

УДК 662.276.65

DOI: 10.52531/1682-1696-2025-25-3-67-75

Научная статья

EDN: KVUTPH

ПРИМЕНЕНИЕ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ И НАНОЧАСТИЦ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН И ГАЗОКОНДЕНСАТООТДАЧИ

Д.П. АНИКЕЕВ¹,
А.С. УШАКОВА^{1,2}, Э.С. АНИКЕЕВА¹

¹ ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ НЕФТИ И ГАЗА
(ИПНГ) РАН, МОСКВА, РОССИЙСКАЯ
ФЕДЕРАЦИЯ

² РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ (МГРИ),
МОСКВА, РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

В работе выполнен обзор теоретических и практических аспектов использования поверхностно-активных веществ (ПАВ) и наночастиц при разработке газовых месторождений. Традиционно композиции ПАВ применяются в высокопроницаемых нефтяных коллекторах при мягких условиях, то есть низкой температуре и низкой минерализации пластовой воды. Но для многих газовых месторождений характерны другие условия: высокая температура и высокая (более нескольких тысяч мг/л) минерализация пластовой воды и низкая проницаемость. Традиционные композиции в таких условиях подвержены деструкции и не выполняют возложенных на них задач.

Для низкопроницаемых коллекторов, где фронт вытеснения в принципе нестабилен, ПАВ становятся не средством выравнивания профиля, а средством повышения проницаемости пород-коллекторов при закачке воды. Эффект уменьшения капиллярных сил наиболее значим для пластовых систем с низкой проницаемостью. Снижение капиллярных сил должно улучшить параметры вытеснения. Но за счет разработки новых химических многокомпонентных систем, в том числе с использованием наночастиц и специально создаваемых объемных конструкций в водной среде, содержащих ПАВ, удастся существенно расширить диапазон применимости известных методов воздействия.

Промысловые испытания на ряде объектов (в основном в Китае) показывают технологическую и экономическую эффективность применения составов ПАВ и наночастиц на газовых объектах для повышения газоотдачи.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ПАВ, газовая залежь, наночастицы, газоконденсат

Original article

USING SURFACTANTS AND NANOPARTICLES TO IMPROVE WELL PRODUCTIVITY AND GAS CONDENSATE RECOVERY

D.P. ANIKEEV¹, A.S. USHAKOVA^{1,2},
E.S. ANIKEEVA¹

¹ INSTITUTE OF OIL AND GAS PROBLEMS
(IPNG) OF THE RUSSIAN ACADEMY
OF SCIENCES, MOSCOW, RUSSIAN FEDERATION

² RUSSIAN STATE GEOLOGICAL EXPLORATION
UNIVERSITY NAMED AFTER S. ORDZHONIKIDZE
(MGRI), MOSCOW RUSSIAN FEDERATION

The paper presents a review of theoretical and practical aspects of using surfactants and nanoparticles in the development of gas fields. Traditionally, surfactant compositions are used in highly permeable oil reservoirs in mild conditions, i.e. low temperature and low mineralization of brine water. However, many gas fields are characterized by other conditions: high temperature and high (more than several thousand mg/l) mineralization of brine and low permeability. Traditional compositions are subject to destruction under such conditions and do not perform the tasks assigned to them.

For low-permeability reservoirs, where the displacement front is unstable in principle, surfactants become not a means of leveling the profile, but a means of increasing the permeability of reservoir rocks during water injection. The effect of reducing capillary forces is most significant for reservoir systems with low permeability. Reducing capillary forces should improve the displacement parameters. But due to the development of new chemical multicomponent systems, including the use of nanoparticles and specially created volumetric structures in aqueous medium containing surfactants, it is possible to significantly expand the range of applicability of known methods of action.

Field tests at a number of sites (mainly in China) demonstrate the technological and economic efficiency of using surfactant and nanoparticle compositions at gas sites to increase gas recovery.

KEY WORDS: surfactant, gas reservoir, nanoparticles, gas condensate

ВВЕДЕНИЕ

Технологии увеличения газоконденсатоотдачи пластов, в основе которых лежат физические процессы взаимодействия нефти и закачиваемых флюидов с породой-коллектором, часто называемые технологиями «доотмыва» или технологиями снижения поверхностного натяжения и изменения смачиваемости породы, все шире применяются как для локальных обработок призабойной зоны пласта, так и для создания оторочек вытеснения при движении фронта вытеснения от нагнетательных скважин к добывающим. Активные вещества, применяемые в таких технологиях, – это водорастворимые соли, поверхностно-активные вещества, полимеры низкой концентрации и, в последнее время, комбинации всех этих веществ с наночастицами. Чем шире применяются наночастицы в виде коллоидных и истинных растворов в различных отраслях и, соответственно, чем дешевле становится их себестоимость, тем более привлекательным становится их применение в нефтедобыче.

Есть существенные различия в терминологии и определении слова наночастица, которые из физики и химии были перенесены в другие области науки, а также в нефтяную промышленность. Так, есть природные объекты, возникающие в процессе разработки, – наноэмульсии и нанодисперсии, иногда называемые наножидкостями, нестабильные смеси нефти с водой, стабилизированные, например, молекулами ПАВ, средний размер капель которых менее 100 нм. Однако чаще всего имеются в виду только специально создаваемые нанообъекты и наночастицы оксидов и металлов и их комбинации с ПАВ и полимерами в разных конфигурациях для создания новых свойств. Рассмотрим основные механизмы воздействия наночастиц в газовых и газоконденсатных пластах и их комбинации с другими технологиями, например, ПАВ-заводнением, для низкопроницаемых коллекторов.

ПОДХОДЫ К ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ПАВ И НАНОЧАСТИЦ. ТЕОРИЯ И ЭКСПЕРИМЕНТЫ

Традиционно композиции ПАВ применяются в высокопроницаемых нефтяных коллекторах в мягких условиях, то есть при низкой температуре и низкой минерализации пластовой воды. Средняя пластовая температура (на основе известных данных о проектах по ПАВ-заводнению) составляет около 75°C, так как большинство ПАВ химически деградируют и теряют свои свойства при высоких температурах [1, 2, 6].

Свойства ПАВ в растворах сильно зависят от их концентрации, начиная с некоторой концентрации, обусловленной структурой молекул ПАВ (например, длиной гидрофобной цепи), давлением, соленостью, pH, температурой, происходит мицеллообразование – соединение молекул ПАВ в агрегаты (сначала сферической, а потом, с увеличением концентрации, вытянутой червеобразной формы, в которых молеку-

лы ПАВ стабилизируют поверхность агрегатов). С началом мицеллообразования межфазное натяжение на границе раздела двух сред перестает меняться. И эта концентрация, называемая критической концентрацией мицеллообразования (ККМ) обычно считается оптимальной для использования раствора ПАВ для снижения межфазного натяжения [2].

Высокая проницаемость – важный фактор для эффективности ПАВ, так как в таком случае можно говорить о существовании фронта вытеснения (а не об отдельных каналах прорыва вытесняющего агента) и поддерживать его стабильность добавками водорастворимых ПАВ. Кроме того, чем ниже проницаемость, тем больше площадь контакта флюидов с породой (на единицу площади) и тем выше потери ПАВ из растворов на адсорбцию на породе [22].

Для низкопроницаемых коллекторов, где фронт вытеснения в принципе нестабилен, ПАВ становится не средством выравнивания профиля, а средством повышения проницаемости пород-коллекторов при закачке воды. Эффект уменьшения капиллярных сил наиболее значим для пластовых систем с низкой проницаемостью, что должно улучшать параметры вытеснения [5, 18, 22].

В этом случае ПАВ не используют совместно с раствором полимера, и схема исследований несколько видоизменяется. Основной эффект действия ПАВ достигается за счёт снижения межфазного натяжения (МФН) и изменения смачиваемости породы от гидрофобной к гидрофильной [8]. Однако эти два параметра могут быть не связаны между собой, то есть снижение МФН не свидетельствует о том, что ПАВ меняют смачиваемость поверхности. В случае нетрадиционных коллекторов именно смачиваемость является ключевым параметром [23], она должна быть высокой при отсутствии эмульсий и пен.

Применение ПАВ для газовых и газоконденсатных месторождений не так распространено, как для нефтяных, хотя именно там особенно важно стабилизировать фронт вытеснения при закачке воды [7]. В случае, когда молекулы ПАВ действуют в водных растворах в газовых и газоконденсатных пластах, они меняют поверхностное натяжение на границе раздела фаз газ-жидкость и могут формировать структуру мицелл. Так, за счет добавления ПАВ, растворимость метана может быть увеличена от 2 до 15 раз [12]. Потребность проведения исследования образования мицелл связана с тем, что одним из способов захоронения метана, с целью вывода его из круговорота, является его растворение в закачиваемой в подземные пласты воде. Но так как природная растворимость метана достаточно низкая, ПАВ используется для ее повышения.

В работе Moradi P. et al. [20] продемонстрировано использование фторированных поверхностно-активных веществ для изменения смачиваемости пород. Фторированные ПАВ эффективно снижают

поверхностное натяжение и изменяют смачиваемость на газофильную. Эти эффекты также продемонстрированы в работе Khajepour M. et al. [14], где относительные фазовые проницаемости (ОФП) для системы газ-вода сняты на керне до и после закачки в него геля (рис. 1).

Одним из главных требований к композиции ПАВ для традиционных коллекторов является способность образовывать микроэмульсию по типу Winsor III [21]. Такая система состоит из трех фаз: водного раствора, нефти и микроэмульсии. При этом микроэмульсионная фаза может быть высоковязкой и малоподвижной, действовать как полимерная оторочка для выравнивания фронта вытеснения [9]. Для того, чтобы образование микроэмульсии было возможно, молекулы ПАВ должны эффективно снижать межфазное натяжение на границе водного раствора и нефти и рекомендованное значение МФН – 10^{-3} мН/м [1]. Такой же механизм применим и для газовых и газоконденсатных пластов с тем дополнением, что система становится еще более сложной из-за возможного образования пены. Пенные системы последнее время часто используются при высокой обводненности газовых скважин [3]. Микроэмульсии иногда также называют “наноэмульсиями” и “наножидкостями” и относят к нанотехнологиям в нефтегазодобыче [10]. Мы не считаем эту классификацию оправданной, так как размеры капель эмульсии определяет химическая структура молекул ПАВ, а не дополнительно вводимые нанообъекты.

При внесении в двухфазную среду наночастиц (например, частиц оксида кремния) как при наличии ПАВ, так и без них могут образовываться эмульсии Пикеринга [30], где роль ПАВ для снижения межфазного натяжения играют наночастицы (рис. 2), осо-

бенно если они имеют одинаковое сродство с водной и нефтяной фазами. Энергия стабилизации эмульсий наночастицами определяется выражением:

$$\Delta E = \pi r^2 \gamma (1 - \cos \theta)^2$$

где r – радиус частицы, γ – межфазное натяжение, θ – краевой угол смачивания частицы с границей раздела фаз.

Если наночастица имеет гидрофильную поверхность (это большинство наночастиц), то стабилизируется нефтяная фаза в воде (эмульсия по типу Winsor II) [15]. Эмульсии Пикеринга могут возникать также на границе газовой фазы и стабилизировать пены [4].

Еще одной альтернативой растворам классических ПАВ может стать использование жидкости со специальными наноконпонентами – “нечеткими шариками” (Fuzzy Ball Fluids) [28]. Это жидкость, в которую добавлены микроскопические “нечеткие шарики”, которые имеют сложную структуру. Каждый шарик состоит из ядра, окруженного слоями полимеров и ПАВ. Внешний слой шариков имеет “пушистую” структуру, что позволяет им адаптироваться к размерам трещин и пор в пласте.

На рисунке 3 представлен внешний вид данной среды и схема слоев отдельного шарика [28]. Когда такая жидкость попадает в пласт, шарики могут блокировать каналы, через которые поступает вода, увеличивая сопротивление потоку воды. Это достигается за счет образования полимерных пленок и накопления шариков в трещинах. В то же время структура шариков позволяет газу свободно проходить через пласт, так как они не блокируют газовые каналы. Это связано с тем, что шарики образуют гидрофобные мембраны,

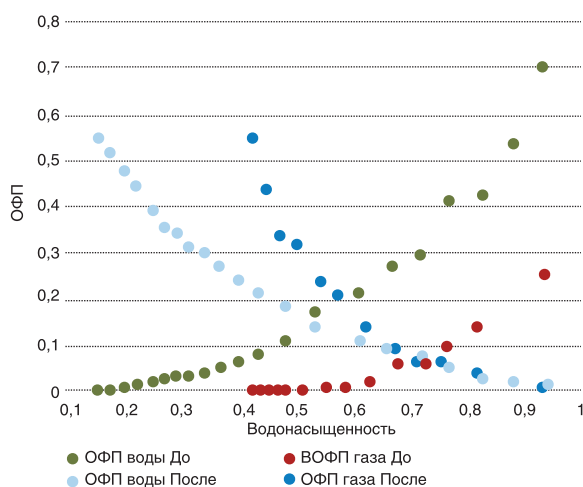


РИС. 1.

ОФП для системы газ-вода до и после закачки в него геля [14]

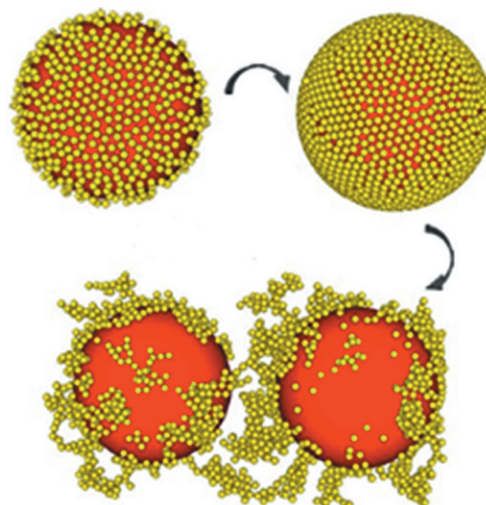


РИС. 2.

Стабилизация эмульсий нефтяной фазы в воде с помощью наночастиц [15]

которые замедляют поток воды, но не препятствуют потоку газа [26].

Если применение ПАВ (или ПАВ с наночастицами) приводит к формированию пены, то пена при разработке месторождений с запасами газа применяется для двух основных целей:

- снижения плотности воды, скопившейся на забое за счет образования пены. Это снижает общую плотность флюида на забое и упрощает вынос жидкости для предотвращения самозадавливания скважины;
- использования пены как агента для поддержания пластового давления вместо воды или совместно с водой.

В работе Wang Y. et al [27] представлены ОФП для системы газ-вода и газ-вода/пена (рис. 4). Как видно переход жидкой фазы из состояния воды к состоянию пены существенно меняет вид зависимостей ОФП.

Говоря о дальнейших исследованиях наночастиц в растворах ПАВ для повышения газоконденсатоотда-

А.П. АНИКЕЕВ, А.С. УШАКОВА, Э.С. АНИКЕЕВА
ПРИМЕНЕНИЕ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ
И НАНОЧАСТИЦ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ
ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН И
ГАЗОКОНДЕНСАТООТДАЧИ

чи, можно выделить следующую последовательность исследований:

1. Подбор ПАВ и наночастиц, исследование стабильности их комбинации при данной минерализации и температуре пласта в водной фазе.
2. Подбор оптимальной концентрации ПАВ (исследования МНФ, определение ККМ).
3. Добавление к ПАВ наночастиц, повторное исследование стабильности их растворов в пластовых условиях.
4. Подбор концентрации наночастиц с минимальным МНФ (наночастицы должны существенно снизить МНФ по сравнению с полученным в п. 2).
5. Фильтрационные исследования на реальных кернах месторождения с определением улучшения коэффициента вытеснения, Квыт, по сравнению с вытеснением водой (закачка оторочек раствора ПАВ с наночастицами).
6. Математическое моделирование химического за-

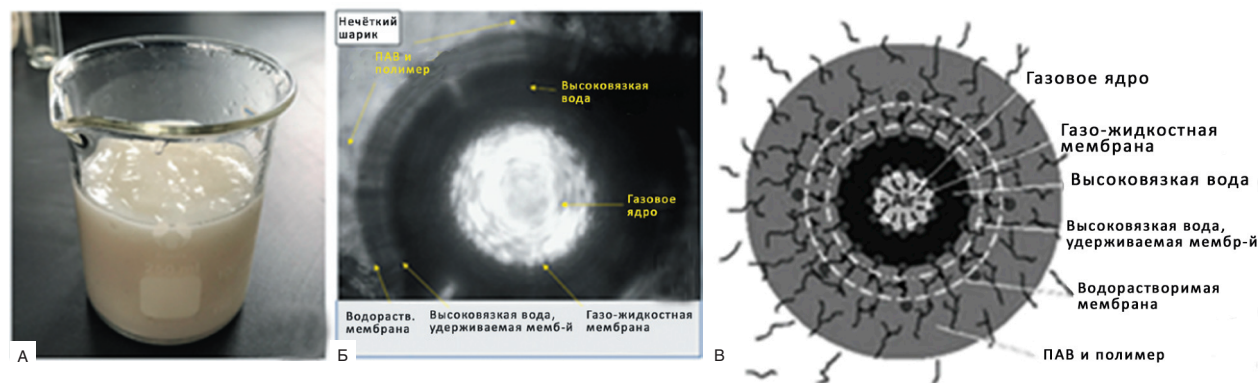


РИС. 3.

А – Образец жидкости с нечеткими шариками (fuzzy-ball fluid); Б – Структура шариков под микроскопом (увеличение 1500X); В – Схематическое изображение структуры [28]

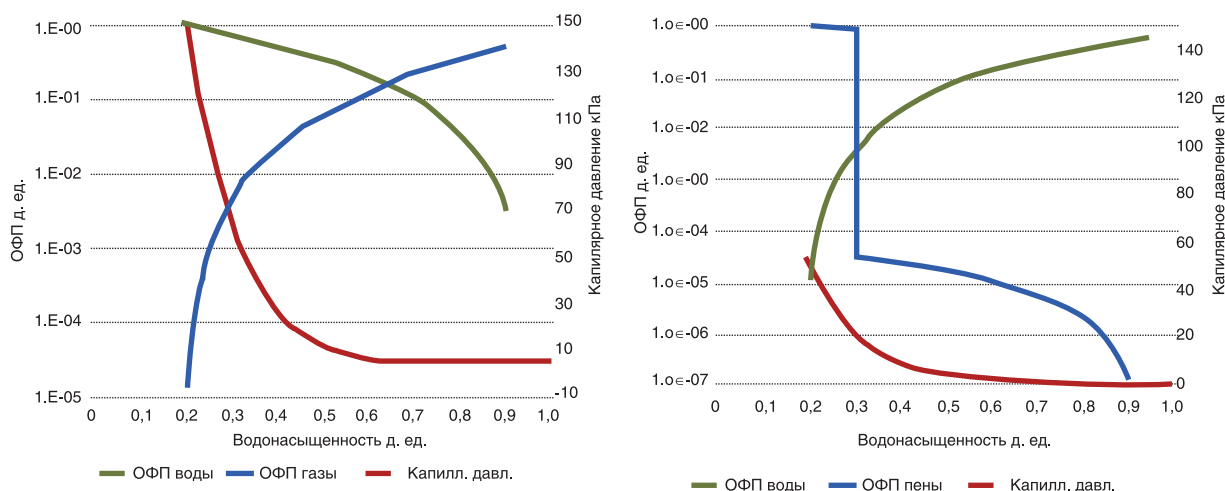


РИС. 4.

ОФП для системы газ-вода и газ-вода/пена [27]

воднения либо обработок скважин (с использованием полученных выше экспериментальных результатов).

7. Экономическая оценка и разработка проекта опытно-промышленных работ.

ПРИМЕРЫ ПРАКТИЧЕСКОГО ПРИМЕНЕНИЯ НАНОЧАСТИЦ И ПАВ ДЛЯ ДОБЫЧИ ГАЗА И ГАЗОКОНДЕНСАТА

Наиболее перспективным представляется использование ПАВ с нанокomпонентами на газовых месторождениях для выноса воды из добывающих скважин. Так, на объекте в Польше [16] использование ПАВ (коммерческие названия – BioFoam 30 и BioCond Plus 30/380) привело к увеличению добычи газа и снижению обводненности. Для скважины С использование BioCond Plus 30/380 увеличило добычу газа на 79,6%, а объем удаленной воды составил 252 дм³ за 168 часов. Для скважин А и В применение BioFoam 30 привело к увеличению добычи газа на 56,3% и 72,0%, соответственно, а также к удалению значительных объемов воды.

Пенные системы используются при разработке целого ряда газовых месторождений в Китае. Некоторые из них представлены в таблице 1.

В 2016 г. на трех участках газового месторождения Сулиге были проведены полевые сравнительные испытания (в одном блоке и на скважинах одного типа).

Перед началом испытаний скважины имели практически одинаковые показатели базовой добычи, давления в насосно-компрессорных трубах (НКТ) и давления в затрубном пространстве. Продолжительность испытаний составила два месяца. Результаты испытаний показали, что по сравнению с традиционными пенообразователями наночастичные пенообразователи имеют на 15% более высокий коэффициент эффективности. Испытанные скважины показали следующие результаты:

- средний прирост совокупной добычи газа: 125,8%;
- среднее снижение расхода реагента на 10 000 м³ добытого газа: 56%;
- снижение количества операций: 61,3%.

После применения наночастичных пенообразователей были достигнуты следующие результаты:

- увеличение среднего коэффициента эффективности: на 8,5%;
- прирост средней добычи газа: на 39,7%;
- снижение расхода реагента на 10 000 м³ добытого газа: на 32,7%;
- снижение количества операций на 10 000 м³ добытого газа: на 17,9%.

В восьми скважинах на одном из участков в течение двух лет (2015–2016 гг.) сравнивалась эффективность наночастичных и традиционных пенообразователей в одних и тех же скважинах.

ТАБЛИЦА 1.

Температуры пласта и характеристики флюидов типичных газовых месторождений в основных газодобывающих бассейнах Китая [29]

Бассейн	Газовое месторождение	Температура, °С	Содержание CO ₂ , %	Концентрация H ₂ S, г/м ³	Общая соленость, мг/л	Содержание конденсата, %
Сычуань	Лунган/Мокси	140–160	1,67–3,01	6,360–45,700	113500–186000	0
	Чунцинская газовая шахта	90–120	0,50–13,70	0,010–8,000	7 000–30 000	0
	Северо-Восточная Сычуаньская газовая шахта	90–120	0,3–10	0–80,000	50000–150000	0
Тарим	Дабэй/Кэшэн	130–160	0,20–1,67	0	194192–207100	0
	Дина	130–140	0,13–4,86	0	28 330–95 540	0
	Табэй	130–160	0,52–27,80	0–0,015	130200–237000	0
Цайдам	Сэбэй	50–80	0	0	100000–250000	0
	Дунпин	90–120	0	0	100000–250000	15–30
Ордос	Сулиге	90–110	0	0	50000	5–40 (включая южный Сулиге)
Джунгарский	Келамеили	90–114	0	0	9000–15000	20–40
Сунляо	Сюйшэнь	90–120	0,46–1,32	0	1900–22000	0

ТАБЛИЦА 2.

Типы характеристических вспомогательных веществ, необходимых для шести систем наночастичных пенообразователей [27]

Система пенообразователя	Тип характеристических вспомогательных веществ	Химический тип вспомогательных веществ
Высокосолеустойчивая система	Устойчивые к высокой солености	Неионные ПАВ
Высокотемпературная и устойчивая к CO ₂ система	Устойчивые к CO ₂	Лизин
Высокотемпературная, устойчивая к CO ₂ и H ₂ S система	Устойчивые к CO ₂ и H ₂ S	Лизин
Высокотемпературная, высокосолеустойчивая, устойчивая к CO ₂ и H ₂ S система	Устойчивые к высокой солености, CO ₂ и H ₂ S	Лизин + имидазолиновые ПАВ
Высокотемпературная и устойчивая к конденсату система	Устойчивые к конденсату	Фторсодержащие ПАВ
Высокотемпературная, высокосолеустойчивая и устойчивая к конденсату система	Устойчивые к высокой солености и конденсату	Полисиликон + лизин + имидазолиновые ПАВ

Для различных условий используются дополнительные компоненты ПАВ (табл. 2), которые активно разрабатываются, в том числе в Китае: ПАВ [13, 19, 24], полимерное ПАВ [17, 32], анионное ПАВ [11, 25], катионное ПАВ [26].

Многие составы испытаны на газовом месторождении Сулиге (Sulige), которое является крупнейшим газовым месторождением в Китае и характеризуется низкой проницаемостью. Средняя глубина скважин составляет 3000 м, температура пласта – 90–120°C, соленость пластовой воды – 30000–50000 мг/л, а содержание конденсата – 5–20%. К концу 2018 г. скважины с низкими уровнями добычи и низкими давлениями составляли более 60% от общего числа скважин на месторождении. Во многих газовых скважинах происходило накопление жидкости. Пены для удаления жидкости использовались в 70% скважин.

Процесс испытаний состоял из двух фаз:

1. 2015 год (май–сентябрь): в восьми скважинах использовались традиционные пенообразователи.
2. 2016 год (май–сентябрь): в тех же восьми скважинах применялись наночастичные пенообразователи.

Результаты испытаний:

- Снижение расхода реагента: в среднем на 50% при использовании наночастичных пенообразователей по сравнению с традиционными.
- Увеличение добычи газа: среднесуточная добыча газа увеличилась на 8,04%.
- Снижение перепада давления: средний перепад давления между НКТ (насосно-компрессорными трубами) и затрубным пространством уменьшился на 20,83%.

Таким образом, композиции ПАВ с наночастицами убедительно продемонстрировали свое преимущество.

На месторождении LX-Y в районе Линьсин была проведена операция по изоляции воды с использованием жидкости с нечеткими шариками (fuzzy-ball fluid) [26]. До обработки добыча воды составляла 82,97 м³/сут. После операции добыча воды снизилась до 42,96 м³/сут, что соответствует ее снижению на 48%. До обработки добыча газа составляла 300 м³/сут. После обработки добыча газа восстановилась до 394 м³/сут. В течение 17 дней после операции добыча воды стабилизировалась на уровне 42,96 м³/сут, а добыча газа оставалась стабильной. Однако добыча газа оказалась ниже, чем на соседних скважинах, что может быть связано с низкой газонасыщенностью пласта и недостаточной длиной зоны блокировки.

ВЫВОДЫ

При постоянном снижении цены на производство наночастиц во всем мире и их появлении на российском рынке и в отечественном производстве методы их применения для газоконденсатоотдачи будут в ближайшее время развиваться. Это новая область в методах нефте- и газоконденсатоотдачи требует новых методик проведения экспериментальных исследований, некоторым из которых и посвящена данная работа.

Из приведенных материалов можно сделать вывод, что композиции ПАВ с наночастицами, образующие эмульсии Пикеринга, показывают наилучшие свойства как агент вытеснения. Они более стойкие к температуре и более стабильны во времени по сравнению с применением традиционных ПАВ. Их эффект заметен и в снижении межфазного натяжения, и в стабилизации пенных систем. Таким образом, добавление наночастиц к ПАВ является шагом в дальнейшем повышении эффективности поддержания пластового давления за счет изменения вытесняющего агента, который все дальше уходит от применения воды.

БЛАГОДАРНОСТИ

Статья написана в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН. Тема № 125020501405-1 «Создание новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях на основе системного подхода к изучению и моделированию полного жизненного цикла нефтегазовых месторождений».

ЛИТЕРАТУРА

1. АЛВАРАДО В., МАНРИК Э. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегия применения. М.: Премиум Инжиниринг, 2011.
2. БОНДАРЬ М.Ю., ОСИПОВ А.В., ГРОМАН А.А., КОЛЬЦОВ И.Н., ЩЕРБАКОВ. Г.Ю. и др. Температурные условия при проектировании ПАВ-полимерного заводнения // Нефтяное хозяйство. 2022. №12. С. 51–55.
3. ПАНИКАРОВСКИЙ Е.В., ПАНИКАРОВСКИЙ В.В., ВАГАНОВ Ю.В. Повышение эффективности применения пенообразователей для удаления жидкости с забоев газовых скважин // Известия вузов. Нефть и газ. 2019. №3.
4. ПОКИДЬКО Б.В., БОТИН Д.А., ПЛАТНЕВ М.Ю. Эмульсии Пикеринга и их применение при получении полимерных наноструктурированных материалов // Вестник МИТХТ им. М.В. Ломоносова. 2013. Т. 8, № 1. С. 3–14. EDN PVSJVP.
5. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ЗАХАРОВ И.В., СУЛЕЙМАНОВ И.В. Исследование степени информативности параметров, определяющих процесс образования зстойных и слабодренлируемых зон залежей углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2004. № 8. С. 64–68.
6. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., МАНДРИК И.Э. Влияние технологических особенностей добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на коэффициент извлечения нефти // Нефтяное хозяйство. 2007. № 5. С. 76–80.
7. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., АББАСОВ Э.М. Газохимические воздействия для улучшения фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны скважины // Бурение и нефть. 2003. № 5. С. 37–39.
8. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., РЕНДЖИ Ц., ПАНАХОВ Г.М., АББАСОВ Э.М. Газощелочное воздействие на пластовую систему с целью извлечения остаточных запасов нефти // Инженер-нефтяник. 2019. № 3. С. 23–30.
9. ВАХТИЯРОВ S.I., ШАХВЕРДИЕВ А.К., ПАНАКHOV G.M., АББАСОВ E.M. Effect of Surfactant on Volume and Pressure of Generated CO₂ Gas. Paper presented at the Production and Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, U.S.A., March 2007. doi: <https://doi.org/10.2118/106902-MS>
10. ВРАТОВЦИК A. Application of Nanofluids and Nanocomposites for Enhanced Oil Recovery. SSRG International Journal of Material Science and Engineering. 2023. Vol. 9. N2. P. 7–15.
11. ENGELS T., RYBINSKI W. VON, SCHMIEDEL P. Structure and dynamics of surfactant-based foams // Structure and Dynamics and Properties of Disperse Colloidal Systems, 1998. N 111. P. 117–126.
12. HUANG, Z., ZHANG, Y., SHAO, Z. ET AL. Mechanism of the dissolution of methane in the complex micellar system of NaOA/cyclohexane. Arab J Geosci 12, 555 2019. <https://doi.org/10.1007/s12517-019-4726-0>
13. JING Y. High performance foams for unloading gas well: US7422064. 2007-03-05.
14. КНАЖЕНПОУР М., ЕТМИНАН Ш.С.Р., ВАСМУТХ Ф., БРАЙАНТ С. Nanoparticles as Foam Stabilizer for Steam-Foam Process. SPE EOR Conference at Oil and Gas. 10.2118/179826-MS. 2016.
15. KOROLEVA M.YU., YURTOV E.V. Pickering emulsions: structure, properties and the use as colloidosomes and stimuli-sensitive emulsions // Russ. Chem. Rev., 2022, Vol. 91 (5), RCR5024, DOI: <https://doi.org/10.1070/RCR5024>
16. KLUK D., STELIGA T., BEBEN D., JAKUBOWICZ P. Study on Surfactants for the Removal of Water from Deliquification Natural Gas Wells to Enhance Production. Energies. 2024. 17. 10.3390/en17235924.
17. KOCZO K., TSELINIK O., FALK B. ET AL. Aqueous foaming compositions with high tolerance to hydrocarbons: US8524641. 2013-09-03.
18. LIANG T., ZHAO X., YUAN S., ZHU J., LIANG X., LI X., ZHOU F. Surfactant-EOR in tight oil reservoirs: Current status and a systematic surfactant screening method with field experiments // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021. Vol. 196. P. 15.
19. LIU Z., XIONG C., LI W. ET AL. Salt-resistant low-temperature foam agent and preparation method: CN201210440003.8. 2013-03-13.
20. MORADI P., CHAHARDOWLI M., SIMJOO M., KHERADMAND B. A Review of Wettability Alteration Methods to a Gas Wet for Underground Natural Gas-Storage. Iranian Chemical Engineering Journal. Vol. 22, N 128. P. 83–96.
21. NEGIN C., ALI S., XIE Q. Most common surfactants employed in chemical enhanced oil recovery. Petroleum. 2017. Vol. 3, N 2. P. 197–211.
22. SHENG J.J. Critical review of field EOR projects in shale and tight reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2017. Vol. 159. P. 654–665.
23. SHENG J.J. What type of surfactants should be used to enhance spontaneous imbibition in shale and tight reservoirs? J. Pet. Sci. Eng. 2017. Vol. 159, N July. P. 635–643.
24. STEPHEN D., VAITHILINGAM P. Non-corrosive amphoteric surfactants and method of treatment: EP20030762255. 2005-06-22.
25. PAKULSKI M.K. Method of foaming saturated or

- near saturated brines with synergistic mixtures: US7618926B1. 2009-11-17.
26. TAO X., LIU G., WANG Y., LI P., GAO W., WEI P., ZHENG L. Experimental and EOR Mechanism Study of Water Shutoff Effects on Fractured Tight Sand Gas Reservoirs Using Fuzzy Ball Fluids // *Sustainability* 2023, 15, 14528. <https://doi.org/10.3390/su151914528>
 27. WANG Y., JIN J., BAI B., WEI M. Study of Displacement Efficiency and Flow Behavior of Foamed Gel in Non-Homogeneous Porous Media. *PLoS ONE*. 2015. 10(6): e0128414.
 28. WEI P., ZHENG L., YANG M., WANG C., CHANG Q., ZHANG W. Fuzzy-ball fluid self-selective profile control for enhanced oil recovery in heterogeneous reservoirs: The techniques and the mechanisms // *Fuel*, Vol. 275, 2020, <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117959>.
 29. XIONG C., CAO G., ZHANG J., LI N., W. XU, WU J., LI J., ZHANG N. Nanoparticle foaming agents for major gas fields in China // *Petroleum Exploration and Development*, Vol. 46, Is. 5, 2019, P. 1022–1030, [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(19\)60259-4](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(19)60259-4).
 30. YANG Y., FANG Z., CHEN X., ZHANG W., XIE Y., CHEN Y., LIU ZH., YUAN W. An Overview of Pickering Emulsions: Solid-Particle Materials, Classification, Morphology, and Applications // *Frontiers in Pharmacology*. 2017-05-23. Vol. 8. P. 287. DOI=10.3389/fphar.2017.00287
 31. YANG J., JOVANCICEVIC V., CASKIE M. Process for foaming a wet hydrocarbon composition: US20070079963. 2007-04-12.
 32. ZIKA H.T. Surfactant composition: US3746096. 1973-07-17.
- REFERENCES
1. ALVARADO V., MANRIQUE E. Methods of enhanced oil recovery. Planning and strategy of application. Moscow: Premium Engineering, 2011. (In Russian).
 2. BONDAR M.YU., OSIPOV A.V., GROMAN A.A., KOLTSOV I.N., SHCHERBAKOV. G.YU. ET AL. Temperature conditions in the design of surfactant-polymer flooding. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2022;12:51–55. (In Russian).
 3. PANIKAROVSKY E.V., PANIKAROVSKY V.V., VAGANOV YU.V. Improving the efficiency of using foaming agents to remove liquid from the bottomhole of gas wells. *Izvestiya vuzov. Neft' i gaz*. 2019;3. (In Russian).
 4. POKIDKO B.V., BOTIN D.A., PLETNEV M.YU. Pickering emulsions and their application in obtaining polymer nanostructured materials. *Vestnik MITHT im. M.V. Lomonosova*. 2013;8;(1):3–14. EDN PVSJVP. (In Russian).
 5. SHAKHVERDIEV A.KH., ZAKHAROV I.V., SULEIMANOV I.V. Study of the degree of information content of parameters determining the process of formation of stagnant and poorly drained zones of hydrocarbon deposits. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2004;8:64–68. (In Russian).
 6. SHAKHVERDIEV A.KH., MANDRIK I.E. Influence of technological features of extraction of hard-to-recover hydrocarbon reserves on the oil recovery factor. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2007;5:76–80. (In Russian).
 7. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M. Gas-chemical effects to improve the filtration-capacitive properties of the wellbore zone. *Burenije i neft'*. 2003;5:37–39. (In Russian).
 8. SHAKHVERDIEV A.KH., RENJI TS., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M. Gas-alkaline impact on the reservoir system in order to extract residual oil reserves. *Inzhener-neftyanik*. 2019;3:23–30. (In Russian).
 9. BAKHTIYAROV S.I., SHAKHVERDIYEV A.K., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M. Effect of Surfactant on Volume and Pressure of Generated CO₂ Gas. Paper presented at the Production and Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, U.S.A., March 2007. doi: <https://doi.org/10.2118/106902-MS>
 10. BRATOVIC A. Application of Nanofluids and Nanocomposites for Enhanced Oil Recovery. *SSRG International Journal of Material Science and Engineering*. 2023;9;(2):7–15.
 11. ENGELS T., RYBINSKI W. VON, SCHMIEDEL P. Structure and dynamics of surfactant-based foams. *Structure and Dynamics and Properties of Disperse Colloidal Systems*, 1998;111:117–126.
 12. HUANG, Z., ZHANG, Y., SHAO, Z. ET AL. Mechanism of the dissolution of methane in the complex micellar system of NaOA/cyclohexane. *Arab J Geosci* 12, 555 2019. <https://doi.org/10.1007/s12517-019-4726-0>
 13. JING Y. High performance foams for unloading gas well: US7422064. 2007-03-05.
 14. KHAJEHPUR M., ETMINAN SH.S.R., WASSMUTH F., BRYANT S. Nanoparticles as Foam Stabilizer for Steam-Foam Process. SPE EOR Conference at Oil and Gas. 10.2118/179826-MS. 2016.
 15. KOROLEVA M.YU., YURTOV E.V. Pickering emulsions: structure, properties and the use as colloidosomes and stimuli-sensitive emulsions. *Russ. Chem. Rev.*, 2022; 91(5), RCR5024, DOI: <https://doi.org/10.1070/RCR5024>
 16. KLUK D., STELIGA T., BEBEN D., JAKUBOWICZ P. Study on Surfactants for the Removal of Water from Deliquification Natural Gas Wells to Enhance Production. *Energies*. 2024;17. 10.3390/en17235924.
 17. KOCZO K., TSELINIK O., FALK B. ET AL. Aqueous foaming compositions with high tolerance to hydrocarbons: US8524641. 2013-09-03.
 18. LIANG T., ZHAO X., YUAN S., ZHU J., LIANG X., LI X., ZHOU F. Surfactant-EOR in tight oil reservoirs: Current status and a systematic surfactant screening method with field experiments. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021;196:15.

19. LIU Z., XIONG C., LI W. ET AL. Salt-resistant low-temperature foam agent and preparation method: CN201210440003.8. 2013-03-13.
20. MORADI P., CHAHARDOWLI M., SIMJOO M., KHERADMAND B. A Review of Wettability Alteration Methods to a Gas Wet for Underground Natural Gas-Storage. *Iranian Chemical Engineering Journal*. Vol. 22, N 128. P. 83–96.
21. NEGIN C., ALI S., XIE Q. Most common surfactants employed in chemical enhanced oil recovery. *Petroleum*. 2017;3;(2):197–211.
22. SHENG J.J. Critical review of field EOR projects in shale and tight reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2017;159:654–665.
23. SHENG J.J. What type of surfactants should be used to enhance spontaneous imbibition in shale and tight reservoirs? *J. Pet. Sci. Eng.* 2017;159:635–643.
24. STEPHEN D., VAITHILINGAM P. Non-corrosive amphoteric surfactants and method of treatment: EP20030762255. 2005-06-22.
25. PAKULSKI M.K. Method of foaming saturated or near saturated brines with synergistic mixtures: US7618926B1. 2009-11-17.
26. TAO X., LIU G., WANG Y., LI P., GAO W., WEI P., ZHENG L. Experimental and EOR Mechanism Study of Water Shutoff Effects on Fractured Tight Sand Gas Reservoirs Using Fuzzy Ball Fluids // *Sustainability* 2023, 15, 14528. <https://doi.org/10.3390/su151914528>
27. WANG Y., JIN J., BAI B., WEI M. Study of Displacement Efficiency and Flow Behavior of Foamed Gel in Non-Homogeneous Porous Media. *PLoS ONE*. 2015;10;(6): e0128414.
28. WEI P., ZHENG L., YANG M., WANG C., CHANG Q., ZHANG W. Fuzzy-ball fluid self-selective profile control for enhanced oil recovery in heterogeneous reservoirs: The techniques and the mechanisms. *Fuel*, 2020;275. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117959>.
29. XIONG C., CAO G., ZHANG J., LI N., W. XU, WU J., LI J., ZHANG N. Nanoparticle foaming agents for major gas fields in China. *Petroleum Exploration and Development*. 2019;46;(5):1022–1030, [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(19\)60259-4](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(19)60259-4).
30. YANG Y., FANG Z., CHEN X., ZHANG W., XIE Y., CHEN Y., LIU ZH., YUAN W. An Overview of Pickering Emulsions: Solid-Particle Materials, Classification, Morphology, and Applications. *Frontiers in Pharmacology*. 2017-05-23;8:287. DOI=10.3389/fphar.2017.00287
31. YANG J., JOVANCICEVIC V., CASKIE M. Process for foaming a wet hydrocarbon composition: US20070079963. 2007-04-12.
32. ЗИКА Н.Т. Surfactant composition: US3746096. 1973-07-17.

Аникеев Даниил Павлович,
 к.т.н., с.н.с., зав. лабораторией газонефтеконденсатоотдачи
 имени С.Н. Закирова Федерального государственного бюджетного
 учреждения науки Институт проблем нефти и газа
 Российской академии наук

✉ e-mail: anikeev@ogri.ru

Ушакова Александра Сергеевна,
 д.т.н., профессор кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных
 и газовых месторождений» Российского государственного геологоразведочного
 университета имени Серго Орджоникидзе, г.н.с. Федерального государственного
 бюджетного учреждения науки Институт проблем нефти и газа
 Российской академии наук

✉ 117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23,
 117997, Moscow, Miklukho-Maklaya st., 23,
 e-mail: ushakova@ipng.ru

Аникеева Эльвира Сергеевна,
 м.н.с. лаборатории газонефтеконденсатоотдачи
 имени С.Н. Закирова ИПНГ РАН Федерального государственного
 бюджетного учреждения науки Институт проблем нефти и газа
 Российской академии наук

✉ 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3,
 119333, Moscow, st. Gubkina, 3,
 e-mail: esanikeeva@ogri.ru