорбции на поверхности породы в пористой среде, в то время как другие из исследованных ПАВ менее эффективны [15, 19].

Чжан Мэн и другие, Мохири и Хунин провели эксперименты, чтобы продемонстрировать, как ПАВ увеличивают скорость впитывания закачиваемого раствора, который состоит из соленой пластовой воды, насыщенной ПАВ. В песчанике использовали додецилсульфат натрия (SDS, анионное ПАВ) и октилфенол полиэтиленэфиргликоля (Triton X-100, неионогенное ПАВ). Они пришли к выводу, что в растворе анионного ПАВ (SDS) смачиваемость поверхности породы изменилась с гидрофобной на гидрофильную. Раствор неионогенного ПАВ (Тритон X-100) не смог сделать поверхность породы гидрофильной, а лишь сделал ее нейтральной. Кроме того, установлено, что чем выше концентрация ПАВ, тем меньше угол смачивания, и достигается коэффициент извлечения нефти до 70–80 %, что на 29–40 % больше, чем при отсутствии в вытесняющей воде ПАВ [12, 20].

Выполненный обзор показывает, что для ПНП за счет доизвлечения капиллярно-удерживаемой нефти и нефти в пленочном состоянии, покрывающей поверхность твердой фазы породы (стенок каналов фильтрации), необходимо применять ПАВ, которые способствуют изменению поверхностного натяжения на границе раздела фаз «нефть – вода – порода» и смачиваемости пород.

Исследование взаимосвязи между концентрацией ПАВ и поверхностным натяжением между горной породой и жидкостью. В исследовании Zhan Meng и других [20] вводили два типа ПАВ: додецилсульфат натрия (ДСН, анионное ПАВ) и полиэтиленгликоль октилфеноловый эфир (Тритон X-100, неионное ПАВ). В концентрации 0,05 % по массе эти ПАВ вводились в пробы песчаных пород, состав которых представлен в табл. 1, отобранных на Синьцзянском нефтяном месторождении в Китае, при различной солености воды.

Таблица 1. Состав образцов горных пород

Table 1. Composition of rock samples

Номер образ-ца	Mineral composition, %					Relative content of clay minerals, %			
	Гли-на	Кварц	Калий-ный полевой шпат	Пла-гио-клаз	Каль-цит	Као-линит	Хло-рит	Иллит	Иллит/сметит
Н-39	11	61	5	19	4	50	7	16	27
Н-56	13	57	5	23	2	47	13	14	26

В конце эксперимента исследователи пришли к выводу, что соленость воды не влияет на эффективность действия ПАВ:

– по мере увеличения концентрации ПАВ в растворе поверхностное натяжение снижается, и относительная проницаемость для нефти увеличивается, в то время как относительная проницаемость для воды остается примерно постоянной, как показано на рис. 4;

– анионное ПАВ (ДСН) изменило смачиваемость горных пород с сильно гидрофобной на гидрофильную, тогда как неионогенный ПАВ (Тритон) привел к значительному снижению содержания нефти в продукции, не меняя смачиваемость на гидрофильную.

В другом эксперименте, проведенном Цзюньжуном Лю [1] на образцах, взятых из силикатных пород в районе Сычуань в Китае, состав которых представлен в табл. 2,

использовали четыре вида ПАВ (табл. 3) в трех различных концентрациях (0,01, 0,05 и 0,1 мас. %). Для предотвращения набухания глины, присутствующей в образцах породы, растворы ПАВ готовили на солевом растворе хлорида калия с концентрацией 4 %.

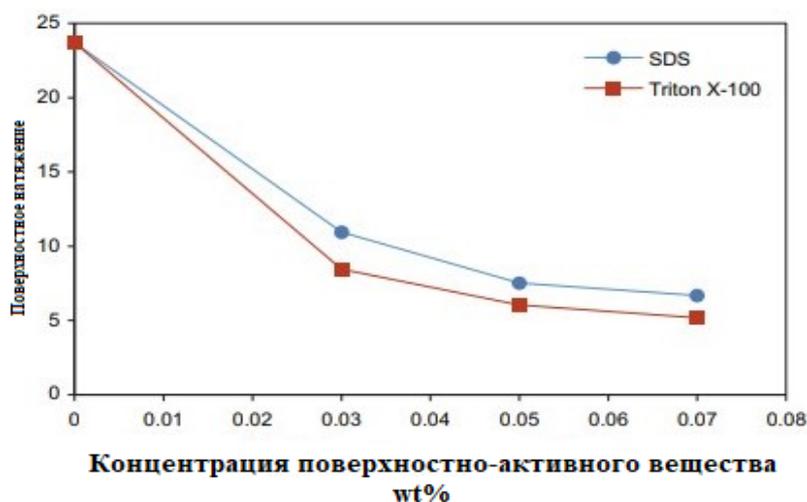


Рис. 4. Значения поверхностного натяжения при использовании растворов ПАВ «ДСН и Тритон Х-100» в разных концентрациях, мас. %

Fig. 4. Surface tension values when using solutions of surfactants “DSN and Triton X-100” at different concentrations, wt%

Таблица 2. Минералогический состав породы

Table 2. Mineralogical composition of the rock

Минерал	Содержание, мас. %
Кварц	31,8
Глины	33,0
Кальцит	2,0
Доломит	10,8
Полевой шпат	20,6
Пирит	1,8

Таблица 3. Характеристики исследуемых ПАВ

Table 3. Mineralogical composition of the rock

ПАВ	Тип	Первичные компоненты	pH	Чистота, %	Производитель
AES	Анионный	Сульфат эфира спирта натрия	7	> 99 %	Sinopharm Chemical Reagent Co., Ltd
AOS	Анионный	Сульфонат Олефина C14-16 натрия	7	> 99 %	Sinopharm Chemical Reagent Co., Ltd
AEO-9	Неионное	Этоксилат спирта	7	> 99 %	Sinopharm Chemical Reagent Co., Ltd
IAE	Неионное	Изомерные токсилаты спиртов	7	> 99 %	Sinopharm Chemical Reagent Co., Ltd

В конце эксперимента были зафиксированы следующие наблюдения:

- по мере увеличения концентрации ПАВ в растворе поверхностное натяжение уменьшается на разные значения в зависимости от типа ПАВ (рис. 5);
- коэффициент нефтеотдачи при закачке воды без ПАВ составил всего 5 % от исходного значения объема нефти в образце, причем этот процент существенно возрастает с увеличением концентрации добавляемых ПАВ;
- добавление ионных ПАВ оказало больший эффект на увеличение степени извлечения нефти с 27,48 до 43,66 %, а неионогенные соединения вызвали изменение добычи с 13,5 до 20,65 % от исходного объема нефти, присутствующей в образце породы (рис. 6).

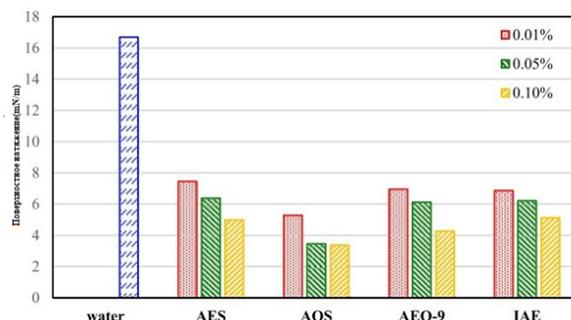


Рис. 5. Измеренные значения поверхностного натяжения «IFT» в растворах различных ПАВ с разными концентрациями

Fig. 5. Measured interfacial tension (IFT) values in solutions of various surfactants at different concentrations

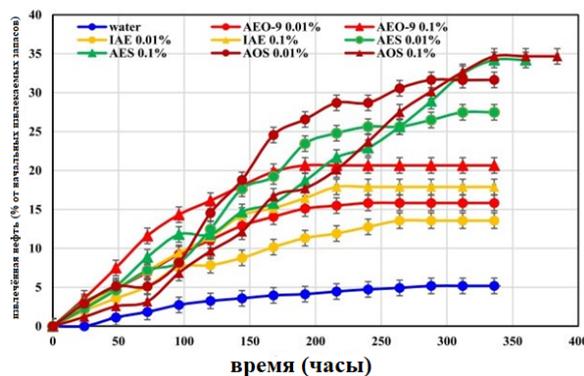


Рис. 6. Динамика изменения коэффициента вытеснения нефти из керна водой и растворами различных ПАВ

Fig. 6. Dynamics of oil displacement efficiency from core samples by water and solutions of various surfactants

Выводы. Сочетание катионных ПАВ с анионными может более эффективно снизить поверхностное натяжение на границе раздела фаз.

Анионные ПАВ оказывают лучший эффект на изменение смачиваемости пород по сравнению с неионогенными и катионными, однако механизм изменения смачиваемости анионных ПАВ имеет временную задержку. Эксперименты показывают, что контактный угол смачиваемости в системах «порода – нефть – вода» с течением времени постепенно уменьшается при использовании анионных ПАВ и резко изменяется при использовании неионогенными ПАВ.

Катионные ПАВ способны изменять смачиваемость гидрофобной поверхности карбонатных пород в сторону более гидрофильного состояния за счет образования ионных пар между катионными головными группами и отрицательно заряженными карбоксильными группами, адсорбированными на поверхности пород-коллекторов.

Анионные ПАВ более эффективно по сравнению с катионными изменяют смачиваемость песчаника в сторону гидрофильного состояния, поскольку в этом случае происходит электростатическое взаимодействие между ионными головными группами молекул ПАВ и положительно заряженными основными компонентами адсорбированной нефти на поверхности песчаника.

Использование сульфонатов и *Zyziphus spina-christi* (ZSC) позволяет эффективно снизить давление закачки воды в карбонатные коллекторы и увеличить коэффициент извлечения нефти из карбонатного коллектора с 47 до 77 %.

Среди ПАВ C_{12} DTAB может лучше всего способствовать изменению смачиваемости образца карбонатной породы, тогда как раствор анионного ПАВ (ДСН) более эффективен в случае песчаника при изменении смачиваемости с гидрофобной на гидрофильную.

Раствор неионогенного ПАВ (Тритон X-100) не может сделать поверхность породы гидрофильной, а только нейтральной.

Акцент на стоимости и экологических факторах имеет большое значение в нефтяной промышленности. Поэтому ведется постоянный поиск экологически чистых природных материалов. В этой области в настоящее время проводятся исследования по извлечению ПАВ-соединения *Quillaja Saponaria* (QS) из специального дерева, представляющего собой материал, состоящий из гидрофильной части. Лабораторные эксперименты доказали, что оно обладает эффектом снижения поверхностного натяжения, не нанося какого-либо побочного ущерба работникам или окружающей среде и при более низкой стоимости, чем промышленные соединения ПАВ, но исследования все еще ограничены, и необходимы более точные полевые эксперименты, чтобы подтвердить эффективность этого вещества в снижении поверхностного натяжения в нефтях различного состава.

Литература

1. Experimental study of wettability alteration and spontaneous imbibition in Chinese shale oil reservoirs using anionic and nonionic surfactants / L. Junrong, J. James, B. Shenga [et al.]. – USA, 2019. – P. 625–633.
2. Mehdi, S. Mechanistic Study of Wettability Alteration Using Surfactants with Applications in Naturally Fractured Reservoirs / S. Mehdi. – Kansas, 2008. – P. 2–8.
3. Monday, O. M. Adsorption of Natural Surfactant on Sandstone in Enhanced Oil Recovery: Isotherms and Kinetics Studies / O. M. Monday // Open Journal of Applied Sciences. – Baku, 2023. – P. 1120–1140.
4. Influence of Crude Oil Components on Recovery by High and Low Salinity Water flooding, Ole Torsæter, Energy & Fuels, Technol. – Norway, 2012. – P. 4328–4334.
5. Ali, A. Investigation of Different Ionic Liquids in Improving Oil Recovery Factor / A. Ali, S. Mohamed, S. Ezeddin // Advances in Chemical Engineering and Science, 2019. – P. 88–97.
6. Cuiec, L. Rock/Crude-Oil Interactions and Wettability: An Attempt to Understand Their Interrelation / L. Cuiec // Society of Petroleum Engineers of AIME. – Houston-Texas, 1984. – P. 1–12.
7. Buckley, J. S. Mechanisms of Wetting Alteration by Crude Oils / J. S. Buckley, Y. Liu, S. Monsterleet // Society of Petroleum Engineers. – New Mexico, 1998. – P. 54–60.
8. Austad, T. Chemical flooding of oil reservoirs 8. Spontaneous oil expulsion from oil- and water-wet low permeable chalk material by imbibition of aqueous surfactant solutions / T. Austad,

- B. Matre, J. Milner // A. Sævareid *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. – Norway, 1998. – P. 117–129.
9. Mahavadi, S. C. Impact of pre-equilibration on organic-aqueous phase densities and interfacial tension: the critical role of surfactants / S. C. Mahavadi, G. Horváth-Szabó // *ResearchGate*. – France, 2000. – P. 11–15.
 10. Amjed, M. Surface charge study of EDTA interaction with carbonate rock during chelating agent flooding / Amjed M. Hassan, Hasan S. Al-Hashim // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – Saudi Arabia, 2020. – P. 2–10.
 11. Brady, P. V. Functional wettability in carbonate reservoirs, *Energy & Fuels* is published by the American Chemical Society / P. V. Brady, G. Thyne. – U.S.A. – Laramie, 2016. – P. 2–23.
 12. The effects of interfacial tension, injection rate, and permeability on oil recovery in dilute surfactant flooding / Y. J. Fa, W. Song, Pu Wan [et al.] // *Petroleum Science and Technology*. – China, 2016. – P. 1490–1495.
 13. Ricardo, S. Analysis of Saponin Content of Leaves of Young *Quillaja Saponaria* Trees from a Plantation / S. Ricardo // *Pontificia Universidad Catolica de Chile, Trinidad Schlotterbeck, Santiago de Chile*, 2015. – P. 262–272.
 14. Tang, G. Q. Influence of Brine Composition and Fines Migration on Crude Oil/Brine/Rock Interactions and Oil Recovery / G. Q. Tang, N. Morrow // *Google Scholar*. – USA, 1999. – P. 100–110.
 15. Yudong, Z. Analysis of the Static and Dynamic Imbibition Effect of Surfactants and the Relative Mechanism in Low-Permeability Reservoirs Fuchun Tian / Z. Yudong, Y. Yang, G. Xiaoting // *American Chemical Society*. – China, 2020. – P. 442–449.
 16. Anderson, W. Wettability Literature Survey. Part 2: Wettability Measurement / W. Anderson, A. William // *J Pet-Society of Petroleum Engineers*, 1986. – P. 1246–1258.
 17. Impact of Surfactants for Wettability Alteration in Stimulation Fluids and the Potential for Surfactant EOR in Unconventional Liquid Reservoirs / Johannes O. Alvarez, Anirban Neog, Afif Jais, David S. One Petro. – Texas, USA, 2014. – P. 1–18.
 18. Improving oil recovery in the Wolfcamp unconventional liquid reservoir using surfactants in completion fluids / J. O. Alvarez, D. S. Schechter // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – USA, 2017. – P. 2–11.
 19. Zhou, Z. A Critical Review of Osmosis-Associated Imbibition in Unconventional Formations / Z. Zhou. – China – Beijing, *Research Gate*, 2021. – P. 3–16.
 20. Enhancement of the imbibition recovery by surfactants in tight oil reservoirs / Z. Meng, S. Yang, Y. Cei [et al.] // *Petroleum Science*. – China, 2018. – P. 783–793.

References

1. Junrong L., James J., Shenga B., Xiukun W., Hongkui G., Experimental study of wettability alteration and spontaneous imbibition in Chinese shale oil reservoirs using anionic and nonionic surfactants. USA, 2019, pp. 625–633.
2. Mehdi S. Mechanistic Study of Wettability Alteration Using Surfactants with Applications in Naturally Fractured Reservoirs. Kansas, 2008, pp. 2–8.
3. Monday O. M., Adsorption of Natural Surfactant on Sandstone in Enhanced Oil Recovery: Isotherms and Kinetics Studies. *Open Journal of Applied Sciences*. Baku, Azerbaijan, 2023, pp. 1120–1140.
4. Torsæter Ole. Influence of Crude Oil Components on Recovery by High and Low Salinity Water flooding. *Energy & Fuels, Technol.* Norway, 2012, pp. 4328–4334.
5. Ali A., Mohamed S., Ezeddin S., Investigation of Different Ionic Liquids in Improving Oil Recovery Factor. *Advances in Chemical Engineering and Science*, 2019, pp. 88–97.
6. Cuiec L. Rock/Crude-Oil Interactions and Wettability: An Attempt to Understand Their Interrelation, *Society of Petroleum Engineers of AIME*. Houston-Texas, 1984, pp. 1–12.

7. Buckley J. S., Liu Y., Monsterleet S. Mechanisms of Wetting Alteration by Crude Oils. *Society of Petroleum Engineers*, New Mexico, 1998, pp. 54–60.
8. Austad T., Matre B., Milner J., Sævareid A. Chemical flooding of oil reservoirs 8. Spontaneous oil expulsion from oil-and water-wet low permeable chalk material by imbibition of aqueous surfactant solutions. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. Norway, 1998, pp. 117–129.
9. Mahavadi S. C., Horváth-Szabó G. Impact of pre-equilibration on organic-aqueous phase densities and interfacial tension: the critical role of surfactants. *ResearchGate*. France, 2000, pp 11–15.
10. Amjed M. Hassan, Hasan S. Al-Hashim, Surface charge study of EDTA interaction with carbonate rock during chelating agent flooding. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Saudi Arabia, 2020, pp. 2–10.
11. Brady P. V., Thyne G. Functional wettability in carbonate reservoirs. *Energy & Fuels is published by the American Chemical Society*. USA, Laramie, 2016, pp. 2–23.
12. Fa Y. J., Song W., Wan Pu., Xue L., Shuai Z., Yan-Li Dou. The effects of interfacial tension, injection rate, and permeability on oil recovery in dilute surfactant flooding. *Petroleum Science and Technology*. China, 2016, pp. 1490–1495.
13. Ricardo S. Analysis of Saponin Content of Leaves of Young Quillaja Saponaria Tress from a Plantation. *Pontificia Universidad Catolica de Chile, Trinidad Schlotterbeck, Santiago de Chile*, 2015, pp. 262–272.
14. Tang G. Q., Morrow N. Influence of Brine Composition and Fines Migration on Crude Oil/Brine/Rock Interactions and Oil Recovery. *Google Scholar*. USA, 1999, pp. 100–110.
15. Yudong Z., Yang Y., Xiaoting G. Analysis of the Static and Dynamic Imbibition Effect of Surfactants and the Relative Mechanism in Low-Permeability Reservoirs Fuchun Tian. *American Chemical Society*. China, 2020, pp. 442–449.
16. Anderson W., William A. Wettability Literature Survey. *J Pet-Society of Petroleum Engineers*, 1986, part 2, pp. 1246–1258.
17. Johannes O. Alvarez, Anirban Neog, Afif Jais, David S. Impact of Surfactants for Wettability Alteration in Stimulation Fluids and the Potential for Surfactant EOR in Unconventional Liquid Reservoirs. *One Petro*. Texas, USA, 2014, pp. 1–18.
18. Alvarez J. O., Schechter D. S. Improving oil recovery in the Wolfcamp unconventional liquid reservoir using surfactants in completion fluids. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Texas, USA, 2017, pp. 2–11.
19. Zhou Z. A Critical Review of Osmosis-Associated Imbibition in Unconventional Formations. *Research Gate*. China – Beijing, 2021, pp. 3–16.
20. Meng1 Z., Yang1 S., Cui Y., Zhong1 Z., Liang C., Wang1 L. Enhancement of the imbibition recovery by surfactants in tight oil reservoirs. *Petroleum Science*. China, 2018, pp. 783–793.

Информация об авторах

Алхатиб Шади – аспирант. Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого» (пр-т Октября, 48, 246029, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: shadi.alkhateeb1@gmail.com

Демьяненко Н. А. – доцент кафедры «Нефтегазозащита и гидропневмоавтоматика». Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого» (пр-т Октября, 48, 246029, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: demyanenko.1953@mail.ru

Information about the authors

Alkhateeb Shadi – PhD studen. Sukhoi State Technical University of Gomel (48, Oktyabrya Ave., 246746, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: shadi-alkhateeb@edu.gstu.by

Demyanenko N. A. – Associate Professor. Sukhoi State Technical University of Gomel (48, Oktyabrya Ave., 246746, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: demyanenko.1953@mail.ru

Поступила в редакцию 04.11.2024