

РАЗРАБОТКА ВЫСОКОЭФФЕКТИВНОГО КОМПЛЕКСНОГО ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНОГО ВЕЩЕСТВА ДЛЯ ПЕННОГО ДРЕНАЖА В ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

© 2022 г. Jie Dong¹, Sanbao Dong^{1,2,*}, Zhipeng Miao^{1,3}, Qingchen Wang⁴, Yongfei Li¹, Chengtun Qu^{1,3}, Gang Chen^{1,3*}

¹ State Key Laboratory of Petroleum Pollution Control, Xi'an Shiyou University, Xi'an, 710065 China

² Shaanxi Province Key Laboratory of Environmental Pollution Control and Reservoir Protection Technology of Oilfields, Xi'an Shiyou University, Xi'an, 710065 China

³ Xi'an Key Laboratory of Tight oil (Shale oil) Development, Xi'an Shiyou University, Xi'an, 710065 China

⁴ Drilling and Production Engineering Technology Research Institute of CNPC Chuanqing Drilling Engineering Co., Ltd., Xi'an, 710068 China

*E-mail: dongsanbao@xsyu.edu.cn; gangchen@xsyu.edu.cn

Поступила в редакцию 20 декабря 2021 г.

После доработки 23 марта 2022 г.

Принята к публикации 14 октября 2022 г.

В данном исследовании была проведена оценка пенообразующих свойств комплексного поверхностно-активного вещества (ПАВ), содержащего хлорид цетилтриметиламмония (СТАС), кокамидопропил-бетаин (CDAB), полиэтиленгликолевый эфир лаурилового спирта 7EO (AEO-7) и α -олефинсульфонат натрия (AOST) в соответствии с требованиями по применению для пенообразования и пенного дренажа в газовых скважинах. Объем пены при пенообразовании и период полураспада раствора сложного ПАВ (0.05 мас. % СТАС + 0.7 мас. % CDAB + 0.6 мас. % AEO-7 + 0.05 мас. % AOST) достигают значений 550 мл и 23 мин соответственно. Эти показатели для комплексного ПАВ являются лучшими, по сравнению с показателями для растворов, содержащих каждый ПАВ по отдельности. Исследование показало, что в присутствии комплексного ПАВ поверхностное натяжение может быть снижено до 22.4 мН/м. С помощью поляризационного микроскопа была изучена микроструктура пены и установлено, что при определенном диапазоне концентраций сложного ПАВ в ней практически полностью отсутствуют многоугольные структуры. Результаты экспериментов позволили установить, что исследуемый комплексный ПАВ обладает хорошей термостойкостью и солестойкостью.

Ключевые слова: пенообразователь, стабильность пенообразования, поверхностное натяжение, микроструктура, солестойкость

DOI: 10.31857/S0028242122060107, **EDN:** NPZLZJ

Поверхностно-активные вещества (ПАВ) широко используются в различных областях, включая химическую, косметическую, текстильную, пищевую промышленность и водоочистку, благодаря их дешевизне и высокой эффективности [1–3]. Кроме того, ПАВ играют важную роль в области нефтепромысловой химии [4, 5]. При непрерывной эксплуатации газовых месторождений в скважины может поступать и скапливаться в забое большое

количество жидкости, что, безусловно, снижает эффективность добычи природного газа из пластов [6, 7]. Перспективным способом решения проблемы извлечения скопившейся в газовых скважинах жидкости является технология пенного дренажа [8–10].

Анионные ПАВ наиболее часто используются для осушения газовых скважин благодаря высокой пенообразующей и низкой поглощающей спо-

способности [11]. Так AOST проявляет относительно более высокую пенообразующую способность в условиях высокой солености и температуры по сравнению с другими анионными пенообразующими поверхностно-активными веществами. Кроме того, AOST обладает хорошей совместимостью с другими вспомогательными ПАВ [12, 13]. Для повышения стабильности пены, генерируемой анионными ПАВ [14, 15], часто используются цвиттер-ионные ПАВ благодаря их высокой эффективности в жестких условиях (например, высокая температура, широкий диапазон pH, большое количество двухвалентных ионов и т. д.). Roncorni с соавт. [15] подтвердили наличие синергетического эффекта между AOST и цвиттер-ионным ПАВ (кокамидопропилгидроксисульфатом) при образовании пены и обеспечении ее стабильности. Соли четвертичного аммония определенного строения также могут быть использованы в качестве пенообразователей для вытеснения жидкости из газовых скважин [16, 17]. Следует отметить, что большое количество солей, растворенных в пластовой воде, снижает эффективность пенообразователей, закачиваемых в газовые скважины [9, 18]. Для проведения осушения в жестких условиях и достижения синергетического эффекта обычно требуются пенообразователи, содержащие комплексные ПАВ [19].

При закачке раствора ПАВ в газовые скважины он смешивается с донными жидкостями скважины благодаря потоку природного газа, что приводит к образованию большого количества пены [20]. Кроме того, в процессе пенообразования под действием такого потока скопившиеся жидкость и пена будут подниматься на поверхность [21]. Комбинации соответствующих ПАВ могут обеспечить образование стабильной пены и при этом переносить большое количество жидкости, собирающейся в газовых скважинах, дополнительно способствуя извлечению природного газа [22]. Ключом к технологии пенного дренажа являются рабочие характеристики пенообразователей. Они должны хорошо работать в критических условиях, характеризующихся высоким уровнем воды, солености и содержания метанола (используемого при необходимости для подавления образования газогидратов), а также высокой температурой пласта [23]. В данном исследовании применяли поверхностно-активные

вещества СТАС и СДАВ в сочетании с АЕО-7 и АОСТ для достижения высокой степени пенообразования. Кроме того, изучали влияние ряда условий (высокая температура, содержание солей и содержание метанола) на межфазные свойства ПАВ. Эффективность оптимизированных в этой работе ПАВ оказалась выше, чем у пенообразователей состава (0.05 мас. % СТАС + 0.7 мас. % СДАВ) [24].

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Материалы. СТАС (98%) был приобретен у компании «Кёльнский завод химических реактивов», Чэнду, Китай (Cologne Chemical Reagent Factory). СДАВ (85%) – у компании Хуасигуан Кемикал Ко., ООО, Гуанчжоу, Китай (Huazhiguang Chemical Co. Ltd.). АЕО-7 (99%) – у компании Юсо Кемикал Текнолоджи Ко. ООО, Шандонг, Китай (Youso Chemical Technology Co. Ltd.). АОСТ (92%) – у компании Люсен Кемикал Ко., ООО, Линьши, Китай (Lusen Chemical Co. Ltd.). Метанол и петролейный эфир были приобретены у компании Фую Файн Кемикал Ко., ООО, Тяньцзинь, Китай (Fuyu Fine Chemical Co. Ltd.). Все продукты использовали в том виде, в каком они были получены, без дополнительной очистки.

Измерение поверхностного натяжения. Поверхностное натяжение каждого раствора измеряли методом висячего кольца при комнатной температуре. Для подтверждения точности тензиометра (Krüss K 100, Германия) перед измерением поверхностного натяжения образцов ПАВ определяли этот показатель для образца дистиллированной воды [25], который составил 72.65 мН/м. Каждое измерение повторяли не менее трех раз и вычисляли среднее значение.

Оценка пенообразующей способности. Для получения пены использовали метод высокоскоростного перемешивания с помощью смесителя (GJ-3S, Qingdao Haitongda Special Instrument Co., Ltd.). В каждом испытании 100 мл раствора ПАВ перемешивали со скоростью 7000 об/мин в течение 3 мин в условиях окружающей среды. После приготовления пены ее сразу переносили в мерный цилиндр. Регистрировали объем и время полураспада пены (время накопления свободной водной фазы в количестве 50 мл на дне цилиндра). Каждое испытание повторяли трижды. Все измерения проводи-

ли при температуре 25 °C и нормальном атмосферном давлении.

Оценка солестойкости. Как правило, солесность пластовой воды оказывает сильное неблагоприятное влияние на пенообразование [26]. Для изучения влияния концентрации и видов неорганических ионов на пенообразующую способность и связанную с ней стабильность пенообразования ПАВ были приготовлены растворы ПАВ с различной концентрацией солей (NaCl, KCl, MgCl₂, CaCl₂). Оценку стабильности проводили после механического перемешивания со скоростью вращения 7000 об/мин в течение 3 мин.

Температурная стабильность. Температура в скважине оказывает существенное влияние на рабочие характеристики пенообразователей. Поэтому для измерения пенообразующей способности и стабильности состава при температурах от 30 до 70 °C был использован метод Росса—Майлза [27]. Для этого готовили 300 мл раствора ПАВ и выдерживали при 30 °C на водяной бане. Каждое испытание повторяли трижды.

Исследование микроструктуры пены. Микроструктуру пены в статических условиях после ее приготовления с использованием оптимизированных пенообразователей наблюдали на поляризованном оптическом микроскопе (DM4500P LFD, Германия), перемешивание осуществляли при 7000 об/мин в течение 30 мин.

Оценка влияния метанола. При добыче газа для предотвращения образования газогидратов обычно используют метанол [24]. Однако, его присутствие может снижать эффективность пенообразователей. Влияние на пенообразующую способность оптимизированных растворов ПАВ в присутствии 0,5, 10 и 15% метанола изучали в диапазоне температур от 40 до 70 °C с использованием метода Росса—Майлза

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Пенообразующая способность. Изменение пенообразующих свойств водных растворов ПАВ в зависимости от концентрации представлено на рис. 1. Начальная высота пены постепенно увеличивалась с повышением дозы ПАВ до 0,05 мас. %. На рис. 1а показано, что максимальный начальный объем пены наблюдается при концентрации СТАС

0,05 мас. %, поэтому дальнейшую оптимизацию состава ПАВ проводили при этом значении. Влияние концентрации CDAB на его пенообразующую способность приведено на рис. 1б. Видно, что раствор, содержащий 0,7 мас. % CDAB + 0,05 мас. % СТАС дает больше пены, чем раствор 0,05 мас. % СТАС. На рис. 1в показано, что максимальный объем пены был получен при содержании АЕО-7 0,6 мас. % в сочетании с раствором 0,7 мас. % CDAB + 0,05 мас. % СТАС, а на рис. 1г, что введение 0,05 мас. % АОСТ в раствор, содержащий 0,7 мас. % CDAB + 0,05 мас. % СТАС + 0,6 мас. % АЕО-7, может обеспечить образование наибольшего количества пены.

Измерение поверхностного натяжения. Зависимость поверхностного натяжения раствора от концентрации исследуемых ПАВ приведена на рис. 2. Эта величина резко уменьшалась при добавлении начальной концентрации соответствующих ПАВ, далее постепенно уменьшалась с увеличением содержания ПАВ, а затем оставалась стабильной (была достигнута критическая концентрация мицеллообразования – ККМ). Кроме того, поверхностное натяжение комплексного ПАВ было ниже, чем у однокомпонентного СТАС. Показано, что состав комплексного ПАВ (0,05 мас. % СТАС + 0,7 мас. % CDAB + 0,6 мас. % АЕО-7 + 0,05 мас. % АОСТ) является оптимальным.

Исследование влияния содержания минеральных солей. Была изучена пенообразующая способность оптимизированного состава ПАВ в зависимости от содержания в растворе солей NaCl, KCl, MgCl₂ и CaCl₂ в различных концентрациях. Ее оценивали по начальному объему пены, образующейся при механическом перемешивании.

Влияние содержания соли на пенообразование неоднозначно. На рис. 3 показано, что объем пены, создаваемой оптимизированным составом пенообразователя, уменьшался с увеличением концентрации NaCl и KCl. Отрицательное влияние NaCl и KCl на пенообразующую способность состава можно объяснить замедлением взаимного электростатического отталкивания заряженных поверхностей пузырьков и, следовательно, снижением пенообразования [26]. Необходимо отметить, что влияние NaCl и KCl на пенообразующую способность состава было ограниченным. Однако на рис. 3 показано, что в определенном диапазоне кон-

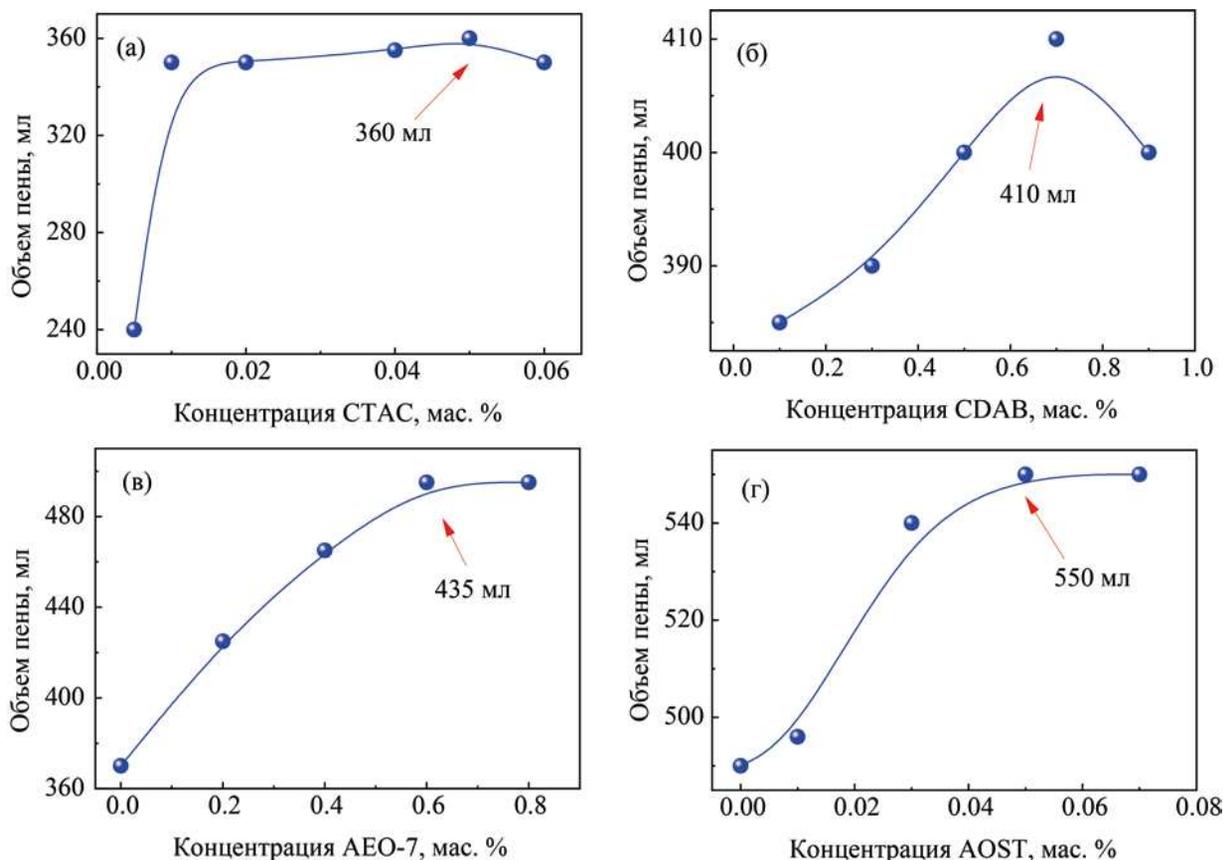


Рис. 1. Пенообразующая способность исследованных ПАВ: а – СТАС; б – 0.05 мас. % СТАС + CDAB; в – 0.05 мас. % СТАС + 0.7 мас. % CDAB + AEO-7; г – 0.05 мас. % СТАС + 0.7 мас. % CDAB + 0.6 мас. % AEO-7 + AOST.

центраций $MgCl_2$ и $CaCl_2$ объем пены в присутствии этих солей увеличивается, что может быть связано с сжатым диффузионным двойным электрическим слоем молекулы ПАВ, создаваемым ионами Ca^{2+} и Mg^{2+} , которые облегчают формирование адсорбционного слоя с высокой плотностью упаковки и при этом снижают поверхностное натяжение раствора [28, 29]. По мере дальнейшего повышения концентрации $CaCl_2$ наблюдалось постепенное уменьшение объема пены при ограниченном увеличении периода полураспада. Это связано с увеличением концентрации противоионов (Cl^-), сжимающих гидрофильный двойной электрический слой ПАВ и экранирующих электростатическое отталкивание, что способствует образованию мицелл и, следовательно, снижает ККМ и поверхностное натяжение, поддерживая при этом стабильность состава [1]. Как показано на рис. 3, максимальные concentra-

ции $NaCl$, KCl , $MgCl_2$ и $CaCl_2$, при которых состав сохранял устойчивость, составляли 75, 50, 300 и 150 г/л соответственно.

Оценка температурной стабильности. Для оценки термостабильности использовали метод Росса—Майлса. Высоту пены наблюдали и регистрировали через 0, 5, 10, 15 и 20 мин после вспенивания. Как показано на рис. 4, высота пены при 30 и 40°C практически одинакова. При повышении температуры выше 50°C было обнаружено, что высота пены заметно уменьшается с течением времени. Это может быть вызвано увеличением интенсивности потери жидкости пленкой пены при высоких температурах, что приводит к постепенному снижению толщины пленки жидкости и ухудшению стабильности [30].

Анализ микроструктуры пены. Для определения характеристик микроструктуры пены,

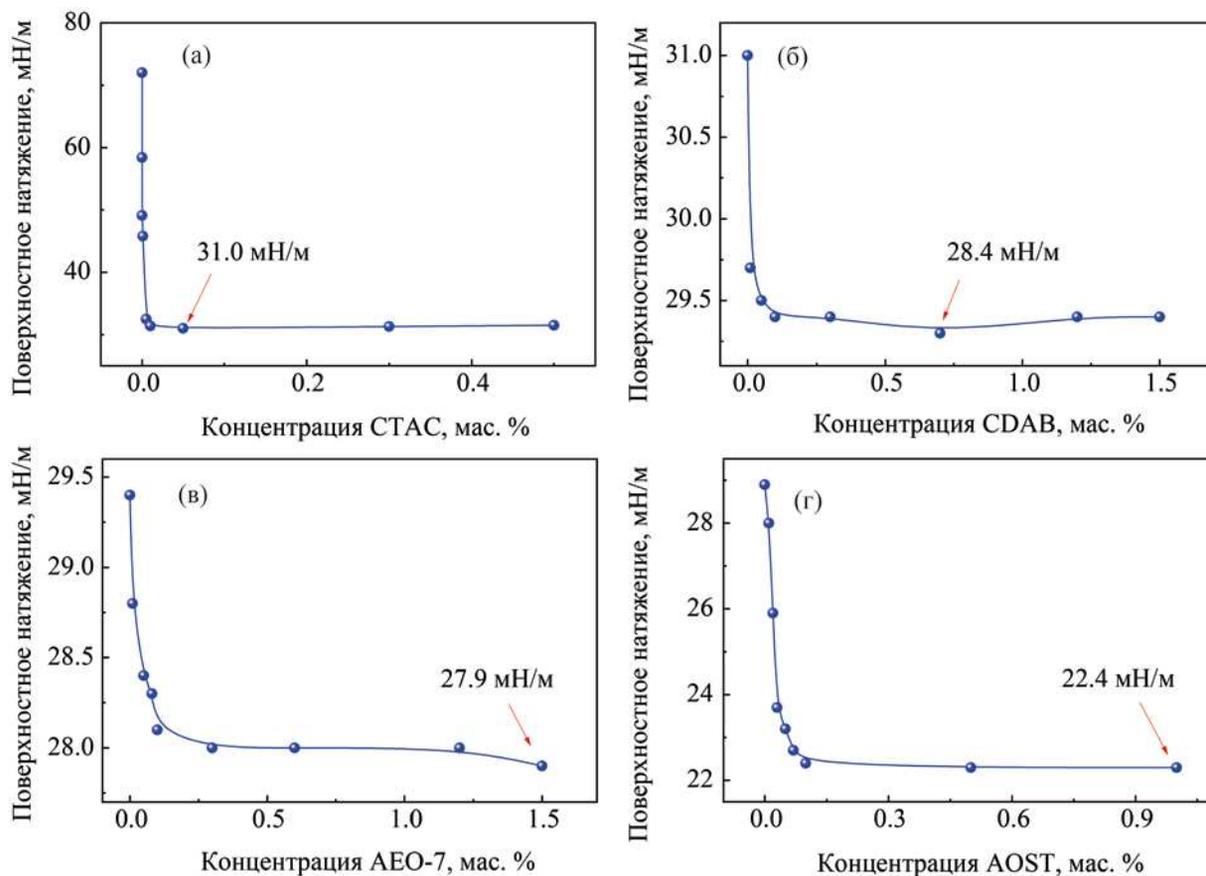


Рис. 2. Поверхностное натяжение соответствующих ПАВ: а – СТАС; б – 0.05 мас. % СТАС + CDAB; в – 0.05 мас. % СТАС + 0.7 мас. % CDAB + AEO-7; г – 0.05 мас. % СТАС + 0.7 мас. % CDAB + 0.6 мас. % AEO-7 + AOST.

полученной при различных концентрациях ПАВ после перемешивания, использовали оптический микроскоп. Как показано на рис. 5, пена обладала стабильностью не только при оптимальной концентрации (0.05 мас. % СТАС + 0.7 мас. % CDAB + 0.6 мас. % AEO-7 + 0.05 мас. % AOST), но и после уменьшения и увеличения концентрации раствора (в 0.5, 1.5 и 2 раза). При адсорбции на границе раздела газ—жидкость, молекулы в пленке жидкости могут сцепляться друг с другом под действием водородных связей, возникающих между ними, обеспечивая тем самым более высокую пенообразующую способность и стабильность пены. Наблюдения микроструктуры пены представлены на рис. 5. Средний размер пузырьков при высоких концентрациях ПАВ был меньше, чем при низких. Более того, с увеличением концентрации значительно возрастало количество мелкодисперсной

пены, что может способствовать ее стабильности.

Испытания на устойчивость к метанолу. Влияние метанола на пенообразующую способность состава показано на рис. 6. В присутствии 5% метанола пена была выше, чем при его отсутствии, что может быть связано со снижением поверхностного натяжения из-за введения определенного количества метанола. По мере увеличения содержания метанола полярность раствора будет снижаться, способствуя повышению растворимости ПАВ в водной фазе. Это ведет к уменьшению количества ПАВ, остающихся на границе раздела вода—воздух, и снижению стабильности пленки жидкости.

Итак, в настоящем исследовании был разработан новый состав ПАВ (0.05 мас. % СТАС + 0.7 мас. % CDAB + 0.6 мас. % AEO-7 + 0.05 мас. % AOST), обладающий превосходной пенообразующей способностью и стабильностью, который, как

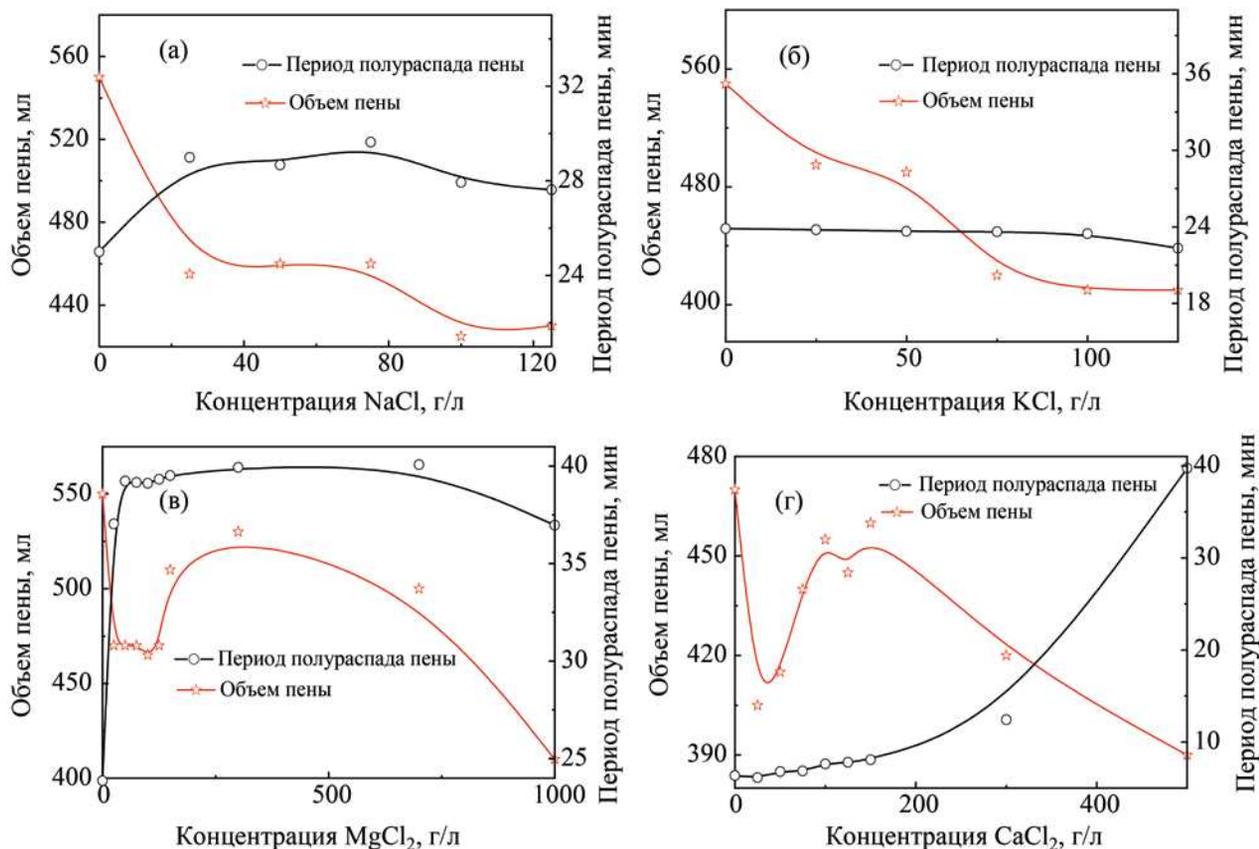


Рис. 3. Влияние солей различной концентрации на пенообразующую способность оптимизированного состава ПАВ (0.05 мас. % СТАС + 0.7 мас. % CDAB + 0.6 мас. % AEO-7 + 0.05 мас. % AOST): а – NaCl; б – KCl; в – MgCl₂; г – CaCl₂.

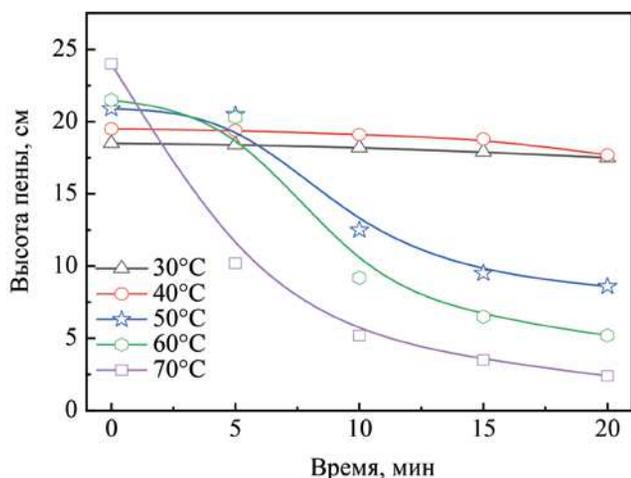


Рис. 4. Пенообразующие свойства и стабильность состава при различных температурах (0.05 мас. % СТАС + 0.7 мас. % CDAB + 0.6 мас. % AEO-7 + 0.05 мас. % AOST).

ождается, станет важным ориентиром для технологии пенного дренажа в газовых скважинах. Результаты показали, что пенообразующая способность оптимизированного состава была выше, чем у компонентов ПАВ, входящих в его состав. Кроме того, предложенный комплексный ПАВ обладал хорошей солестойкостью (соли NaCl, KCl, MgCl₂ и CaCl₂ оказывали на состав слабое влияние в определенном диапазоне концентраций). Этот состав способен быстро снижать поверхностное натяжение раствора, обладает определенной термостабильностью, небольшое количество метанола повышает его пенообразующую способность. Кроме того, исследования микроструктуры пены подтвердили хорошую стабильность состава, поскольку в течение 20 мин после образования пены в ней наблюдалась сферическая структура. Результаты исследования показали, что между компо-

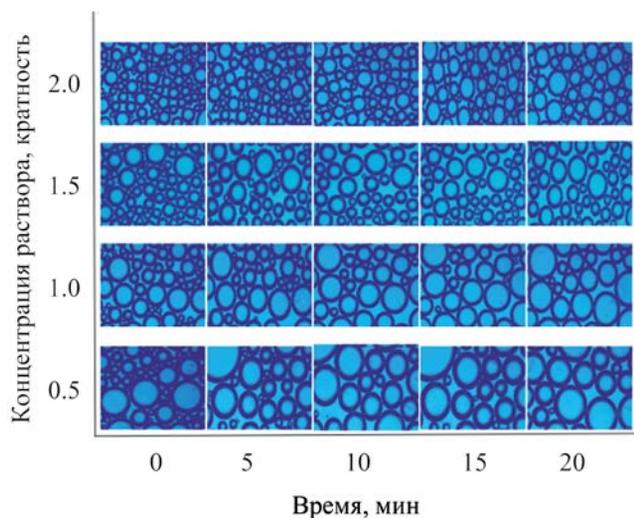


Рис. 5. Микроструктура пены при различных концентрациях состава (0.05 мас. % СТАС + 0.7 мас. % CDAB + 0.6 мас. % AEO-7 + 0.05 мас. % AOST).

нентами сложного ПАВ существует синергетический эффект, заключающийся в улучшении общей эффективности состава, и это имеет многообещающий потенциал применения при осушении газовых скважин.

КОНФЛИКТ ИНТЕРЕСОВ

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

БЛАГОДАРНОСТИ

Работа выполнена при финансовой поддержке Открытого фонда Шэньсийской главной лаборатории хранения углекислого газа и повышения нефтеотдачи (YJSYZX20SKF0008), Программы фундаментальных исследований в области естественных наук провинции Шэньси (2020JQ-775), Программы научных исследований, финансируемой Департаментом образования провинции Шэньси (21JP094), Ключевой программы исследований и разработок провинции Шэньси (2019ZDLGY06-03) и Молодежной группы инноваций университетов провинции Шэньси. Также мы выражаем благодарность Центру современного анализа и испытаний Сианьского университета Шиюу.

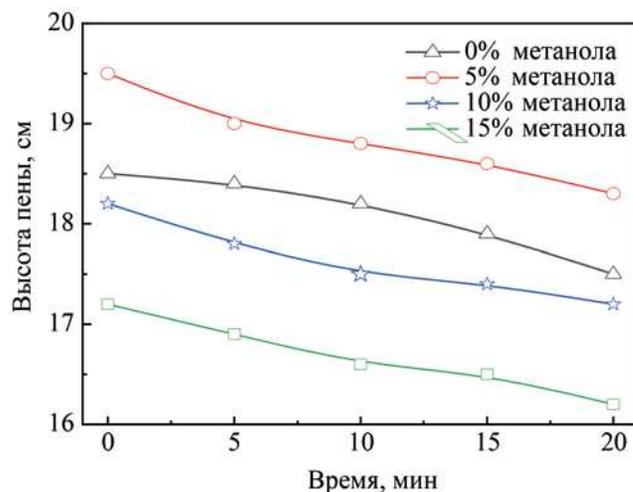


Рис. 6. Влияние различных условий реакции на стойкость состава к метанолу (0.05 мас. % СТАС + 0.7 мас. % CDAB + 0.6 мас. % AEO-7 + 0.05 мас. % AOST).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Jie Dong, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2623-5265>

Sanbao Dong, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7531-355X>

Zhipeng Miao, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1798-1752>

Qingchen Wang, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8351-2738>

Yongfei Li, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8109-232X>

Chengtun Qu, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4107-4930>

Gang Chen, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3711-4250>

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Danov K.D., Kralchevska S.D., Kralchevsky P.A., Ananthapadmanabhan K.P., Lips A. Mixed solutions of anionic and zwitterionic surfactant (betaine): Surface-tension isotherms, adsorption, and relaxation kinetics // *Langmuir*. 2004. V 20. P. 5445–5453. <https://doi.org/10.1021/la049576i>
2. Kornev K.G., Neimark A.V., Rozhkov A.N. Foam in porous media: thermodynamic and hydrodynamic

- peculiarities // *Adv. Colloid Interface Sci.* 1999. V. 82. P. 127–187. [https://doi.org/10.1016/S0001-8686\(99\)00013-5](https://doi.org/10.1016/S0001-8686(99)00013-5)
3. *Cantat I., Cohen-Addad S., Elias F., Graner F., Saint-Jalmes A.* Foams: Structure and Dynamics. 2013. ISBN: 978-2-7011-4284-5
 4. *Ly S.Y., Peng S., Zhang R.J., Guo Z., Du W.C., Zhang J., Chen G.* Viscosity reduction of heavy oil by ultrasonic // *Petrol. Chem.* 2020. V. 60. № 9. P. 998–1002. <https://doi.org/10.1134/S0965544120090194>
 5. *Gu X.F., Gao L., Li Y.F., Dong K., Zhang J., Du W.C., Qu C.T., Chen G.* Performance and mechanism of span surfactants as clean flow improvers for crude oil // *Petrol. Chem.* 2020. V. 60. № 1. P. 140–145. <https://doi.org/10.1134/S0965544120010156>
 6. *Zhang T., Wang S.Z., Dong C.H.* Experimental study on the emergency disposal agent for methanol leakage // *Adv. Mat. Res.* 2017. V. 1142. P. 306–313. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMR.1142.306>
 7. *Zhang H.R., Liang Y.T., Zhou X.Y., Yan X.H., Qian C., Liao Q.* Sensitivity analysis and optimal operation control for large-scale waterflooding pipeline network of oilfield // *J. Petrol. Sci. Eng.* 2017. V. 154. P. 38–48. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.04.019>
 8. *Chen G., Yan J., Liu Q.N., Zhang J., Li H., Li J.L., Qu C.T., Zhang Y.M.* Preparation and surface activity study of amino acid surfactants // *Comptes Rendus Chimie.* 2019. V. 22. P. 277–282. <https://doi.org/10.1016/j.crci.2018.11.009>
 9. *Kurnia I., Zhang G., Han X., Yu J.* Zwitterionic-anionic surfactant mixture for chemical enhanced oil recovery without alkali // *Fuel.* 2020. V. 259. P. 116236.1–116236.9. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116236>
 10. *Wen Y.P., Lai N.J., Li W.H., Zhang Y.Q., Du Z.F., Han L.J., Song Z.L.* Factors influencing the stability of natural gas foam prepared by alkyl polyglycosides and its decay rules // *J. Petrol. Sci. Eng.* 2021. V. 196. P. 108039. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108039>
 11. *Pan F., Zhang Z.X., Zhang X.X., Davarpanah A.* Impact of anionic and cationic surfactants interfacial tension on the oil recovery enhancement // *Powder Technol.* 2020. V. 373. P. 93–98. <https://doi.org/10.1016/j.powtec.2020.06.033>
 12. *Verma A., Chauhan G., Ojha K.* Characterization of α -olefin sulfonate foam in the presence of cosurfactants: Stability, foamability and drainage kinetic study // *J. Mol. Liq.* 2018. V. 264. P. 458–469. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2018.05.061>
 13. *Chen S.Y., Liu H.J., Yang J.J., Zhou Y.J., Zhang J.N.* Bulk foam stability and rheological behavior of aqueous foams prepared by clay particles and alpha olefin sulfonate // *J. Mol. Liq.* 2019. V. 291. P. 111250. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2019.111250>
 14. *Liu J.H., Liu Z., Yuan T.J., Wang C.W., Gao R.M., Hu G.F., Xu S.J., Zhao J.S.* Synthesis and properties of zwitterionic Gemini surfactants for enhancing oil recovery // *J. Mol. Liq.* 2020. V. 311. P. 113179. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2020.113179>
 15. *Roncoroni, M.A., Romero P., Montes J., Bascialla G., Rodriguez R., Pons-Esparver R.R., Mazadiego L.F., Garcia-Mayoral M.F.* Enhancement of a foaming formulation with a zwitterionic surfactant for gas mobility control in harsh reservoir conditions // *Petrol. Sci.* 2021. V. 18. № 5. P. 1409–1426. <https://doi.org/10.1016/J.PETSCI.2021.08.004>
 16. *Wu J.W., Jia W.F., Xian C.G.* Foaming agent developed for gas wells with liquid loading problem using new surfactant and nanotechnology // *SPE J.* 2020. V. 25. № 6. P. 3138–3144. <https://doi.org/10.2118/201249-PA>
 17. *You Y., Wu X.N., Zhao J.X., Ye Y.Z., Zou W.S.* Effect of alkyl tail length of quaternary ammonium gemini surfactants on foaming properties // *Colloids Surf. A: Physicochem. Eng. Asp.* 2011. V. 384. № 1–3. P. 164–171. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2011.03.050>
 18. *Yan J., Liu Q.N., Du W.C., Qu C.T., Song Z.F., Li J.L., Zhang J., Chen G.* Synthesis and properties of octadecyl trimethyl ammonium polyacrylic surfactants // *Tenside Surf. Det.* 2020. V. 57. № 2. P. 122–128. <https://doi.org/10.3139/113.110674>
 19. *Bai Y., Zhang J., Dong S.B., Li J.L., Zhang R.J., Pu C.S., Chen G.* Effect of anion on the corrosion inhibition of cationic surfactants and a mechanism study // *Desalination Water Treat.* 2020. V. 188. P. 130–139. <https://doi.org/10.5004/dwt.2020.25431>
 20. *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 Surf. Det.* 2018. V. 55. № 2. P. 142–147. <https://doi.org/10.3139/113.110551>
 21. *Chen G., Cheng C., Zhang J., Sun Y., Hu Q., Qu C.T., Dong S.B.* Synergistic effect of surfactant and alkali on the treatment of oil sludge // *J. Petrol. Sci. Eng.* 2019. V. 183. P. 106420. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106420>
 22. *Wu Y.F., Iglauer S., Shuler P., Tang Y.M., Goddard III W.A.* Branched alkyl alcohol propoxylate sulfate surfactant-cosolvent formulations for improved oil recovery // *Tenside Surf. Det.* 2010. V. 47. № 3. P. 152–161. <https://doi.org/10.3139/113.110064>
 23. *Bai Y., Zhang J., Dong S.B., Zhu S.D., Wang M.X., Wu Y., Pu C.S., Chen G.* The effect of halide counter ions and methanol on the foaming behavior of cationic surfactants and a mechanism study // *Tenside Surf. Det.* 2021. V. 58. № 4. P. 278–286. <https://doi.org/10.1515/TSD-2020-2256>
 24. *Gao M.L., Lei F., Liu Q.N., Zhang J., Chen G.* The effect of alkyl chain length in quaternary ammonium cationic

- surfactants on their foaming properties // *Russ. J. Phys. Chem. A*. 2019. V. 93. № 13. P. 2735–2743.
25. *Tehrani-Bagha A.R., Holmberg K.* Cationic ester-containing Gemini surfactants: physical-chemical properties // *Langmuir*. 2010. V. 26. № 12. P. 9276–9282. <https://doi.org/10.1021/la1001336>
26. *Lee J.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>
27. *Majeed T., Sølling T.I., Kamal M.S.* Foam stability: The interplay between salt-, surfactant- and critical micelle concentration // *J. Petrol. Sci. Eng.* 2020. V. 187. P. 106871. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106871>
28. *Koleini M.M., Mehraban M.F., Ayatollahi S.* Effects of low salinity water on calcite/brine interface: A molecular dynamics simulation study // *Colloids Surf. A: Physicochem. Eng. Asp.* 2018. V. 537. P. 61–68. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2017.10.024>
29. *Patist A., Axelberd T., Shah D.O.* Effect of long chain alcohols on micellar relaxation time and foaming properties of sodium dodecyl sulfate solutions // *J. Colloid Interface Sci.* 1998. V. 208. № 1. P. 259–265. <https://doi.org/10.1006/jcis.1998.5830>
30. *Miles G.D., Shedlovsky L., Ross J.* Foam drainage // *J. Phys. Chem.* 1945. V. 4. № 92. P. 93–107. <https://doi.org/10.1021/j150440a006>