

УДК 622.279.72

**ОБЗОР И АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ
ВЕЩЕСТВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ЦЕЛЬЮ ВЫНОСА ЖИДКОСТИ С ЗАБОЯ СКВАЖИН**



**REVIEW AND ANALYSIS OF MODERN SURFACTANTS
USED IN GAS AND GAS CONDENSATE FIELDS
TO REMOVE LIQUID FROM WELL BOTTOM**

Антонкин Дмитрий Андреевич

студент направления подготовки 21.03.01
«Нефтегазовое дело»,
Санкт-Петербургский горный университет
dmitriyantonkin@yandex.ru

Галимов Денис Ильгизович

студент направления подготовки 21.03.01
«Нефтегазовое дело»,
Санкт-Петербургский горный университет
galimov15011@yandex.ru

Березовский Денис Александрович

ведущий инженер по добыче нефти и газа
производственно-технического отдела
филиала ООО «Газпром добыча Краснодар» –
Каневское ГПУ
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Аннотация. В статье рассмотрены современные поверхностно-активные вещества, используемые на газовых и газоконденсатных месторождениях с целью выноса жидкости с забоя скважин. Описана роль поверхностно-активных веществ в процессе добычи газа и причины их использования. Проанализированы различные типы поверхностно-активных веществ и их свойства, а также представлены данные о способах доставки готового состава ПАВ на забой добывающей скважины. Описаны наиболее распространённые отечественные реагенты составов ПАВ. Кроме того, рассмотрены причины обводнения скважины и гидратообразование в её стволе.

Ключевые слова: типы поверхностно-активных веществ; способы доставки ПАВ к забою скважины; причины обводнения газовых скважин; гидратообразование в стволе скважин; отечественные ПАВ; методология оценки ПАВ; требования к ПАВ.

Antonkin Dmitry Andreevich

student training direction 21.03.01
«Oil and Gas Engineering»,
Saint Petersburg Mining University
dmitriyantonkin@yandex.ru

Galimov Denis Ilgizovich

Student Training Direction 21.03.01
«Oil and Gas Engineering»,
Saint Petersburg Mining University
galimov15011@yandex.ru

Berezovskiy Denis Aleksandrovich

Lead Engineer for Oil and Gas Production,
Production and Technical Department
of the branch
of «Gazprom добыча Краснодар» LLC –
Kanevskoye Gas Production Department
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Annotation. The article discusses modern surfactants used in gas and gas condensate fields for the purpose of removing liquid from the bottom of wells. The role of surfactants in the process of gas production and the reasons for their use are described. Various types of surfactants and their properties are analyzed, as well as data on methods for delivering the finished surfactant composition to the bottom of a production well are presented. The most common domestic reagents for surfactant compositions are described. In addition, the causes of well watering and hydrate formation in its wellbore are considered.

Keywords: types of surfactants; methods for delivering surfactants to the bottom of the well; causes of flooding of gas wells; hydrate formation in the wellbore; domestic surfactants; methodology for assessing surfactants; surfactant requirements.

Введение.

Поверхностно-активные вещества (ПАВ) представляют собой молекулы, обладающие как гидрофильными, так и гидрофобными свойствами. Эти вещества широко используются во многих отраслях промышленности благодаря их способности снижать поверхностное натяжение между двумя веществами, которые обычно не смешиваются.

В газовой промышленности поверхностно-активные вещества нашли широкое применение. К примеру, ПАВ используются для удаления примесей в виде сероводорода (H_2S) и двуокиси углерода (CO_2) из потоков природного газа. Добавляют поверхностно-активные вещества в поток в точке, где газ соприкасается с поверхностью, такой как трубопровод или резервуар для хранения. Существуют различные типы агентов: на основе аминов, физические растворители и твёрдые адсорбенты.

Кроме того, ПАВ используются и при осушке природного газа как в процессе адсорбции (силикагель, цеолиты), так и в процессе абсорбции (растворы гликолей). Осушка проводится с целью извлечения паров воды и предупреждения тем самым образования и отложения гидратов на стенках газопроводов.

Одна из основных проблем газодобывающей отрасли – это борьба с гидратообразованием в стволе скважины и газопроводах. Газогидраты представляют собой твёрдые соединения, образующиеся при контакте природного газа с водой при высоком давлении и низкой температуре. При образовании гидратов уменьшается проходное сечение трубопровода, что нарушает работу производственных объектов на газовом промысле и бесперебойную транспортировку газа к потребителю. Поверхностно-активные вещества могут быть использованы с целью предотвращения образования газовых гидратов.

Что касается непосредственно добычи природного газа, то и в этой области поверхностно-активные вещества нашли применение. К примеру, ПАВ используются в качестве пенообразователей для жидкости, скапливаемой на забое скважины ввиду увеличения фильтрационных сопротивлений и, как следствие, снижения скорости потока газа ниже критического значения. Следовательно, создаются оптимальные условия для эффективного удаления жидкости из газовой скважины и предотвращения самозадавливания.

Несмотря на обширный список областей применения, поверхностно-активные вещества также могут оказывать негативное влияние на окружающую среду. Например, такие ПАВ как алкилфенолэтоксилаты (APEs), токсичны для водных организмов и могут накапливаться в окружающей среде.

Использование ПАВ в газовой промышленности имеет важное значение для поддержания качества потоков природного газа и обеспечения их безопасной добычи, транспортировки и хранения. В зависимости от конкретного применения используются различные типы ПАВ, а текущие исследования сосредоточены на разработке более эффективных и экологически чистых поверхностно-активных веществ.

В данной статье рассматривается применение поверхностно-активных веществ с целью выноса жидкости с забоя добывающих газовых скважин.

Типы поверхностно-активных веществ

Поверхностно-активные вещества состоят из головной гидрофильной части и хвостовой, которая является гидрофобной (рис. 1). Головная часть содержит полярные или ионные группы, такие как карбоксилат, сульфат или четвертичный аммоний, которые взаимодействуют с молекулами воды. Хвостовая часть обычно состоит из длинной углеводородной цепи, которая нерастворима в воде, но может растворяться в неполярных растворителях, таких как масло или жир [1, 4].

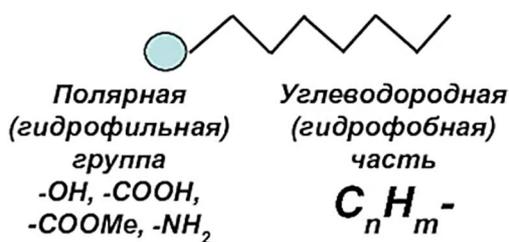


Рисунок 1 – Схема строения молекулы ПАВ

ПАВ действуют, ориентируясь на границе раздела двух веществ, причём их гидрофобные хвосты обращены к неполярному веществу, а гидрофильные головки – к полярному веществу. Такая ориентация приводит к снижению поверхностного натяжения между двумя веществами, что позволяет им легче смешиваться.

Существует много различных типов поверхностно-активных веществ, которые могут быть классифицированы на основе их химической структуры, заряда и гидрофильного / гидрофобного баланса. Ниже приведено несколько примеров часто используемых поверхностно-активных веществ [1, 2]:

1) анионноактивные – имеют отрицательно заряженную головную группу, такую как карбоксилатная или сульфатная группа. Преимущественно представлены лаурилсульфатом натрия (SLS) и додецилбензолсульфонатом натрия (SDBS), широко используемым в моющих и чистящих средствах;

2) катионные – обладают положительно заряженной головной группой, такой как четвертичная аммониевая группа. Примеры включают хлорид бензалкония и бромид цетилтриметиламмония, которые обычно используются в качестве дезинфицирующих средств и смягчителей тканей;

3) неионогенные – имеют нейтральную головную группу и обычно оказывают меньшее раздражающее действие, чем анионные или катионные поверхностно-активные вещества. Представлены полиэтиленгликолем (ПЭГ) и полисорбатом 80, которые используются в качестве эмульгаторов в пищевых и фармацевтических продуктах;

4) амфотерные – обладают как положительным, так и отрицательным зарядами и могут действовать как анионные, так и катионные поверхностно-активные вещества в зависимости от pH раствора. Представлены бетаинами и сульфобетаинами, которые используются в средствах личной гигиены, таких как шампуни и средства для мытья тела;

5) фторированные – поверхностно-активные вещества, содержащие атомы фтора в своих гидрофобных хвостах, что придает им уникальные свойства: высокую поверхностную активность и химическую стабильность. Представлены перфтороктановой (PFOA) и перфтороктансульфоновой (PFOS) кислотами, используемыми в широком спектре промышленных и потребительских товаров. Стоит отметить, что в настоящее время использование данного типа ПАВ постепенно сокращается за счёт их экологического вреда;

6) силиконовые – имеют гидрофобный состав на основе силикона, что делает их очень устойчивыми к нагреванию и химическому разложению. Они обычно используются в средствах личной гигиены, таких как шампуни и кондиционеры, а также в промышленных целях в виде смазочных материалов и покрытий [3];

7) биосурфактанты – вырабатываются микроорганизмами: бактериями, дрожжами и грибами. Считаются более безвредными для окружающей среды, чем синтетические поверхностно-активные вещества, и имеют широкий спектр применения, в том числе в пищевой промышленности, фармацевтике и биоремедиации;

8) поверхностно-активные вещества Gemini («Близнецы») – имеют два гидрофобных хвоста и две гидрофильные головные группы, что делает их высокоэффективными в снижении межфазного натяжения. Используются в широком спектре областей, в том числе в моющих средствах, эмульгаторах и фармацевтических препаратах [3];

9) полимерные – поверхностно-активные вещества, состоящие из полимерной цепи с гидрофобными и гидрофильными сегментами. Используются в самых разных областях применения, в том числе в покрытиях, клеях и фармацевтических препаратах [6];

10) поверхностно-активные вещества на основе липидов – основаны на липидах, таких как фосфолипиды и гликолипиды, которые содержатся в клеточных мембранах. Используются в самых разных областях, в том числе для доставки лекарств и косметических составов [4, 5].

Это всего лишь несколько примеров множества различных типов доступных поверхностно-активных веществ, каждый из которых обладает своими собственными уникальными свойствами и областями применения.

Таким образом, поверхностно-активные вещества представляют собой разнообразную группу соединений с широким спектром свойств и применений. Их способность снижать межфазное натяжение делает их незаменимыми в различных промышленных процессах, и текущие исследования сосредоточены на разработке новых и более эффективных поверхностно-активных веществ для конкретных применений.

Одним из способов выноса жидкости с забоя скважины является применение поверхностно-активных веществ (ПАВ), с помощью которых снижают плотность накопившейся жидкости путём процесса пенообразования. Для упомянутых целей преимущественно применяются два типа ПАВ: анионоактивный и неионогенный.

Неионогенный ПАВ способен создавать устойчивую пену в условиях высокоминерализованной воды, однако в среде, где присутствуют углеводородные фракции (к примеру, газовый конденсат) степень пенообразования, снижается. В то время как анионоактивный тип поверхностно-активных веществ напротив способен способствует эффективному пенообразованию в условиях присутствия углеводородной составляющей. В высокоминерализованной среде анионоактивный ПАВ выпадает в осадок.

Для увеличения эффективности поверхностно-активного вещества современные растворы, применяемые для выноса жидкости с забоя скважины, включают в себя как неионогенный тип, так и анионоактивный. Это обусловлено тем, что скапливающаяся жидкость часто представлена двумя фазами: пластовой водой и газовым конденсатом, выпавшим в стволе скважины. Следовательно, одновременное применение двух видов ПАВ снижает зависимость приготовленного раствора от состава накопившейся на забое жидкости.

Способы доставки ПАВ к забою скважины

Одним из способов предотвращения самозадавливания газовых и газоконденсатных скважин и выноса жидкости с её забоя является применение поверхностно-активных веществ, способствующих пенообразованию.

Вспенивание происходит за счёт смешивания газа и жидкости, в результате которого посредством ПАВ образуется устойчивая пена. В случае газовых скважин вспенивание может быть желательным эффектом, поскольку оно может помочь улучшить поток газа через пласт. Пена действует как барьер между газом и водой, уменьшая межфазное натяжение между двумя жидкостями и облегчая поток газа [6].

Существует два основных вида поверхностно-активных веществ по агрегатному состоянию:

1) жидкий – предполагает приготовление состава ПАВ непосредственно у устья скважины при помощи специализированной техники с последующей его закачкой в скважину;

2) твёрдый – представляет собой состав поверхностно-активного вещества в агрегатном состоянии твёрдого тела. Может быть представлен в виде порошка, эмульсий, помещенных в оболочку, и шашек. Сбрасывается в ствол скважины с помощью лубризатора, установленного на устье скважины.

Обычно процесс вспенивания в газовых и газоконденсатных добывающих скважинах включает закачку жидкого раствора поверхностно-активного вещества в их ствол. Состав ПАВ предварительно смешивается с водой или другой нагнетательной жидкостью, и закачивают в скважину под высоким давлением. Когда раствор достигает забоя, он начинает смешиваться с пластовыми жидкими флюидами, образуя устойчивую пену [7].

Пенообразование в скважинах с использованием поверхностно-активных веществ представляет собой сложный и динамичный процесс. Тщательно контролируя параметры закачки, такие как её скорость, давление и объём, а также регулируя обработку ПАВ по мере необходимости, достигается максимальное увеличение количества образующейся пены и повышение эффективности обработки.

Стоит отметить, что вспенивание также может оказывать некоторое негативное влияние на выработку газа в определенных ситуациях. К примеру, если образующаяся пена слишком стабильная и стойкая, то затрудняется прохождение газа и снижается производительность отдельно взятой скважины. Кроме того, чрезмерное вспенивание приводит к тому, что пена начинает задерживать воду в стволе скважины и препятствовать её выходу на поверхность [7, 8].

В таких случаях, для устранения данных негативных последствий используются средства для дестабилизации пены и предотвращения пенообразования, другими словами – пеногасители. Применение таких веществ нарушает стабильность пены, вызывая частичное разрушение пузырьков или их слипание, что способствует улучшению потока газа в скважине.

Таким образом, выше описан процесс пенообразования посредством жидких составов поверхностно-активных веществ, однако помимо них довольно активно в последние годы применяются также ПАВ в твёрдом исполнении – в виде шашек, эмульсий, помещенных в оболочку, суспензии или порошка.

Применение жидких составов в качестве пенообразователей для удаления жидкости с забоя газовых добывающих скважин имеет определённые ограничения. Основной недостаток заключается в низкой эффективности использования по сравнению с твёрдыми пенообразователями, а также в требовании к применению специальной техники и приёмов закачки. Также требуется значительный объём реагента, что обусловлено потерями химического вещества в процессе пенообразования.

В свою очередь, применение твёрдого поверхностно-активного вещества в виде шашек имеет следующие ограничения:

1) необходимость частого использования твёрдого типа ПАВ за счёт непродолжительности эффекта процесса пенообразования. В большинстве случаев, предполагается повторное применение в течение 1–2 суток, однако иногда требуется использовать и несколько раз в течение дня;

2) неэффективен в условиях большой зоны успокоения механической примесей и флюидов (ЗУМПФ) на забое скважины и малых пластовых давлениях, где режим барботажа минимален;

3) условия низкого притока газа или его полного отсутствия являются причиной низкой эффективности удаления жидкости с забоя газовых и газоконденсатных добывающих скважин. Применение поверхностно-активного вещества в твёрдом исполнении в таких ситуациях малоэффективно и нецелесообразно;

4) при температурах выше плавления ПАВ твёрдого типа – они размягчаются уже в процессе падения, что приводит к их «прилипанию» к поверхности трубы, вследствие чего состав поверхностно-активного вещества не достигает забоя;

5) при использовании эмульсий в оболочках имеется вероятность их преждевременного разрушения из-за значительной кривизны ствола скважины. В таком случае, эмульсия распределяется по стволу скважины и не достигает забоя.

Современные составы поверхностно-активных веществ создаются универсальными: для углеводородной и неуглеводородной фазы жидкости, скапливающейся на забое. Вследствие чего, появляется необходимость расположения такого рода твёрдых ПАВ на границе раздела фаз «конденсат – пластовая вода» ввиду одновременного действия состава в двух средах. Это достигается регулированием плотностью шашки или эмульсии в оболочке, которая должна быть ниже плотности воды и выше плотности углеводородной фазы при её наличии [9].

Твёрдые поверхностно-активные вещества в виде шашек создаются путём применения веществ-отвердителей, в качестве которого чаще всего выступает Коламид К. При помощи заливки разогретого состава в специальные формы получают твёрдые ПАВ необходимого размера. Также существует возможность применения оболочек для созданных жидких составов, растворимых в водной среде.

Так, некоторые распространенные типы твёрдых поверхностно-активных веществ, используемых в газовой промышленности, включают цеолиты, глины и материалы на основе кремнезема. Эти материалы имеют большую площадь поверхности и могут быть функционализированы различными молекулами поверхностно-активных веществ для создания твёрдых поверхностно-активных веществ со специфическими свойствами и функциями.

Выбор твёрдых ПАВ для газовых скважин в условиях их самозадавливания должен основываться на тщательном понимании свойств поверхностно-активного вещества, состава жидкости и условий в скважине. Выбирая подходящее твёрдое поверхностно-активное вещество для работы, добывающие газовые компании могут оптимизировать производство и повысить общую эффективность своей деятельности

Другим важным фактором при выборе твёрдых поверхностно-активных веществ для газовых скважин является способ применения. Твёрдые ПАВ используются различными способами, в том числе в виде порошков, гранул или покрытий. Способ применения будет зависеть от таких факторов, как размер и форма скважины, состав пласта и свойства потока газа и жидкости [9].

Например, в некоторых случаях твёрдые ПАВ могут вводиться непосредственно в скважину в виде порошка или суспензии. В других случаях они могут быть включены в покрытие или облицовку, которые наносятся на обсадную колонну скважины или насосно-компрессорную трубу. Выбор метода нанесения будет зависеть от таких факторов, как стоимость и доступность ПАВ, эффективность метода нанесения и простота внедрения.

В дополнение к правильному выбору твёрдого поверхностно-активного вещества и способа нанесения важно контролировать эффективность ПАВ с течением времени. Регулярное тестирование и мониторинг помогают выявить любые потенциальные проблемы на ранней стадии. Это может включать мониторинг дебита и свойств потока газа в скважине, а также анализ проб жидкости и газа для определения эффективности ПАВ [9].

В целом выбор твёрдых поверхностно-активных веществ для газовых скважин представляет собой сложный процесс, требующий тщательного учёта множества различных факторов. Применяя систематический и тщательный подход к выбору и применению твёрдых ПАВ, возможно оптимизировать производство, повысить эффективность и прибыльность своей деятельности.

Способ закачки твёрдых поверхностно-активных веществ в газовую скважину зависит от нескольких факторов, включая их свойства, состав пласта и свойства потока газа и жидкости. Как правило, существует три основных способа введения твёрдых ПАВ:

1) закачка сухого порошка – в этом методе твёрдый ПАВ вводится в затрубное пространство скважины в виде сухого порошка. Закачка обычно производится в газовый поток в точке выше по течению от устья скважины с использованием специализированной системы впрыска. Затем порошок поверхностно-активного вещества уносится потоком газа вниз по стволу скважины и рассеивается по всему пласту. Этот метод эффективен для скважин с высоким отношением газа к жидкости, поскольку порошок легче переносится газом;

2) закачка суспензии – в этом методе твёрдый ПАВ смешивается с жидкостью-носителем для получения суспензии. После чего суспензию закачивают в скважину с помощью специализированной системы нагнетания. Суспензия поверхностно-активного вещества уносится вниз по стволу скважины текущей жидкостью и рассеивается по всему пласту. Этот метод эффективен для скважин с низким отношением газа к жидкости, поскольку ПАВ легче переносится жидкостью;

3) сброс через лубрикатор – приготовленные составы твёрдого поверхностно-активного вещества в виде внедряются в ствол скважины через лубрикатор, установленный на фонтанной арматуре устья.

Для предотвращения самозадавливания скважины и выноса жидкости преимущественно применяется последний способ доставки твёрдого поверхностно-активного вещества к забою добывающей скважины. Использование данного метода предполагает применение твёрдых ПАВ в виде шашек и эмульсий в специальных оболочках, что сокращает экономические вложения и значительно упрощает процесс доставки по сравнению с применением порошка, суспензии или жидкого типа ПАВ.

В дополнение к способу закачки существуют и другие факторы, которые следует учитывать при закачке твёрдых ПАВ в газовую скважину. К ним относятся концентрация поверхностно-активного вещества, скорость закачки и давление впрыска.

Концентрация ПАВ в жидкости для внедрения является критическим фактором, определяющим эффективность операции. Концентрация должна быть тщательно оптимизирована с учётом свойств применяемого ПАВ и резервуара, а также желаемого результата обработки.

Скорость закачки и давление также играют важную роль в определении эффективности обработки поверхностно-активным веществом. Скорость закачки должна быть оптимизирована для обеспечения эффективного распределения ПАВ по всему пласту, не нанося какого-либо ущерба скважине или коллектору. Давление закачки следует тщательно контролировать, чтобы избежать образования трещин или повреждения пласта.

В некоторых случаях может потребоваться комбинировать закачку ПАВ с другими видами обработки, такими как гидроразрыв пласта или кислотная обработка для достижения желаемых результатов. Эти обработки могут помочь создать новые каналы потока и улучшить связь между стволом скважины и коллектором, позволяя поверхностно-активному веществу более эффективно снижать межфазное натяжение и увеличивать поток газа. Это сложный процесс, требующий тщательной координации и планирования.

После закачки ПАВ в газовую скважину важно контролировать его характеристики с течением времени, чтобы убедиться, что оно эффективно снижает межфазное натяжение и улучшает поток газа. Это может быть сделано с помощью различных методов, включая измерение дебита и свойств потока скважины, а также анализ проб воды и газа для определения эффективности поверхностно-активного вещества.

Если ПАВ действует не так, как предполагалось, можно предпринять несколько корректирующих мер. Одним из вариантов является регулировка концентрации или

скорости закачки поверхностно-активного вещества для лучшей оптимизации его характеристик. Другим вариантом является переход на другой тип ПАВ, который может быть более эффективным для конкретных условий пласта.

Таким образом, закачка твёрдых ПАВ в газовые скважины представляет собой сложный процесс, требующий тщательного учёта множества различных факторов. Применяя систематический и тщательный подход к процессу закачки, газодобывающие компании могут оптимизировать добычу и повысить эффективность и прибыльность своих операций. Применяя систематический и тщательный подход к этому процессу, газодобывающие компании могут оптимизировать производство, снизить затраты и повысить эффективность и прибыльность своей деятельности.

Причины обводнения газовых скважин

В ходе разработки газовых и газоконденсатных месторождений возникают различные осложнения, которые могут снизить эффективность эксплуатации скважин и сократить их добычные возможности. Одной из таких проблем является накопление жидкости на забое добывающих скважин, которая не может быть вынесена на поверхность потоком газа за счёт недостаточных скоростей восходящего потока, что обусловлено естественными и технологическими факторами [10].

Среди естественных факторов можно выделить следующие [12]:

- 1) снижение давления в стволе скважины ниже давления насыщения, вследствие чего начинается процесс конденсации воды или газового конденсата;
- 2) падение значений дебитов добывающих скважин;
- 3) прорыв пластовой воды к скважине.

Технологические факторы преимущественно представлены неоптимальной конструкцией и проектированием системы подъёма продукции, к чему также относится неправильный подбор оборудования. В процессе проектирования необходимо учесть особенности разрабатываемого месторождения, что предполагает обеспечение максимальной добычи и минимального количества осложнений.

Жидкость, скапливающаяся на забое скважины, преимущественно представлена водой, которая может быть техногенной, конденсационной или пластовой. Техногенная вода является жидкостью, которая попадает в ствол скважины в ходе проведения операций по капитальному ремонту скважин.

В процессе добычи природного газа на его пути происходят изменения термобарических условий, что может способствовать конденсации паров воды, находящихся в газе. При подъёме газа в стволе скважины происходит его постепенное охлаждение, что в сочетании с уменьшением давления ниже давления насыщения стимулирует процесс конденсации воды. Выпавшая конденсационная вода стекает к забою скважины по стенкам насосно-компрессорных труб. Химический состав таких вод отличается от состава пластовой воды более низким содержанием различных солей и ионов [12].

Кроме того, существуют следующие источники пластовой воды [11]:

- 1) напорная подземная вода, попадающая на забой скважины вследствие создания высокой депрессии в пласте, что приводит к преждевременному обводнению, или подъёма газоводяного контакта;
- 2) пластовая вода из водонасыщенного или обводнённого пласта, которая поступает на забой скважины за счёт его негерметичности или заколонных перетоков.

Напорная подземная вода поступает на забой добывающей газовой или газоконденсатной скважины в двух случаях:

- 1) на заключительной стадии разработки месторождения за счёт выработки запасов природного газа, за счёт чего поднимается уровень газоводяного контакта;
- 2) вследствие создания высокой депрессии в пласте, что приводит к преждевременному обводнению добывающей скважины.

Вынос жидкости с забоя скважины является одной из основных задач при добыче газа, обеспечивающих высокую эффективность разработки месторождения. Для обеспечения подъёма скапливающейся жидкости на поверхность требуется поддерживать скорость потока добываемого газа выше критического значения, которое является условным параметром, при котором газ не способен выносить эту жидкость. Значение критической скорости определяется индивидуально для каждой отдельно взятой добывающей скважины и варьируется, в среднем, от 3 до 4 м/с [11].

Стоит отметить, что снижение критического значения скорости восходящего потока газа обусловлено падением пластового давления в процессе разработки залежи.

Обводнение газовых скважин – проблема, которая может привести к уменьшению дебитов добывающих скважин, затруднить их работу, вызвать необходимость проведения сепарации большого количества газожидкостной смеси, а также способствовать образованию кристаллогидратов и других негативных процессов. Поэтому крайне важно использовать наиболее эффективный метод, который позволит высвободить ствол скважины от жидкости.

Гидратообразование в стволе скважин

Когда вспененная жидкость поднимается к устью скважины, существует риск образования газогидрата в стволе скважины, что может привести к закупорке, снижению дебита и даже остановке скважины. Газовые гидраты – это твёрдые соединения, состоящие из воды и природного газа, которые образуются при присутствии газа и воды в условиях высокого давления и низкой температуры. Для решения этой проблемы можно использовать несколько стратегий [13–16]:

1) использование ингибиторов гидратообразования – это химические вещества, которые могут замедлять или предотвращать образование газовых гидратов путём уменьшения межфазного натяжения между газом и водой или путём физического блокирования образования кристаллов гидрата. Примеры ингибиторов гидратообразования включают метанол, гликоли и соли;

2) регулирование температуры – образование газовых гидратов сильно зависит от температуры, и повышение температуры ствола скважины может помочь предотвратить образование гидратов. Этого можно достичь путём использования скважинных нагревателей для поддержания более высокой температуры;

3) регулирование давления – на образование гидрата также влияет давление, и снижение давления в стволе скважины может помочь предотвратить образование гидрата. Это может быть достигнуто путём уменьшения расхода, увеличения диаметра эксплуатационной трубы или закачки газа, который не склонен к образованию гидратов;

4) непрерывный мониторинг – важно непрерывно контролировать условия в стволе скважины, включая температуру, давление и свойства жидкости, чтобы обнаружить любые признаки гидратообразования и своевременно предпринять корректирующие действия [17];

5) техническое обслуживание скважины – регулярное техническое обслуживание скважины, включая очистку и техническое обслуживание производственного оборудования, может помочь предотвратить закупорки и снизить риск образования гидратов [18].

В дополнение к этим стратегиям важно иметь планы действий в чрезвычайных ситуациях на случай, если в стволе скважины действительно образуются газовые гидраты. Это может включать использование аварийных ингибиторов гидратообразования, таких как термодинамические ингибиторы гидратообразования или кинетические ингибиторы гидратообразования, которые могут помочь предотвратить или удалить гидраты, образовавшиеся в стволе скважины.

В целом предотвращение образования газовых гидратов при использовании поверхностно-активных веществ для удаления жидкости из газовых скважин требует сочетания стратегий, учитывающих конкретные условия скважины, включая свойства текучих сред, условия температуры и давления, а также характеристики эксплуатационного оборудования. Тщательное планирование, мониторинг и техническое обслуживание могут помочь гарантировать безопасную и эффективную добычу вспененной жидкости из скважины без образования газовых гидратов.

Отечественные ПАВ

Реагенты поверхностно-активных веществ, которые используются для выноса жидкости с забоя скважины, могут варьироваться в зависимости от области применения и конкретных характеристик скважины и её содержимого. Однако некоторые распространённые реагенты, используемые в составах ПАВ для этой цели, включают [19, 20]:

- алкилбензолсульфонаты: представляют собой класс анионных ПАВ, обычно используемых на нефтяных промыслах. Они обладают сильными смачивающими и эмульгирующими свойствами, что делает их эффективными для удаления жидкостей со дна скважины;

• алкилполиглюкозиды: это класс неионных ПАВ, которые получают из возобновляемых ресурсов, таких как кукурузный и картофельный крахмал. Они обладают хорошими пенообразующими свойствами и эффективны при удалении воды и других жидкостей из ствола скважины.

В целом, выбор реагентов, используемых для создания ПАВ для удаления жидкости со дна скважины, зависит от множества факторов, включая специфические характеристики скважины и природу присутствующих жидкостей. Обычно оцениваются различные составы поверхностно-активного вещества и корректируют используемые реагенты для оптимизации производительности.

Разработка поверхностно-активных веществ для удаления жидкости с забоя скважины – это сложный процесс, который зависит от множества факторов. Кроме упомянутых выше реагентов, для достижения максимальной эффективности необходимо также учитывать содержание солей в скважинной продукции, pH среды, температуру среды и совместимость ПАВ с другими химическими веществами, которые могут присутствовать в скважине [21–23].

Выбор состава поверхностно-активного вещества для удаления жидкости с забоя скважины требует тщательного рассмотрения упомянутых факторов, а также должен включать процесс лабораторных исследований с рекомбинацией пластовой системы для определения наиболее эффективных рецептур ПАВ для конкретной скважины и области их применения.

Наиболее широко применяемые реагенты отечественных поверхностно-активных веществ представлены ниже:

1. Полиэтиленоксид-4000 (ПЭГ-4000)

Неионогенный ПАВ, выпускается по ТУ 2183-166-05757587-2000. Эффективен для выноса водоконденсатной смеси из неглубоких скважин (до 1000 м) с содержанием УВК в пластовой жидкости не более 20 % по объёму. При больших глубинах скважины эффективность ПАВ снижается за счёт недостаточной кратности пенообразования (1,5–1,7).

ПЭГ-4000 по ФС 42-3337-96 представляет собой белые, желтоватые или сероватые воскоподобные чешуйки, порошок или плотную массу. Легко растворим в воде, спирте и хлороформе, практически нерастворим в эфире.

2. Сульфонат-порошок

Имеет сертификат соответствия ТУ 2481-237-05763458-98. Является анионоактивным поверхностно-активным веществом, показывающим недостаточную эффективность при одиночном использовании реагента в следующих условиях:

- 1) при эксплуатации скважин с падающей добычей;
- 2) при аномально низких пластовых давлениях (АНПД);
- 3) при запуске скважины после её остановки.

3. Полианионная целлюлоза (ПАЦ-В)

Выпускается по ТУ 2231-015-32957739-00. Он служит в качестве связующего и клеящего вещества, что обеспечивает упрочнение шашек. Более того, реагент способен увеличивать способность пены к выносу жидкости и её устойчивость, при этом остается невосприимчивым к минерализации вод, что особенно важно в условиях высокой концентрации солей в скважинной продукции.

4. Поливиниловый спирт (ПВС)

Усиливает процесс вспенивания, вызывает сильное газововлечение в пластовую жидкость при барботировании через неё газа на забое газовой или газоконденсатной добывающей скважины.

5. Карбонат аммония

Данный реагент, являющийся газообразующим веществом, имеет некоторые особенности в использовании. Он разлагается при повышенной температуре (+ 5 ° C) с образованием газообразных веществ, что позволяет ему находиться на границе раздела жидкостей «вода – конденсат». Однако в условиях низкой температуры, когда разложение не происходит, наблюдается осаждение реагента на забое скважины, что ухудшает образование пены и снижает эффективность выноса жидкости. Таким образом, при использовании реагента необходимо учитывать температурные условия и подбирать оптимальный режим работы.

6. Хлористый натрий – в составе поверхностно-активного вещества преимущественно выступает в качестве утяжелителя. Данный реагент сохраняет свои свойства

при высокой температуре и в условиях высокой минерализации воды, что делает его универсальным и очень эффективным ингредиентом для процессов удаления жидкости из скважины. Однако, несмотря на свою широкую доступность и низкую стоимость, использование хлористого натрия имеет некоторые ограничения. В частности, он неэффективен при высоких скоростях потока газожидкостных смесей. Также важно учитывать состав скважинной жидкости, так как при наличии большого количества адсорбирующих компонентов хлористый натрий может не обеспечить нужную стабильность пены и ухудшить процесс выноса жидкости.

7. ОС-20 – неионогенный ПАВ с воскообразными чешуйками белого или желтоватого цвета. Препарат, согласно ГОСТ-10730-82, содержит смесь полиоксиэтиленгликолевых эфиров синтетических первичных высших жирных спиртов фракции С16 – С18, этоксилированные (20 ЕО) цетиловые и стеариловые спирты, и оксиэтилированный (20 ЕО) гекса (окта) дециловый спирт. Показатель активности водородных ионов (рН) составляет 8–10,5, а температура помутнения водного раствора с массовой долей основного вещества 1 % находится в пределах 90–96 ° С.

ОС-20 относится к биологически мягким продуктам и относится к третьему классу опасности по ГОСТ-12.01.2007. Эффективно вспенивает высокоминерализованные пластовые воды, однако при содержании углеводов более 50 %, происходит ухудшение вспенивания. Ограничение применения реагента на основе ОС-20 связано с длительным временем его растворения в жидкости, содержащей углеводородную фазу, что ограничивает его использование в некоторых условиях.

8. ПАВ «Прогресс»

Препарат «Прогресс», выпускаемый в соответствии с СТО 05807999-007-2006, может использоваться для удаления жидкости со дна скважины, если содержание газового конденсата в пластовой жидкости не превышает 20 % по объёму. Однако данное поверхностно-активное вещество имеет недостаток в том, что при наличии пластовой воды с минерализацией больше 30 г/л, а также высоком содержании газового конденсата, его эффективность снижается. Кроме того, использование реагента может усиливать коррозию подвески НКТ и внутрискважинного оборудования, что также следует учитывать при его применении

9. Синтанол АЛМ-10

Синтанол АЛМ-10 – инновационный реагент, специально разработанный в соответствии с ТУ 2483-003-71150986-2006. Его уникальная формула, основанная на смеси полиоксиэтиленгликолевых эфиров синтетических первичных высших жирных спиртов фракции С12-С14, обеспечивает эффективную разработку и эксплуатацию нефтяных и газовых месторождений.

Синтанол АЛМ-10 относится к биологически мягким продуктам с высокой биоразлагаемостью до 85 %, что делает его безопасным для окружающей среды. Однако следует учитывать, что он относится к умеренно опасным веществам 3-го класса опасности согласно ГОСТ 12.1.2007. Область применения синтанола АЛМ-10 не распространяется на скважины газовых и газоконденсатных месторождений с содержанием в пластовой жидкости высокоминерализованной пластовой воды (общей минерализации 100–300 г/л).

10. Трилон Б

Продукт высокого качества, выпускаемый в соответствии с ГОСТ 10652-73. Он используется в качестве компонента для шашек с целью экранирования отрицательного воздействия солей жесткости в растворах и предотвращения высаливания анионоактивных ПАВ. Этот реагент повышает эффективность пенообразования и стойкость полученной пены. Он замещает ионы кальция и магния на ионы натрия, что делает их растворимыми в воде. Таким образом, уменьшается жесткость воды, что повышает эффективность процесса пенообразования.

11. Коламид К

Является неионогенным амидом кокосового масла, который выпускается в соответствии с ТУ 2433-013-04706205-2005. Он применяется в качестве связующего вещества, который усиливает пенообразующие свойства твёрдого пенообразователя. Коламид К представляет собой моноэтаноламид карбоновых кислот кокосового масла с химической формулой R-CONH-CH₂CH₂OH, где R представляет собой кокосовый алкил. При содержании углеводов более 50 % вспенивание ухудшается.

12. Сульфенол

Анионоактивное поверхностно-активное вещество, используемое для выноса жидкости с забоя скважины. Производится в соответствии с ТУ 2482-021-05788053-2002 и относится к биологически разлагаемым веществам.

Одним из главных преимуществ сульфенола является его высокая эффективность в условиях высоких температур и давлений, обеспечивая успешный вынос жидкости из скважины даже при самых экстремальных условиях. Кроме того, он имеет хорошие диспергирующие свойства, что позволяет сохранять высокий уровень ПАВ в растворе, а также легко смывается водой, что уменьшает затраты на чистку оборудования.

Стоит отметить, что данный реагент, как и любой другой ПАВ, имеет некоторые недостатки. Например, он может негативно влиять на окружающую среду при попадании в поверхностные водоёмы.

13. Сульфонат

Сульфонат является биологически разлагаемым веществом и производится в соответствии с ТУ 2482-021-05788053-2002. При содержании газового конденсата в пластовой воде более 10 % по объёму вынос ухудшается или вовсе прекращается. Изготавливается на основе сульфокислот и используется для выноса жидкости с забоя скважины. Преимуществом сульфоната является его низкая стоимость, а также возможность использования в широком диапазоне условий работы. Одним из недостатков сульфоната является его относительно низкая эффективность при высоких температурах и высоком содержании солей. Он также может обладать токсичностью для живых организмов при высоких концентрациях.

14. Лаурилсульфат натрия

Одним из популярных анионоактивных ПАВ является лаурилсульфат натрия. Производится по ТУ 2481-023-50199225-2002 и имеет химическую формулу $C_{12}H_{25}SO_4-Na$. Порошок белого цвета с плотностью 1010 кг/м^3 . Обладает растворимостью в воде не менее 130 г/л (при 20°C). Цвет водного раствора может варьироваться от жёлтого до жёлто-коричневого. Лаурилсульфат натрия демонстрирует высокую пенную активность в водных растворах, а его биоразлагаемость превышает 90 %. При разложении не образует токсичных продуктов и не оказывает отрицательного влияния на окружающую среду. Применение лаурилсульфата натрия сокращает время реакции растворения реагента в конденсационной жидкости и обеспечивает эффективный вынос жидкости с забоя скважины.

Методология оценки ПАВ

Оценка качества ПАВ в лабораториях обычно включает в себя ряд физических и химических анализов для оценки характеристик ПАВ. Вот некоторые из наиболее распространенных используемых методов [24]:

1. Стабильность эмульсии – способность поверхностно-активного вещества стабилизировать эмульсии можно оценить с помощью различных методов, включая центрифугирование, циклическое замораживание-оттаивание и оптическую микроскопию. Эти тесты могут определить размер и стабильность капель эмульсии, а также помочь определить наиболее эффективные ПАВ для конкретных применений.

2. Пенообразующие свойства – способность создавать и стабилизировать пену. Эффективность поверхностно-активного вещества оценивается при помощи пеномера, который позволяет измерить высоту и стабильность пены, образуемой данным ПАВ. Это особенно важно в случаях, когда в газовых скважинах необходимо создавать стабильную пену для герметизации скважины и предотвращения проникновения газа в окружающую среду. Определение оптимального ПАВ с помощью пеномера позволяет повысить эффективность процессов добычи и эксплуатации скважин.

3. Химический состав – анализируется с использованием различных методов, включая газовую хроматографию, масс-спектрометрию и спектроскопию ядерного магнитного резонанса. Эти тесты могут определить присутствие и концентрацию конкретных компонентов ПАВ и могут помочь обеспечить согласованность и контроль качества при производстве ПАВ.

4. Воздействие на окружающую среду – оценивается при помощи ряда тестов, включая исследования биodeградации, анализы токсичности и экотоксикологические тесты. Эти тесты могут помочь убедиться в том, что ПАВ безопасны и экологически

устойчивы, а также могут помочь выявить потенциальные опасности, связанные с их использованием.

5. Реология – анализируется с помощью реометров для измерения вязкости, предела текучести и других параметров, которые могут повлиять на их эксплуатационные характеристики в газовых скважинах.

6. Совместимость – является важным фактором, который следует учитывать. Могут быть проведены тесты на совместимость, чтобы определить, совместимо ли ПАВ с другими химическими веществами в скважине и можно ли его безопасно использовать с оборудованием и материалами, используемыми в скважине.

7. Термическая стабильность – в газовых скважинах ПАВ могут подвергаться воздействию высоких температур и давления. Могут быть проведены испытания на термическую стабильность, чтобы определить, может ли ПАВ сохранять свои характеристики и стабильность в этих условиях.

8. Полевые испытания – в конечном счёте, эффективность ПАВ в газовых скважинах необходимо оценивать в реальных полевых условиях. Полевые испытания могут помочь определить эффективность ПАВ в удалении жидкостей со дна скважины, а также могут помочь выявить любые проблемы, которые могут возникнуть во время фактического использования.

В целом оценка ПАВ в лабораториях требует применения целого ряда аналитических методов для оценки физических, химических свойств ПАВ и свойств окружающей среды. Проводя эти тесты, определяются наиболее эффективные и устойчивые ПАВ для широкого спектра применений, в том числе в газовой промышленности.

При оценке ПАВ, используемых для вспенивания скопившейся воды на забое добывающей газовой скважины с целью высвобождения ствола скважины, в наибольшей степени следует ориентироваться на создаваемую пену. Анализ стабильности и эксплуатационных характеристик пены, образующейся при взаимодействии ПАВ с водой на забое газовой скважины, является важным шагом в обеспечении эффективности обработки скважины. Вот несколько распространённых методов, используемых для анализа стабильности и эксплуатационных характеристик пены [11, 24]:

1) испытание на стабильность объёмной пены – включает в себя создание образца пены в градуированном цилиндре и измерение высоты пены с течением определенных промежутков времени. Скорость разрушения пены может быть использована для оценки стабильности пены. Тест можно повторить с различными концентрациями поверхностно-активных веществ или составами для оптимизации стабильности пены;

2) динамическое испытание пены – включает измерение количества жидкости, вытесняемой образцом пены при его сжатии поршнем. Этот тест может быть использован для оценки стабильности и эксплуатационных характеристик пены при изменяющихся условиях давления и температуры;

3) испытание на устойчивость пены может определяться как период времени, в течение которого разрушается половина столба образованной пены. Этот метод позволяет оценить качество и эффективность ПАВ, а также выбрать оптимальные компоненты для получения наиболее устойчивой пены в конкретных условиях;

4) испытание на кратность пенообразования – это метод определения способности поверхностно-активного вещества создавать пену, при котором измеряется соотношение между объёмом пены и объёмом жидкости до добавления ПАВ. Этот метод помогает определить эффективность ПАВ, которые могут быть использованы в технологиях, требующих стабильной пены, таких как технологии добычи газа;

5) реология пены – метод, используемый для измерения механических свойств пены, таких как эластичность, вязкость и предел текучести. Эти свойства могут быть использованы для оптимизации состава пены и оценки стабильности пены в различных условиях;

6) анализ пены в пористых средах – включает оценку стабильности и эксплуатационных характеристик пены в моделируемых условиях ствола скважины. Этот метод может обеспечить более точную оценку поведения пены в реальной скважине и может быть использован для оптимизации состава поверхностно-активного вещества и процесса обработки.

В целом анализ стабильности и эксплуатационных характеристик пены, образующейся при взаимодействии ПАВ с водой на забое газовой скважины, является слож-

ным процессом, требующим тщательной оценки и тестирования. Используя комбинацию методов, производители могут оптимизировать свои составы поверхностно-активных веществ и процессы обработки, чтобы обеспечить эффективное удаление жидкости из скважины и предотвратить такие проблемы, как образование газогидратов.

Требования к ПАВ

Выбор поверхностно-активного вещества для газовых и газоконденсатных скважин зависит от нескольких факторов, включая их свойства, состав жидкости и условия в скважине. При их выборе следует принимать во внимание следующие требования [25]:

1. Составы поверхностно-активных веществ должны обеспечивать вспенивание скважинной жидкости, что подтверждается в результате лабораторных исследования с рекомбинацией пластовой системы индивидуально для отдельно взятой скважины.

2. Разработанный состав ПАВ должен быть совместим с составом жидкости, которая поступает на забой скважины. К примеру, поверхностно-активное вещество менее эффективно при наличии в жидкости забоя большого количества примесей.

3. Применяемый состав ПАВ должен быть растворимым в жидкости забоя для облегчения его диспергирования в скважине.

4. Поверхностно-активное вещество должно быть эффективным, что оценивается по таким параметрам как стабильность и устойчивость пены, кратность пенообразования и т.д.

5. Жизненный цикл пены должен быть спроектирован с учётом максимальной эффективности её использования и безопасности для окружающей среды, включая возможность контролировать и управлять её свойствами в различных условиях, и главное – обеспечивать возможность выноса пены из скважины на поверхность.

6. Для обеспечения безопасности и эффективности месторождений нефти и газа при использовании состава поверхностно-активных веществ (ПАВ) необходимо, чтобы образованная при движении пена не оказывала отрицательного влияния на геофизическое состояние (ГСС) месторождения.

7. Необходимо обеспечить безопасное и эффективное разрушение пены без образования твёрдых осадков и эмульсий на этапе передачи её в УКПГ.

8. Необходимо обеспечить сохранение осушающих свойств ТЭГ, а также предотвратить вспенивание ТЭГ в процессе его регенерации при любом температурном режиме. Кроме того, составы ПАВ должны соответствовать требованиям эксплуатации промышленного оборудования и не вызывать его повреждения.

9. Используемые составы ПАВ должны отвечать требованиям экологичности, экономической доступности и технологичности в применении и транспортировке. Предпочтение отдается сырью отечественного производства.

В целом, выбор подходящего ПАВ для удаления жидкости со дна газовой скважины является сложным процессом, который требует тщательной оценки множества факторов, а также тестирования в конкретных условиях скважины. Цель состоит в том, чтобы определить ПАВ, которое может эффективно образовывать стабильную пену, а также быть безопасным, экономичным и совместимым с другими материалами и химическими веществами в скважине. Мониторинг эффективности твёрдых ПАВ в газовых скважинах является важнейшей частью процесса обработки.

Заключение.

В ходе разработки газового или газоконденсатного месторождения довольно часто возникает проблема самодавливания добывающих скважин за счёт скопления жидкости на забое.

Количество и свойства жидкости, которая накапливается на забое, могут существенно отличаться в зависимости от особенностей конкретной скважины и воздействовать на призабойную зону пласта различными способами [12]:

1) накопление жидкости может привести к разрушению цемента в горной породе коллектора, что приведёт к ухудшению фильтрационно-емкостных свойств зоны призабойной зоны и повышению содержания механических примесей в продукции скважины. Данные негативные процессы могут негативно сказаться на наземном и подземном оборудовании;

2) скопившаяся жидкость отрицательно влияет на эксплуатационные характеристики.

Скопившаяся жидкость может отрицательно воздействовать на эксплуатационные свойства скважин, так как:

- режим работы скважин изменяется из-за уменьшения депрессии на пласте;
- дополнительные гидравлические сопротивления образуются в системе сбора газа из-за наличия воды в лифтовых трубах и газосборных трубопроводах;
- в поздний и завершающий периоды разработки перераспределение добычи между скважинами становится трудоёмким из-за низкого пластового давления;
- как результат, некоторые скважины работают ниже своей потенциальной возможности, а в некоторых случаях могут даже автоматически остановиться из-за скопления жидкости в них.

Жидкость, накапливающаяся на забое длительное время, может достигнуть перфорационных отверстий и перекрыть их, создавая противодействие на продуктивный пласт. С ростом высоты столба жидкости над уровнем отверстий это противодействие будет увеличиваться. Это явление существенно влияет на формирование депрессии на продуктивном пласте и может привести к уменьшению дебита газа или даже полной остановке работы скважины.

Выбор оптимального метода удаления жидкости с забоя скважин зависит от многих факторов, таких как конструкция скважины, геолого-промысловые характеристики месторождения, стадия разработки, объём поступающей жидкости и газа, и т.д. Существует множество способов решения этой проблемы, одним из которых является применение анионоактивных и неионогенных поверхностно-активных веществ, которые являются наиболее перспективным техническим решением для эксплуатации скважин на завершающей стадии разработки. Использование ПАВ для удаления жидкости с забоя скважины имеет ряд преимуществ, таких как невысокая стоимость и простота применения. Кроме того, ПАВ не наносят ущерба окружающей среде и не приводят к негативным последствиям для промышленного оборудования.

Литература

1. Al-Jawad M., Al-Hussaini M. Gas hydrate inhibition using surfactants: A review / M. Al-Jawad, M. Al-Hussaini // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2015. – № 27. – P. 1504–1525.
2. Davis S.E. Polymeric surfactants / S.E. Davis, L.E. Scriven // *Advances in Colloid and Interface Science*. – 1993. – № 44. – P. 67–144.
3. Li X., Li J. Application of surfactants in gas hydrate research: A review / X. Li, J. Li, J. Li // *Energy & Fuels*. – 2018. – № 32(1). – P. 383–396.
4. Кузнецова А.Н. Состав поверхностно-активных веществ для заводнения низкопроницаемых полимиктовых коллекторов / А.Н. Кузнецова, М.К. Рогачёв, А.С. Сухих // *Нефть. Газ. Новации*. – 2018. – № 4. – С. 10–16.
5. Кузнецова А.Н. Исследование и разработка растворов поверхностно-активных веществ для заводнения низкопроницаемых полимиктовых коллекторов / А.Н. Кузнецова, М.К. Рогачёв // *Инженер-нефтяник*. – 2016. – № 1. – С. 49–53.
6. Preparation of solid surfactant and its application in water shutoff of gas wells / L. Zhao [et al.] // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2021. – № 98. – P. 103917.
7. Application of solid surfactant in water shutoff and control for gas wells / G. Zhang [et al.] // *Petroleum Exploration and Development*. – 2019. – № 46(4). – P. 640–646.
8. A novel solid surfactant for water control in gas wells / F. Li [et al.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2016. – № 146. – P. 619–626.
9. Кузнецова А.Н. Dynamic modeling of surfactant flooding in low permeable argillaceous reservoirs / А.Н. Кузнецова, М.К. Рогачёв, А.С. Гунькин // *IOP: Earth and Environmental Science (EES)*. – 2017. – № 1. – С. 37-41.
10. Дубина Н.И. Механизм обводнения добывающих скважин на завершающей стадии разработки сеноманских залежей. – М. : ООО «Недра – Бизнесцентр», 2007. – 109 с.
11. Техника и технология удаления жидкости из газовых скважин с помощью пенообразующих веществ / Р.А. Гасумов [и др.] // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. – 2007. – № 9. – С. 53–57.
12. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин / Ли Джеймс, Генри В. Никенс, Майкл Уэллс; Пер. с англ. – М. : ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. – 384 с.
13. Sloan E.D. Clathrate hydrates of natural gases / E.D. Sloan, C.A. Koh. – CRC Press, 2008.

14. Firoozabadi A. Hydrate prevention and remediation / A. Firoozabadi, W.G. Chapman // SPE production & operations. – 2005. – № 20(3). – P. 229–237.
15. Progress in prevention and control technologies of gas hydrates / J. Yang [et al.] // Energy & Fuels. – 2021. – № 35(6). – P. 4881–4898.
16. Linga P. Formation and prevention of hydrates in offshore drilling and production: A review / P. Linga, A. Firoozabadi, H. Lee // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2014. – № 21. – P. 1129–1145.
17. A review on gas hydrate inhibitors: Current status, challenges and prospects / S. Yang, Y. Liu, Z. Liu, J. Gong // Applied Energy. – 2022. – № 310. – P. 117784.
18. Icephobic coatings: A review of recent advances and future prospects / W. Cao [et al.] // Progress in Organic Coatings. – 2020. – № 146. – P. 105743.
19. Подопригора Д.Г. The Comprehensive Overview of Large-Volume Surfactant Slugs Injection for Enhancing Oil Recovery: Status and the Outlook / Д.Г. Подопригора, Р.Р. Бязров, Ю.А. Сытник // Energies. – 2022. – № 15. – P. 1–21.
20. Carvajal G. Surfactants: Applications in the oil and gas industry / G. Carvajal, E. Garcia-Ochoa, J. Santos // In Encyclopedia of Interfacial Chemistry. – 2017. – P. 461–468.
21. Napper D.H. Surfactants: Detergency, foamability, and foam stability. – CRC Press, 1993.
22. Pal S. Use of surfactants in oil and gas industry: A review / S. Pal // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – № 163. – P. 555–567.
23. Rosen M.J. Surfactants and interfacial phenomena. – John Wiley & Sons, 2012.
24. ASTM International. (2019). ASTM D1331-14(2019): Standard test methods for surface and interfacial tension of solutions of surface-active agents. – URL : <https://www.astm.org/Standards/D1331.htm>
25. СТО Газпром добыча Надым 3.092-2017 «Порядок проведения работ по подбору и применению поверхностно-активных веществ для обеспечения выноса жидкости с забоя при эксплуатации и выводу на режим после ремонта сеноманских газовых скважин Юбилейного и Ямсовейского месторождений». – Газпром добыча Надым, 2020.
26. Березовский Д.А. Проблема «самозадавливания» скважин и пути её решения на примере медвежьего месторождения / Д.А. Березовский, И.С. Матвеева, О.В. Савенок // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 11. – С. 53–62.
27. Березовский Д.А. Методы предупреждения и ликвидации гидратообразования при эксплуатации газовых скважин на примере месторождения Узловое / Д.А. Березовский, Г.В. Кусов, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 2. – С. 82–108.
28. Березовский Д.А. Применение химических реагентов для предупреждения и борьбы с гидратами при добыче газа на Ямбургском газоконденсатном месторождении / Д.А. Березовский, Г.В. Кусов // Наука и технологии в нефтегазовом деле: тезисы докладов II Международной научно-практической конференции (31 января – 01 февраля 2020 года, г. Армавир). – Краснодар : Кубанский государственный технологический университет, 2020. – С. 249–250.

References

1. Al-Jawad M. Gas hydrate inhibition using surfactants: A review / M. Al-Jawad, M. Al-Hussaini // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2015. – № 27. – P. 1504–1525.
2. Davis S.E. Polymeric surfactants / S.E. Davis, L.E. Scriven // Advances in Colloid and Interface Science. – 1993. – № 44. – P. 67–144.
3. Li X. Application of surfactants in gas hydrate research: A review / X. Li, J. Li, J. Li // Energy & Fuels. – 2018. – № 32(1). – P. 383–396.
4. Kuznetsova A.N. Composition of surfactants for waterflooding of low-permeability polymictic reservoirs / A.N. Kuznetsova, M.K. Rogachev, A.S. Dry // Oil. Gas. Innovations. – 2018. – № 4. – P. 10–16.
5. Kuznetsova A.N. Research and development of surfactant solutions for flooding low-permeability polymictic reservoirs / A.N. Kuznetsova, M.K. Rogachev // Petroleum engineer. – 2016. – № 1. – P. 49–53.
6. Preparation of solid surfactant and its application in water shutoff of gas wells / L. Zhao [et al.] // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2021. – № 98. – P. 103917.
7. Application of solid surfactant in water shutoff and control for gas wells / G. Zhang [et al.] // Petroleum Exploration and Development. – 2019. – № 46(4). – P. 640–646.
8. A novel solid surfactant for water control in gas wells / F. Li [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – № 146. – P. 619–626.
9. Kuznetsova A.N. Dynamic modeling of surfactant flooding in low permeable argillaceous reservoirs / A.N. Kuznetsova, M.K. Rogachev, A.S. Gunkin // IOP: Earth and Environmental Science (EES). – 2017. – № 1. – P. 37–41.

10. Dubina N.I. Mechanism of flooding of production wells at the final stage of development of Cenomanian deposits. – M. : LLC «Nedra – Business Center», 2007. – 109 p.
11. Gasumov R.A. Technique and technology for removing fluid from gas wells using foaming agents / R.A. Gasumov [et al.] // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2007. – № 9. – P. 53–57.
12. Exploitation of flooded gas wells. Technological solutions for fluid removal from wells / Lee James, Henry W. Nickens, Michael Wells; Translation of English – M. : Premium Engineering LLC, 2008. – 384 p.
13. Sloan E.D. Clathrate hydrates of natural gases / E.D. Sloan, C.A. Koh. – CRC Press, 2008.
14. Firoozabadi A. Hydrate prevention and remediation / A. Firoozabadi, W.G. Chapman // SPE production & operations. – 2005. – № 20(3). – P. 229–237.
15. Progress in prevention and control technologies of gas hydrates / J. Yang [et al.] // Energy & Fuels. – 2021. – № 35(6). – P. 4881–4898.
16. Linga P. Formation and prevention of hydrates in offshore drilling and production: A review / P. Linga, A. Firoozabadi, H. Lee // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2014. – № 21. – P. 1129–1145.
17. A review on gas hydrate inhibitors: Current status, challenges and prospects / S. Yang, Y. Liu, Z. Liu, J. Gong // Applied Energy. – 2022. – № 310. – P. 117784.
18. Icephobic coatings: A review of recent advances and future prospects / W. Cao [et al.] // Progress in Organic Coatings. – 2020. – № 146. – P. 105743.
19. Подопригора Д.Г. The Comprehensive Overview of Large-Volume Surfactant Slugs Injection for Enhancing Oil Recovery: Status and the Outlook / Д.Г. Подопригора, Р.Р. Бязров, Ю.А. Сытник // Energies. – 2022. – № 15. – P. 1–21.
20. Carvajal G. Surfactants: Applications in the oil and gas industry / G. Carvajal, E. Garcia-Ochoa, J. Santos // In Encyclopedia of Interfacial Chemistry. – 2017. – P. 461–468.
21. Napper D.H. Surfactants: Detergency, foamability, and foam stability. – CRC Press, 1993.
22. Pal S. Use of surfactants in oil and gas industry: A review / S. Pal // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – № 163. – P. 555–567.
23. Rosen M.J. Surfactants and interfacial phenomena. – John Wiley & Sons, 2012.
24. ASTM International. (2019). ASTM D1331-14(2019): Standard test methods for surface and interfacial tension of solutions of surface-active agents. <https://www.astm.org/Standards/D1331.htm>
25. STO Gazprom dobycha Nadym 3.092-2017 «Procedure for the selection and use of surfactants to ensure the removal of fluid from the bottomhole during operation and bringing to operation after repair of the Cenomanian gas wells of the Yubileynoye and Yamsoveyskoye fields». – Gazprom dobycha Nadym, 2020.
26. Berezovsky D.A. The problem of «self-clamping» of wells and ways to solve it on the example of the bear field / D.A. Berezovsky, I.S. Matveeva, O.V. Savenok // Oil. Gas. Innovations. – 2016. – № 11. – P. 53–62.
27. Berezovsky D.A. Methods for preventing and eliminating hydrate formation during the operation of gas wells on the example of the Uzlovoe field / D.A. Berezovsky, G.V. Kusov, O.V. Savenok // Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – 2017. – № 2. – P. 82–108.
28. Berezovsky D.A. The use of chemical reagents to prevent and combat hydrates during gas production at the Yamburgskoye gas condensate field / D.A. Berezovsky, G.V. Kusov // Science and technology in the oil and gas business: abstracts of the II International Scientific and Practical Conference (January 31 – February 01, 2020, Armavir). – Krasnodar : Kuban State Technological University, 2020. – P. 249–250.