

ИССЛЕДОВАНИЕ НОВЫХ ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ПЕННОГО ДРЕНАЖА ГАЗОВЫХ СКВАЖИН (ОБЗОР)

© 2023 г. Y. Q. Sun^{1,3}, Y. P. Zhang^{2,*}, Q. W. Liu¹, Z. Z. Fan¹, N. Li², A. Q. Wei³

¹Petroleum Engineering College, Northeast Petroleum University, Daqing, 163000 China

²Oil Production Engineering Research Institute of Daqing Oilfield Co., Ltd, Daqing, 163000 China

³The Fourth Oil Extraction Plant of Daqing Oilfield Co., Ltd., Daqing, 163000 China

*E-mail: 602693658@qq.com

Поступила в редакцию 22 января 2022 г.

После доработки 16 сентября 2023 г.

Принята к публикации 27 ноября 2023 г.

Рассмотрены предпосылки исследований и значение реагентов для пенного дренажа газовых скважин, механизмы пенообразования и обеспечения устойчивости пены, проанализированы преимущества и недостатки обычных реагентов для пенного дренажа. Новые синтезированные пеноотводящие реагенты обладают более высокой стабильностью пены, а добавление полимера значительно улучшает их характеристики. Применение димерных поверхностно-активных веществ (Gemini ПАВ) открывает новые возможности для пенного дренажа при добыче газа. Для дальнейшего повышения устойчивости пены в газовых залежах различных типов используются наночастицы. Приведены перспективы применения высокоэффективных, экологически чистых и пригодных для вторичной переработки реагентов для пенного дренажа.

Ключевые слова: дренажная технология добычи газов, реагенты для пенного дренажа, Gemini ПАВ, наночастицы

DOI: 10.31857/S002824212305012X, **EDN:** SAIXJO

Сокращения

AES – полиоксиэтиленалкилового эфира сульфат натрия;

AOS – α -олефинсульфат натрия;

CAB – карбоксибетаин;

CHSB – амфотерный бетаиновый пенообразователь;

DS – додецилсульфат;

SDS – додецилсульфат натрия;

SDBS – додецилбензолсульфонат натрия;

DSB – сульфобетаин;

DTAC – додецилтриметиламмония хлорид;

PDEA PS – поли[2(диэтиламино)этилметакрилат];

PEG – полиэтиленгликоль;

PVA – поливинилацетат.

В условиях непрерывного глобального развития общества резко возрастает потребность в нефти и природном газе [1]. Увеличивающаяся интенсивность добычи природного газа приводит к истощению пластов, а также к снижению забойного

давления, критическому расходу жидкости и образованию кислотной воды в сочетании со стадией гидроразрыва пласта и другими мерами, которые становятся причиной невозможности своевременного сброса отработанной воды, и, следовательно,

к непрерывному накоплению жидкости в стволе скважины [2]. Значительное снижение устьевого давления ведет к снижению добычи природного газа, серьезному заводнению и, в итоге, к остановке газовых скважин [3]. Вода, скапливающаяся в насосно-компрессорных трубах, содержит кислые газы, в частности растворенный CO_2 , которые могут вызывать серьезную коррозию [4]. Кроме того, скопление нефtekонденсата легко закупоривает фильтрационные каналы пласта, снижая продуктивность газовых скважин [5]. Решение проблемы эффузии ствола скважины стало предметом исследований нефтегазовой отрасли. К общепринятым методам решения подобных проблем относятся применение: погружного электронасоса, оптимизированной бурильной колонны, газлифта, технологии добычи газа с использованием пенного дренажа и др. [6].

Среди них одним из наиболее часто используемых является метод добычи газа с применением пенного дренажа, а именно закачка и дренирование скважины путем добавления в нее специального реагента [7]. Цель данного реагента – уменьшение поверхностного натяжения жидкости за счет поверхностной активности реагента и содействие быстрому рассеиванию пузырьков, что ведет к снижению общей плотности жидкости и образованию пеножидкостной смеси низкой плотности. Это обеспечивает эффузионный подъем исключительно за счет энергии самого пласта [8]. Промысловые испытания на различных крупных газовых месторождениях доказали, что закачка реагентов для пенного дренажа позволяет повысить водоотдачу и оптимизировать работу газовых скважин. Реагент для пенного дренажа широко используется в технологии насосно-компрессорной добычи для удаления воды или жидкости из газовых скважин [9]. Он становится лучшим выбором при дренажной добыче газа как в Китае, так и за рубежом, доля применения которой составляет более 90%. Компания *Worpar* применила реагент для пенного дренажа на газовых скважинах, расположенных в Европе, добившись пятикратного увеличения добычи природного газа. Одним из наиболее значительных преимуществ реагентов для пенного дренажа является отсутствие необходимости их модификации в скважине. На месторождении сланцевого газа Альянс в Техасе (*Texas's Alliance*) непрерывный

обратный поток большого количества воды во время операций гидроразрыва отрицательно сказался на скважинах, добывающих сланцевый газ. Более трети таких скважин прошли многочисленные испытания по закачке реагента для пенного дренажа. При этом дебит скважины значительно повышался [10].

В связи с широким применением реагентов для пенного дренажа на газовых скважинах в различных геологических условиях возникает необходимость оптимизации и разработки новых высокоэффективных пенообразователей.

Цели работы – подробное описание механизма действия реагента для пенного дренажа; исследование применения и разработки реагентов для пенного дренажа; обобщение характеристик и применимости реагентов для пенного дренажа различных типов; предложение будущего направления развития реагентов для пенного дренажа.

МЕХАНИЗМ ПЕНООБРАЗОВАНИЯ И ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ПЕНЫ

Пена представляет собой совокупность пузырьков, отделенных друг от друга пленкой жидкости. Это дисперсная система, в которой газ диспергирован в жидкости. Объемная доля газа в ней обычно превышает 90%, в результате чего эта система является термодинамически неустойчивой. Поскольку пена имеет большую границу раздела газ/жидкость и свободную энергию такой границы, она постепенно разрушается до полного разделения газа и жидкости. Существуют два механизма неустойчивости пены: механизм дренажа жидкости и механизм диффузии газа. Lee с сотр. [11] предложили механизм жидкостного дренажа, согласно которому давление, возникающее в жидком компоненте пены, больше, чем давление в области соединения пузырьков. Под действием этой разности давлений жидкость перетекает из пленки жидкости в область соединения пузырьков, поэтому пленка жидкости постепенно истончается и пузырек разрушается. *Najimohammadi* с сотр. [12] предложили газодиффузионный механизм, согласно которому размеры образующихся пузырьков пены всегда неравномерны, а давление внутри мелких пузырьков выше. Газ из мелких пузырьков диффундирует в крупные, в результате чего мелкие пузырьки разрушаются. В

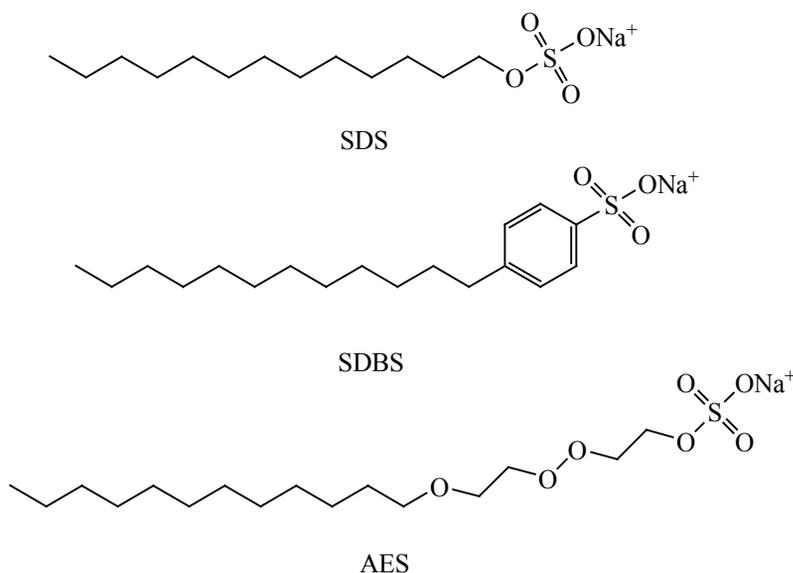


Рис. 1. Структуры додецилсульфата натрия (SDS), додецилбензолсульфоната натрия (SDBS) и полиоксиэтиленалкилового эфира сульфата натрия (AES) [15].

соответствии с вышеприведенными механизмами разрушения пены, ее стабилизация зависит от вязкости и эластичности пленки жидкости. Поэтому для образования устойчивой пены при пенном дренаже скважин природного газа необходимо участие реагентов [13], состоящих в основном из поверхностно-активных веществ (ПАВ). Последние могут снижать поверхностное натяжение целевого раствора и равномерно распределяться по его поверхности [14]. Гидрофобная группа пенообразователя располагается внутри газовой фазы, а гидрофильная – внутри жидкой, образуя, таким образом, адсорбционную пленку. Добавка ПАВ может эффективно снизить поверхностное натяжение газа и жидкости, что приведет к сжатию адсорбционной пленки и образованию сферы, а затем пузырьков. Успех дренажной добычи газа зависит от способности реагента для пенного дренажа к пенообразованию и обеспечению устойчивости пены.

В настоящее время механизм пенообразования изучен недостаточно, поэтому необходимо проведение микроскопических исследований. Х. Ну в работе [15] провел исследование устойчивости пены, стабилизированной додецилсульфатом натрия (SDS), додецилбензолсульфонатом натрия (SDBS) и полиоксиэтиленалкиловым эфиром сульфата натрия (AES) (рис. 1).

Для изучения поведения ПАВ на поверхности вспененных пленок была построена модель двухслойной пленки и проведено молекулярно-динамическое моделирование при $T = 298$ К, что соответствовало условиям эксперимента. Все симуляции были выполнены в программном обеспечении Material studio 4.3 от Accelrys. В соответствии с рис. 2, пены, образованные анионными ПАВ SDS и SDBS при одинаковых условиях 298 К, были устойчивы более 80 мин. Кривые распада пены немного уменьшались на начальной стадии, это указывает на то, что в течение всего периода пена подвергалась дренажу. Впоследствии за счет схлопывания достигается значительное уменьшение объема пены. Пены, стабилизированные неанионным AES, изначально не имеют такого течения процесса дренажирования. Этот довольно длительный процесс разрушения, по-видимому, вызван действием оксиэтиловой группы (EO), которая удерживает воду. В исследовании сравнивается молекулярная структура SDS, SDBS и AES, характеризуется особый вклад в поведение ПАВ на границе раздела фаз атома O и связующих групп, таких как фенильная группа и цепь EO.

Типы реагентов для пенного дренажа. По ионным свойствам реагенты для пенного дренажа делятся на три типа: неионные, ионные и цвиттер-ионные [16].

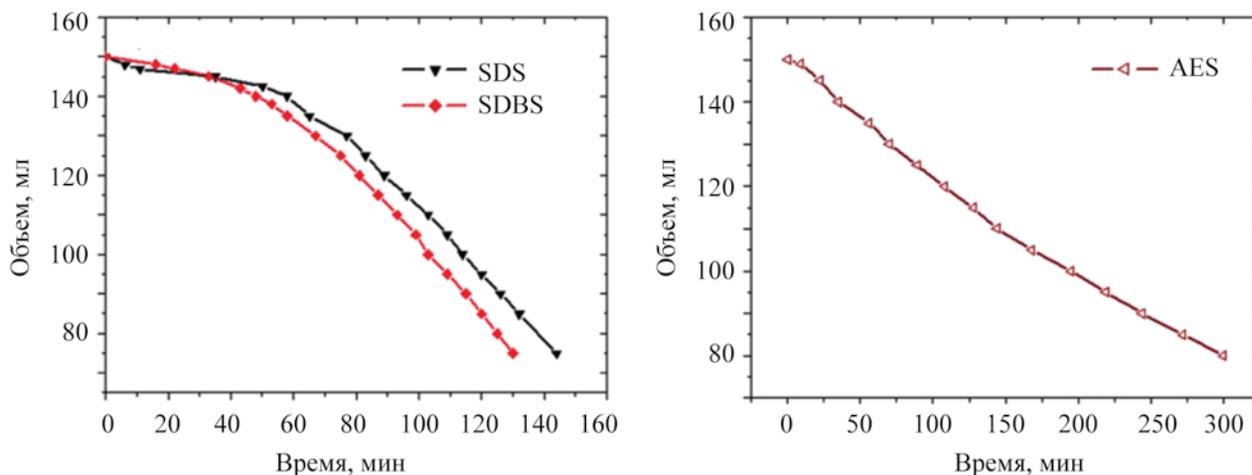


Рис. 2. Кривые распада пен, образованных различными растворами ПАВ (0.1 мас. % SDBS; 0.1 мас. % SDS; 0.075 мас. % AES, $T = 298$ К) [15].

Неионные реагенты для пенного дренажа в зависимости от структуры гидрофильной группы можно разделить на полиоксиэтиленовые, полиоловые, полиэфирные и др. Неионный реагент для пенного дренажа, как правило, получают взаимодействием полиоксиэтилового соединения фенола и спирта. Поскольку вещества этого типа не существуют в растворе в ионном состоянии, они обладают высокой устойчивостью и практически не подвержены влиянию солености пластовой воды и химических факторов. На свойства такого пенообразователя практически не влияет рН; он обладает хорошей совместимостью с другими типами ПАВ и это делает его широко используемым в технологии пенного дренажа газовых скважин.

Abdulrauf с сотр. [17] приготовили различные солевые растворы, включающие пенообразователь различной концентрации (0.01, 0.025 и 0.1 мас. %), а также неионное этоксилированное фторуглеродное ПАВ (рис. 3). Исследование показало, что ПАВ эффективно даже в очень низких концентрациях и обладает хорошей устойчивостью к солям и температуре. Когда соленость превышает 30 г/л, толщина жидкой пленки неионогенного пеноотделителя увеличивается.

Mansour [18] проведено экспериментальное исследование неионных реагентов для пенного дренажа, для которого были выбраны восемь неионных ПАВ, имеющих различный химический состав, в том числе Brij L4, Span 80, IGEPAL CO-520,

Тергитол 15S9, 2,4,7,9-тетраметил-5-децин-4,7-диолэтоксилат, Tween 40, Triton X-405 и Tetronic 701. Результаты показали, что соленость оказывает незначительное влияние на пенообразование.

Ионные реагенты для пенного дренажа бывают анионными и катионными. По сравнению с неионными, гидрофильная основа ионных реагентов обладает более сильной гидратирующей способностью. Вокруг них может образовываться более толстая гидратная пленка с более низкой текучестью воды, повышенной прочностью пленки жидкости и повышенной устойчивостью пены.

Анионный реагент для пенного дренажа обладает хорошей растворимостью в воде и способностью к пенообразованию, а также низкой стойкостью к электролитам. Противоион оказывает определенное влияние на характеристики поверхности раздела анионного реагента для пенного дренажа. Pandey [19] в качестве ПАВ был выбран анионный SDS с различными противоионами Li^+ , Na^+ , Cs^+ и Mg^{2+} (додецилсульфат лития, додецилсульфат натрия, додецилсульфат цезия, додецилсульфат маг-

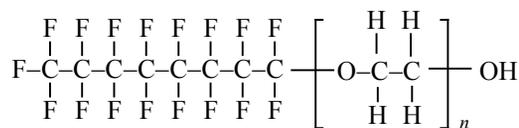


Рис. 3. Молекулярная структура неионного этоксилированного фторуглеродного ПАВ [17].

Таблица 1. Неионные, ионные и цвиттер-ионные реагенты для пенного дренажа

Типы реагентов для пенного дренажа	Преимущества	Недостатки	Применение
Неионный	Высокая стабильность, солеустойчивость, устойчивость к рН	Низкая пенообразующая способность и термостойкость	Массовое производство и использование
Анионный	Простой процесс синтеза, высокая пенообразующая способность	Низкая стойкость к электролиту	Массовое производство и использование
Катионный	Простой процесс синтеза, высокая пенообразующая способность	Стойкость к низкому рН, дефицитность, высокая стоимость	Редко используется на газовых месторождениях
Цвиттер-ионный	Высокая адаптивность, устойчивость к рН, термостойкость	Высокая стоимость синтеза, низкая стабилизация пены	Массовое производство и использование

ния). Обнаружено, что поверхностное натяжение уменьшается в следующем порядке: $\text{LiDS} > \text{NaDS} > \text{CsDS} > \text{Mg}(\text{DS})_2$. Пенообразующая способность, исследованная встряхиванием, находится в том же ряду, что и поверхностное натяжение. Таким образом, устойчивость пены зависит от типа противоиона. Wu с сотр. [20] показали, что анионные ПАВ, используемые в качестве реагентов для пенного дренажа, будут реагировать с Ca^{2+} , Mg^{2+} и другими поливалентными катионами с образованием осадков в пластовой воде с высокой соленостью, что приведет к значительному ухудшению устойчивости пены.

Условия использования катионных реагентов для пенного дренажа ограничены. Полярные катионы диссоциируют в водном растворе, на что сильно влияет рН, при их использовании в больших количествах образуются водонефтяные эмульсии. Кроме того, синтетическое сырье для катионных реагентов для пенного дренажа является дефицитным и дорогим, поэтому они редко используются на газовых месторождениях.

Цвиттер-ионные реагенты для пенного дренажа сами по себе несут как анионные, так и катионные гидрофильные группы и могут проявлять как анионные так и катионные свойства в зависимости от рН-характеристик внешней среды. В пленке жидкости пены разноименные заряды притягиваются друг к другу и собираются на поверхности, образуя двойной ионно-электронный слой, кото-

рый эффективно предотвращает истончение и разрыв [21]. Распространенными цвиттер-ионными реагентами для пенного дренажа являются аминокислоты, бетаины, имидазолины и др. Этот тип реагента хорошо адаптируется к различным средам. Его гидрофильная группа обладает хорошей растворимостью в воде, причем на нее слабо влияют электролит и рН, он обладает высокой термостойкостью и не склонен к реакциям разложения. Xu с соавт. [22] обнаружили, что объем пены амфотерного ионного реагента для пенного дренажа бетаинового типа (доля 0.25 мас. %) достигал 1056 мл, а период полураспада составлял 722 с при температуре 333.15 К. Амфотерный бетаин может повышать устойчивость пенной мембраны, поэтому он широко используется в качестве реагента для пенного дренажа на газовых месторождениях. Gao с сотр. [23] путем молекулярного моделирования привели механистическое объяснение влияния бетаина на улучшение устойчивости пены АЕС. При моделировании на границе воздух/вода формировалась электростатическая структура, образованная электроположительными атомами азота в бетаине, взаимодействующими с электроотрицательными атомами серы. Такие структуры становятся более плотными с увеличением устойчивости пенной мембраны.

Сравнение и краткое описание неионных, ионных и цвиттер-ионных реагентов для пенного дренажа приведено в табл. 1.

Развитие технологии пенного дренажа. Самая ранняя разработка реагента для пенного дренажа относится к началу 20 в. Однако недостаточно отработанную технологию невозможно было применять в полевых условиях до тех пор, пока компания из США не смоделировала технологические режимы работы пенного дренажа. В результате в США, СССР и других странах эта технология стала постепенно использоваться при добыче из газовых скважин и достигла хороших результатов. Farina с сотр. [10] провели испытание технологии пенного дренажа на месторождении сланцевого газа Альянс. До этого добыча природного газа из скважины А составляла около 500 тыс. кубических футов в сутки, а после обработки добыча увеличилась до 630 тыс. кубических футов в сутки. К настоящему времени диапазон применения реагента для пенного дренажа на газовых месторождениях постепенно расширился и охватывает примерно 30% скважин. M. Solesa [24] был разработан метод, который поможет техническим специалистам разумно выбрать оптимальный пенообразователь. На основании данных о состоянии подземных скважин и давлении породы для обеспечения необходимой основы реальной добычи на месторождении было предложено использовать различные пенообразователи и соответствующие периодические системы эксплуатации скважин.

В настоящее время технология пенного дренажа, используемая на газовых месторождениях, относительно распространена, а инвестиционные затраты довольно высокие. Глубина газовой скважины обычно составляет несколько километров. Если стабильность пены, образуемой реагентом для пенного дренажа, низкая, пена разрушится до того, как достигнет устья скважины. Переносимая жидкость будет падать обратно на дно скважины и, таким образом, цель извлечения не будет достигнута.

Существует множество факторов, влияющих на устойчивость образующейся пены. С точки зрения реагента для пенного дренажа и самой пены, такими факторами являются: тип, концентрация и молекулярная структура ПАВ, прочность пленки пены, эластичность и т.д. Принимая во внимание факторы окружающей среды, на устойчивость пены сильно влияют соленость, температура и нефтяной конденсат [25]. В связи с разведкой и разработкой специфических газовых залежей для компенсации

недостаточной эффективности традиционных пенообразователей возникает острая необходимость исследования и разработки новых реагентов для пенного дренажа – термостойких, солеустойчивых, стойких к кислотам, щелочам и нефтеконденсату.

Термостойкие реагенты для пенного дренажа. Будучи термодинамически нестабильной системой, пена чувствительна к температуре. Влияние температуры на процесс распада пены в основном зависит от свойств поверхностной пленки и раствора ПАВ [26]. При низких температурах основной причиной распада является диффузия газа. При высоких температурах лопаются пузырьки, находящиеся сверху, в результате объем пены со временем закономерно уменьшается. С повышением температуры сила взаимодействия адсорбированных молекул на поверхности ослабевает, что снижает структурную прочность пленки пены [27]. В то же время снижение структурной прочности повышает текучесть прилегающих к поверхностному адсорбционному слою растворов, что снижает поверхностную вязкость, относительно облегчает дренирование и уменьшает толщину пленки жидкости. Последнее увеличивает газопроницаемость, что в итоге приводит к непрерывному снижению устойчивости пены при повышении температуры.

Maini и Ma [28] провели экспериментальную оценку устойчивости пены при температуре до 473.15 К. Наблюдение за расходом жидкости в пене и скоростью уменьшения объема пены показывает, что период полураспада или объем пены резко уменьшается с повышением температуры. Zhang с сотр. [29] исследовали влияние температуры на пенообразование водного раствора ПАВ ($C_{14}mimBr$) при температуре 298.15 К и выше. Оказалось, что пенообразующая способность и устойчивость пены раствора ПАВ снижаются с повышением температуры в диапазоне 298.15–318.15 К. С помощью свободнорадикальной дисперсионной полимеризации Nakayama с сотр. [30] синтезировали частицы PS субмикронного размера, несущие волоски из поли[2(диэтиламино)этилметакрилата] (PDEA PS). При температуре 323.15 К и выше образовывалась более стабильная кремообразная пена, объем которой в течение одной недели оставался практически одинаковым. Результаты экспериментов показывают, что изменение температуры может повлиять на структуру и стабильность пены.

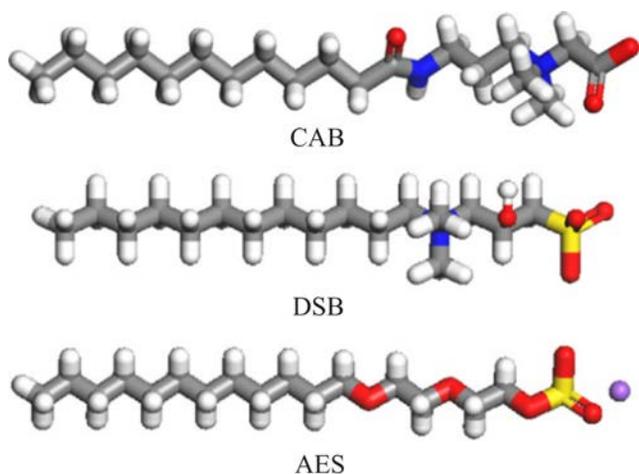


Рис. 4. Молекулярные структуры полиоксидиленалкилового эфира сульфата натрия (AES), карбоксибетаина (CAB) и сульфобетаина (DSB) [34].

Поскольку температура оказывает большое влияние на характеристики реагента для пенного дренажа, разработка термостойкого реагента имеет большое значение. Yang с сотр. [31] изучали синергетическое влияние гидрофильных наночастиц и неионных ПАВ на стабилизацию пены при высоких температурах и экстремальной солености. При температуре 353.15 К объем образовавшейся пены составил 225 мл, а период полураспада – 0.5 ч. Эксперименты показывают, что двойная комбинация обладает хорошей температурной устойчивостью и может использоваться в жестких пластовых условиях. Feng с сотр. [32] синтезировали серию сульфатных димерных Gemini ПАВ с различной длиной гидрофобных хвостовых цепей и изучали влияние температуры на характеристики пенообразования, стабилизацию пены и реологические свойства пенной системы. Результаты показали, что наиболее эффективное пенообразование происходит при температуре ниже 437.68 К. До этой же температуры обеспечивается термостойкость.

Солеустойчивые реагенты для пенного дренажа. Соленость пластовой воды влияет на характеристики реагента для пенного дренажа, особенно ионного. Ионы, содержащиеся в пластовой воде, воздействуют на распределение заряда на пенной мембране, что снижает силу отталкивания между двухэлектронными слоями, увеличивает скорость истончения пенной мембраны и влияет на устойчи-

вость пены. Соленость пластовой воды также оказывает определенное влияние на неионный пенообразователь. В такой воде температура помутнения неионного пенообразователя снижается, а это уменьшает устойчивость пены. Zhang с сотр. [29] исследовали пенообразующие характеристики водного раствора бромида 1-тетрадецил-3-метил-имидазолия ($C_{14}mimBr$) в присутствии полимеров (PEG или PVA) или неорганических солей ($NaBr$, $MgCl_2$, $NaNO_3$, Na_2SO_4 или Na_3PO_4). Экспериментальные результаты показывают, что добавление неорганических солей может снизить пенообразующую способность раствора $C_{14}mimBr$ и устойчивость пены. В частности, неорганические соли с высокой валентностью аниона (SO_4^{2-} и PO_4^{3-}) являются хорошими пеногасителями, которые могут быстро устранять и подавлять пенообразование. Azdaroug и сотр. [33] изучали влияние соли на устойчивость пены. Для образования пены растворяли два ионных ПАВ – SDBS и SDS – в пресной воде и водном растворе $NaCl$ (2 мас. %). Установлено, что присутствие $NaCl$ в пене снижает ее устойчивость по сравнению с пресноводным раствором.

При сравнении и анализе характеристик пенообразования предпочтение отдается реагентам для пенного дренажа и стабилизаторам пены, позволяющим получить составной реагент для пенного дренажа, устойчивый к соли. Sun и др. [34] с помощью моделирования молекулярной динамики исследовали поведение молекулярного массива смешанных систем анионного неионного ПАВ AES и цвиттер-ионных ПАВ карбоксибетаина (CAB) и DSB в пленках пены на границе раздела газ/вода (рис. 4), что помогло понять с микроскопической точки зрения влияние солей на устойчивость пены смешанных ПАВ и их синергетический эффект. Исследования показали, что многовалентные неорганические катионы могут быть связаны с отрицательно заряженными головными группами ПАВ и могут непосредственно участвовать в формировании пограничного слоя. Они не только влияют на межфазную адсорбцию молекул ПАВ, но и изменяют состояние молекул воды в пленках пены. Стабильность пены была проверена методом затухания. Экспериментальные результаты хорошо согласовывались с результатами моделирования.

Эксперимент с составами – эффективный способ улучшить характеристики пенной системы.

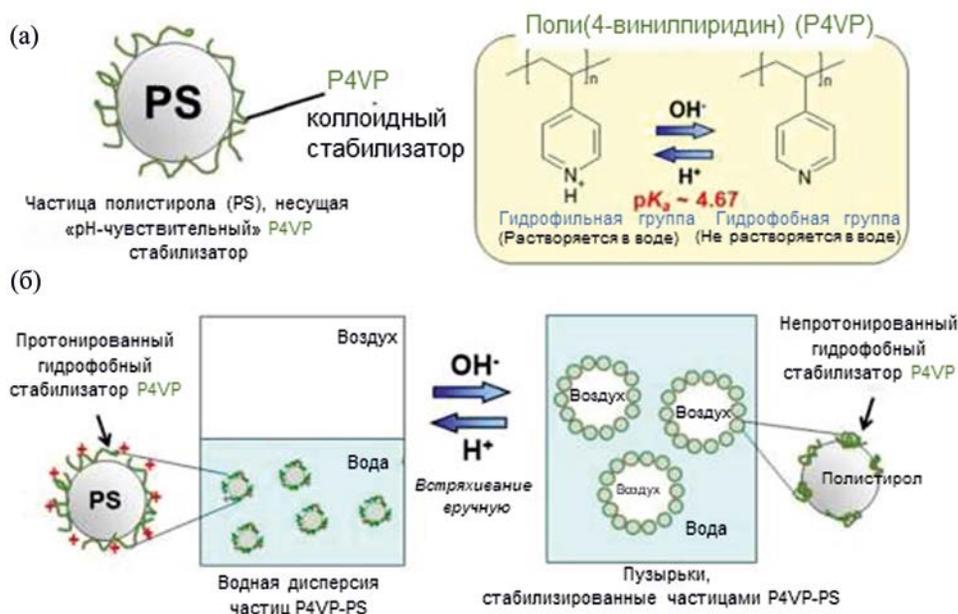


Рис. 5. Частица полистирола, несущая рН-чувствительный коллоидный стабилизатор поли(4-винилпиридин) (частица P4VP-PS) (а), стабилизация рН-чувствительных пузырьков пены частицами P4VP-PS (б) [38].

Для решения проблемы нестабильности пены Lai с сопр. [35] изучили синергетический эффект анионного пенообразователя AOS и амфотерного бетаинового пенообразователя CHSB. Измерения свойств пены и поверхностного натяжения двух пенообразователей показали, что при массовом соотношении CHSB и AOS 3 : 1 пена системы пенообразователей обладает улучшенными свойствами. Минимальное поверхностное натяжение γ , объем вспенивания V_0 и период полураспада $t_{1/2}$ составили 24.3 мН/м, 510 мл и 12.03 мин соответственно. Пеноотводящий агент был получен путем добавления наночастиц $g-C_3N_4$ в пенообразующую систему, период полураспада пены составил 27.66 мин. Результаты показывают, что пеноотводящее средство обладает хорошей стойкостью к воздействию соли, температуры, конденсата и жидкости. С помощью метода ортогонального эксперимента Zhao с сопр. [36] определили оптимальный состав реагента – 0.4% алкилгидроксилсульфобетаина, 0.04% додеканола и 0.1% ПАВ на основе соли четвертичного аммония, обладающий хорошим синергетическим эффектом. Эти пенообразователи имеют наилучшие характеристики в интервале температур 313.15–333.15 К и могут применяться в очень широком диапазоне солености $(1-16) \times 10^4$ мг/л.

Кислото- и щелочестойкие реагенты для пенного дренажа. Ионы H^+ и OH^- сильных кислот и щелочей влияют на ионизацию реагента для пенного дренажа. При изменении рН значительно ухудшаются пенообразующие свойства пеноотводящего средства.

Для пластов с кислыми характеристиками больше подходят реагенты для пенного дренажа с ингибиторами коррозии. Методом безмыльной эмульсионной полимеризации с использованием амфотерного свободнорадикального инициатора Fukui с сопр. [37] синтезировали частицы полистирола (PS) микронного размера, несущие на своей поверхности амидиновые и карбоксильные группы. Исследования подтвердили, что характеристики частиц полистирола, изменяющиеся в зависимости от рН, помогают повысить устойчивость чувствительной к рН пены. Masaya с сопр. [38] получили частицы микроPS путем свободнорадикальной дисперсионной полимеризации (рис. 5). Эксперименты показывают, что эти частицы пригодны для стабилизации пены в средах с рН выше 4.0.

Устойчивый в кислых и щелочных средах пенообразователь изомерный длинноцепочечный амфотерный алкиламиноксид был разработан и описан

Wang и др. [39]. Он обладает отличными показателями: термостойкость – 358.15 К, солеустойчивость – 160 г/л, переносимый объем жидкости – 58.3%, высота пены – 172 мм. При промышленном применении добыча газа увеличивается на 26.7%.

Реагенты для пенного дренажа, стойкие к нефтяному конденсату. В газовых скважинах, содержащих нефтяной конденсат, обычные реагенты для пенного дренажа малоэффективны. Эти реагенты и конденсат эмульгируются в процессе перемешивания, и только избыток неэмульгированного реагента может вспениваться с пластовой водой. Основным компонентом конденсата является смесь углеводородов C_5 – C_8 [40], что отрицательно сказывается на устойчивости пены. С увеличением содержания конденсата снижается эффективность пенообразования и стабилизации пены используемого реагента [41]. Чтобы исследовать устойчивость пены в отсутствие и в присутствии нефти, Kofí и др. [42] использовали три ПАВ: кокамидпропилбетаин (Cocobetaine) (The Soap Kitchen, Великобритания), додецилсульфат натрия (SDS) (Sigma, Великобритания) и Triton X100 (Sigma, Великобритания). Результаты показали, что устойчивость пены в присутствии нефти низкая. Сильный пеногасящий эффект нефтяного конденсата ограничивает пенообразующую способность пенообразователя и отрицательно влияет на его способность к переносу жидкости. Chen с сотр. [43] исследовали пенообразующие свойства водных смесей фторуглеродного ПАВ (FC) и углеводородного ПАВ (AOS) и систематически изучали влияние нефти на устойчивость пены. Экспериментальные исследования показали, что ПАВ AOS и FC обладают хорошим совместным эффектом. Нефть значительно влияет на устойчивость пены.

Кроме того, влияние различных ПАВ на нефтяной конденсат также различно, при этом большое значение имеет изучение и отбор стойких к нефти реагентов для пенного дренажа. Simjoo с сотр. [44] провели систематические лабораторные исследования пенообразования и устойчивости пены в отсутствие и в присутствии нефти алканового типа для различных ПАВ (Petrostep SB, C_{12-15} Enordet, Dowfax 8390, C_{14-16} AOS). Результаты показывают, что C_{14-16} AOS обеспечивает наилучшую устойчивость пены в присутствии нефти. Устойчивость пены и объем жидкости в пене увеличивались с по-

вышением концентрации ПАВ.

В практических приложениях многих трехфазных пен (нефтесодержащие водные пены) нефть может существовать в двух формах: нефтяные капли или крупные эмульсии и нефть, растворенная в мицеллах. Lee с сотр. [45] заметили, что в водных пенах, стабилизированных додецилсульфатом натрия (SDS), капли *n*-додекана, использованного в качестве модели нефти, не изменяли устойчивость пены, но солубилизированная нефть (набухшие мицеллы) сильно влияла на устойчивость пены. Результаты показали, что барьер структурной энергетической стабилизации снижался в присутствии набухших мицелл в пленке, тем самым снижая устойчивость пены.

Новый высокоэффективный реагент для пенного дренажа. При разведке и разработке месторождений природного газа забойный флюид оказывается в жестких пластовых условиях, таких как высокая температура, высокое содержание нефтяного конденсата и высокая соленость, что создает новые возможности и вызовы для технологии добычи газа с пенной разгрузкой. По мере увеличения глубины заканчивания газовых скважин среда пласта становится более сложной. При этом факторы окружающей среды, включая внутрискважинный конденсат, соленость и высокую температуру, оказывают сильнейшее негативное влияние на пену. Для адаптации к сложной среде добычи газа путем смешивания различных типов пенообразователей создается высокоэффективный пенообразователь нового типа, обладающий высокой термостойкостью и устойчивостью к нефтяному конденсату. Необходимо провести лабораторные испытания на реальных добываемых флюидах для оценки эффективности нового реагента для пенного дренажа.

Смешанные реагенты для пенного дренажа. Смешанные ПАВ действительно более эффективны, чем отдельные, это позволяет лучше адаптировать их к добыче газа из пласта. Для создания более эффективного реагента для пенного дренажа в качестве основы используют несколько обычно используемых реагентов. Путем оценки и анализа выбирают несколько реагентов для пенного дренажа с наилучшими характеристиками. В ходе эксперимента по приготовлению определяют оптимальное соотношение нескольких пенообразователей

и разрабатывают смешанный состав. В результате этого отбирают составной реагент для пенного дренажа, обладающий солеустойчивостью, термостойкостью, стойкостью к нефтяному конденсату и метанолу. Xu и Yang [46] разработали двойную смесь ПАВ, которая может создавать стабильную высококачественную пену. Эксперименты показывают, что такое ПАВ обладает высокой устойчивостью пены при температуре 363 К, в присутствии 2% водного раствора NaCl и 20% нефтяного конденсата. Оно менее подвержено влиянию высокой солености, нефтяного конденсата и температуры. Qiao с сотр. [47] изучали двойной реагент для пенного дренажа, состоящий из LAB и AES. При проведении исследования методом Росс–Майлса показано, что 70% LAB и 30% AES обеспечивают высоту пены 138 мм, объем пены при перемешивании 480 мл и период полураспада 520 с. После старения в течение 12 ч при температуре 393.15 К в присутствии 10% нефтяного конденсата ПАВ по-прежнему сохраняло хорошие характеристики пенообразования. Таким образом, этот реагент для пенного дренажа может лучше адаптироваться к газовым скважинам с высокой температурой и высоким содержанием нефтяного конденсата и более эффективно применяться на реальном месторождении. В работе Yang и др. [48] использовали анионное ПАВ додецилсульфат натрия (SDS) и катионное ПАВ додецилтриметиламмонийхлорид (DTAC) в качестве объектов для моделирования процесса разгрузки пены. Было изучено влияние температуры, углеводов и рассола на пену. Результаты показали, что высота пены уменьшалась с повышением температуры, в присутствии углеводов, рассола, твердых частиц и деэмульгаторов. Моделирование процесса добычи газа с использованием пенного дренажа и соответствующего факторного механизма существенно помогает в дренажной добыче газа из газовых скважин в особых ситуациях.

Реагенты для пенного дренажа, содержащие полимеры. Исследования показали, что устойчивость пены тесно связана с добавлением полимеров. Чем выше концентрация добавляемого полимера, тем лучше характеристики реагента для пенного дренажа и устойчивость пены [49]. Полимерсодержащий реагент для пенного дренажа используется при дренажной добыче газа с высокой соленостью и содержанием нефтяного конденсата

и дает хороший эффект. Xu с сотр. [49] предложили новый полимер AVS (тройную смесь, состоящую из AM, AMPS и функционального мономера). Исследования показали, что AVS может стабилизировать пену при относительно высоких солености и температуре без значительного ухудшения пенообразования. Azdarpou и др. [33] использовали в качестве пенообразователя додецилсульфат натрия (SDS) и в качестве усилителя клейкости полиакриламидный полимер, все растворы были приготовлены в пресной воде и 2 мас. % водном растворе NaCl. Исследования показали, что полиакриламидные полимерные добавки могут быть совместимы с ПАВ SDS, при этом вязкость внешней фазы пены увеличивается, что замедляет ее дренирование и формирует высокостабильную пену.

Wu с сотр. [50] исследовали устойчивость пены полимерных композитных систем с додецилсульфатом натрия (PAM-SDS и HPAM-SDS) с помощью моделирования методом молекулярной динамики. Результаты показали, что увеличение концентрации PAM усиливает взаимодействие между PAM и SDS, что способствует повышению устойчивости пены PAM-SDS. При степени гидролиза HPAM в диапазоне 20–30% пена гибридной системы HPAM-SDS является наиболее стабильной.

Реагент для пенного дренажа Gemini. Новый тип ПАВ соединяет в себе две или более молекулы традиционных ПАВ в гидрофильной группе или рядом с ней через связующую группу [51]. Gemini ПАВ имеют по меньшей мере две гидрофобные углеводородные цепи, две полярные головные группы и одну связующую группу; по биполярной головной группе и гидрофобной структуре цепи их можно разделить на симметричные и асимметричные [52]. С одной стороны, такая структура усиливает гидрофобный эффект углеводородной цепи и увеличивает склонность гидрофобных групп к выходу из водного раствора; с другой стороны, ограниченные химическими связями ионные головные группы стремятся отделиться друг от друга из-за значительного ослабления электрического отталкивания. Поэтому структура Gemini ПАВ обладает способностью снижать поверхностное натяжение водного раствора и обеспечивать хорошую устойчивость пены. Lu с сотр. [53] путем конденсации жирной кислоты с триэтилететраминном при температуре 413.15 и 483.15 К синтезировали новые

переключаемые Gemini ПАВ – производные имидазола с различными атомами углерода в гидрофобной группе. Результаты исследований показывают, что Gemini ПАВ обладают превосходной поверхностной активностью.

Hui с сотр. [54] синтезировали новое ПАВ бетаин Gemini (B18-4-18) путем двухстадийной реакции с N,N-диметилолеоаминдепропиламинном, 2-гидрокси-3-хлорпропансульфатом натрия и 1,4-дибромбутаном в качестве основного сырья. Экспериментально установлено, что при температуре 531.15 К критическая концентрация мицеллообразования B18-4-18 составляет 5×10^6 моль/л, а поверхностное натяжение равно 31.67 мН/м. Степень переноса жидкости реагентом B18-4-18 в воде может достигать 92%. Коэффициент жидкостной нагрузки реагента B18-4-18 в минерализованной воде с концентрацией 150 000 мг/л достигает 84%. Степень переноса жидкости реагентом B18-4-18 при содержании нефтяного конденсата 10% достигает 67%. Реагент B18-4-18 обладает хорошей устойчивостью к высоким температурам, высокой солености и нефтяному конденсату.

Нанопузырьковые реагенты для пенного дренажа. Нанотехнология как новый тип науки и техники, анализирующий материальный мир в нанометровом масштабе, широко используется в энергетике и материалах. В последние годы, с развитием нанотехнологий в области добычи газа и дренажа, показала свои преимущества методика стабилизации нанопузырьков. В обычный реагент для пенного дренажа добавляют наночастицы соответствующего размера и гидрофобности, чтобы он действовал как твердый стабилизатор пены совместно с ПАВ, формируя плотную пленку частиц на границе раздела газ/жидкость. Энергия адсорбции наночастиц на границе газ/жидкость в сотни или даже тысячи раз больше энергии адсорбции ПАВ, а это значительно улучшает пенообразование и стабильность обычных реагентов для пенного дренажа. Worthen с сотр. [55] для образования стабильной пены использовали синергетический эффект наночастиц (чистый коллоидный диоксид кремния) и ПАВ (октениламид пропилбетаин) при давлении 19.4 МПа и температуре 50°C. Latif с сотр. [56] рассмотрели применение пены с наночастицами диоксида кремния и ПАВ для повышения устойчивости пены. В условиях высокой солености

синергетический эффект ПАВ и диоксида кремния увеличивает устойчивость пены и толщину пленки. Поэтому использование наночастиц кремнезема в качестве стабилизаторов пены в нефтегазовой отрасли будущего имеет значительные перспективы.

Обычные реагенты для пенного дренажа имеют проблемы, связанные с низкой адаптацией и высокой стоимостью при применении на газовых месторождениях различных типов, особенно на газовых месторождениях с высокими температурой, соленостью, содержанием кислого газа и нефтяного конденсата. Gemini реагент для пенного дренажа использовали в основном для улучшения пенообразования и повышения стабильности пенообразования. Наночастицы применяются для дальнейшего повышения стабильности пенообразования и подходят для различных типов газовых пластов. Новый реагент для пенного дренажа на основе наночастиц был разработан в работе Xiong и др. [7]. Экспериментальная оценка показала, что общая термостойкость, солеустойчивость, стойкость к сероводороду и к конденсату у нанопористого реагента для пенного дренажа достигают 433.15 К, 250 000 мг/л, 100 мг/л и 40% соответственно. Новый реагент был применен в 8685 скважинах. По сравнению с технологией, использующей обычный пенообразователь, средний дебит газа одиночной скважины увеличился на 62.48%, а себестоимость снизилась на 45%.

Для решения проблемы выгрузки жидкости из газовых скважин с высокими температурой, соленостью, концентрацией газообразного H_2S и газо-конденсата, Wu и др. [20] синтезировали анионное Gemini ПАВ со специальной гребенчатой структурой для использования в качестве пенообразователя и модифицированные наночастицы определенного размера и степени гидрофобности, применяемые в качестве твердого стабилизатора пены. Результаты лабораторных экспериментов показывают, что пенообразователь демонстрирует хорошую пенообразующую и пеностабилизирующую способность при температуре до 423.15 К, солености до 250 000 ppm и концентрации H_2S до 2000 ppm. При проведении полевых испытаний установлено, что средний дебит газа увеличился с 7256 до 11 329 м³/сут.

Наножидкости по-прежнему можно рассматривать как весьма перспективные средства для ис-

пользования в будущем, хотя существуют ограничения на их применение как в лабораторных, так и в полевых условиях.

ПЕРСПЕКТИВЫ

Применение на этапе добычи высокоэффективных, экологически чистых и пригодных для повторного использования недорогих реагентов для пенного дренажа газовых скважин станет предметом дискуссий в исследованиях. Термин «экологически чистый реагент для пенного дренажа» означает, что в этом реагенте применяется биоразлагаемое сырье, а термин «пенный дренаж» относится к использованию водоудерживающих свойств пены и собственной способности скважины для выброса забойной жидкости за ее пределы для увеличения дебита скважин природного газа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотрены предпосылки исследований и значение реагентов для пенного дренажа, механизм пенообразования и стабилизации пены, типы пенообразующих реагентов, а также последние разработки новых реагентов для пенного дренажа на газовых месторождениях.

Неионные, ионные и цвиттер-ионные реагенты для пенного дренажа имеют свои преимущества и недостатки. Простой пенообразователь не может соответствовать конкретной среде добычи газа. С развитием разведки природного газа усложняются геологические условия некоторых газовых месторождений. В соответствии с определенными потребностями газовых скважин должны быть разработаны специальные реагенты для пенного дренажа с высокой степенью применимости. В настоящее время несколько коллективов ученых проделали большую работу по исследованию термостойких, солеустойчивых, кислото- и щелочестойких, стойких к нефтяному конденсату и других новых высокоэффективных пенообразователей. Новый реагент для пенного дренажа не только компенсирует эффективность обычных реагентов, но также решает проблему высокой цены и имеет лучшую применимость. Однако процесс его син-

теза более сложен. Существуют также проблемы в практических приложениях. Кроме того, с появлением жестких пластовых условий, таких как высокое содержание нефтяного конденсата и соленость в донных выбросах природного газа, появились новые возможности и вызовы для разработки реагентов для пенного дренажа, пригодных для дренажной технологии добычи газа. Добавление полимера значительно улучшает характеристики реагента для пенного дренажа. Чем выше концентрация добавляемого полимера, тем выше устойчивость пены. Относительная молекулярная масса полимерного реагента для пенного дренажа составляет несколько тысяч единиц, и он используется при дренажной добыче газа с высокой соленостью и содержанием нефтяного конденсата, обеспечивая хороший эффект. Разработка нового полимерного пенообразователя, подходящего для таких газовых скважин, имеет важное практическое значение и социальные преимущества. Димерные ПАВ (Gemini) открывают новые возможности для производства реагентов для пенного дренажа скважин. Структура Gemini имеет разнообразные характеристики и хорошую способность к стабилизации пены, что позволяет ей лучше адаптироваться к среде с высокой соленостью и нефтяным конденсатом. Реагент для пенного дренажа Gemini используется в основном для повышения устойчивости пены. Добавление соответствующих наночастиц также стало популярным способом повышения устойчивости реагентов для пенного дренажа. Наночастицы используются для дальнейшего повышения устойчивости пены и подходят для различных типов газовых пластов.

КОНФЛИКТ ИНТЕРЕСОВ

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов, требующих раскрытия в данной статье.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Mingrui Liu, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2401-5170>

Haibo Wang, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1070-1623>

Zunzhao Li, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6579-4943>

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Yue Q.C. A Study of management system based on energy crisis // IOP Conf. Ser.: Earth Environ. 2018. V. 153. № 3. P. 032001. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/153/3/032001>
2. Xiong W., Zhang S.L., Wang L., Zhang L.N.X., Ma J., Zeng K., Tian J., Wang M., Li R., Jing Z., Wang Q., Zhu T., Wang L., Liu J., Hao L., Xu S., Duan R. Feasibility study of swash plate plunger pump system in drainage gas recovery process // J. Phys.: Conf. Ser. 1983. P. 012036. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1983/1/012036>
3. Yang S.R., Xu D., Liu L.L., Duan C., Xiu L.Q. Research of drainage gas recovery technology in gas wells // Open J. Fluid Dyn. 2014. V 4. P. 154–162. <https://doi.org/10.4236/ojfd.2014.42014>
4. Bowman C.W., Collins J.A. Increasing the production from marginal gas wells. SPE Int. Oilfield Corrosion Symp. May 30, 2006, Aberdeen, UK, Aberdeen, Scotland, Paper № SPE-100514-MS. <https://doi.org/10.2118/100514-MS>
5. Wang J., Zhou F.J., Xue Y.P., Yao E.D., Zhang L., Fan F., Wang R. The adsorption properties of a novel ether nanofluid for gas wetting of tight sandstone reservoir // Pet. Sci. Technol. 2019. V. 37. № 12. P. 1436–1454. <https://doi.org/10.1080/10916466.2019.1590402>
6. Chen M., Sun J., Gao E., Tian H.N. A Summary of wellbore fluid accumulation and drainage gas production technology in gas wells // IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. 2021. V. 621. P. 012113. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/621/1/012113>
7. Xiong C.M., Gao G.Q., Zhang J.J., Nan L., Xu W.L., Wu J.W., Li J., Zhang N. Nanoparticle foaming agents for major gas fields in China // Pet. Explor. Dev. 2019. V. 46. № 5. P. 1022–1030. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(19\)60259-4](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(19)60259-4)
8. Wang H.B., Liu J., Yang Q., Wang Y., Li S.Y., Sun S.Q., Hu S.Q. Study on the influence of the external conditions and internal components on foam performance in gas recovery // Chem. Eng. Sci. 2021. V. 231. P. 116279. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2020.116279>
9. Tavakkoli M., Panuganti S.R., Khemka Y., Valdes H., Vargas F.M. Foam-assisted gas lift: A novel experimental setup to investigate the feasibility of using a commercial surfactant for increasing oil well productivity // J. Petrol. Sci. Eng. 2021. V. 201. P. 108496. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108496>
10. Farina L., Passucci C., Lullo A.D., Negri E., Anderson S., Page S. Artificial lift optimization with foamer technology in the Alliance shale gas field. SPE Annual Technical Conf. and Exhibition, October 8–10, 2012, San Antonio, Texas, USA, <https://doi.org/10.2118/160282-MS>
11. Lee Y., Baek K.H., Choe K., Han C. Development of mass production type rigid polyurethane foam for LNG carrier using ozone depletion free blowing agent // Cryogenics. 2016. V. 80. Pt. 1. P. 44–51. <https://doi.org/10.1016/j.cryogenics.2016.09.002>
12. Hajimohammadi A., Ngo T., Mendis P. How does aluminium foaming agent impact the geopolymer formation mechanism? // Cem. Concr. Compos. 2017. V. 80. P. 277–286. <https://doi.org/10.1016/j.cemconcomp.2017.03.022>
13. Farag A., Robertson T., Kerem M., Montero J. Foam assist in a gas-lifted oil well. SPE Middle East Artificial Lift Conf. and Exhibition, Nov. 30–Dec. 1, 2016, Manama, Kingdom of Bahrain. <https://doi.org/10.2118/184217-ms>
14. Anastopoulos I., Kioussi D.E., Klavaris A., Galanis A., Salek K., Euston S.R., Pappa A., Panayiotidis M.I. Surface active agents and their health-promoting properties: Molecules of multifunctional significance // Pharmaceutics. 2020. V. 12. P. 688. <https://doi.org/10.3390/pharmaceutics12070688>
15. Hu X.Y., Li Y., He X.J., Li C.X., Li Z.Q., Cao X.L., Xin X., Somasundaran P. Structure–behavior–property relationship study of surfactants as foam stabilizers explored by experimental and molecular simulation approaches // J. Phys. Chem. B. 2011. V. 116. P. 160–167. <https://doi.org/10.1021/jp205753w>
16. Kurrey R., Mahilang M., Deb M.K., Shrivastava K. Analytical approach on surface active agents in the environment and challenges // Trends Environ. Anal. Chem. 2019. V. 21. P. e00061. <https://doi.org/10.1016/j.teac.2019.e00061>
17. Adebayo A.R. Sequential storage and in-situ tracking of gas in geological formations by a systematic and cyclic foam injection – A useful application for mitigating leakage risk during gas injection // J. Nat. Gas Sci. Eng. 2019. V. 62. P. 1–12. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.11.024>
18. Mansour F.R., Arrua R.D., Desire C.T., Hilder E.F. Non-ionic surface active agents as additives toward a universal porogen system for porous polymer monoliths // Anal. Chem. 2017. V. 93. P. 2802–2810. <https://doi.org/10.1021/acs.analchem.0c03889>
19. Pandey S., Bagwe R. P., Shah D.O. Effect of counterions on surface and foaming properties of dodecyl sulfate // J. Colloid Interface Sci. 2003. V. 267. P. 160–166. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2003.06.001>
20. Wu J.W., Jia W.F., Zhang R.S., Cen X.Q., Wang H., Niu J. The development and field test of high efficient foam unloading agent based on Gemini surfactant and nanomaterials. SPE Int. Conf. on Oilfield Chemistry, April 8–9, 2019, Galveston, Texas, USA. <https://doi.org/10.2118/193572-MS>

21. *Madhu H.C., Kailas S.V.* Fabrication of localised aluminium foam by a novel polymeric blowing agent // *Mater. Charact.* 2018. V. 142. P. 340–351. <https://doi.org/10.1016/j.matchar.2018.05.059>
22. *Xu L., Rad M.D., Telmadarreie A., Qian C., Liu C.G., Bryant S. L., Dong M.Z.* Synergy of surface-treated nanoparticle and anionic-nonionic surfactant on stabilization of natural gas foams // *Colloids Surf. A: Physicochem. Eng. Asp.* 2018. V. 550. P. 176–185. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2018.04.046>
23. *Gao F.F., Liu G.K., Yuan S.L.* The effect of betaine on the foam stability: Molecular simulation // *Appl. Surf. Sci.* 2017. V. 407. P. 156–161. <https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2017.02.087>
24. *Solesa M., Sevic S.* Production optimization challenges of gas wells with liquid loading problem using foaming agents. SPE Russ. Oil and Gas Technical Conf. and Exhibition, 2006. <https://doi.org/10.2118/101276-RU>
25. *Kadijani J.A., Narimani E.* Simulation of hydrodesulfurization unit for natural gas condensate with high sulfur content // *Appl. Petrochem. Res.* 2016. V. 6. P. 25–34. <https://doi.org/10.1007/s13203-015-0107-0>
26. *Zhang C.X., Wang Z.Y., Li J., Xiong Z.G.* The experimental study of foaming system which suitable for high temperature foam gas driving. Proc. of the 2015 4th Int. Conf. on Sensors, Measurement and Intelligent Materials, 2016. <https://doi.org/10.2991/icsmim-15.2016.150>
27. *Liu E.H.* The application of high temperature foam surface active agent used in heavy oil thermal recovery // *Appl. Mech. Mater.* 2014. V. 672–674. P.700–703. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMM.672-674.700>
28. *Maini B.B., Ma V.* Laboratory evaluation of foaming agents for high-temperature applications – I. Measurements of foam stability at elevated temperatures and pressures // *J. Can. Pet. Technol.* 1986. V. 25. № 6. P. PETSOC-86-06-05. <https://doi.org/10.2118/86-06-05>
29. *Zhang Q., Wei X.L., Liu J., Sun D.Z., Zhang X.X., Zhang C., Liu J.F.* Effects of inorganic salts and polymers on the foam performance of 1-tetradecyl-3-methylimidazolium bromide aqueous solution // *J. Surfactants Deterg.* 2012. V. 15. P. 613–621. <https://doi.org/10.1007/s11743-012-1342-3>
30. *Nakayama S., Yusa S., Nakamura Y., Fujii S.* Aqueous foams stabilized by temperature-sensitive hairy polymer particles // *Soft Matter.* 2015. V. 11. № 47. P. 9099–9106. <https://doi.org/10.1039/c5sm02187a>
31. *Yang K., Li S., Zhang K., Wang Y.* Synergy of hydrophilic nanoparticle and nonionic surfactant on stabilization of carbon dioxide-in-brine foams at elevated temperatures and extreme salinities // *Fuel.* 2021. V. 288. P. 119624. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.119624>
32. *Feng J.J., Yan Z.H., Song J.M., He J., Zhao G., Fan H.M.* Study on the structure-activity relationship between the molecular structure of sulfate Gemini surfactant and surface activity, thermodynamic properties and foam properties // *Chem. Eng. Sci.* 2021. V. 245. P. 116857. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2021.116857>
33. *Azdarpour A., Rahmani O., Mohammadian E., Parak M., Daud A.R.M., Junin R.* The effects of polymer and surfactant on polymer enhanced foam stability. 2013 IEEE Business Engineering and Industrial Applications Colloquium (BEIAC). 2013. P. 97–102. <https://doi.org/10.1109/BEIAC.2013.6560275>
34. *Sun Y.G., Li Y.P., Li C.X., Zhang D.R., Cao X.L., Song X.W., Wang Q.W., Li Y.* Molecular array behavior and synergistic effect of sodium alcohol ether sulphate and carboxyl betaine/sulfobetaine in foam film under high salt conditions // *Colloids Surf. A: Physicochem. Eng. Asp.* 2015. V. 480. P. 138–148. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2015.02.042>
35. *Lai L.D., Zhang T.L., Zheng, C.C.,* Study of foam drainage agent based on g-C3N4 nanosheets reinforced stabilization // *Colloids Surf. A: Physicochem. Eng. Asp.* 2023. V. 657. P. 998–1004. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2022.130607>
36. *Zhao L., Li A.F., Chen K., Tang J.J., Fu S.S.* Development and evaluation of foaming agents for high salinity tolerance // *J. Petrol. Sci. Eng.* 2012. V. 81. P. 18–23. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.11.006>
37. *Fukui S., Hirai T., Nakamura Y., Fujii S.* pH-Dependent foam formation // *Polymers.* 2020. V. 12. P. 511. <https://doi.org/10.3390/polym12030511>
38. *Ito M., Takano K., Hanochi H., Asaumi Y., Yusa S., Nakamura Y., Fujii S.* pH-Responsive aqueous bubbles stabilized with polymer particles carrying poly(4-vinylpyridine) colloidal stabilizer // *Front. Chem.* 2018. July 17. <https://doi.org/10.3389/fchem.2018.00269>
39. *Wang H.T., Li J., Wang Z., Wang D.M., Zhan H.H.* Experimental investigation of the mechanism of foaming agent concentration affecting foam stability // *J. Surfact. Deterg.* 2017. V. 20. P. 1443–1451. <https://doi.org/10.1007/s11743-017-2004-2>
40. *Gieg L.M., Duncan K.E., Suflita J.M.* Bioenergy production via microbial conversion of residual oil to natural gas // *Appl. Environ. Microbiol.* 2008. V. 74. P. 3022–3029. <https://doi.org/10.1128/aem.00119-08>
41. *Alvarado V., Manrique E.* Enhanced oil recovery: An update review // *Energies.* 2010. V. 3. № 9. P. 1529–1575. <https://doi.org/10.3390/en3091529>
42. *Osei-Bonsu K., Shokri N., Grassia P.* Foam stability in the presence and absence of hydrocarbons: From bubble-

- to bulk-scale // *Colloids Surf. A: Physicochem. Eng. Asp.* 2015. V. 481. P. 514–526. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2015.06.023>
43. *Chen S.Y., Hou Q.F., Zhu Y.Y., Li W.J., Chang Z.D.* Foam stability of mixed system of fluorocarbon and hydrocarbon surfactants: Effect of polymer and oil // *Adv. Mat. Res.* 2013. V. 803. P. 85–89. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMR.803.85>
44. *Simjoo M., Rezaei T., Andrianov A., Zitha P.L.J.* Foam stability in the presence of oil: Effect of surfactant concentration and oil type // *Colloids Surf. A: Physicochem. Eng. Asp.* 2013. V. 438. P. 148–158. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2013.05.062>
45. *Lee J., Nikolov A., Wasan D.* Surfactant micelles containing solubilized oil decrease foam film thickness stability // *J. Colloid Interface Sci.* 2014. V. 415. P. 18–25. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2013.10.014>
46. *Xu R., Yang L.* A new binary surfactant mixture improved foam performance. SPE Int. Symp. on Oilfield Chemistry, 1995, San Antonio, Texas. <https://doi.org/10.2118/29004-MS>
47. *Qiao S.Y., Liu Q.W., Fan Z.Z., Wang J.G., Xu J.J.* Synthesis and analysis of foam drainage agent for gas well in Jilin Oilfield // *IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci.* 2017. V. 64. P. 012025. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/64/1/012025>
48. *Yang J., Jovancicevic V., Ramachandran S.* Foam for gas well deliquification // *Colloids Surf. A: Physicochem. Eng. Asp.* 2007. V. 309. P. 177–181. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2006.10.011>
49. *Xu X., Saeedi A., Liu K.* Laboratory studies on CO₂ foam flooding enhanced by a novel amphiphilic ter-polymer // *J. Petrol. Sci. Eng.* 2015. V. 138. P. 153–159. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.10.025>
50. *Wu G., Zhu Q.Q., Yuan C.T., Wang H.B., Li C.L., Sun S.Q., Hu S.Q.* Molecular dynamics simulation of the influence of polyacrylamide on the stability of sodium dodecyl sulfate foam // *Chem. Eng. Sci.* 2017. V. 166. P. 313–319. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2017.03.011>
51. *Ma J.Z., Gao J.J., Wang H.D., Lyu B., Gao D.G.* Dissymmetry Gemini sulfosuccinate surfactant from vegetable oil: A kind of environmentally fatliquoring agent in leather industry // *ACS Sustain. Chem. Eng.* 2017. V. 5. № 11. P. 10693–10701. <https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.7b02662>
52. *Hassan M., Al-Hazmi S.M., Alhagri I.A., Alhakimi A.N., Dahadha A.A., Al-Dhoun M., Batineh Y.* Micellar catalysis of chemical reactions by mixed surfactant systems and Gemini surfactants // *Asian J. Chem.* 2021. V. 33. № 7. P. 1471–1480. <https://doi.org/10.14233/ajchem.2021.23187>
53. *Lu H.S., He Y., Huang Z.Y.* Synthesis and properties of a series of CO₂ switchable Gemini imidazolium surfactants // *Tenside Surfact. Det.* 2014. V. 51. № 5. P. 415–420. <https://doi.org/10.3139/113.110323>
54. *Qi H., Bai Z.G., Zhang Q.Z., Lai X.J.* Synthesis of a Gemini betaine surfactant and its properties as foam drainage agent // *Tenside Surfact. Det.* 2018. V. 55. № 2. P. 142–147. <https://doi.org/10.3139/113.110551>
55. *Worthen A.J., Bryant S.L., Huh C., Johnston K.P.* Carbon dioxide-in-water foams stabilized with nanoparticles and surfactant acting in synergy // *AIChE J.* 2013. V. 59. № 9. P. 3490–3501. <https://doi.org/10.1002/aic.14124>
56. *Latif W.M.S.M., Sharbini S.N., Wan Sulaiman W.R., Idris A.K.* Utilization of silicon dioxide nanoparticles in foam enhanced oil recovery – A comprehensive review // *IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering.* 2019. V. 469. P. 012027. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/469/1/012027>