



АНАЛИТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПЕНОГАЗОГЕНЕРИРУЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

© Коллектив авторов,
2024



С.А. Назарычев¹, В.В. Андрияшин¹, Ш. Жанбосынова¹, А.О. Малахов¹, М.А. Варфоломеев¹, В.В. Жуков², А.А. Карпов², Р.Р. Хусаинов², Е.В. Демин², М.С. Сандыга^{2,*}

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, РФ, Казань

²Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNefit@gazprom-neft.ru

Цель. Оценка возможности применения пеногазогенерирующих составов для освоения нефтяных и газовых скважин после проведения ремонта.

Материалы и методы. Классификация химических реагентов, которые потенциально можно использовать для создания пеногазогенерирующей системы, выполнена на основании патентных исследований и анализа отечественных и зарубежных открытых источников. Проверка гипотезы о возможности освоения нефтяных скважин после проведения ремонта путем удаления части жидкости глушения с использованием пеногазогенерирующих шашек выполнялась путем моделирования основных параметров запуска скважины в программном комплексе OLGА.

Результаты. Результаты патентно-аналитических исследований показывают, что пеногазогенерирующие системы чаще всего применяются в газовых, газоконденсатных скважинах и нефтяных скважинах, работающих в режиме фонтанирования. Применение в нефтяных скважинах, эксплуатируемых насосным способом, ограничено прежде всего энергетикой пласта и количеством жидкости, которое необходимо удалить с забоя скважины. Моделирование процесса освоения нефтяных скважин показало, что выделяемого шашками объема газа недостаточно для оперативного вызова притока из пласта.

Заключение. Тенущие характеристики пеногазогенерирующих шашек, такие как объем и интенсивность выделение газа, не позволяют их использовать в нефтяных скважинах, заглушенных минерализованными водными растворами солей. Технология может получить перспективы развития при условии подбора новых химических реагентов, позволяющих увеличить объем выделяемого газа. Также одним из возможных улучшений может являться разработка технологии растворения газа в объеме технологической жидкости, заполняющей скважину, и инициации процесса интенсивного выделения газа в короткий промежуток времени.

Ключевые слова: заканчивание скважины, газогенерирующий состав, пенообразующий состав, пеногазогенерирующий состав, пенная капсула, газовая капсула, газогенерирующая капсула, капсула с ПАВ.

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Назарычев С.А., Андрияшин В.В., Жанбосынова Ш., Малахов А.О., Варфоломеев М.А., Жуков В.В., Карпов А.А., Хусаинов Р.Р., Демин Е.В., Сандыга М.С. Аналитические исследования применения технологий освоения нефтяных и газовых скважин с использованием пеногазогенерирующих веществ. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(3):97–111. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-97-111>

Статья поступила в редакцию 23.04.2024

Принята к публикации 01.06.2024

Опубликована 30.09.2024

ANALYTICAL STUDIES OF THE APPLICATION OF TECHNOLOGIES FOR THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS WELLS USING FOAM-GENERATING SUBSTANCES

Sergey A. Nazarychev¹, Vitaly V. Andriyashin¹, Shinar Zhanbosynova¹, Alexey O. Malakhov¹, Mikhail A. Varfolomeev¹, Vladislav V. Zhukov², Alexey A. Karpov², Radmir R. Khusainov², Evgeny V. Demin², Mikhail S. Sandygа^{2,*}

¹Kazan Federal University, RF, Kazan

²Gazprom нефt company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNefit@gazprom-neft.ru

Aim. Assessment of the possibility of using foam and gas generating compounds for the development of oil and gas wells after repairs.

Materials and methods. The classification of chemical reagents that can potentially be used to create a foam gas generating system is based on patent research and analysis of domestic and foreign open sources. The hypothesis of the possibility of developing oil wells after repairs by removing part of the jamming fluid using foam gas generating checkers was tested by modeling the main parameters of the well start in the OLGА software package.

Results. The results of patent and analytical studies show that foam gas generating systems are most often used in gas, gas condensate wells and oil wells operating in the gushing mode. Application in oil wells operated by pumping is limited primarily by the energy of the reservoir and the amount of liquid that must be removed from the bottom of the well. Modeling of the oil well development process has shown that the volume of gas released by the checkers is not enough to promptly trigger an inflow from the reservoir.

Conclusion. The current characteristics of foam gas generating checkers, such as the volume and intensity of gas release, do not allow them to be used in oil wells muffled by mineralized aqueous solutions of salts. The technology can gain development prospects provided that new chemical reagents are selected to increase the volume of gas released. Also, one of the possible improvements may be the development of a technology for dissolving gas in the volume of process fluid filling the well and initiating the process of intensive gas release in a short period of time.

Keywords: well completion, gas-generating composition, foam-generating composition, foam-gas-generating composition, foam capsule, gas capsule, gas-generating capsule, soap capsule.

Conflict of interests: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Nazarychev S.A., Andriyashin V.V., Zhanbosynova Sh., Malakhov A.O., Varfolomeev M.A., Zhukov V.V., Karpov A.A., Khusainov R.R., Demin E.V., Sandyga M.S. Analytical studies of the application of technologies for the development of oil and gas wells using foam-generating substances. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(3):97–111. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-97-111>

Manuscript received 23.04.2024

Accepted 01.06.2024

Published 30.09.2024

ВВЕДЕНИЕ

Основными геолого-техническими мероприятиями (ГТМ) для поддержки работы самозадавливающихся газовых скважин на месторождениях являются проведение водоизоляционных работ, продувка ствола скважин с выпуском газа в атмосферу, использование технологий плунжерного и концентрического лифтов, циклическая закачка сухого газа в затрубное пространство, ввод на забой скважин жидких и твердых поверхностно-активных веществ (ПАВ) [1]. Применение циклической закачки сухого газа в затрубное пространство скважины, технологий плунжерного и концентрического лифтов требует больших капитальных вложений и имеет значительный ряд технических ограничений. Наиболее простой и быстрый способ удаления жидкости с забоя скважин — продувка с выпуском газа в атмосферу — имеет существенные недостатки, так как оказывает отрицательное влияние на окружающую среду, приводит к разрушению призабойной зоны пласта (ПЗП) в результате резкого повышения депрессии на пласт, потерям газа и не имеет продолжительного эффекта. Применяемые в настоящее время методы удаления пластовой жидкости разделяются на химические, механические или их комбинацию.

Наиболее доступной и эффективной технологией для удаления жидкости с забоя газовых скважин является ввод на забой скважины ПАВ, приводящих к вспениванию жидкости или газожидкостной смеси в стволе скважины и ее выносу на поверхность [2].

Актуальность работ связана с ростом количества автономных месторождений, что требует поиска альтернативных технологий/методов освоения скважин.

ПАТЕНТНО-АНАЛИТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ПЕНОГАЗОГЕНЕРИРУЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

КЛАССИФИКАЦИЯ ПЕНО-ГАЗОГЕНЕРИРУЮЩИХ СОСТАВОВ

В данной статье рассмотрены химические методы удаления пластовых флюидов из газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин с помощью пеногазогенерирующих составов (ПГГС), которые делятся на твердые и жидкие составы. Твердые ПГГС, производящиеся, в основном, в виде «шашек», делят на газовые, пенные и пено-газовые «шашки», а жидкие составы представлены одно- и несколькими компонентными пеногазовыми составами, а также ПАВ-пенообразователями. Жидкие ПАВ-пенообразователи более популярны, поскольку их можно подавать с помощью подходящего дозирующего устройства постоянно или периодически через капиллярную трубку на забой или в затрубное пространство скважины. Кроме этого, по сравнению с твердыми пенообразователями — шашками, композицию жидких пенообразователей легче подобрать и скомпоновать для конкретных целей, будь то периодическая или постоянная обработка. Наиболее предпочтительными газообразователями для создания ПГГС являются

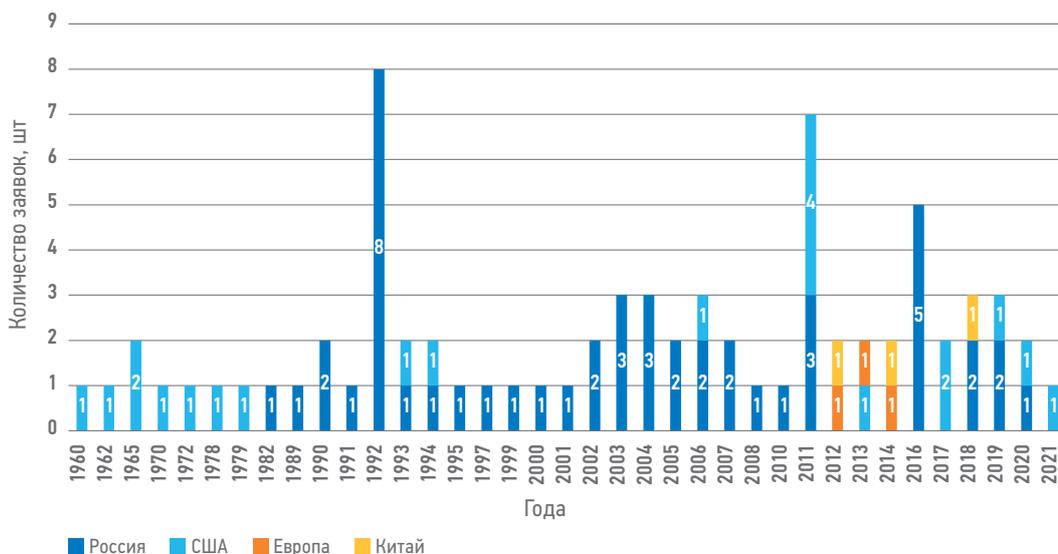


Рис. 1. Динамика приоритетных заявок на наиболее привлекательных рынках. Составлено авторами
 Fig. 1. Dynamics of priority applications in the most attractive markets. Prepared by the authors

соединения, дающие в процессе разложения наибольшее количество малорастворимых в скважинном флюиде газов. В состав газогенерирующих композиций входят различные химические соединения, способные при взаимодействии друг с другом в определённых условиях образовывать большое количество газов (азот, углекислый газ, водород, кислород, оксиды азота и др.).

ДИНАМИКА ПАТЕНТОВАНИЯ

Проведен анализ имеющихся на рынке технических решений по пеногазогенерирующим составам, а также установления их компонентного состава и критериев применимости. Также проведены патентный и литературный поиск. На первом этапе исследования проводилась аналитическая работа по установлению количественного распределения патентов по годам подачи заявок и странам патентования (рис. 1).

Рассмотренный материал позволил сделать вывод, что наибольший интерес к теме ПГГС проявляется в России, что может быть связано с большим количеством объектов, где обосновано применение патентуемых составов. Первая заявка на композицию ПГГС зарегистрирована в 1960-х прошлого столетия, при этом интерес к данной теме не утихает до сих пор.

Кроме того, стоит отметить, что с общим истощением запасов углеводородов, изобретательский интерес к составам, позволяющим минимизировать расходы по эксплуатации проблемных объектов, будет только нарастать.

АНАЛИЗ ПГГС ПО ТИПУ И ХИМИЧЕСКОМУ СОСТАВУ

На следующем этапе работы изучено распределение ПГГС по типу — твёрдые ПАВ, жидкие ПАВ, составы для реактора, а также проведён анализ по предлагаемым для генерации газа и пены веществам (рис. 2).

На рис. 3 показано, что основными газогенерирующими веществами в ПГГС по данным отечественных патентов являются бинарные смеси на основе производных азотистой кислоты и солей аммония, или мочевины (17 публикаций), смеси на основе карбонатов (гидрокарбонатов) и кислот представлены в 14 публикациях. Доля реакций с использованием других газогенерирующих соединений несоизмеримо мала.

В качестве газообразующих композиций, описаны реакции нитрита натрия с различными соединениями аммония и мочевины,

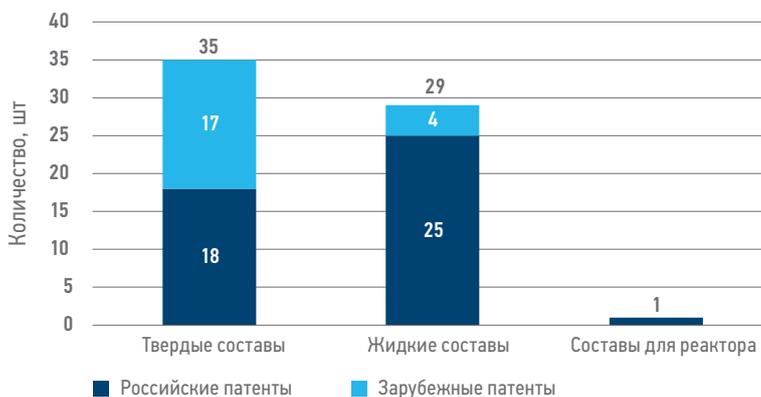


Рис. 2. Распределение патентов по типу (шашки и пр.). Составлено авторами
 Fig. 2. Distribution of patents by type (gas-generating capsule, etc.). Prepared by the authors



Рис. 3. Газогенерирующие соединения, отраженные в российских патентах. Составлено авторами

Fig. 3. Gas-generating compounds reflected in Russian patents. Prepared by the authors

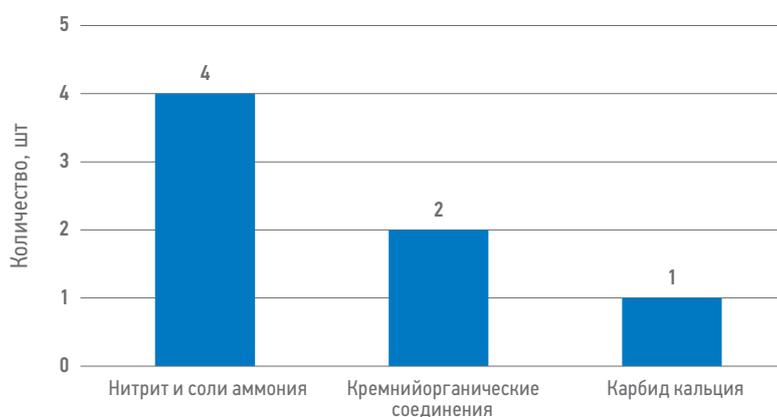


Рис. 4. Газогенерирующие соединения, отражённые в зарубежных патентах. Составлено авторами

Fig. 4. Gas-generating compounds reflected in foreign patents. Prepared by the authors

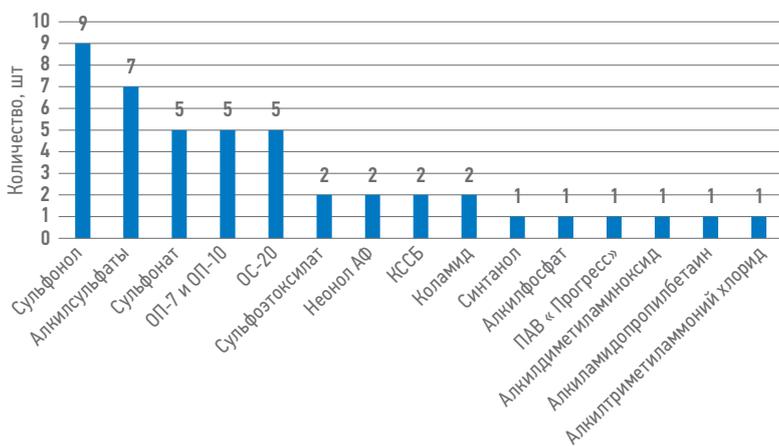


Рис. 5. ПАВ-пенообразователи, отражённые в российских патентах. Составлено авторами

Fig. 5. Surfactants-foaming agents reflected in Russian patents. Prepared by the authors

однако, несмотря на это, встречаются и достаточно нетривиальные решения, а именно — разложение кремнийорганических соединений, имеющих в своей структуре связи Si—H и Si—Si и гидролизующихся в щелочной среде до силосанов с количественным выделением водорода.

Согласно статистике, основными ПГГС, предложенными в зарубежных патентах, являются бинарные смеси на основе нитритов и солей аммония — 4 публикации, далее следуют кремнийорганические соединения — 2 публикации, а завершает тройку карбид кальция (рис. 4).

Проанализировав отечественную и зарубежную патентную литературу, можно сделать вывод, что основными газогенерирующими соединениями являются — нитрит натрия, соли аммония, мочевины, сульфаминовая кислота, карбонаты и гидрокарбонаты щелочных металлов в различных соотношениях и комбинациях. Выбор в пользу данных соединений в первую очередь обусловлен их коммерческой доступностью, а также дешевизной. Кроме того, в композициях ПГГС могут быть применены кремнийорганические соединения и карбид кальция, однако стоит отметить, что хранение подобных соединений представляет определённую трудность, поскольку данные вещества являются весьма гигроскопичными, а значит при хранении выделяются горючие газы, образующие взрывоопасные смеси с воздухом.

Вторым основным компонентом пеногазогенерирующих составов являются поверхностно-активные вещества. Распространение получили и анионные ПАВ (АПАВ), и катионные (КПАВ), и неионогенные (НПАВ), и амфолитные (АмфПАВ), а также их разнообразные смеси друг с другом.

Согласно проведённому исследованию, в 24 российских патентах в качестве пенообразователей предлагается использовать анионные ПАВ — алкилсульфаты, алкилсульфонаты, алкилфосфаты и пр., в 15 публикациях упоминаются неионогенные ПАВ — ОП, ОС, АФ и пр. (рис. 5).

В зарубежных патентах предпочтение отдаётся неионогенным ПАВ — 11 упоминаний, АПАВ упоминаются 8 раз, катионные и амфолитные ПАВ встречаются 4 раза (рис. 6).

Наиболее характерные представители АПАВ — водорастворимые мыла высших карбоновых кислот, которые представляют собой продукты взаимодействия этих кислот с гидроокисями щелочных металлов. Пенообразующая способность данных ПАВ зависит от длины углеводородного радикала: она максимальная при длине от 13 до 14 атомов углерода, а затем снижается. [2] Среди АПАВ чаще всего применяются две группы соединений: алкилсульфаты и алкил (арил) сульфонаты (α -олефинсульфонаты). Основными недостатками АПАВ является значительное влияние солевого состава попутно-добываемых вод на растворимость,

диссоциацию и поверхностное натяжение образующихся систем, изменение характеристик ПАВ в присутствии органических растворителей [2, 3].

Наряду с АПАВ, широкое распространение получили неионогенные ПАВ (НПАВ). НПАВ не диссоциируют в водных растворах на ионы, их типичными представителями являются оксиэтилированные химические соединения: алкилфенолы, спирты, жирные кислоты, амиды и др. В состав данных НПАВ входят также имидазолины, высокомолекулярные маслорастворимые амины, оксазолины, карбоновые кислоты и их сложные эфиры, металлические мыла этих кислот с многовалентными металлами [4]. Вследствие высокой молекулярной массы и малой растворимости данных ПАВ они не могут образовывать большое количество пены, поэтому возникает необходимость совместного использования с ними АПАВ [5].

Амфолитные ПАВ (АмфПАВ), проявляющие при различных значениях кислотности среды свойства различных классов ПАВ, хоть и не так часто встречаются в отечественной патентной литературе, но также заслуживают внимания. Различные алкилдиметиламинооксиды и алкиламидопропилбетаины, относящиеся к АмфПАВ, обладают не только высокими солестойкостью, пенообразующими и моющими свойствами, но и способны при высоких концентрациях менять реологию растворов, придавая ему структурные свойства и повышая несущую способность, что позволяет эффективно удалять загрязнения из зоны обработки. Кроме этого, известны антикоррозионные свойства алкиламидопропилбетаинов, что положительно влияет на снижение рисков проявления коррозионной агрессивности на элементах эксплуатационной колонны и погружного оборудования. АмфПАВ сочетают в себе положительные свойства АПАВ и НПАВ, а именно — хорошие пенообразующие свойства и солестойкость, однако полный цикл производства данных соединений в России не налажен, соответственно, стоимость данных продуктов высокая, а доступность низкая.

Исходя из вышеизложенного можно сделать вывод, что АПАВ обладают более высокой пенообразующей способностью, чем НПАВ, отличаются эффективностью в широком температурном интервале, но область их применения ограничена из-за высокой чувствительности к минерализации удаляемых вод, особенно при наличии газового конденсата. НПАВ используют обычно для удаления высокоминерализованных жидкостей из газовых и газоконденсатных скважин, но из-за

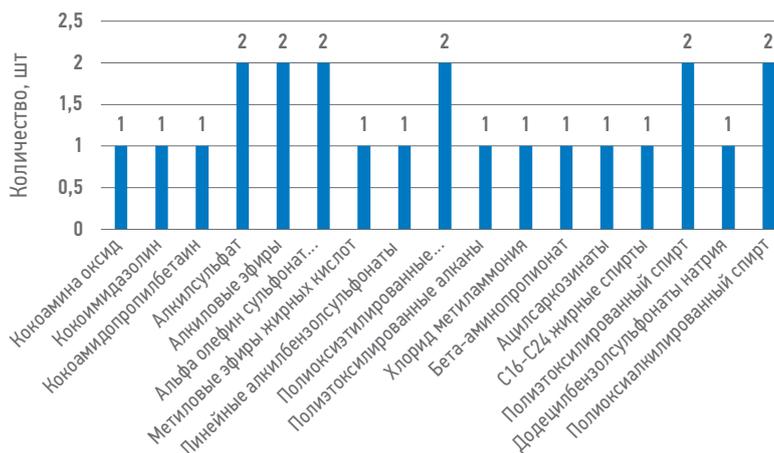


Рис. 6. ПАВ-пенообразователи, приведённые в зарубежных патентах. Составлено авторами

Fig. 6. Surfactants-foaming agents listed in foreign patents. Prepared by the authors

невысокой растворимости, предпочтительно применение НПАВ совместно с АПАВ.

В иностранных патентах, в качестве ПАВ в составе пенообразователей, помимо описанных ранее соединений предлагается использовать такие классы соединений, как алкил имидазолины (кокоимидазолин), N-Ацилсаркозинаты; N — ацилтаураты, метиловые эфиры жирных кислот, полиэтоксиплированные алканы, алкиламидопропилсульфобетаины, алкиламфо(ди)ацетаты и их смеси, анионные фторсодержащие поверхностно-активные вещества, петронаты и пиронаты смеси сипоната и другие.

Как показывает практика, выбор подходящих ПАВ всегда зависит от типа и объема добываемых жидкостей [6,7]. Большую роль влияет минеральный состав пластовой воды, а также общее содержание солей. Кроме этого, немаловажным фактором является и количество конденсата в составе, блокирующего фильтрационную зону флюида.

Группа американских коллег [8] предложили специально разработанный пенообразователь для обработки скважин в Южном Техасе с высоким содержанием конденсата. В работе других научных коллективов [9,10] сообщается о тройной системе пенообразователя, содержащей помимо классических анионных и цвиттерийных ПАВ фторсодержащие поверхностно-активные соединения, способные проявлять пенообразующие свойства в средах с содержанием конденсата до 50%.

Резюмируя вышеизложенное, можно сделать вывод, что на сегодняшний день, наиболее подходящими ПАВ для процессов ПГГС являются АПАВ и НПАВ, обладающие синергизмом в случае их совместного применения. Кроме того, стоит отметить, что в качестве ПАВ также могут быть использованы любые водорастворимые алканоламиды, сложные

эферы жирных кислот и сорбитола, алкил-глюкоамиды, алкилполиглюкозиды, карбоксилированные этоксилаты, сульфосукцинаты и другие водорастворимые ПАВ с подходящим гидрофильно-липофильным балансом. Помимо основных составляющих компонентов ПГГС — газогенерирующих соединений и ПАВ, в составах встречаются добавки, улучшающие технологические свойства ПГГС. Стабильность пен всегда представляет собой большую проблему при практическом использовании в скважине, поэтому наряду с индивидуальными ПАВ для снижения уровня скважинной жидкости, применяются многокомпонентные составы, включающие как смеси ПАВ, так и вещества, улучшающие выносящую способность газового потока, а также технологичность процесса удаления скважинной жидкости — это пеностабилизаторы, структурообразователи, умягчители воды и прочие [1, 11]. Например, авторы работы [12] путём комбинации поверхностно-активного вещества, наночастиц и жирных спиртов разработали стабильные и устойчивые к нефти пены для применения в газовых скважинах.

Кроме этого, анализ отечественных и зарубежных патентов показывает, что помимо ПАВ и наночастиц в составе ПГГС могут содержаться всевозможные полимерные добавки, способные выполнять функцию стабилизаторов пен — производные целлюлозы (карбосиметилцеллюлоза, полианионная целлюлоза, гидроксипропилцеллюлоза), полиакриламиды различных марок, различные сополимеры акриловой кислоты, полиэтиленгликоли, поливиниловый спирт, а также биополимеры, такие как ксантановая и гуаровая камеди.

На рис. 7 показано, что стабилизаторами пены в составах чаще всего выступают производные целлюлозы — 8 патентов. На долю синтетических полимеров приходится в сумме 8 патентов, биополимер ксантан упоминается 1 раз.



Рис. 7. Стабилизаторы пены. Составлено авторами
Fig. 7. Foam Stabilizers. Prepared by the authors

В качестве диспергаторов твердых составов (шашек) применяются полимерные ПАВ, сверхразветвленные полимеры, сложные эфиры полижирных кислот, блок-сополимеры этиленоксида полижирной кислоты, полимеры на основе полиизобутиленянтарного ангидрида и их смеси.

Чтобы свести к минимуму коррозию трубопроводов, авторы работы [16] в системе всенивания для газовых скважин предлагают использовать ингибитор коррозии. Таким образом, варьируя содержание тех или иных компонентов в составах пеногенерирующих композиций, можно добиться различных свойств образующейся пены. Так в работе [11], на основании проведенных исследований приводятся данные по различным химическим реагентам и технологии приготовления гидрофилизирующих и гидрофобизирующих пен на пресной и сеноманской воде, композиции и технология приготовления пен на солевых растворах для скважин, склонных к гидратообразованию.

КРИТЕРИИ ПРИМЕНИМОСТИ ПГГС

На следующем этапе работы в ходе изучения литературных данных определялись критерии применимости ПГГС. Так, в статье 2020 года [14] показано, что при использовании жидких пенообразователей важным параметром в выборе класса и концентрации ПАВ является «unloading potential» (безразмерный коэффициент разгрузки U_{rss}/U_{sgss}), который отражает способность пены, полученной при смешивании флюида определенного состава с содержанием конкретного пенообразователя заданной концентрации, выносить из трубопровода жидкость. Показано, что у пены повышается способность выносить жидкость при росте концентрации ПАВ. Также отмечается, что рост концентрации ПАВ приводит к образованию более вязкой пены и росту потерь давления на трение. Эффект роста потерь давления, связанных с трением между газом и вязкой пеной (с высокой концентрацией ПАВ), усиливается при высоких скоростях газа [14].

В работах [15, 16] приводятся данные, что обязательным условием при выборе ПАВ для удаления воды с забоя скважин является необходимость проведения геофизических исследований (ГИС) и уточнения информации о состоянии скважины. При проведении ГИС определяются следующие параметры: глубина скважины; зона успокоения механических примесей пластовых флюидов (ЗУМПФ); мощность интервала перфорации; диаметры

обсадной колонны и насосно-компрессорных труб (НКТ); наличие пакера и глубина его установки; забойная температура скважины; содержание соли в воде (ppm); забойное давление; устьевое давление; тип добываемого флюида (нефть, газ, газовый конденсат); текущая добыча скважины (нефть, газ, газовый конденсат); определение пофазного распределения газожидкостной смеси, находящейся на забое скважины.

В работе Р.А. Гасумова [3] показано, что наибольший эффект от газообразования достигается при вспенивании газоконденсатных смесей, так как выделяющиеся пузырьки газа обеспечивают интенсивное эмульгирование конденсата, что приводит к стабилизации пены. В работе [17] им же отмечено, что при наличии газоконденсата в пластовой жидкости выносящая способность пенообразователя снижается, так как часть его расходуется на эмульгирование газоконденсата. При удалении жидкости из газовых скважин проблема состоит в выборе наиболее эффективного для данных условий пенообразователя и в оптимизации процесса дозированного ввода ПАВ, позволяющего продлить межоперационный период работы скважин до двух-трех недель. Кроме того, учитывая, что на забое может скапливаться пластовая вода различной минерализации, а в газоконденсатных скважинах и жидкие углеводороды, являющиеся пеногасителями водных пен, а также высокую температуру в скважинах, выбор эффективного пенообразователя является первостепенной задачей. С этой целью в 2016 году в ОАО «СевКавНИПИгаз» разработан твердый пенообразователь пролонгированного действия для удаления пластовой жидкости с содержанием газового конденсата до 50 % об., с содержанием солей до 300 г/л при температурах до 85 °С [17].

Компания «Haliburton» предлагает применять для удаления жидкости с различной минерализацией ТПАВ марки «Howco-Suds», которое является пенообразователем анионного типа и совместимо с различными типами воды, включая рассолы и кислоты [5].

Согласно данным, в работе [3] наиболее значительный эффект от газообразования может быть достигнут в скважинах с большим ЗУМПФом. При отсутствии газообразователя процесс растворения стержней ПАВ, попадающих в ЗУМПФ, и подъем ПАВ в зону барботажа газа через столб жидкости идет очень медленно, что значительно увеличивает сроки удаления жидкости из скважины. Выделяющийся в результате реакции неполярный газ (азот), как известно, имеет низкую растворимость в воде и в водогазоконденсатной смеси, а следовательно, высокое

давление насыщения, поэтому большая часть его будет находиться в газообразном состоянии даже при использовании в глубоких скважинах [3].

Однако в работе [5] отмечается, что эффективность работы твердых поверхностно-активных веществ (ТПАВ) зависит от конструкции скважины. Их рекомендуется применять в скважинах, имеющих небольшие ЗУМПФы глубиной до 10 м. При глубоких ЗУМПФах более 10 м режим «барботажа» невозможен, так как стержни ТПАВ опускаются на забой скважины, а плотность состава стержней значительно выше плотности воды, что не способствует образованию пены [18].

При промывке протяженных интервалов ниже башмана НКТ, а также участков горизонтального ствола, не обеспечиваются достаточные скорости для выноса шлама [20]. Даже при условии создания депрессии, приток газа из пласта происходит через верхние участки фильтровой зоны, а ниже этого интервала, поэтому обеспечить достаточную скорость для выноса жидкостно-шламовой смеси не удастся. Для решения этой задачи ОАО «СевКавНИПИгаз» разработана технология очистки скважины с использованием газогенерирующих агентов. [3]

Кроме этого, в работе [17] отмечается, что высокая скорость растворения пенообразователя приводит к образованию избыточной концентрации ПАВ в начальный период времени и, как следствие, его выноса с первыми порциями образующейся пены. Таким образом, твердые пено-газогенерирующие составы должны включать замедляющие добавки. В работе А.А. Сырчина и соавт.[21] приведена методика определения необходимого количества твердых ПАВ определенного состава для предотвращения самозадавливания газовых скважин на примере Медвежьего месторождения, где показано, что для обработки твердыми ПАВ рекомендуются пакерные и беспакерные скважины, глубина спуска НКТ в которых не ниже середины интервала перфорации, где отсутствует высокий вынос пластовой воды и в ближайшие годы не планируется капитальных ремонтов. Кроме того, показано, что количество твердых ПАВ выбирается из расчета, определенного экспериментальным путем, и составляет 2,6 кг на 1 м³ удаляемой жидкости с забоя скважины. В этой же работе приведены критерии, применяемые к оценке скважины, рекомендуемой для ввода твердых пенообразователей с целью удаления скопившейся жидкости:

- НКТ не перекрывает интервал перфорации (башмак лифтовой колонны располагается

- над нижними перфорационными отверстиями);
- эксплуатационная колонна диаметром от 89 до 168 мм;
- мощность зумпфа — до 25 м;
- расстояние от башмака НКТ до верхних перфорационных отверстий не более 50 м;
- отклонение ствола скважины от вертикали — не более 10°;

ЭФФЕКТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ МКД НА ПРОТЯЖЕНИИ ВСЕГО ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА СКВАЖИНЫ ЯВЛЯЕТСЯ НЕОБХОДИМЫМ УСЛОВИЕМ РАЦИОНАЛЬНОЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН.

- лифтовые трубы не должны иметь клапаны-отсекатели, переводники и сужения, а также посторонние предметы, препятствующие прохождению стержней твердых ПАВ;
- лифтовая колонна скважины должна быть герметичной;
- исправность буферной и шлейфовой задвижек;
- отсутствие интенсивного притока воды, требующего проведения продувки через 72 часа и менее;
- разница между статическим и рабочим давлениями на устье скважины после продувки — более 0,2 МПа;
- отсутствие песчаной и гидратной пробки в интервале перфорации, являющейся основной причиной ухудшения работы скважины.

Туган М.Ф. [22] в своей работе сравнивает различные методы удаления жидкости с забоя для традиционных и нетрадиционных газовых скважин и приводит диаграмму выбора метода в зависимости от условий пласта. Согласно его данным, необходимыми условиями для использования пены являются: газовые скважины с газожидкостным фактором — от 30 до 225 м³/баррель нефти. Этот же диапазон предложил в своей работе и Zhi-jian L. [23]. Помимо этого, для удаления жидкости с забоя скважин пенами количество углеводородов не должно превышать значения в 30%, так как пены разрушаются под их воздействием и образование эмульсий требует большего количества, закачиваемого ПАВ. Температура не должна превышать 150°C, в ином случае стабильность пены значительно уменьшается. S. Sevic, M. Solesa предложили оптимальный диапазон газожидкостного фактора для вспенивания в зависимости от глубины скважины, составляющий 40-72 м³/баррель нефти на каждые

1000 м [7]. Высокие значения расхода жидкости или газа уменьшают эффективность применения пен, поскольку требуемая высокая концентрация ПАВ создает риск потери давления пены при трении [24].

Таким образом, как при использовании жидких, так и при применении твердых ПАВ, для правильного выбора композиции, необходимо в первую очередь учитывать состав флюида, который необходимо удалить. То есть основным критерием применимости является возможность той или иной композиции ПГГС образовывать достаточно стойкую пену при смешении с этим флюидом в заданных условиях. Кроме этого, если при подаче жидкого пенообразователя на забой скважины, особых требований к самой скважине не встречается, то при использовании твердых ПАВ (шашек) необходимо учитывать и глубину зумпфа, и отклонение ствола скважины от вертикали, а также другие параметры, приведенные выше.

ОПЫТ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРИМЕНЕНИЯ ПГГС В ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

На Медвеьем месторождении проведено испытание пенной присадки марки «FA-4275» компании «Haliburton» для удаления жидкости с забоев газовых скважин. На всех скважинах отмечены значительный вынос механических примесей совместно с жидкостью и увеличение объема добычи газа. При длительном постоянном применении этой присадки можно ожидать снижения объемов жидкости на забоях скважин, снижения пескопроявлений, улучшения продуктивных характеристик скважин, дебит которых ограничен из-за выноса песка. На одной скважине Медвежьего месторождения проведены испытания ТПАВ марки «БТ-Фомер» для увеличения выноса жидкости и механических примесей при эксплуатации газовых скважин. В результате проведенных испытаний установлено, что при дебитах газа выше 72 тыс. м³/сут вынос жидкости сопровождается выносом механических примесей с удельным содержанием от 1,6 до 1,9 мм³/м³ [5]. Кроме этого, на Медвеьем месторождении помимо пенообразователя «БТ-Формер», используется ТПАВ «КОСТ-2», представляющий собой стержни коричневого цвета диаметром 40–50 мм и длиной до 600 мм, плотностью при температуре +20°C от 1,05 до 1,10 кг/м³ [21]. В работе [21] отмечено, что кратность продувок на самоподавливаемых скважинах Медвежьего месторождения, где применялись обработки твердыми пенообразователями, сократилась в среднем в 1,5 раза.

На Ямбургском месторождении для удаления жидкости с забоев газовых скважин использовали ТПАВ марки «Цель-III». После ввода, данного ПАВ на забой газовых скважин уровень жидкости в скважинах, значительно снижался, устьевое давление увеличивалось на 0,19 МПа, давление в районе нижних отверстий перфорации снижалось на 0,023 МПа. [5]

На Восточно-Таркосалинском месторождении проведены испытания ТПАВ, разработанные в ОАО «СевКавНИПИгаз», в состав которых входят НПАВ, пластификатор и отвердитель. В ходе проведения промысловых работ на газоконденсатных скважинах проводилось удаление жидкости с примесью газоконденсата из ствола скважины. Отмечается, что отрицательным моментом проведенных работ является невозможность доставки ТПАВ к забою скважин, имеющих горизонтальное окончание [5, 25].

Для удаления жидкости из газовых скважин месторождения Шахпахты изготовлена опытная партия ТПАВ «Пиролют». Доставка твердых стержней в скважину осуществлялась через устьевой лубрикатор и насосно-компрессорные трубы (НКТ). Всего было сброшено шесть стержней ТПАВ «Пиролют». Действие стержней ТПАВ первоначально проявилось через 1 ч с момента их сброса в НКТ, о чем свидетельствовало резкое падение затрубного (DP = 0,42 МПа) и почти синхронное небольшое увеличение буферного давления (DP = 0,02 МПа). После обработки скважины ТПАВ произошло увеличение дебита по газу в 2,5 раза за счет очистки призабойной зоны пласта (ПЗП) от накопившейся жидкости и, как следствие, увеличение продолжительности эксплуатации скважины без остановок на продувки. Положительные результаты получены при обработке ТПАВ «Пиролют» ПЗП нескольких скважин указанного месторождения [26].

На нетрадиционном газовом месторождении Барнетт Шэйл на 154 газовых скважинах проведены опытно-промышленные испытания пенообразующего реагента. Реагент смешивался с метанолом и закачивался в затрубное пространство скважины. Использование пены в результате привело к увеличению добычи в 22000 куб. футов газа на 1 скважино-операцию. Однако проблемы, связанные с образованием эмульсии, привели к увеличению расходов, что уменьшило выгоду от увеличения производительности скважины. Также испытания проводились на скважине с пакером с горизонтальным заканчиванием. Реагент подавался непрерывно через капиллярную трубку [27]. Согласно опубликованным данным, все проведенные испытания

успешны и привели к увеличению производительности.

На Западно-Сычуаньском газовом месторождении успешно испытаны пено-газогенерирующие составы для удаления с забоя скважины жидкости. В состав реагента в качестве пенообразующих веществ входили кокамидопропилгидроксилсульфобетайн и лаурилсульфат натрия, а газогенерирующим компонентом служила смесь хлорида аммония, нитрита натрия и уксусной кислоты. Все компоненты закачивались через затрубное пространство. В результате обработки добыча газа увеличилась с $3,7 \times 10^3$ до $4,5 \times 10^3$ м³ [28].

В работе D. Orta и его коллег [8] описано применение пенообразующего реагента для газоконденсатных месторождений. Фактические выгоды включали увеличение добычи газа на 350 млн. м³/сут, в среднем с 589 млн. м³/сут до 939 млн. м³/сут за 11-дневный период.

На газовом месторождении Себей в Китае были проведены работы на 2 скважинах по удалению жидкости. Первая скважина изначально была остановлена на 5 дней. Пенообразующий агент закачивался в скважину непрерывно, что в следствие привело к добыче в 730 млн куб. футов в сутки. В работе, к сожалению, не уточняется изначальный объем добычи. Вторую скважину удалось запустить через 16 ч после проведения обработки [23].

В работе 2005 года сообщается о проведении работ на газовой скважине в Германии. Первоначально скважина обрабатывалась шашками, после чего применялся пенообразователь [29].

Как видно из приведённых данных, описание опыта промышленного применения ТПАВ встречается не так часто, как в российской, так и в зарубежной литературе. С одной стороны, это может быть связано с отсутствием какой-либо новизны в работах, а с другой с недостаточно развитым рынком ТПАВ в РФ. Кроме того, применение жидких пенообразователей в обводнённых газовых скважинах известно достаточно давно, а следовательно, можно предположить, что и большинство подобных скважин оснащены стандартными установками дозирования реагента, позволяющими достаточно продуктивно эксплуатировать самозадавливающиеся газовые скважины, путём постоянной подачи реагента-пенообразователя на забой. С другой стороны, гигроскопичность используемых при производстве ТПАВ составов может приводить к порче шашек в процессе хранения (слипание, потеря активности), что, в свою очередь, может приводить

к проблемам при подаче шашек в скважину, как с помощью автоматических установок, так и вручную.

Однако несомненным плюсом твёрдых ПАВ является высокая концентрация пено- и газогенерирующих компонентов, позволяющая применять эти составы в гораздо меньшем количестве, а также на автономных удалённых месторождениях

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОСВОЕНИЯ СКВАЖИНЫ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПГГС

Для проверки гипотезы о возможности освоения нефтяных скважин после проведения ремонта путем удаления части жидкости глушения с использованием пеногазогенерирующих шашек выполнен расчет основных параметров в программном комплексе OLGA. При выполнении расчета задавались следующими значениями и ограничениями:

- 1) Пластовое давление ($P_{пл}$) — 160 бар.
- 2) Коэффициент продуктивности ($K_{пр}$) — $0,1 \text{ м}^3/\text{сут} / \text{бар}$
- 3) Внутренний диаметр НКТ ($d_{вн_нкт}$) — 0,062 м.
- 4) Длина НКТ ($L_{нкт}$) — 2000 м
- 5) Выделившийся при растворении ПГГС газ — CO_2

- 6) Для освоения используются 30 шашек массой по 0,5 кг каждая
 - 7) Количество газа, выделившееся при растворении ПГГС — 150 л/кг
 - 8) Время растворения шашек — 2 часа
- Рассчитывался следующий сценарий: 10 мин. скважина стоит, затем 2 ч. генерирует газ из ПГГС, далее генерация прекращается. Результаты расчета приведены на **рис. 8**. Максимальное значение объема выделившегося газа (CO_2) в НКТ, приведенное к стандартным условиям, составляет $1,08 \text{ м}^3$ (черная линия на графике). Объем газа в НКТ в рабочих условиях (зеленая линия) в максимуме составляет 53 л, что приблизительно в 20 раз меньше, чем при стандартных условиях. Видно, что по мере всплытия пузырьков газа и снижения плотности в верхней части столба жидкости забойное давление снижается (синяя линия) и объем начинает быстро увеличиваться, но при этом количества газа недостаточно, чтобы обеспечить эффективный вынос жидкости из скважины. Максимальное снижение давления (синяя линия) составляет 1,4 бара. Накопленный объем жидкости, извлеченной из скважины, (красная линия) составляет около 120 л. Для определения эффективности отработки скважин в зависимости от интенсивности генерации CO_2 проведены многовариантные

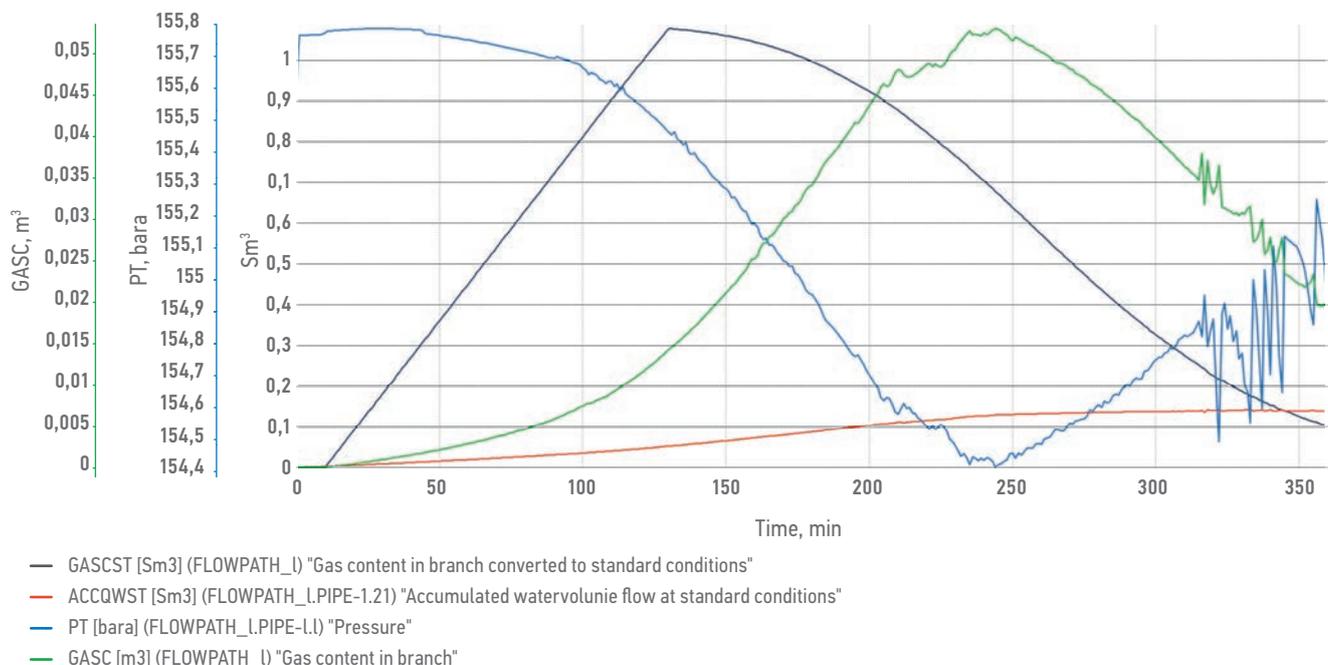


Рис. 8. Результаты расчета параметров скважины при применении ПГГС

1 — объем газа в НКТ (приведенное к стандартным условиям); 2 — объем газа в НКТ в рабочих условиях; 3 — забойное давление; 4 — накопленный объем жидкости, извлеченный из скважины. Составлено авторами

Fig. 8. The results of calculating the parameters of the well when using foam generating systems

1 — the volume of gas in the tubing (reduced to standard conditions); 2 — the volume of gas in the tubing under operating conditions; 3 — downhole pressure; 4 — the accumulated volume of liquid extracted from the well. Prepared by the authors

расчеты, выборка которых приведена в табл. 1.

Если сопоставить результаты расчетов с реальными условиями, то можно сделать следующие выводы: если из пласта в скважину начнет поступать нефть и газ, а не вода, т.е. флюид с меньшей плотностью, чем в скважине, то плотность жидкости в стволе будет постепенно снижаться, забойное давление падать и жидкость в НКТ постепенно будет замещаться флюидом из пласта. При этом процесс может быть достаточно долгим, зависеть от продуктивности скважины и затянуться на несколько недель. В таких случаях, для интенсификации притока флюида в ствол скважины и ускорения процесса освоения и можно загрузить еще один комплект шашек.

Опыт запуска скважин с помощью азотных установок при освоении после глушения подтверждает недостаточность объема и интенсивности выделения газа, генерируемого шашками. Азотные установки характеризуются большими объемами нагнетаемого в скважину газа и высоким создаваемым давлением компрессора. Для снижения противодавления на пласт и вызова притока нефти обычно используются азотнокомпрессорные станции или мембранные азотные установки с производительностью до 10 м³/мин и максимальным рабочим давлением до 250 бар. В случаях, когда их производительности недостаточно применяют азотные

криогенные установки с производительностью 85 м³/мин и максимальным рабочим давлением до 700 бар. Даже при таких параметрах азотных установок процесс освоения скважины может занимать несколько часов и характеризуется большим объемом использованного газа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ источников открытой печати и данных патентов показал, что на газовых, газоконденсатных и нефтяных скважинах, эксплуатируемых в режиме фонтанирования, чаще всего применяются пено-газогенерирующие составы. Данных о промышленном применении подобных составов для удаления жидкости глушения из нефтяных скважин не встречается. Предполагается, что одной из причин, с которой могут быть связаны ограничения в применении — это различное количество жидкости, которое необходимо удалить с забоя скважины для введения её в эксплуатацию.

При этом, хочется отметить, что наиболее удобным с точки зрения практического применения является раздельное применение газовых и пенных шашек, даже в условиях одной скважины. Установлено, что, несмотря на очевидные преимущества газовых шашек перед жидкими газогенерирующими составами — это концентрация активных

Таблица 1. Эффективность отработки скважин в зависимости от интенсивности пеногенератора. Составлено авторами
Table 1. The efficiency of well development depends on the intensity of the foam generator. Prepared by the authors

Кейс	генерация CO ₂	извлечено жидкости	затрачено CO ₂	удельный расход газа	время отработки	скорость отработки
	кг/ч	м ³	кг	кг/м ³	мин	м ³ /мин
1	1	0,05	0,5	10	200	0,00025
2	2	0,10	0,8	8	200	0,00050
3	3	0,20	1,8	9	200	0,00100
4	4	0,24	4,5	19	200	0,00120
5	5	0,35	6,4	18	200	0,00175
6	6	0,33	3,0	9	180	0,00183
7	7	0,41	3,7	9	180	0,00228
8	8	0,50	4,7	9	180	0,00278
9	9	0,52	6,8	13	180	0,00289
10	10	0,65	10,3	16	190	0,00342
15	15	0,70	9,4	13	160	0,00438
25	25	1,30	34,5	27	200	0,00650
50	50	2,40	59,0	25	170	0,01412
100	100	4,00	213,0	53	150	0,02667

компонентов, компактность и простота применения, существует и ряд существенных недостатков. А именно — гигроскопичность входящих в состав шашек компонентов способна нарушать технологические свойства продукта (потеря газогенерирующих свойств, слипание шашек), что, в свою очередь, может вести к отказу подающих шашки устройств и остановке скважины в результате самозадавливания.

Таким образом, для бесперебойной эксплуатации самозадавливающихся газовых скважин, снабжённых установкой дозирования реагента (УДР), целесообразно применять жидкие пенообразователи.

В случае невозможности установки или заправки УДР с той же целью могут быть применены пенные шашки, позволяющие за счёт пролонгированного действия в результате постепенного растворения образовывать пену, способствующую выносу излишков жидкости из газовой скважины с целью обеспечения уровня депрессии, достаточно-го для соблюдения условий фонтанирования. Если произошло самозадавливание газовой скважины, логичным кажется совместное применение газовых и пенных шашек в подходящей пропорции.

Широкий ассортимент шашек зарубежного рынка свидетельствует о наличии оборудованных установками подачи шашек скважин. При этом отличия шашек друг от друга весьма существенны. Подобраны составы шашек с различным временем растворимости, содержащие, как твёрдые, так и жидкие ПАВ

в своём составе и т.д. Интересным является и способ «напсулирования», когда активные компоненты помещаются в герметичный водорастворимый контейнер из специального полимера, притом что шашки отечественного производства, по описанию производителей, упакованы более простым и традиционным способом — в водорастворимую бумагу.

Жидкие пено-газогенерирующие системы имеют как преимущества перед твёрдыми, так и недостатки. Среди преимуществ можно отметить более точный расчёт и подачу необходимого количества смеси, а также прогнозируемость реакции между компонентами и полное смешение с жидкостью на забое в результате гомогенной реакции. Среди недостатков — о менее концентрированные формы реагентов, по сравнению с твёрдыми составами, а также малое время хранения и необходимость приготовления газогенерирующих составов непосредственно перед закачкой.

Моделирование процесса освоения нефтяных скважин после проведения их глушения и ремонта с применением пеногазогенерирующих шашек показало, что выделяемый объём и интенсивность образования газа при их растворении несопоставима с характеристиками азотных установок. Выделяемого объёма газа недостаточно для оперативного вызова притока из пласта, процесс выхода скважины на рабочие параметры может занять длительное время.

Список литературы

1. Гасумов Р.А. и др. Исследование и разработка пенообразователей для удаления воды из скважин (на примере Кичунского месторождения) // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — 2015. — № 1. — С. 13–17.
2. Токунов В.И., Саушин А.З. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. — М.: Недр-Бизнесцентр. — 2004. — 720 с.
3. Гасумов Р.А. Использование газообразователей для удаления пластовой жидкости // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. — 2014. — № 3. — С. 20–23.
4. Бабаян Г.А. К вопросу теории действия поверхностно-активных веществ (ПАВ) на процесс освоения скважин // Сборник трудов УГНТУ (Уфа) «Вопросы технологии добычи нефти и бурения нефтяных скважин». — 1996. — вып. 6. — С. 12–21.
5. Паникаровский Е.В., Паникаровский В.В., Ваганов Ю.В. Повышение эффективности применения пенообразователей для удаления жидкости с забоев газовых скважин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2019. — № 3. — С. 54–63.
6. Price V.P. Foam assisted lift-importance of selection and application // Production and Operations Symposium. — OnePetro, 2007.
7. Sevic S., Solesa M. Production optimization challenges of gas wells with liquid loading problem using foaming agents // In: Paper SPE 101276, Presented at the SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, 2006. 3–6 October, Moscow, Russia. <https://doi.org/10.2118/101276-MS>
8. Orta D., Ramachandran S., Yang J., Fosdick M., Salma T., Long J., Blanchard J., Allcorn A., Atkins C., Salinas O. A novel foamer for deliquification of condensate-loaded wells // Paper SPE 107980 presented at the 2007 SPE Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium, Denver, USA, 2007.
9. Qu C., Wang J., Yin H., Lu G., Li Z., Feng Y. Condensate oil-tolerant foams stabilized by an anionic-sulfobetaine surfactant mixture // ACS Omega. — 2019. — Vol. 4. — No. 1738. — P. 1738–1747.
10. Qu C., Liu Z., Yin H., Lu G., Li Z., Feng Y. A new anti-condensate foaming agent for drainage gas recovery // Acta Petrolei Sinica. — 2020. — No. 41. — P. 8657874.
11. Петров Н.А., Давыдова И.Н. Подбор пенообразующих композиций для освоения скважин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». — 2010. — № 2. — С. 18.
12. Wang Y., Yang J. A nanoparticle adsorption-based salt-resistant foam for gas well deliquification // J. Surfactants Deterg. — 2021. — No. 24. — P. 67–74.

13. Campbell S., Ramachandran S., Bartrip K. Corrosion inhibition/foamer combination treatment to enhance gas production // Paper SPE 67325 presented at SPE Production and Operation Symposium, Oklahoma City, USA, 2001. — SPE-67325-MS.
14. Огай В.А. и др. Расчет перепада давления в сеноманской газовой скважине, эксплуатируемой с пенообразователем // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2020. — № 4. — С. 36–50.
15. Sarica C., Yuan G., Shang W., Pereyra E., Kouba G. Feasibility and evaluation of surfactants and gas lift in combination as a severe-slugging-suppression method // Paper 170595 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Amsterdam, The Netherlands — 2014. — P. 078–087.
16. Mitchell T.I. et al. Field application of a chemical heat and nitrogen generating system // SPE California Regional Meeting. — OnePetro, 1984.
17. Гасумов Р.А. и др. Исследование эффективности применения твердого пенообразователя пролонгированного действия при ремонтно-восстановительных работах на газовых и газоконденсатных скважинах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — 2016. — № 5. — С. 40–43.
18. Нондрат П.М., Былецкий М.М. Совершенствование методов эксплуатации обводняющихся газовых скважин // Обз. инф.: Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. — М.: изд-во «ВНИИЭГазпром». — 1980. — № 9.
19. Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р. Использование энергии пласта при очистке забоя газовых скважин // Технологии нефти и газа. — 2011. — № 4. — С. 56–59.
20. Гасумов Р.А. Способ освоения скважины с уровнем пластовой жидкости ниже башмака НКТ в условиях АНПД / Романов В.В., Гасумов Р.Р., Минликаев В.З. // Ставрополь: СевКавГТУ. — 2001. — № 4. — С. 184.
21. Сырчин А.А. и др. Методика определения необходимого количества твердых поверхностно-активных веществ для предотвращения самозадавливания газовых скважин на примере Медвежьего месторождения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2015. — № 3. — С. 77–80.
22. Tugan M.F. Deliquification techniques for conventional and unconventional gas wells: Review, field cases and lessons learned for mitigation of liquid loading // Journal of Natural Gas Science and Engineering. — 2020. — No. 83. — P. 103568.
23. Zhi-jian L. et al. Use of Chemical Foamers to Deliquify the Loaded Wells in Sebei Gasfield // International Petroleum Technology Conference. — OnePetro, 2013.
24. Gcali C., Karami H., Pereyra E., Sarica C. Surfactant batch treatment efficiency as an artificial lift method for horizontal gas wells. In: Paper 190919, Presented at the SPE Artificial Lift Conference and Exhibition — Americas, 2018, 28–30 August. The Woodlands, Texas, USA. <https://doi.org/10.2118/190919-MS>
25. Закиров Н.Н. и др. Выбор конструкции забоя сеноманских горизонтальных скважин // Бурение и нефть. — 2007. — № 5. — С. 30–31.
26. Шихалиев И.Ю., Мохов С.Н. Удаление жидкости из скважин с помощью пенообразователя «Пиролют» // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — 2012. — № 7. — С. 38–40.
27. Temizel C. et al. A comprehensive review and optimization of artificial lift methods in unconventional // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. — OnePetro, 2020.
28. Zhou H. et al. Deliquification of Low-Productivity Natural Gas Wells with In Situ Generated Foams and Heat // Energy & Fuels. — 2021. — Vol. 35. — No. 12. — P. 9873–9882.
29. Jelinek W., Schramm L.L. Improved production from mature gas wells by introducing surfactants into wells // International Petroleum Technology Conference. — OnePetro, 2005.

References

1. Gasumov R.A. et al. Research and development of foaming agents for removing water from wells (on the example of the Kshukskoye field) // *Construction of oil and gas wells on land and at sea*. 2015, no. 1, pp. 13–17.
2. Tokunov V.I., Saushin A.Z. *Process fluids and formulations for increasing the productivity of oil and gas wells*. — Moscow: publishing house «Nedra-Businesscenter». — 2004. — 720 p.
3. Gasumov R.A. The use of gas-forming agents for the removal of reservoir fluid // *Bulletin of the Association of Drilling Contractors*. 2014, no. 3, pp. 20–23.
4. Babalyan G.A. On the question of the theory of the action of surfactants (surfactants) on the process of well development // *Proceedings of the USNTU (Ufa) «Issues of oil production technology and oil well drilling»*. 1996, no. 6, pp. 12–21.
5. Panikarovskiy E.V., Panikarovskiy V.V., Vaganov Yu.V. Improving the efficiency of the use of foaming agents for removing liquid from the faces of gas wells // *Izvestia of Higher educational institutions. Oil and gas*. 2019, no. 3, pp. 54–63.
6. Price B.P. Foam assisted lift-importance of selection and application // *Production and Operations Symposium*. — OnePetro, 2007.
7. Sevic S., Solesa M. *Production optimization challenges of gas wells with liquid loading problem using foaming agents* // Paper SPE 101276, Presented at the SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, 2006. 3–6 October, Moscow, Russia. <https://doi.org/10.2118/101276-MS>
8. Orta D., Ramachandran S., Yang J., Fosdick M., Salma T., Long J., Blanchard J., Allcorn A., Atkins C., Salinas O. A novel foamer for deliquification of condensate-loaded wells // *Paper SPE 107980 presented at the 2007 SPE Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium*, Denver, USA, 2007.
9. Qu C., Wang J., Yin H., Lu G., Li Z., Feng Y. Condensate oil-tolerant foams stabilized by an anionic-sulfobetaine surfactant mixture // *ACS Omega*. 2019, vol. 4, no. 1738, pp. 1738–1747.
10. Qu C., Liu Z., Yin H., Lu G., Li Z., Feng Y. A new anti-condensate foaming agent for drainage gas recovery // *Acta Petrolei Sinica*. 2020, no. 41, pp. 865–874.
11. Petrov N.A., Davydova I.N. Selection of foaming compositions for well development // *Electronic scientific journal «Oil and Gas business»*. 2010, no. 2, p. 18.
12. Wang Y., Yang J. A nanoparticle adsorption-based salt-resistant foam for gas well deliquification // *J. Surfactants Deterg.* 2021, no. 24, pp. 67–74.
13. Campbell S., Ramachandran S., Bartrip K. Corrosion inhibition/foamer combination treatment to enhance gas production // Paper SPE 67325 presented at SPE Production and Operation Symposium, Oklahoma City, USA, 2001. — SPE-67325-MS.
14. Огай В.А. et al. Calculation of the pressure drop in a Cenomanian gas well operated with a foaming agent // *News of higher educational institutions // Oil and gas*. 2020, no 4, pp. 36–50.
15. Sarica C., Yuan G., Shang W., Pereyra E., Kouba G. Feasibility and evaluation of surfactants and gas lift in combination as a severe-slugging-suppression method // Paper 170595 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Amsterdam, The Netherlands, 2014, pp. 078–087.
16. Mitchell T.I. et al. Field application of a chemical heat and nitrogen generating system // SPE California Regional Meeting. — OnePetro, 1984.
17. Gasumov R.A. et al. Investigation of the effectiveness of the use of a solid foaming agent of prolonged action during repair and restoration work on gas and gas condensate wells // *Construction of oil and gas wells on land and at sea*. 2016, no 5, pp. 40–43.

18. Kondrat R.M., Biletsky M.M. *Improvement of methods of operation of flooded gas wells* // Obz. inf.: Ser. Development and operation of gas and gas condensate fields. Moscow: VNIIEgazprom Publishing House. 1980, no 9.
19. Gasumov R.A., Gasumov E.R. The use of reservoir energy in cleaning the bottom of gas wells // *Oil and gas technologies*. 2011, no 4, pp. 56–59.
20. Gasumov R.A. *Method of developing a well with a reservoir fluid level below the tubing shoe in ANPD conditions* / V. Romanov, R.R. Gasumov, V.Z. Minlikaev. Stavropol: SevKavGTU. 2001, no 4, p. 184.
21. Syrchin A.A. et al. A method for determining the required amount of solid surfactants to prevent self-drilling of gas wells using the example of the Medvezhye deposit // *News of higher educational institutions. Oil and gas*. 2015, no 3, pp. 77–80.
22. Tugan M.F. Deliquification techniques for conventional and unconventional gas wells: Review, field cases and lessons learned for mitigation of liquid loading // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2020, vol. 83, pp. 103568.
23. Zhi-jian L. et al. Use of Chemical Foamers to Deliquify the Loaded Wells in Sebei Gasfield // *International Petroleum Technology Conference*. — OnePetro, 2013.
24. Gcali C., Karami H., Pereyra E., Sarica C. Surfactant batch treatment efficiency as an artificial lift method for horizontal gas wells // *Paper 190919, Presented at the SPE Artificial Lift Conference and Exhibition*. — Americas, 2018. 28–30 August. The Woodlands, Texas, USA. <https://doi.org/10.2118/190919-MS>
25. Zakirov N.N. et al. Choosing the design of the Cenomanian horizontal wells face // *Drilling and oil*. 2007, no 5, pp. 30–31.
26. Shikhaliev I.Yu., Mokhov S.N. Removal of liquid from wells using a foaming agent «Pyrolute» // *Construction of oil and gas wells on land and at sea*. — 2012. — № 7, pp. 38–40.
27. Temizel C. et al. A comprehensive review and optimization of artificial lift methods in unconventional // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. — OnePetro, 2020.
28. Zhou H. et al. Deliquification of Low-Productivity Natural Gas Wells with In Situ Generated Foams and Heat // *Energy & Fuels*. — 2021. — T. 35. — № 12, pp. 9873–9882.
29. Jelinek W., Schramm L.L. Improved production from mature gas wells by introducing surfactants into wells // *International Petroleum Technology Conference*. — OnePetro, 2005.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

С.А. Назарычев — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

В.В. Андрияшин — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Ш. Жанбосынова — приняла активное участие в разработке концепции статьи и подготовке текста статьи

А.О. Малахов — принял активное участие в разработке концепции статьи и подготовке текста статьи

М.А. Варфоломеев — проведение литературного обзора, написание текста статьи (введение, список цитируемой литературы).

В.В. Жуков — анализ полученных результатов, экспертная поддержка.

А.А. Карпов — постановка задач исследования, анализ полученных результатов, написание текста статьи (корректировка выводов).

Р.Р. Хусаинов — разработка общей концепции статьи, анализ полученных результатов, корректировка выводов.

Е.В. Демин — экспертная поддержка, редактирование разделов статьи.

М.С. Сандыга — экспертная поддержка, редактирование разделов статьи.

Sergey A. Nazarychev — took part in editing sections and conclusions, finally approved the published version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Vitaly V. Andriyashin — took part in editing sections and conclusions, finally approved the published version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Shinar Zhanbosynova — took an active part in the development of the concept of the article and the preparation of the text of the article

Alexey O. Malakhov — took an active part in the development of the concept of the article and the preparation of the text of the article

Mikhail A. Varfolomeev — conducting a literary review, writing the text of the article (introduction, list of cited literature).

Vladislav V. Zhukov — analysis of the results obtained, expert support.

Alexey A. Karpov — setting research objectives, analyzing the results obtained, writing the text of the article (correcting conclusions).

Radmir R. Khusainov — developing the general concept of the article, analyzing the results obtained, correcting conclusions.

Evgeny V. Demin — expert support, editing sections of the article.

Mikhail S. Sandygа — expert support, editing sections of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Сергей Александрович Назарычев — научный сотрудник, Казанский федеральный университет

Виталий Владимирович Андрияшин — кандидат химических наук, научный сотрудник, Казанский федеральный университет

Шинар Жанбосынова — младший научный сотрудник, Казанский федеральный университет

Алексей Олегович Малахов — научный сотрудник, Казанский федеральный университет

Михаил Алексеевич Варфоломеев — кандидат химических наук, доцент, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов, Казанский федеральный университет

Владислав Вячеславович Жуков — технический руководитель — директор по развитию проектов бизнес-инжиниринга, Группа компаний «Газпром нефть»

Алексей Александрович Карпов — руководитель проекта бизнес-анализа активов, Группа компаний «Газпром нефть»

Радмир Расимович Хусаинов — руководитель проекта инновационных технологий, Группа компаний «Газпром нефть»

Евгений Викторович Демин — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть»

Михаил Сергеевич Сандыга* — руководитель направления по организации исследований, Группа компаний «Газпром нефть», 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9325-1866>
Scopus Author ID: 57205284936

Sergey A. Nazarychev — Researcher, Kazan Federal University

Vitaly V. Andriyashin — Cand. Sci. (Chem.), Researcher, Kazan Federal University

Shinar Zhanbosynova — Junior researcher, Kazan Federal University

Alexey O. Malakhov — Researcher, Kazan Federal University

Mikhail A. Varfolomeev — Cand. Sci. (Chem.), Associate professor, Head of the Department of Development and Exploitation of Deposits of Hard-to-Recover Hydrocarbons, Kazan Federal University

Vladislav V. Zhukov — Technical Director — Director of Business Engineering Project Development, Gazprom нефт company group

Alexey A. Karpov — Head of the Asset Business Analysis Project, Gazprom нефт company group

Radmir R. Khusainov — Head of the Innovative Technologies Project, Gazprom нефт company group

Evgeny V. Demin — Chief specialist, Gazprom нефт company group

Mikhail S. Sandyga* — Head of Research Organization, Gazprom нефт company group, 3–5 Pochtamtskaya str., Saint Petersburg, 190000, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru.
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9325-1866>
Scopus Author ID: 57205284936

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author