

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.2.90-128>

EDN NVRPPU

УДК 622.279.7+661.185

Способы борьбы с обводнением газоконденсатных скважин, возможности применения поверхностно-активных веществ и обоснование его подбора

¹Гусейнов Э.Б., ²Зарипов А.Т., ³Султанбеков Р.Р., ¹Шайхутдинова А.Ф.

¹ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет – Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия

²Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина,
Альметьевск, Россия

³Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,
Санкт-Петербург, Россия

Methods of combating watering in gas condensate wells, possibilities of using surfactants and rationale for its selection

¹E.B. Guseynov, ²A.T. Zaripov, ³R.R. Sultanbekov, ¹A.F. Shaikhutdinova

¹Almetyevsk State University of Technology – Higher Petroleum School, Almetyevsk, Russia

²TatNIPIneft Institute - PJSC TATNEFT, Almetyevsk, Russia

³St. Petersburg Mining University of Empress Catherine II, St. Petersburg, Russia

E-mail: elkin-93@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены методы отечественных и зарубежных технологий эксплуатации газоконденсатных скважин. Приведены наиболее вероятные причины обводнения газоконденсатных скважин, детально рассмотрены способы борьбы с обводнением, существующие типы и современные виды поверхностно-активных веществ, методы подбора поверхностно-активных веществ, оборудования для лабораторных исследований, а также способы доставки поверхностно-активных веществ на забой газоконденсатной скважины с горизонтальным окончанием с целью выноса жидкости с забоя.

Ключевые слова: газ, газоконденсат, скважина, обводнение, поверхностно-активное вещество, типы поверхностно-активных веществ, методы исследований

© Гусейнов Э.Б., Зарипов А.Т., Султанбеков Р.Р., Шайхутдинова А.Ф., 2024

поверхностно-активных веществ, лабораторные исследования поверхностно-активных веществ, оборудование для проведения лабораторных исследований

Для цитирования: Гусейнов Э.Б., Зарипов А.Т., Султанбеков Р.Р., Шайхутдинова А.Ф. Способы борьбы с обводнением газоконденсатных скважин, возможности применения поверхностно-активных веществ и обоснование его подбора // Нефтяная провинция.-2024.-№2(38).-С. 90-128. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.2.90-128>. - EDN NVRPPU

Abstract. The article discusses methods of domestic and foreign technologies for operating gas condensate wells. The most probable reasons for watering of gas condensate wells are given, methods of combating watering, existing types and modern types of surfactants, methods for selecting surfactants, equipment for laboratory research, as well as methods for delivering surfactants to the bottom of a gas condensate well with horizontal end for the purpose of removing fluid from the bottom.

Key words: *gas, gas condensate, well, watering, surfactant, types of surfactants, methods for researching surfactants, laboratory testing of surfactants, equipment for laboratory research*

For citation: E.B. Guseynov, A.T. Zaripov, R.R. Sultanbekov, A.F. Shaikhutdinova Sposoby bor'by s obvodneniyem gazokondensatnykh skvazhin, vozmozhnosti primeneniya poverkhnostno-aktivnykh veshchestv i obosnovaniye yego podbora [Methods of combating watering in gas condensate wells, possibilities of using surfactants and rationale for its selection]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(38), 2024. pp. 90-128. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.2.90-128>. EDN NVRPPU (in Russian)

При разработке газоконденсатных месторождений Западной Сибири, где наблюдается снижение уровня добычи, неизбежно сталкиваются с проблемами, ограничивающими процесс добычи, и сложностями, связанными с извлечением углеводородов из пласта.

В теории и практике разработки газоконденсатных месторождений различают 3 основных периода эксплуатации:

1. Период нарастающей добычи – в этот период ведется разбуривания эксплуатационного фонда на месторождении, обустройство, опытно-промышленная эксплуатация.

2. Период постоянной добычи – характеризуется постоянным годовым отбором газа, в данный период отбирают основное количество газа, добуривают эксплуатационный фонд скважин и строят ДКС.

3. Период падающей добычи – период, приходящий на смену постоянной добычи, характеризуется снижающимися годовыми отборами газа, пластовым давлением и дебитом скважин.

В процессе эксплуатации газоконденсатных месторождений на заключительном этапе добычи, когда пластовое давление понижается, и уровень добычи из скважин снижается до критических показателей, в призабойной зоне пласта происходит процесс агрегации жидкости. Это явление препятствует стабильной работе скважин, что по итогу приводит к самозадавлению [5]. Процесс, известный как самозадавление, происходит, когда гидростатический столб жидкости равняется или превышает значение депрессии на пласт. Процесс самозадавления вызывает нарушение стабильного режима фонтанирования, сокращение дебитов углеводородной продукции, повышение рисков гидратообразования, возникает необходимость сепарации и утилизации значительных количеств жидкости [1, 6].

Причинами обводнения скважин бывают, как геологические, так и технологические [35].

Геологические [11]:

– давление внутри ствола скважины уменьшается до уровня ниже давления насыщения, запускается процесс, в результате которого начинается конденсация воды или газового конденсата;

– снижение пластового давления приводит к уменьшению дебита добываемых скважин;

– подъем газовой воды приводит к тому, что пластовая вода прорывается в скважину.

При проектировании системы для добычи продукции крайне важно принимать во внимание уникальные характеристики месторождения. Это помогает оптимизировать процесс разработки месторождения и сократить

возможные технические сложности. Ошибки в выборе оборудования и в самой системы часто приводят к неэффективной работе и потерям.

На забое скважины преимущественно собирается жидкость, в основном состоящая из воды. Эта вода, может быть, различных видов: техногенной, конденсационной или пластовой. Так, техногенная вода – это та, которая поступает в скважину в ходе выполнения капитальных ремонтных работ [2].

При добыче газа, в процессе перемещения по стволу скважины, происходит изменения температуры и давления, что вызывает конденсацию водяного пара, содержащегося в газе. По мере подъема газа по скважине, его температура падает, а давление снижается до уровня, при котором начинается активная конденсация водяных паров. Конденсат скапливается и стекает вниз по стенкам насосно-компрессорных труб к забою скважины. [19]. Эта конденсационная вода, обладает меньшим содержанием солей и ионов по сравнению с пластовой водой [11].

В дополнение, источники пластовой воды могут быть разделены на две категории [22]:

1. напорная подземная вода, достигающая забоя скважины из-за высокой депрессии в пласте, что может спровоцировать раннее обводнение или подъема газоводяного контакта.

2. вода из водонасыщенного или уже обводненного пласта, попадающая в скважину через межколонные перетоки или негерметичности обсадных колонн [2].

Для того чтобы эффективно разрабатывать газоконденсатные месторождения, критически важно обеспечить удаление жидкости из скважины. Это достигается путём поддержания высокой скорости газового потока, превышающей критический уровень, который нужен для транспортировки жидкости на поверхность. Стоит отметить, что критическая скорость, ниже

которой газ не сможет эффективно перемещать жидкость, индивидуальна для каждой скважины и обычно колеблется между 2 и 4 м/с [22].

1. Методы удаления жидкости с забоев скважин.

Известные методы удаления жидкости с забоя газоконденсатных скважин делятся на 4 основные группы [38] (Рис. 1):

- 1) механические (плунжерный лифт, газлифт) [3];
- 2) циклические (продувка скважины);
- 3) физико-химические (с помощью пенообразующих реагентов);
- 4) газодинамические.

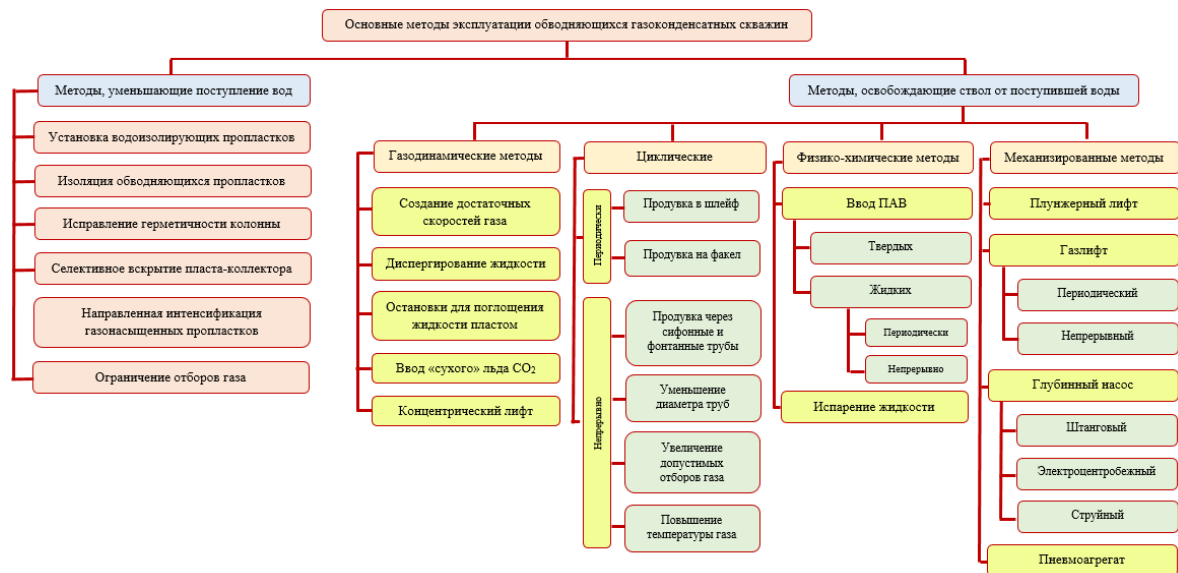


Рис. 1. Основные методы эксплуатации обводняющихся газоконденсатных скважин

Выбор способа удаления жидкости при эксплуатации скважины определяется в зависимости от следующих факторов [21]:

- геолого-промысловых характеристик газонасыщенного пласта;
- качества цементирования пространства между обсадными колоннами;
- конструкции скважины;
- временного периода разработки месторождения;
- объема и причин поступления жидкости в скважину.

К геолого-техническим мероприятиям (ГТМ) для стабильной работы скважин относятся [18]:

Периодическая продувка на горизонтальное горелочное устройство с выпуском газа в атмосферу.

Наиболее простым методом удаления жидкости из скважины считается продувки через горизонтальное горелочное устройство с выпуском газа в атмосферу [21]. Это действие снижает давление на устье скважины, что способствует повышению дебита газа и его скорости, как в лифтовой колонне, так и на забое.

Продолжительность работы скважины с повышенным дебитом составляет от 30 до 50 минут. Необходимость в проведении продувок обусловлена количеством жидкости, скопившейся в забое и лифтовой колонне, и такие процедуры требуются каждые 3-4 дня для определенных скважин [23]. Экологическая безопасность этого метода вызывает сомнения, поскольку он приводит к необратимым выбросам газа в атмосферу и имеет короткий срок действия. Кроме того, увеличение депрессии на пласт может негативно повлиять на породу, разрушая ее структуру.

Изменение типоразмера НКТ.

Основной задачей при установке труб меньшего диаметра вместо текущего НКТ является создание более благоприятных условий для удаления воды из колонн. Однако данное изменение приводит к уменьшению производительности скважин. Исследования, проведенные на месторождениях в Ямало-Ненецком автономном округе, выявили, что такая замена оказывается полезной только для тех скважин, где дебит газа существенно ниже нормы, на 30-80%.

В процессе проектирования важно стремиться к тому, чтобы скважины с НКТ больших диаметров работали как можно дольше. Чтобы скважи-

ны функционировали стабильно, необходимы определенные минимальные дебиты газа: для НКТ диаметром 168 мм – 150 тыс. м³/сутки, 114 мм - 70 тыс. м³/сутки, 89 мм – 38 тыс. м³/сутки, и для 73 мм – 28 тыс. м³/сутки. Обычно первые 8 месяцев скважины эксплуатируются без осложнений, но после этого периода могут возникнуть проблемы с наличием признаком обводнений и падением дебита газа.

Газлифт.

Закачка газа в затрубное пространство применяется для очистки скважин от жидкости и обеспечения их непрерывной работы. На Медвежем НГКМ технология, примененная в скважинах № 928, 1022 и 1028, дала положительные результаты. Для устранения жидкости, сухой газ, прошедший процесс обработки на ДКС, вновь закачивается в скважину.

Преимущества:

- скважины не продуваются на горизонтальное горелочное устройство;
- увеличивается скорость газа и соответственно дебит скважины до величин, необходимых для выноса жидкости с забоя скважины;

Недостатки:

- сильная зависимость объема закачки газа в затрубное пространство скважин от давления в шлейфе;
- дополнительные затраты на осушку и компримирование газа, подаваемого в затрубное пространство.

Эксплуатация скважин с использованием плунжерного лифта.

Системы плунжерного лифта могут функционировать как в непрерывном, так и в периодическом режиме. В случае непрерывной работы плунжер движется постоянно в НКТ, в то время как в периодическом режиме плунжер останавливается в лубрикаторе. Для управления периодиче-

скими системами используются контроллер и специальный клапан-отсекатель, что делает возможным регулировать время удаления жидкости из скважины.

На Уренгойском и Медвежьем месторождениях была проведена серия экспериментов, в ходе которых применялась технология непрерывного функционирования плунжерного лифта для НКТ 168 мм. Особенностью технологии является ее работа при отсутствии электричества, что достигается за счет использования специального плунжера с «летающим клапаном» [24, 25]. В процессе работы плунжер соединяется с шаром на забое скважины, который в свою очередь, поднимает жидкость до устья скважины. После достижения верхнего ограничителя плунжер и шар разъединяются и опускаются вниз, где снова соединяются и цикл повторяется. Таким образом, жидкость эффективно перемещается с забоя на устье скважины.

Технология использования плунжерного лифта, как и газлифт, позволяет сократить количество продувок на горизонтальное горелочное устройство, а также позволяет обойтись без предварительного глушения скважины.

Тем не менее, использование плунжерного лифта ограничено:

- если критическая скорость газа опускается ниже 2-2,5 м/с, увеличивается риск того, что при движении плунжера шар не отделится от корпуса на верхнем пределе, что может вызвать его блокировку в верхней части скважины;
- имеющиеся сужения в НКТ могут привести к тому, что плунжер застрянет, что потребует дополнительных ремонтных работ;
- эффективная работа плунжерного лифта гарантирована только в скважинах с углом наклона до 30 градусов.

Периодическая закачка сухого газа в затрубное пространство.

Газ высокого давления из ДКС поступает в затрубное пространство скважины через промысловый шлейф. В результате увеличивается суммарный объем газа, поступающего как из пласта, так и через затрубное пространство, что приводит к вытеснению жидкости из скважины за счет превышения критического уровня. Однако применение газлифта на газоконденсатных скважинах ограничено. Причиной этого являются высокие требования к расходу газа, необходимости его подготовки и сжатия, а также наличие дополнительных трубопроводов для газлифта.

Применение технологии концентрического лифта.

Технология концентрического лифта заключается в оборудовании скважины двумя размещенными одна в другой колоннами НКТ. Газ, который поступает из пласта, делится на два потока: один поток идет через центральную колонну, другой — через основную. На поверхности оба потока смешиваются и направляются в единый газосборный коллектор [7, 10]. В пространстве между трубами установлен регулирующий клапан, который автоматически контролирует, чтобы объем газа в этом пространстве был на 10-20% выше минимально необходимого для эффективного удаления жидкости из скважины.

На скважинах Большого Уренгоя данная технология была успешно применена [4, 8, 9, 12, 13, 15, 16].

Использование технологии концентрического лифта с металлическими трубами связано с рядом существенных проблем:

1. Применение технологической жидкости ведет к необходимости глушения скважины и негативно сказывается на призабойной зоне пласта.
2. Восстановление скважины до рабочего состояния после ремонта может занять несколько месяцев, при этом существует риск, что скважина не вернется к прежним показателям производительности, более того, про-

стой скважины может длиться от одного до трех месяцев, что влечет за собой большие финансовые затраты.

3. Использование концентрического лифта с малым диаметром колонны приводит к значительным потерям давления внутри скважинного ствола.

Использование цельных полимерных армированных труб, которые спускаются в скважину посредством колтубинговых технологий в форме цельной трубы, значительно упрощает процесс установки дополнительной лифтовой колонны в рамках технологии концентрического лифта. Этот подход исключает потребность в капитальном ремонте или глушении скважины, что приводит к снижению затрат и трудозатрат, а также минимизирует вредное воздействие на природу. Таким образом, эффективность технологии значительно улучшается.

2. Использование ПАВ при эксплуатации газоконденсатных скважин

Известные технологии удаления жидкости из скважины с помощью поверхностно-активных веществ (ПАВ) [17]:

- закачка жидкого ПАВ в скважину постоянно либо непрерывно (Рис. 2);
- разовая закачка жидкого ПАВ в скважину (трубное пространство) с остановкой;
- сброс твердых стержней ПАВ в остановленную скважину (Рис. 3);
- закачка жидкого ПАВ через капиллярную трубу в середину интервала перфорации или в зону максимального скопления жидкости (Рис. 4).

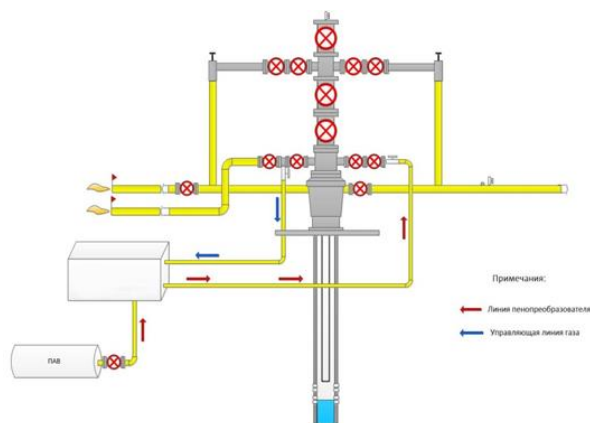


Рис. 2. Закачка жидкого ПАВ в скважину

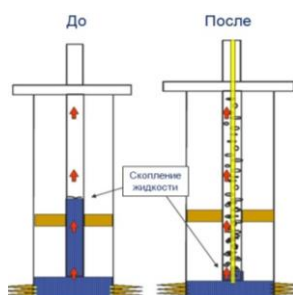


Рис. 3. Закачка и действие твердых ПАВ в скважине

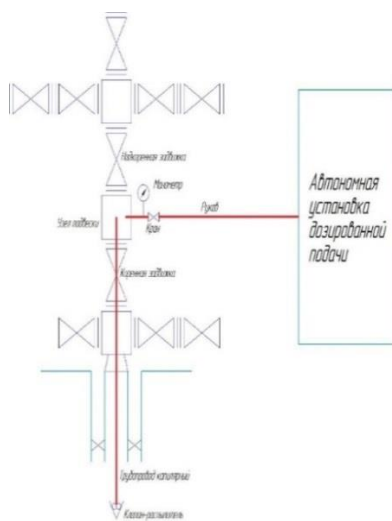


Рис. 4. Подача жидкого ПАВ по капиллярной трубе, спущенный на забой скважины (в зону скопления жидкости)

Процесс обработки ПЗП скважин с использованием жидких ПАВ начинается с отработки скважины на ГГУ с последующей остановкой. Далее вводят жидкий ПАВ, который продавливается в пласт, после чего скважина снова запускается на ГГУ и переводится в работу в шлейф. Также возможна непрерывная закачка жидких ПАВ в скважину (в затрубное пространство либо в колонну НКТ, с отбором по соответствующему аль-

тернативному пути), где происходит смешивание с добываемой пластовой смесью и водой, после чего образовывается пена [14].

При применении твердых ПАВ: сначала скважина отрабатывается на ГГУ с последующей остановкой. Далее в остановленную скважину сбрасывают определенное количество твердых ПАВ в форме стержней, и затем запускают в технологию. Твердые ПАВ в виде стержней, двигаясь от устья скважины к забою, вступают в реакцию с пластовой смесью и водой, создавая пену. Эта пена затем удаляется газовым потоком через ГГУ. После полного удаления пены и механических примесей через ГГУ, скважина запускается в эксплуатацию (в шлейф).

В последнее время в России все чаще используется методика введения жидких пенообразователей в скважины. Этот метод позволяет поддерживать необходимую концентрацию химических веществ, в отличие от применения твердых форм ПАВ. При этом, если скважина работает с большой продуктивностью (когда минимальный дебит скважины для выноса жидкости превышает максимальный режим работы), то высокая скорость газа на забое может вызвать износ оборудования и уничтожение краевой зоны пласта. В таком случае, использование жидких пенообразователей не только предотвращают накопление жидкости в скважине, но и помогают удалять песок из забоя, предотвращая формирование песчано-глинистых пробок.

Применение пены в газоконденсатных скважинах с низкими расходами значительно улучшает процесс выноса жидкости к устью. При этом жидкость удерживается внутри пленки газовых пузырьков, что позволяет воздействовать на нее более эффективно за счет увеличения площади поверхности [31, 36]. Это, в свою очередь, уменьшает плотность жидкости, тем самым предотвращая значительное скопление жидкости или высокие потери давления при многофазном потоке, которые могут возникнуть в отсутствие пены.

Реакция воды и жидких углеводородов с ПАВ проявляется по-разному. В частности, легкие углеводороды не способны качественно вспениваться, из-за чего они склонны оставаться на поверхности воды и не смешиваются с ней. Хотя возможно получение дисперсии с пузырьками газоконденсата, однако такая фаза является нестабильной и склонна к быстрому разрушению. Для поддержания равномерной плотности в дисперсионной фазе (пене) требуется постоянное взбалтывание углеводородов с водой, что способствует формированию дисперсной среды из частиц углеводородов.

Причина плохого пенообразования у углеводородов заключается в том, что их молекулы являются неполярными, и поэтому обладают меньшим межмолекулярным притяжением. В отличие от них, молекулы воды обладают полярностью, позволяющей им формировать прочные пленки с ПАВ. В условиях, когда в скважине присутствуют как вода, так и легкие углеводороды, пена формируется преимущественно в водной фазе, где вспененная вода (дисперсионная фаза) захватывает частицы жидких углеводородов.

Степень насыщенности пены газом при определённых рабочих давлениях и температурных условиях играет важную роль в её качестве. Например, пена с 80% содержанием газа классифицируется как пена 80%-го качества. Однако, при снижении качества пены до 50% или ниже приводит к образованию нестабильной газожидкостной эмульсии. Под воздействием силы тяжести такая эмульсия может разделяться на газовую и жидкую составляющие. С улучшением качества пены, её жидкая составляющая становится тоньше и более подвержена деформациям, вызванным поверхностным натяжением. В более плотном и стабильном состоянии пена не текуча. [26, 27, 33].

Эффективность использования вспенивающих ПАВ в скважинах, которая напрямую влияет на градиенты давления, определяется дебитом и

условиями работы скважины. В программных обеспечениях для моделирования многофазного течения, которые используются для расчета производительности скважин, пена учитывается как жидкость в двухфазной системе.

3. Существующие типы ПАВ

В настоящее время существуют различные типы ПАВ для удаления жидкости с забоя скважин, в табл. 1 приведены часто используемые виды ПАВ [28, 32]:

Таблица 1

Типы ПАВ

№ п/п	Типы ПАВ	Состав	Преимущества	Недостатки
1	Анионные	Имеют отрицательную заряженную головную группу, такую как карбоксилатная или сульфатная группа. Преимущественно представлены лаурилсульфатом натрия и додецилбензолсульфонатом натрия.	1.Очень хорошие пенообразующие свойства. 2.Применяются при высокой обводненности на низкотемпературных скважинах. 3.Хорошо взаимодействуют с конденсатом.	1.Толерантны к минерализации, но пенообразующие свойства могут умеренно снижаться при высокой минерализации. 2.Ограничение по температуре, нельзя применять выше 70-80 °С. 3.Могут образовывать эмульсии, снижая качество воды.
2	Катионные	Обладают положительно заряженной головной группой, такой как четвертичная аммониевая группа. Примеры включают хлорид бензалкония и бромид цетилтриметиламмония.	1.Высокая температурная стабильность. 2.Отличные жирорастворяющие свойства. Антикоррозийный эффект.	1.Низкое пенообразование, по сравнению с остальными видами ПАВ. 2.Могут терять активную основу на стенках трубы. 3. Самые сильные из всех видов ПАВ эмульгирующие свойства.
3	Амофтерные	Обладают как положительным, так и отрицательными зарядами и могут действовать как анионные, так и катионные ПАВ в зависимости от рН раствора, представлены бетаинами и сульфобетаинами.	1.Высокие пенообразующие свойства, но ниже, чем у анионных. 2.Хорошо образуют пену при высокой минерализации. 3.Термостабильны (могу применяться при температуре выше 100 °С). 4. Хорошо образуют пену средним при содержании конденсата.	1.Могут вызвать коррозию из-за присутствия хлоридов. 2.Из-за хлоридов нельзя применять там, где требуется отсутствие хлорорганических соединений (ХОС).

			5.Низкая токсичность.	
4	Неиногенные (не образуют ионов при диссоциации)	Имеют нейтральную головную группу и обычно оказывают меньшее раздражающее действие, чем анионные или катионные ПАВ. Представлены полиэтиленгликолем (ПЭГ) и полисорбатом 80.	1.Хорошо образуют пену при высокой минерализации.	1.Растворимость снижается с ростом температуры (температура помутнения). 2.Пенообразование жидкости уменьшается с увеличением содержания конденсата.
5	Криптоанионные	Обладают свойствами сразу двух ПАВ – анионный и катионный.	1.Универсальность применения.	1.Эффективность при разной степени минерализации жидкости разная. 2.Недостаточно чувствителен к изменению минерализации пластовой жидкости.

Исследования в области ПАВ активно развиваются с целью создания более эффективных веществ, применяемых в газодобывающей отрасли. Их способность снижать поверхностное натяжение делает незаменимыми в борьбе с обводняющимися скважинами. Разнообразие свойств ПАВ открывает широкие возможности для их использования.

Анализ существующих ПАВ

Состав и тип реагентов ПАВ, применяемых для извлечения жидкости со скважин, могут меняться в соответствии с особенностями использования, а также с учетом индивидуальных свойств и содержимого по каждой отдельно взятой скважине. Решение о выборе ПАВ принимается на основе детального анализа параметров скважины, включая давление, температуру, тип жидкости (концентрацию солей, pH и температуру среды) и других характеристик [34, 35, 37]. Различные ПАВ имеют свои уникальные свойства и эффективность в удалении жидкости, поэтому важно учитывать особенности каждой скважины. Тем не менее, существуют определенные реагенты, которые часто используются в составах ПАВ [20, 30]:

– Алкилбензолсульфонаты, принадлежащие к категории анионных ПАВ, находят своё применение в нефтегазовой отрасли благодаря своим отличным смачивающим и эмульгирующим характеристикам. Данный реа-

гент способствует формированию стабильных эмульсий, что значительно облегчает процесс извлечения жидкости из скважин, повышая эффективность работы на нефтегазоконденсатных промыслах.

– Алкилполиглюкозиды, являющиеся классом неионогенных ПАВ, изготавливаются из возобновляемых источников, в основном это крахмал кукурузы и картофеля. Эти вещества превосходно справляются с формированием пены, что не только улучшает процесс удаления жидкостей из скважин, включая воду, но и способствует повышению эффективности работы скважин за счет создания стабильной пены.

Для обеспечения наилучшей эффективности и достижения нужных показателей, обычно проводится тщательный анализ разнообразных ПАВ, после чего корректируется по факту применения на скважине, для достижения максимального эффекта и получения желаемых результатов. В этом контексте ключевую ролью обладают лабораторные испытания, в ходе которых происходит рекомбинация пластовых смесей. Эти исследования помогают определить оптимальные составы ПАВ, специфичные для данной скважины и условий её эксплуатации.

Наиболее широко применяемые реагенты отечественных ПАВ представлены в табл. 2.

Применяемые реагенты отечественных ПАВ

№ п/п	Реагент	Тип ПАВ	Вид	Преимущества	Недостатки
1	Полиэтиленоксид-4000	Неионогенный	Представляет собой белые, желтоватые или сероватые воскоподобные чешуйки, порошок или плотную массу. Легко растворим в воде, спирте и хлороформе, практически нерастворим в эфире.	Эффективен для выноса водоконденсатной смеси из неглубоких скважин (до 1000 м) с содержанием УВК в пластовой жидкости более 20% по объему.	При больших глубинах скважины эффективность ПАВ снижается за счет недостаточной кратности пенообразования (1,5-1,7).
2	Сульфонат натрия	Анионоактивный	Белые кристаллы или кристаллический порошок.	Дает обильную пену	Неэффективен при одиночном использовании реагента в следующих условиях: - при эксплуатации скважин с падающей добычей; - при аномально низких пластовых давлениях; - при запуске скважины после ее остановки.
3	Полианионная целлюлоза	Анионный	Порошок, варьирующийся от белого до кремового оттенка и не обладающий запахом, который прекрасно растворяется в воде	Используется для связывания и склеивания, что повышает прочность шашек. Этот реагент улучшает способность пены к выносу жидкости и её устойчивость, оставаясь при этом устойчивым к минерализации вод, что особенно значимо в условиях высокой концентрации солей в скважинной продукции	Демонстрирует низкую термостойкость и подвержен ферментации.
4	Карбонат аммония	Анионный	Представляет собой бесцветные или белые кристаллы, которые легко растворяются в воде.	При температуре выше +5 °С он разлагается с выделением газов, благодаря чему может находиться на границе раздела жидкостей типа «вода-конденсат»	При низких температурах, когда разложение не происходит, вещество осаждается на забое скважины, что ухудшает образование пены и снижает эффективность удаления жидкости. При использовании данного реагента важно учитывать температурные условия и выбирать оптимальный режим работы.
5	Хлористый натрий	Как добавка к ПАВ	Кристаллический белый порошок со слабым запахом аммиака	В составе ПАВ преимущественно выступает в качестве утяжелителя. Сохраняет свои свойства при высокой температуре и в условиях высокой минерализации воды, что делает его	Неэффективен при высоких скоростях потока газожидкостных смесей. При наличии большого количества адсорбирующих компонентов хлористый натрий может не обеспечить нужную стабильность пены и ухуд-

				универсальным и очень эффективным ингредиентом для процессов удаления жидкости из скважины.	шить процесс выноса жидкости.
6	ОС-20	Неионогенный	Представляет собой воскообразные чешуйки, окрашенные в белый или желтоватый цвет. В его составе находится комбинация полиоксиэтиленгликолевых эфиров синтетических первичных высших жирных спиртов фракции С16–С18, включая этоксилированные (20 ЕО) цетиловые и стеариловые спирты, а также оксиэтилированный (20 ЕО) гекса (окта) дециловый спирт.	Средство демонстрирует высокую эффективность при вспенивании сильно минерализованных пластовых вод	При содержании углеводородов свыше 50% его вспенивающая способность снижается. Одним из ограничений использования реагента на основе ОС-20 является продолжительное время растворения в жидкостях, содержащих углеводородную фазу, что ограничивает его применение в определённых условиях.
7	ПАВ «Прогресс»	Смесь аниоактивных ПАВ и неионогенных ПАВ	Готовый концентрированный раствор. Светло-желтого цвета.	Может использоваться для удаления жидкости с забоя скважины, если содержание газового конденсата в пластовой жидкости не превышает 20 % по объему. Биоразлагаемый. Эффективен в жесткой воде.	Эффективность снижается при высоком содержании газового конденсата. Также использование реагента может усиливать коррозию подвески НКТ и внутрискважинного оборудования, что следует учитывать при его применении.
8	Синтанол АЛМ-10	Неионогенный	Изготавливается из эфиров синтетических первичных высших жирных спиртов фракции С12-С14, обработанных полиоксиэтиленгликолем	Он характеризуется высокой биоразлагаемостью до 85%, что обеспечивает его экологическую безопасность.	Применение ограничено и не рекомендуется для использования в газовых и газоконденсатных месторождениях с высокоминерализованной пластовой водой, где общая минерализация составляет от 100 до 300 г/л.
9	Трилон Б	Неионогенный	Представляет собой моноэтаноламид карбоновых кислот кокосового масла с химической формулой R-CONH-CH ₂ CH ₂ OH, где R представляет собой кокосовый алкил.	Применяется в качестве связующего вещества, который усиливает пенообразующие свойства твердого пенообразователя.	При содержании углеводородов более 50% вспенивание ухудшается.
10	Сульфолон	Аниоактивный	Является смесью стереоизомеров натриевой соли алкилбензолсульфокислоты, получаемой посредством сульфирования ароматических углеводородов.	Показывает отличные результаты при экстремально высоких температурах и давлениях, успешно удаляя жидкости из скважин в сложных условиях. Его выдающиеся диспергирующие свойства поддерживают высокий уровень ПАВ в растворе, а также позволяют легко смывать его водой, что снижает	Негативно влияет на окружающую среду при попадании в поверхностные водоемы.

				расходы на очистку оборудования.	
11	Лаурилсульфат натрия (SLS)	Анионный	Имеет химическую формулу $C_{12}H_{25}SO_4Na$ и представлен в виде белого гранулированного порошка. Он хорошо растворяется в воде, при этом растворимость составляет не менее 130 г/л при температуре 20 °С. Водные растворы могут иметь цвет от желтоватого до желто-коричневого.	SLS обладает отличной пеной при растворении в воде и его биоразлагаемость превышает 90%. Разлагаясь, он не производит токсичных веществ и не наносит вреда окружающей среде. Это вещество ускоряет реакцию растворения реагентов в конденсационных жидкостях и эффективно удаляет жидкости со дна скважин. SLS не представляет пожарной и взрывной опасности.	Нет.

4. Методы оценки ПАВ

В лабораторных условиях для оценки свойств ПАВ часто применяются различные физико-химические анализы. Наиболее распространенные методы [2, 29]:

1. Стабильность эмульсии.

Одним из важных факторов применения ПАВ является способность стабилизировать эмульсии. Для определения эффективности стабилизации эмульсий ПАВ используют различные методы, такие как центрифугирование, циклическое замораживание и оттаивание, а также наблюдение через оптический микроскоп. Эти методы исследования помогают не только выявить размер капель в эмульсии, но и оценить степень их стабильности.

2. Химический состав.

Чтобы гарантировать высокое качество и соответствие стандартам при выпуске ПАВ, применяют такие методы, как ядерный магнитный резонанс, масс-спектрометрия и газовая хроматография. Эти подходы обеспечивают точное выявление компонентов и определение их концентраций в ПАВ, что является важным для поддержания качества и единообразия продукции.

3. Реология.

Реометры используются для анализа реологии, метода, который оценивает вязкость, предел текучести и другие параметры, влияющие на функциональные характеристики ПАВ в условиях скважины. Исследование этих параметров помогает понять, как ПАВ будет вести себя и перемещаться в различных ситуациях.

4. Пенообразующие свойства.

Способность ПАВ к формированию и поддержанию пены критически важна для определенных процессов, таких как герметизация газовых скважин для блокировки утечек газа в окружающую среду. Для оценки качества пены, производимой ПАВ, применяется специальное устройство - пеномер, который измеряет её высоту и стабильность. Этот параметр позволяет выбрать

наиболее подходящее ПАВ, что, в свою очередь, способствует повышению эффективности добычи и эксплуатации скважин.

5. Воздействие на окружающую среду.

Для обеспечения экологической безопасности и устойчивости при использовании ПАВ проводятся различные тесты, включая анализы биодegradации и токсичности. Эти исследования позволяют определить возможные угрозы для окружающей среды и помогают гарантировать, что продукты соответствуют экологическим нормам. Важно минимизировать вредные воздействия на природу, поэтому оценка экологического влияния занимает ключевое место в процессе разработки и эксплуатации ПАВ.

6. Термическая стабильность.

Исследование термической устойчивости ПАВ важно, так как эти вещества могут сталкиваться с критическими условиями в скважинах таких как, высокие температуры и давление. Специализированные тесты помогают определить, насколько хорошо ПАВ могут сохранять свои свойства в таких средах.

7. Совместимость.

Помимо этого, крайне важно проверять совместимость ПАВ с другими химическими веществами и материалами в скважине. Для этого проводятся специальные тесты на совместимость, которые помогают убедиться в безопасности использования ПАВ с оборудованием, находящимся в скважине.

8. Полевые испытания.

Для оценки эффективности ПАВ в реальных условиях и определения их способности удалять жидкости из скважин обязательно проводят полевые испытания. Эти тесты также позволяют заранее выявить потенциальные проблемы, которые могут возникнуть при практическом применении веществ.

В процессе обработки забоя добывающей скважины с использованием ПАВ для вспенивания воды, критическое значение имеет анализ свойств и

устойчивости пены. Ниже представлены некоторые распространённые методы анализа пены [22, 270]:

1. Испытание на стабильность объемной пены проводится путем создания ее образца в мерном цилиндре и периодического измерения высоты пены. Для оценки стабильности пены используется показатель скорости ее разрушения. Этот метод позволяет определить, какие концентрации ПАВ или их составы обеспечивают наиболее устойчивую пену в заданных условиях. Тестирование с различными концентрациями и составами ПАВ способствует оптимизации их использования для достижения необходимого уровня стабильности пены при обработке скважин.

2. Динамическое испытание пены – включает измерение объема жидкости, вытесняемой образцом пены при его сжатии с помощью поршня. Этот тест позволяет оценить стабильность и эксплуатационные характеристики пены при изменяющихся условиях давления и температуры.

3. Для оценки стойкости пены измеряют время, за которое высота сформированного столба уменьшается наполовину. Этот способ помогает определить, насколько качественно и эффективно работают ПАВ, а также подобрать наилучшие компоненты для создания устойчивой пены в заданных условиях.

4. Метод испытания кратности пенообразования используется для оценки способности ПАВ создавать пену. В данном методе измеряется отношение объема пены к объему жидкости до добавления ПАВ. Этот метод помогает определить, насколько эффективно ПАВ способствует образованию пены и какие концентрации и составы ПАВ могут быть наиболее подходящими для задачи создания стабильной пены.

5. Реология пены - это метод, который используется для измерения механических свойств пены, таких как ее эластичность, вязкость и предел текучести. Эти свойства играют важную роль в оптимизации состава пены и оценке ее стабильности в различных условиях. Измерение реологических

свойств пены позволяет определить, как пена будет себя вести при различных механических нагрузках и деформациях.

6. Исследование пены в пористых средах предусматривает оценку её устойчивости и эксплуатационных свойств в условиях, имитирующих ствол скважины. Этот подход позволяет детально изучить поведение пены в реальной скважине и помогает оптимизировать состав ПАВ и технологию обработки.

Исследование стойкости и функциональности пены, которая формируется в результате реакции ПАВ с водой на забое скважины, представляет собой комплексный процесс, включающий в себя детальный анализ и проведение испытаний [2]. Для достижения надежных и точных результатов необходимо проводить различные испытания, анализировать данные и учитывать факторы, такие как условия скважины, компоненты пены и требования для конкретного процесса удаления жидкости. Отчетливая оценка стабильности и эксплуатационных характеристик пены позволяет определить оптимальные ПАВ и обеспечить эффективность обработки скважины.

5. Подбор составов ПАВ

Исследование ПАВ включает в себя лабораторное тестирование, цель которого – оценить их способность эффективно удалять жидкости. Этот процесс помогает определить, как пенообразующие, так и выносящие характеристики различных ПАВ. На основе полученных данных формируется компонентный состав ПАВ для дальнейшего использования.

Для определения требуемого объема ПАВ для закачки на забой скважины необходимо знать концентрацию ПАВ в растворе жидкости и суммарный объем жидкости в стволе скважины и эксплуатационной колонне:

$$V_{\text{ПАВ}} = V_{\text{общ}} * C_{\text{пав}} \quad (1)$$

$V_{\text{ПАВ}}$ – объем ПАВ, м³;

$V_{\text{общ}}$ – общий объем жидкости в стволе скважины, м³;

$C_{\text{пав}}$ – концентрация ПАВ, %.

В случае использования твердых ПАВ для проведения одной обработки скважины с учетом массы одной единицы содержания ПАВ определяется количество стержней для обработки забоев скважин:

$$n = \frac{M_0}{M_{\text{ПАВ}}} \quad (2)$$

n - количество стержней, определенной массы, шт.;

M_0 – общая масса ПАВ, кг;

$M_{\text{ПАВ}}$ – масса одного стержня ПАВ, кг.

Для того чтобы эффективно удалять жидкость из скважин с помощью ПАВ, необходимо создать дисперсную пенную систему прямо на забое скважины.

Для успешного использования твердых ПАВ в скважинах, необходимо соблюдение следующих критериев: вертикальный профиль скважины, не должно быть активного проникновения пластовой воды, в стволе должен присутствовать столб жидкости, а скорость потока газа и жидкости в лифтовой колонне должна достигать минимум 2-2,5 м/с.

Для эффективного удаления жидкости с забоя в горизонтальных скважинах, рекомендуется применение жидких ПАВ. ПАВ вводится в горизонтальный участок ствола скважины, где скапливается жидкость, с помощью капиллярной трубки. Ключевые аспекты успешного использования жидких ПАВ заключаются в соблюдении определенных условий:

1. Вертикальная или вертикально наклонно-направленная скважина с горизонтальным окончанием обеспечивает оптимальную площадь контакта между ПАВ и жидкостью на забое.

2. Скорость газожидкостного потока в лифтовой колонне: Для обеспечения эффективной работы газожидкостного потока в лифтовой колонне рекомендуется поддерживать скорость потока не менее 2-2,5 м/с. Это позволяет достичь оптимального перемешивания газа и жидкости, а также предотвратить отложение жидкости на стенках колонны.

В процессе выбора методов удаления воды с использованием ПАВ, основное внимание следует уделять характеристикам месторождения и особенностям работы скважин, а также свойствам используемых пенообразователей. Важными параметрами являются скорость растворения пенообразователей в воде и их взаимодействие с другими компонентами жидкости, а также концентрация ПАВ в растворе. Для эффективного и быстрого удаления воды, например, в случае необходимости продувки скважины на ГГУ, предпочтение следует отдавать составам, которые быстро растворяются и содержат анионные ПАВ, их доля может достигать 40-100% от общего веса.

Для генерирования пригодной к применению пены необходимо получить хорошую дисперсию газовой и жидкой фаз (пенообразование), а затем в течение требуемого периода времени поддерживать сохранность пленки пузырьков (устойчивость пены) постоянным перемешиванием. Пенообразование осуществляется путем смешения жидкости с газом. Этот процесс интенсифицируется при снижении поверхностного натяжения жидкости, в результате чего облегчается диспергирование газа в жидкой фазе. Стимуляция этого процесса - одна из функций, которую выполняют ПАВ. Поверхностное натяжение для воды, составляющее примерно 72 дин/см, при использовании ПАВ для образования пены обычно снижается до 20—35 дин/см. При пониженных давлениях жидкие углеводороды обычно также имеют поверхностное натяжение в диапазоне 20—30 дин/см.

Метод определения концентрации ПАВ на устье:

Для того чтобы правильно определить концентрацию компонентов ПАВ в наземном резервуаре, необходимо учитывать следующие факторы:

1. Минимальную эффективную концентрацию пены (обычно для пенообразователей она находится в диапазоне 0,1—0,5 %).
2. Расчетный объем жидкости, добываемой из скважины.
3. Скорость закачки.

Эта концентрация пенообразователя на устье может быть определена, например, с помощью следующего соотношения:

$$C_s = C_e \frac{L_p + L_1}{L_1} \quad (3)$$

C_s – концентрация на устье;

C_e – минимальная эффективная концентрация;

L_p – объем добываемой жидкости, м³;

L_1 – объем закачиваемой жидкости, м³.

После начала закачки, увеличения и стабилизации добычи приходит время оптимизации количества используемого пенообразователя. Концентрацию его следует уменьшать до тех пор, пока не будет достигнут максимальный уровень добычи с использованием минимального количества пенообразователя.

Метод определения эффективности пенообразователей:

Метод основан на способности потока воздуха образовывать пену и выносить ее из скважины. Для его реализации используется лабораторная установка модели эксплуатационной колонны.

Эффективность пенообразователя по выносу жидкости из системы определяется как доля (в %) вынесенной жидкости от исходной. Расчет проводится по формуле:

$$\mathcal{E} = \frac{V_{\text{вын}}}{V_{\text{исх}}} 100\%, \quad (4)$$

$V_{\text{вын}}$ – объем вынесенной пеной жидкости, см³;

$V_{\text{исх}}$ – первоначально введенный объем жидкости, см³.

Метод промысловых испытаний твердых и жидких ПАВ на скважинах:

Для подтверждения, что новые составы твердых и жидких ПАВ, разработанные и испытанные в лаборатории, действительно работают эффективно, требуется их тестирование на месторождениях.

Нехватка информации о скорости скопления жидкости в стволе скважины часто приводит к тому, что невозможно точно определить, сколько и как часто следует использовать твердые или жидкие ПАВ перед началом полевых испытаний. В связи с этим, перед применением ПАВ, предварительно требуется провести обширные исследования скважин.

Комплекс № 1 исследования скважин (с применением глубинного оборудования) проводится в следующем порядке:

- освободить ствол скважины от накопленной в нем жидкости (продавка на «факел»);
- определить темп накопления жидкости в стволе скважины путем глубинных замеров уровня жидкости в скважине с необходимой периодичностью;
- осуществлять контроль устьевых параметров (давление в затрубном и трубном пространствах, температура), расхода газа, давления и температуры в шлейфе исследуемой скважины на входе в УКПГ.

Комплекс № 2 исследования скважин (без применения глубинного оборудования) проводится в следующем порядке:

- освободить ствол скважины от накопленной в нем жидкости (продавка на «факел»);
- осуществлять контроль устьевых параметров (давление в затрубном и трубном пространствах, температура), расхода газа, давления и температуры в шлейфе исследуемой скважины на входе в УКПГ. При снижении расхода газа исследуемой скважины (самоглушение скважины), исходя из условия, что гидростатическое давление столба жидкости равно пластовому давлению,

нию, определить объем накопившейся в стволе жидкости.

Следует отметить, что при проведении исследований скважин по комплексу № 2, полученные результаты будут иметь большую (по сравнению с результатами исследований по комплексу № 1) погрешность, вследствие чего расчетная эффективность применения ПАВ может снизиться.

По результатам полученных данных при проведении исследований по комплексу № 1 строится график темпа накопления жидкости в стволе скважины. С помощью графика определяется периодичность применения ПАВ.

Необходимое количество твердых и жидких ПАВ определяется из расчета в соответствии с результатами лабораторных исследований выбранной композиции ПАВ.

Применение жидких ПАВ на скважине проводится по следующей технологии:

- продувка скважины на «факел»;
- приготовление, закачка через НКТ и продавливание в пласт необходимого количества раствора жидкого ПАВ;
- пуск скважины в работу.

6. Существующие оборудования для проведения лабораторных испытаний ПАВ

Оборудование для проведения лабораторных испытаний ПАВ.

Существуют различные оборудования для проведения лабораторных испытаний ПАВ, рассмотрим некоторые из них:

1. С помощью миксера/блендера.

Данный метод доказал свою надежность и результаты его использования хорошо коррелируются с эффективностью пенообразователей в промышленных условиях. Он особенно эффективен, когда пенообразователь подбирается для удаления жидкостей с высоким содержанием воды и удаление воды является главным приоритетом.

Оборудование, используемое в лабораторном испытании приведено на рис. 5.

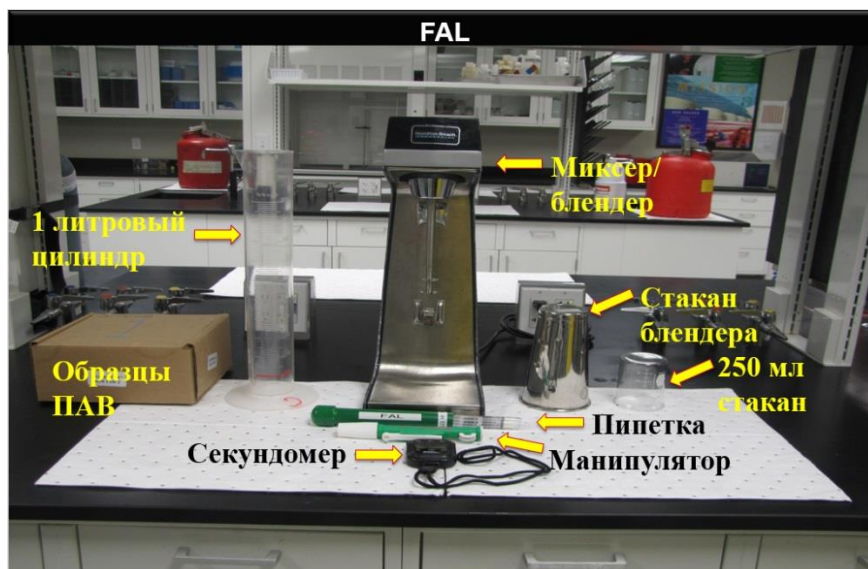


Рис. 5. Оборудование, используемое в испытании с миксером/блендером.

В этом методе в образец жидкости объемом 200 мл дозируется пенообразователь, после чего производится перемешивание в блендере в течение 30 секунд. Затем образец жидкости из стакана блендера переносится в градуированный цилиндр объемом 1000 мл. Измеряется высота пены и период полураспада (время, которое требуется чтобы из пены выделилось 100 мл жидкости).

Оценивается качество пены (влажная, сухая), размер пены (плотная, рыхлая, крупная), эмульсия (если возникла) и качество воды.

В соответствие с методикой, на первом этапе оценивается эффективность применяемого ПАВ удалять накапливаемую в скважине воду. Цель такого эксперимента состоит в определении минимальной эффективной дозировки применяемого на промысле пенообразователя, которая послужит точкой отсчета при подборе эффективных пенообразователей для данного месторождения. Используются различные дозировки пенообразователей. Первоначально тестирование производится только для воды. После этого проводятся тесты с конденсатом. Если соотношение между водой и конденсатом, суще-

ствующее в добыче, неизвестно, то используется 175 мл воды и 25 мл конденсата.

2. С помощью барботирования.

В случае очень высокого содержания конденсата в пробах жидкости (50% и выше) мировой опыт рекомендует метод тестирования барботированием газа или воздуха через образец жидкости в цилиндре. Этот метод является модификацией теста ASTM D-892 (Column/Cylinder Test Method – Dynamic Test). Схема теста показана на рис. 6.



Рис. 6. Схема теста с барботированием в цилиндре.

В этом методе 200 мл образца жидкости помещается в градуированный цилиндр объемом 1000 мл, куда дозируется пенообразователь. Включается подача воздуха или газа, который барботируется через образец жидкости. Регистрируется время, за которое пена достигнет отметки 1000 мл. Измеряется период полураспада пены (интервал времени, за который уровень пены снизится до отметки 600 мл). Оценивается качество пены (влажная/сухая), размер пены (плотная/рыхлая/крупная), склонность к образованию эмульсии и качество воды.

3. Лабораторная установка, представляющая собой модель НКТ.

Для проведения испытаний необходимо следующее оборудование:

- весы лабораторные по ГОСТ 24104-2001;
- мерный цилиндр емкостью на 500 мл по ГОСТ 1770-74;

- бьюкс для взятия навесок пенообразователей;
- термостатирующая баня или термостат.

В модель эксплуатационной колонны заливается 250 мл исследуемой жидкости, используя чистую лабораторную установку. На весах взвешивают определенную массу пенообразователя и помещают в исследуемую жидкость. Модель эксплуатационной колонны термостатируют (Рис. 7).

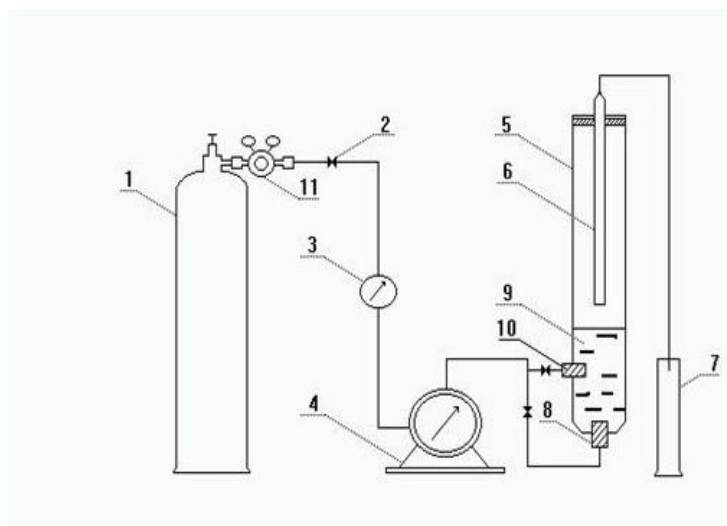


Рис. 7. Схема лабораторной установки

- 1 - баллон с воздухом; 2 - игольчатый вентиль; 3 - манометр; 4 - газовый счетчик;
5 - модель эксплуатационной колонны; 6 - модель НКТ; 7 - мерный стакан;
8,10 - керамические фильтры; 9 - исследуемая жидкость; 11 – редуктор.*

В модель эксплуатационной колонны заливается 250 мл исследуемой жидкости, используя чистую лабораторную установку. На весах взвешивают определенную массу пенообразователя и помещают в исследуемую жидкость. Модель эксплуатационной колонны термостатируют.

Температура опыта зависит от задач эксперимента и обычно близка к пластовой температуре исследуемых скважин. В процессе эксперимента поддерживают постоянную температуру жидкости и воздуха. Воздух с регулируемой с помощью игольчатого вентиля скоростью подают снизу через керамический фильтр в исследуемую жидкость. Образующая пена выносится через модель НКТ и собирается в мерном цилиндре.

После окончания пенообразования или полного удаления жидкости определяют объем вынесенной жидкости в мерном цилиндре. Время проведения эксперимента зависит от свойств исследуемой жидкости.

Определение кратности и времени жизни пены.

Кратность пены представляет собой отношение объема пены к объему пенообразующей жидкости. Расчет проводится по формуле:

$$Kp_{\text{пены}} = \frac{V_{\text{пены}}}{V_{\text{жид}}} \quad (5)$$

$V_{\text{пены}}$ – объем пены, см³;

$V_{\text{жид}}$ – объем пенообразующей жидкости, см³.

Время жизни пены – это время разрушения пены на 50 %.

Для определения кратности пены объектов используется проба скважинной жидкости или модельные растворы.

Для проведения испытаний необходимо следующее оборудование:

- лопастная мешалка;
- весы лабораторные по ГОСТ 24104-2001;
- мерный цилиндр емкостью на 1000 мл по ГОСТ 1770-74;
- секундомер по ГОСТ 5072-79.

Готовят пенообразующую жидкость с массовым содержанием пенообразователя (0,1 - 0,5 %). В мерный цилиндр емкостью 1000 см³ заливают 200 см³ пенообразующей жидкости, которая вспенивается путем перемешивания лопастной мешалкой в течение 5 мин при постоянном числе оборотов (4000 об/мин). Прекращают перемешивание, включают секундомер. Измеряют объем пены, объем оставшейся жидкости. Рассчитывают объем жидкости, которая образовала пену. Пене дают отстояться, определяют и время разрушения ее на 50%.

Выводы

В процессе эксплуатации газоконденсатных месторождений, когда добыча начинает снижаться, часто возникает проблема с обводнением добывающих скважин. Это происходит из-за скопления жидкости в нижней части ствола скважины.

Различия в свойствах и объемах жидкости (воды и конденсата) скапливающейся на забое, по каждой отдельной взятой скважине, могут по-разному влиять на ПЗП [7].

Накопление жидкости в скважине приводит к ухудшению её характеристик по ряду причин:

1. Наличие воды в лифтовых трубах и газосборных трубопроводах вызывает формирование дополнительных гидравлических препятствий в системе сбора газа.

2. Изменение условий эксплуатации скважин происходит вследствие уменьшения депрессии на пласт.

3. Скважины, оснащенные большими диаметрами НКТ. Это связано с намерением снизить гидравлические потери на трение в начальный период эксплуатации, когда скважины работали с большими дебитами, но со временем скорость в НКТ снизилась до критических величин, для которого скорости потока недостаточна, чтобы обеспечить вынос жидкости.

4. На поздних стадиях разработки перераспределение добычи между скважинами осложняется из-за низкого пластового давления, что делает процесс более трудоемким.

5. Ухудшение ФЕС ПЗП;

6. Повышение содержания механических примесей в продукции скважины ввиду разрушения цемента в горной породе коллектора.

В случае, когда жидкость накапливается у забоя скважины на продолжительный период, это может вызвать закупорку перфорационных отверстий, усиливая давление на продуктивный пласт. По мере роста уровня жид-

кости выше отверстий, увеличивается и противодействие, что негативно влияет на создание депрессии в продуктивном пласте. Это, в свою очередь, может повлиять на продуктивность скважины или даже привести к остановке работы скважины. Выбор наилучшего способа извлечения жидкости с забоя скважины определяется множеством условий, таких как конструкции самой скважины, особенности геологической структуры месторождения, текущая стадия его эксплуатации, а также дебит жидкости и газа и другие сопутствующие условия.

Анализ существующих технологий эксплуатации газоконденсатных скважин показывает, что существует множество подходов к решению проблемы удаления жидкости с забоя. Один из перспективных методов включает использование ПАВ. Правильный выбор ПАВ посредством лабораторных исследований поможет определять, как пенообразующие, так и выносящие характеристики. Поэтому очень важно уделять особое внимание лабораторным исследованиям различными методами: с помощью блендера, миксера, барботирования и различных лабораторных установок. ПАВ представляют собой эффективное решение для эксплуатации скважин на завершающей стадии разработки. Они обладают низкой стоимостью и простотой применения. Кроме того, ПАВ не наносят ущерба окружающей среде и не вызывают негативных последствий для промыслового оборудования.

Список литературы

1. Ахмедов Б.Г. Эксплуатация газовых скважин на поздней стадии разработки / Б.Г. Ахмедов, С.Н. Бузинов // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭгазпром, 1980, вып. – С. 10-37.
2. Антонкин Д.А., Галимов Д.И., Березовский Д.А. Обзор и анализ современных поверхностно-активных веществ, применяемых на газовых и газоконденсатных месторождениях с целью выноса жидкости с забоя скважин // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). 2023. № 2. С. 183-198.
3. Валеев А.Ф. Анализ методов механизированной добычи пластовой жидкости обводненных газовых скважин / А. Ф. Валеев, Н. А. Соловьев // Матер. X Всероссийской научно-практической конференции «Современные информационные технологии в науке, образовании и практике». Оренбург: ООО ИПК «Университет», 2012. С. 7-11.
4. Дикамов Д.В. Техника и технологии для эксплуатации месторождений на заключительной стадии разработки // Газовая промышленность. – 2014. – № 9. – С. 82-84.

5. Дубина Н.И. Механизм обводнения добывающих скважин на завершающей стадии разработки сеноманских залежей. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2007. – 109 с.
6. Изюмченко Д.В. Эксплуатация газовых скважин в условиях активного водо- и пескопроявления / Д.В. Изюмченко, Е.В. Мандрик, С.А. Мельников, А.А. Плосков, В.В. Моисеев, А.Н. Харитонов, С.Г. Памужак // Вести газовой науки. – 2018. – № 1. – С. 235-242.
7. Ильмурзина Д.О. Технологическое обоснование эффективности системы эксплуатации скважин с применением технологии концентрических лифтовых колонн // European Student Scientific Journal. – 2019. – № 3.
8. Корякин А.Ю. Комплексные решения задач разработки и эксплуатации скважин Уренгойского добывающего комплекса. – М.: Нефть и Газ, 2016. – 272 с.
9. Корякин А.Ю. Перспективные направления развития промыслового оборудования сеноманских УКПГ на Уренгойском месторождении / А.Ю. Корякин, О.А. Николаев, В.В. Семенов, А.В. Семушкин // Газовая промышленность. – 2014. – № 7. – С. 68-71.
10. Лапердин А.Н. Внедрение технологии эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам: методика подбора скважин оптимизация конструкции / А.Н. Лапердин, А.В. Кустышев, А.С. Епрынцева, С.К. Ахмедсафин // Наука и ТЭК. – 2011. – № 1. – С. 80.
11. Ли Джеймс. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин / Ли Джеймс, И. Генри, М. Уэллс; пер. с англ. – М.: ООО «Премиум инжиниринг», 2008. – 384 с.
12. Лобанов В.И. Опыт реализации технологии эксплуатации газовой скважины по концентрическим лифтовым колоннам со сталеполимерной лифтовой колонной / В.И. Лобанов, М.Ю. Сафронов, А.И. Копылов, Т.Т. Рагимов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2020. – № 5. – С. 42-46.
13. Минликаев В.З. Устьевое оборудование для эксплуатации скважин Ямбургского месторождения по концентрическим лифтовым колоннам / В.З. Минликаев, Д.В. Дикамов, С.В. Мазанов и др. // Нефтегаз International. – 2010. – № 1. – С. 20 – 21.
14. Минликаев, В.З. Эксплуатация самозадавливающихся скважин в условиях завершающего этапа разработки месторождения / В.З. Минликаев, Д.В. Дикамов, А.Г. Глухеньких и др. // Газовая промышленность. – 2010. – № 2. – С.76 - 77.
15. Минликаев В.З. Новый этап совершенствования технологий эксплуатации скважин сеноманских залежей / В.З. Минликаев, Д.В. Дикамов, А.Ю. Корякин, В.Ф. Гузов, М.А. Донченко, В.И. Шулятиков // Газовая промышленность – 2014. – № 3. – С. 85-88.
16. Минликаев В.З. Опыт эксплуатации скв. 514 сеноманской залежи Уренгойского НГКМ, оборудованной концентрическими лифтовыми колоннами / В.З. Минликаев, Д.В. Дикамов, С.В. Мазанов, А.Ю. Корякин, М.А. Донченко // Газовая промышленность – 2015. – № 5. – С. 85-88.
17. Михеева Т.А., Кобцева А.В. Анализ применения твердых и жидких ПАВ на скважинах Медвежьего ГКМ // Научный форум. Сибирь. – 2015. – Выпуск 1 - С. 55.
18. Овечкина Е.С., Левитина Е.Е. Технологии эксплуатации обводняющихся газовых скважин // В сборнике: Новые технологии нефтегазовому региону. Материалы международной практической конференции. Тюмень. 2016. с. 149-154.
19. Огай, В.А. Расчет перепада давления в сеноманской газовой скважине, эксплуатируемой с пенообразователем / В.А. Огай, Е.А. Сабурова, В.О. Довбыш и др. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ - 2020. - N 4. - С. 36-50.
20. 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.
21. Рагимов Т.Т. Управление технологическими режимами работы обводняющихся скважин по концентрическим лифтовым колоннам на поздней стадии разработки газовых

- залежей: диссертация дис. канд. техн. наук / Уфимский государственный нефтяной технический университет. Уфа, 2022.
22. 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.
 23. Технологии разработки сеноманских залежей низконапорного газа / А.В. Колмаков, П.С. Кротов, А.В. Кононов // СПб.: ООО «Недра», 2012. — С.14.
 24. Шулятиков В.И. Удаление жидкости с забоев газовых скважин с помощью плунжерного лифта / В.И. Шулятиков, Ю.В. Кобзев // НТС “Газовое дело, 1966. – №4. – С. 8-11.
 25. Шулятиков В.И. Скважинный приустьевой отбойник для сепарации песчано-жидкостных смесей при добыче газа из скважин на поздней стадии эксплуатации / В.И. Шулятиков, Т.Т. Рагимов, Е.С. Юшин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2020. – № 6. – С. 77-81.
 26. 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.
 27. 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.
 28. 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.
 29. ASTM International, (2019), ASTM D1331-14(2019): Standart test methods for surface and interfacial tension of solutions of surface-active agents. – URL: <https://www.astm.org/Standards/D1331.htm>.
 30. 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.
 31. Christiansen, R.L.: A New Look at Foam for Unloading Gas Wells. Penn-State Sub-Contract No. 2772-CSM-DOE-2098, DOE Award Number DE-FC26-00NT42098, June 2006.
 32. Davis S.E. Polymeric surfactants / S.E. Davis, L.E. Scriven // Advances in Colloid and Interface Science. – 1993. – № 44. – P. 67–144.
 33. D. Myers. Surfactant Science and Technology. John Wiley & Sons, Inc., 3rd edition, 2005.
 34. Napper D.H Surfactants: Detergency, foam ability, and foam stability. – CRC Press, 1993.
 35. 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.
 36. 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.
 37. Rosen M.J. Surfactants and interfacial phenomena. – John Wiley & Sons, 2012.
 38. Subhashini S, Arul karthi S. Study on Identifying Liquid Loading in Gas Wells and Deliquification Techniques // International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT). – 2019. – Vol. 8 Issue 06. – P. 1434–1445.

References

1. Akhmedov B.G. Operation of gas wells at a late stage of development / B.G. Akhmedov, S.N. Buzinov // Development and operation of gas and gas condensate fields. – M.: VNIIEgazprom, 1980, issue. – P. 10-37. (in Russian)
2. Antonkin D.A., Galimov D.I., Berezovsky D.A. Review and analysis of modern surfactants used in gas and gas condensate fields for the purpose of removing liquid from the bottom of wells // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). 2023. No. 2. P. 183-198. (in Russian)
3. Valeev A.F. Analysis of methods for mechanized production of reservoir fluid from flooded gas wells / A. F. Valeev, N. A. Solovyov // Mater. X All-Russian scientific and practical con-

- ference "Modern information technologies in science, education and practice." Orenburg: LLC IPK "University", 2012. P. 7-11. (in Russian)
4. Dikamov D.V. Equipment and technologies for the exploitation of fields at the final stage of development // Gas industry. – 2014. – No. 9. – P. 82-84. (in Russian)
 5. Dubina N.I. The mechanism of water flooding of production wells at the final stage of development of Cenomanian deposits. – M.: Nedra – Business Center LLC, 2007. – 109 p. (in Russian)
 6. Izyumchenko D.V. Operation of gas wells in conditions of active water and sand production / D.V. Izyumchenko, E.V. Mandrik, S.A. Melnikov, A.A. Ploskov, V.V. Moiseev, A.N. Kharitonov, S.G. Pamuzhak // News of Gas Science. – 2018. – No. 1. – P. 235-242. (in Russian)
 7. Ilmurzina D.O. Technological justification for the efficiency of a well operation system using concentric lift column technology // European Student Scientific Journal. – 2019. – No. 3. (in Russian)
 8. Koryakin A.Yu. Integrated solutions to the problems of development and operation of wells at the Urengoy production complex. – M.: Oil and Gas, 2016. – 272 p. (in Russian)
 9. Koryakin A.Yu. Promising directions for the development of field equipment for Cenomanian gas treatment plants at the Urengoy field / A.Yu. Koryakin, O.A. Nikolaev, V.V. Semenov, A.V. Semushkin // Gas industry. – 2014. – No. 7. – P. 68-71. (in Russian)
 10. Laperdin A.N. Introduction of technology for operating wells using concentric lift columns: methodology for selecting wells and design optimization / A.N. Laperdin, A.V. Kustyshev, A.S. Epryntsev, S.K. Akhmedsafin // Science and fuel and energy complex. – 2011. – No. 1. – P. 80. (in Russian)
 11. Lee James. Operation of flooded gas wells. Technological solutions for removing fluid from wells / Lee James, I. Henry, M. Wells; lane from English – M.: Premium Engineering LLC, 2008. – 384 p. (in Russian)
 12. Lobanov V.I. Experience in implementing technology for operating a gas well using concentric lift columns with a steel-polymer lift column / V.I. Lobanov, M.Yu. Safronov, A.I. Kopylov, T.T. Ragimov // Equipment and technologies for the oil and gas complex. – 2020. – No. 5. – P. 42-46. (in Russian)
 13. Minlikaev V.Z. Wellhead equipment for the operation of wells of the Yamburg field using concentric lift columns / V.Z. Minlikaev, D.V. Dikamov, S.V. Mazanov et al. // Neftegaz International. – 2010. – No. 1. – P. 20 – 21. (in Russian)
 14. Minlikaev, V.Z. Operation of self-damping wells in the final stage of field development / V.Z. Minlikaev, D.V. Dikamov, A.G. Glukhenkikh and others // Gas industry. – 2010. – No. 2. – P.76 - 77. (in Russian)
 15. Minlikaev V.Z. A new stage in improving technologies for operating wells in Cenomanian deposits / V.Z. Minlikaev, D.V. Dikamov, A.Yu. Koryakin, V.F. Guzov, M.A. Donchenko, V.I. Shulyatikov // Gas industry – 2014. – No. 3. – P. 85-88. (in Russian)
 16. Minlikaev V.Z. Well operating experience. 514 Cenomanian deposits of the Urengoy oil and gas condensate field, equipped with concentric elevator columns / V.Z. Minlikaev, D.V. Dikamov, S.V. Mazanov, A.Yu. Koryakin, M.A. Donchenko // Gas industry – 2015. – No. 5. – P. 85-88. (in Russian)
 17. Mikheeva T.A., Kobtseva A.V. Analysis of the use of solid and liquid surfactants in the wells of the Medvezhye gas and condensate field // Scientific form. Siberia. – 2015. – Issue 1 - P. 55. (in Russian)
 18. Ovechkina E.S., Levitina E.E. Technologies for operating flooded gas wells // In the collection: New technologies for the oil and gas region. Materials of the international practical conference. Tyumen. 2016. p. 149-154. (in Russian)
 19. Ogai, V.A. Calculation of pressure drop in a Cenomanian gas well operated with a foam concentrate / V.A. Ogai, E.A. Saburova, V.O. Dovbysh and others // News of higher educational institutions. Oil and Gas - 2020. - N 4. - P. 36-50. (in Russian)

20. Podoprigora D.G. The Comprehensive Overview of Large-Volume Surfactant Slugs Injection for Enhancing Oil Recovery: Status and the Outlook / D.G. Podoprigora, R.R. Byazrov, Yu.A. Sytnik // *Energies*. – 2022. - No. 15. – P. 1-21. (in Russian)
21. Ragimov T.T. Control of technological operating modes of watered wells using concentric lift columns at the late stage of gas deposits development: dissertation. Ph.D. tech. Sciences / Ufa State Petroleum Technical University. Ufa, 2022. (in Russian)
22. Technique and technology for removing liquid from gas wells using foaming substances / R.A. Gasumov [etc.] // *Construction of oil and gas wells on land and at sea*. – 2007. - No. 9. – P. 53-57. (in Russian)
23. Technologies for developing Cenomanian deposits of low-pressure gas / A.V. Kolmakov, P.S. Krotov, A.V. Kononov // St. Petersburg: Nedra LLC, 2012. - P. 14. (in Russian)
24. Shulyatikov V.I. Removing liquid from the bottoms of gas wells using a plunger lift / V.I. Shulyatikov, Yu.V. Kobzev // *NTS “Gas Business”*, 1966. – No. 4. – P. 8-11. (in Russian)
25. Shulyatikov V. I. Wellhead fender for separation of sand-liquid mixtures during gas production from wells at a late stage of operation / V. I. Shulyatikov, T. T. Ragimov, E. S. Yushin // *Equipment and technologies for oil and gas complex*. – 2020. – No. 6. – P. 77-81. (in Russian)
26. Application of solid surfactant in water shutoff and control for gas wells / G. Zhang [et al.] // *Petroleum Exploration and Development*. – 2019. - No. 46(4). – P. 640-646.
27. A novel solid surfactant for water control in gas wells / F. Li [et al.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2016. No. 146. – P. 619-626.
28. 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. – No. 27. – P. 1504-1525.
29. 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>.
30. 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.
31. Christiansen, R.L.: A New Look at Foam for Unloading Gas Wells. Penn-State Sub-Contract No. 2772-CSM-DOE-2098, DOE Award Number DE-FC26-00NT42098, June 2006.
32. Davis S.E. Polymeric surfactants / S.E. Davis, L.E. Scriven // *Advances in Colloid and Interface Science*. – 1993. – No. 44. – P. 67–144.
33. D. Myers. *Surfactant Science and Technology*. John Wiley & Sons, Inc., 3rd edition, 2005.
34. Napper D.H *Surfactants: Detergency, foam ability, and foam stability*. – CRC Press, 1993.
35. Pal S. Use of surfactants in oil and gas industry: A review / S. Pal // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. - No. 163. – P. 555-567.
36. 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. - No. 98. – P. 103917.
37. Rosen M.J. *Surfactants and interfacial phenomena*. – John Wiley & Sons, 2012.
38. Subhashini S, Arul karthi S. Study on Identifying Liquid Loading in Gas Wells and Deliquification Techniques // *International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT)*. – 2019. – Vol. 8 Issue 06. – P. 1434–1445.

Сведения об авторах

Гусейнов Элькин Бакир оглы, аспирант, кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет – Высшая школа нефти»
Россия, 423458, Альметьевск, ул. Ленина, 2
E-mail: elkin-93@mail.ru

Зарипов Азат Тимерьянович, доктор технических наук, заместитель директора института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина
Россия, 423458, Альметьевск, ул. Советская 186а
E-mail: zat@tatnipi.ru

Султанбеков Радэль Рамилевич, кандидат технических наук, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II
Россия, 199106, Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, д. 2
E-mail: radelsultanbekov@mail.ru

Шайхутдинова Алия Фаритовна, кандидат технических наук, доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет – Высшая школа нефти»
Россия, 423458, Альметьевск, ул. Ленина, 2
E-mail: sh.aliya@agni-rt.ru

Authors

E.B. Guseynov, graduate student, Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Almeteyevsk State University of Technology – Higher Petroleum School
2, Lenin Str., Almeteyevsk, 423458, Russian Federation
E-mail: elkin-93@mail.ru

A.T. Zaripov, Doctor of Technical Sciences, Deputy Director of the TatNIPIneft Institute - PJSC TATNEFT
186a, Sovetskaya Str., Almeteyevsk, 423458, Russian Federation
E-mail: zat@tatnipi.ru

R.R. Sultanbekov, Candidate of Technical Sciences, St. Petersburg Mining University of Empress Catherine II
21 line, no. 2, Vasilyevsky Island, St. Petersburg, 199106, Russian Federation
E-mail: radelsultanbekov@mail.ru

A.F. Shaikhutdinova, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Department of Oil and Gas Well Drilling, Almeteyevsk State University of Technology – Higher Petroleum School
2, Lenin Str., Almeteyevsk, 423458, Russian Federation
E-mail: sh.aliya@agni-rt.ru

Статья поступила в редакцию 05.05.2024

Принята к публикации 19.06.2024

Опубликована 30.06.2024