

УДАЛЕНИЕ ЖИДКОСТИ ИЗ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

*Орипова Шахло Каримовна**Базовый докторант Каршинский инженерно-экономический институт**г. Карши, Узбекистан*oripovashahlo1991@umail.uz

Аннотация. В данной работе рассматриваются влияние минерализации, воды на пенообразующие свойства ПАВ, приведены рекомендуемые пенообразователи и их оптимальные концентрации для вод с различным содержанием Ca^{2+} и Mg^{2+} и растворы пенообразователей для низких (до -30°C) температур.

Ключевые слова: Газовых скважин, пенообразователь, ПАВ, соли кальция (Ca^{2+}) и магний (Mg^{2+}), удаления жидкости, антифризы.

Abstract. In this article, the influence of mineralization, water on the foaming properties of surfactants is considered, recommended foaming agents and their optimal concentrations for waters with different contents of Ca^{2+} and Mg^{2+} and foaming agent solutions for low (up to -30°C) temperatures are given.

Keywords: Gas wells, foaming agent, surfactant, calcium (Ca^{2+}) and magnesium (Mg^{2+}) salts, liquid removal, antifreeze.

Annotatsiya. Ushbu maqolada mineralizatsiya, suvning sirt faol moddalarning ko'piklanish xususiyatlariga ta'siri, tavsiya etilgan ko'pikli moddalar va suvdagi Ca^{2+} va Mg^{2+} tuzlarning optimal konsentratsiyasi va past haroratdagi (-30°C gacha) ko'pikli eritmalar ko'rib chiqiladi.

Kalit so'zlar: Gaz quduqlari, ko'pik hosil qiluvchi, sirt faol modda, kalsiy (Ca^{2+}) va magniy (Mg^{2+}) tuzlari, suyuqlikni olib tashlash, antifriz.

Введение. В процессе эксплуатации газовых скважин на забое может накапливаться вода и газоконденсат, что приводит к снижению производительности скважин. Причиной скопления жидкости на забое скважины является недостаточная для полного выноса скорость газового потока [1]. Выбор способа удаления жидкости обосновывается по нескольким критериям: геолого-геофизические параметры пласта, период эксплуатации, конструкция скважины, качество цементного камня за колонной, причина поступления воды [2].

Предотвратить накопление на забое конденсационной воды можно, обеспечив более высокую скорость газа и непрерывное ее удаление путем замены лифтовой колонны на трубы меньшего диаметра. Однако этот способ достаточно трудоемкий и затратный [3].

В промысловых условиях наиболее широкое применение нашли физико-химические методы периодического и непрерывного удаления жидкости, использование установок плунжерного лифта различных модификаций, методы эксплуатации скважины при скоростях газа, обеспечивающих вынос жидкости с забоя [4].

Литературный обзор. В результате исследований Амиян В.А., Васильева Н.П., Акопян Н.Р., Ибрагимов Л.Х., Дацюк И.О., Гилеб Т.В.,

Верисокин А.Е., Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С, Алиев З.С. и других учёные решаются вопросы, связанные с эксплуатаци газowych и газоконденсатных месторождений.

Методология исследования. Вода, скапливающаяся в стволах и на забое газowych и газоконденсатных скважин, различается как по общей минерализации, так и по составу солей. Экспериментально установлено, что на процесс пенообразования заметное влияние оказывают, в основном, соли кальция и магния. Исходя из этого, пластовые воды, приуроченные к газowym и газоконденсатным месторождениям, удобнее условно разделить по содержанию Ca^{2+} и Mg^{2+} на три типа.

К водам первого типа относятся воды, в которых Ca^{2+} и Mg^{2+} или отсутствуют, или их содержание в воде настолько мало, что не оказывает существенного влияния на пенообразующие способности ПАВ. Суммарное содержание Ca^{2+} и Mg^{2+} $< 0,1$ г/л. Воды второго типа наиболее часто встречаются в пластах газowych и газоконденсатных месторождений. Суммарное содержание Ca^{2+} и Mg^{2+} составляет от 0,1 до 1 г/л. К водам третьего типа относятся воды, в которых суммарное содержание Ca^{2+} и Mg^{2+} более 1 г/л.

В зависимости от типа вод для удаления жидкости из газowych скважин подбирается определенный тип пенообразователя и его концентрация.

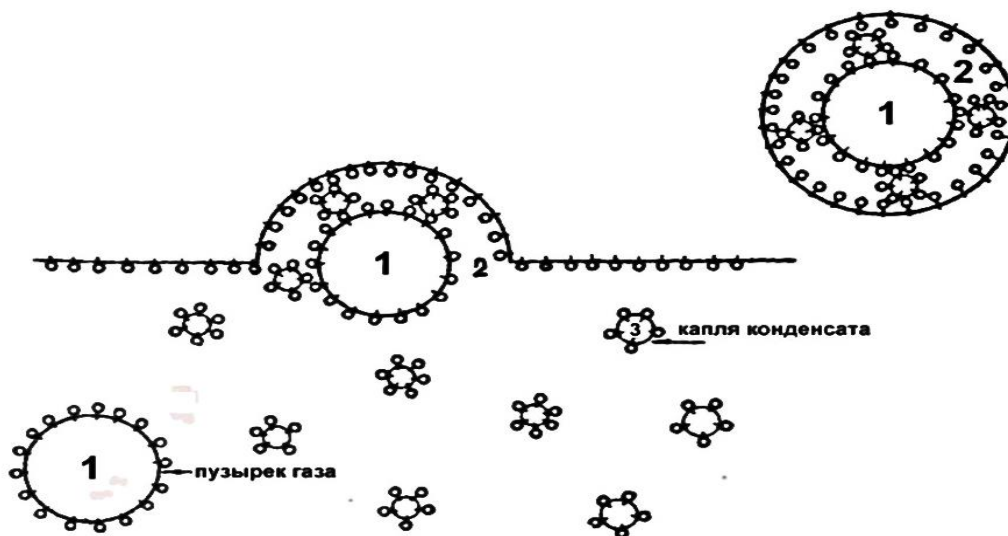


Рис. 1. Пенообразование в эмульсии типа м/в:
1 - газовая среда; 2 - вода; 3 - конденсат.

Использование жидких и твердых ПАВ является одним из наиболее технологичных и простым в применении удалению жидкости из ствола скважины. Сорбируясь на границе раздела жидкой и газовой фазы ПАВ резко изменяют свойства этой поверхности раздела. По своим химическим свойствам ПАВ представляет собой молекулу состоящую из 2 частей, одна из которых гидрофобна, а другая гидрофильна.

Сорбируясь на поверхности, ПАВ ориентируются своими гидрофобными частями в газовую фазу, поэтому происходит образование тонкого слоя жидкости, которая покрыта мономолекулярным слоем ПАВ.

Внутри жидкости находится заряженная (гидрофильная) часть молекулы, которая не дает возможности разорваться этому слою (препятствует сближению).

Необходимым условием эффективного удаления жидкости с помощью ПАВ является образование на забое скважины стабильной пены, представляющей собой дисперсные системы, состоящие из ячеек-пузырьков газа. Обычно газ рассматривается как дисперсная фаза, а жидкость - как непрерывная дисперсионная среда. Разделяющие пузырьки газа жидкие пленки образуют непрерывный пленочный каркас, являющиеся основой пены. В более или менее устойчивом состоянии концентрированные пены могут существовать только при стабилизатора пен или пенообразователя, который, адсорбируясь на поверхности раздела жидкость - газ уменьшает свободную энергию системы и тем самым стремление к разрушению пен. Прочность и продолжительность существования пены зависит от свойств пленочного каркаса, определяющегося количеством и природой присутствующего в системе пенообразователя, его поверхностной активностью и способностью образовывать вязкую аморфно-твердую пленку [5].

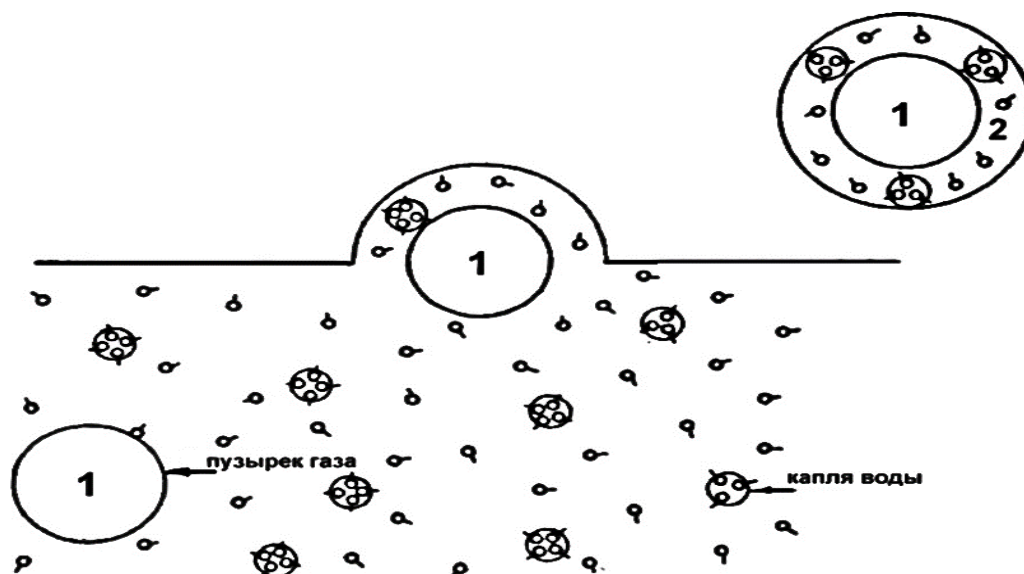


Рис. 2. Пенообразование в эмульсии типа в/м:
1- газовая среда; 2- конденсат; 3 - вода.

Анализ и результаты. Наиболее благоприятные условия для пенообразования имеют место в скважинах, где содержатся воды первого типа. В этом случае для удаления жидкости в качестве пенообразователей могут быть использованы большинство ПАВ как ионогенные, так и неионогенные. Для удаления вод третьего типа, применение анионоактивных ПАВ становится неэффективным. Объясняется это взаимодействием ПАВ с ионами Ca^{2+} и Mg^{2+} , в результате чего образуются нерастворимые соединения и пенообразующая способность ПАВ ухудшается [6].

Рекомендуемые пенообразователи и их оптимальные концентрации для вод с различным содержанием Ca^{2+} и Mg^{2+} приведены в табл. 1.

Таблица 1

Пенообразователи и их концентрации, рекомендуемые к применению при удалении воды из газовых скважин

Наименование пенообразователей	Суммарное содержание Ca ²⁺ Mg ²⁺ в удаляемой воде, г/л		
	< 0,1	0,1-1	> 1
	Рекомендуемые концентрации, г\л		
1	2	3	4
Анионактивные			
Сульфонол НП-3	2-3	3-5	-
Сульфонол АДВ	2-3	3-5	-
ДС-РАС (натриевый)	2-4	-	-
Сульфонат	2-3	3-5	-
Прогресс	2-4	5-7	-
Авироль	2-3	5-7	-
Лаурилсульфат	2-3	3-5	-
ДНС-А	2-3	3-5	-
АДСП	2-3	3-5	-
Алкилсульфат	2- 3	3-5	-
Синтетические моющие порошки			
«Новость»	2-3	5-7	-
«Кристалл»	2-3	5-7	-
«Технический»	2-4	5-7	-
Катионактивные			
Лаурилпиридинийсульфат	2-3	3-5	3-5
Выравниватель А	2-3	3-5	3-5
Катапин А	2-4	5-7	5-7
Неионогенные			
ОП-7	2-3	2-3	3-4
ОП-10	2-3	2-3	3-4
Синтанол ДС-10	2-3	2-3	3-4
Превоцелл W-ON-100	2-3	2-3	3-5
Превоцелл W-OF-100	2-3	2-3	3-4

При минерализации вод менее 3 – 4 г/л применяется 3 – 5 %-ный водный раствор сульфонола, при высокой минерализации (до 15 – 20 г/л) используют натриевые соли сульфокислот. Жидкие ПАВ периодически закачиваются в скважину, а из твердых ПАВ изготавливают гранулы диаметром 1,5 – 2 см или стержни длиной 60 – 80 см, которые затем подают на забой скважин. Для скважин, имеющих приток воды до 200 л/сут, рекомендуется вводить до 4 г активного вещества ПАВ на 1 л воды, на скважинах с притоком до 10 т/сут это количество уменьшается [7].

Смотрим растворы пенообразователей для низких (до -30°C) температур. В зимнее время, с целью предотвращения замерзания водных растворов ПАВ, возникает необходимость использования антифризов. В качестве антифризов рекомендуется использовать метанол, диэтиленгликоль (ДЭГ) и хлористый кальций [8].

Метанол и ДЭГ можно вводить при использовании пенообразователей как неионогенного, так и ионогенного типа. Хлористый кальций используется с пенообразователями неионогенного типа - (ОП-7, ОП-10, Синтанол ДС-10, Превоцелл). В табл. 2. показано, какое количество антифриза необходимо добавить в раствор ПАВ для того, чтобы снизить температуру его замерзания.

Таблица 2

Антифризы и их концентрация в водных растворах ПАВ

Наименование антифриза	Температура замерзания раствора, $^{\circ}\text{C}$					
	-5	-10	-15	-20	-25	-30
	Количество антифриза, % вес.					
Метанол	8	14,7	20,6	25,5	30,0	34,0
ДЭГ	20	30	35	45	50	55
Хлористый кальций	9,4	14,7	18,9	21,9	23,8	25,7

Ввиду того, что CaCl_2 очень гигроскопичен, содержание его в растворе необходимо контролировать по удельному весу раствора. Удельный вес растворов при содержании CaCl_2 (вес, %): 9,4; 14,7; 18,9; 21,9; 23,8; 25,7 должен, соответственно, равняться 1,08; 1,13; 1,17; 1,20; 1,22; 1,24 г/см³.

В приготовленных водных растворах антифризов растворяется пенообразователь (5 - 30%, вес) и полученный раствор используется для закачки в скважину.

Выводы и предложения. Для удаления жидкости в качестве пенообразователей могут быть использованы большинство ПАВ как ионогенные, так и неионогенные. Для удаления вод третьего типа, применение анионоактивных ПАВ становится неэффективным. Объясняется это взаимодействием ПАВ с ионами Ca^{2+} и Mg^{2+} , в результате чего образуются нерастворимые соединения и пенообразующая способность ПАВ ухудшается. На пенообразующие свойства ПАВ рекомендуемые антифризы практически не оказывают влияния и поэтому количество вводимого в скважину ПАВ зависит только от состава и количества удаляемой из скважин жидкости.

Литература

1. Амиян В.А., Васильева Н.П. «Добыча газа»: М.; Недра. 1974. – 312 с.
2. Ибрагимов Л. Х. «Интенсификация добычи газа и конденсата». М.: Наука, 2000. - 414 с.
3. Дацюк И. О., Гилеб Т. В., Верисокин А. Е. «Разработка газовых месторождений»: Учебное пособие. – Ставрополь. СКФУ, 2019. – 96 с.

4. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. «Основы технологии добычи газа». - М., Недра, 2003. – 880 с.
5. <https://neftegaz.ru/news/oilcervice/504589-delo-v-retsepte-gazprom-dobycha-krasnodar-zapatentoval-novyy-vid-pav-dlya-udaleniya-plastovoy-zhidko/>
6. Н.Р.Акопян «Временная инструкция по удалению жидкости из газовых и газоконденсатных скважин с помощью пенообразующих веществ». // Ставрополь. СО АССР. 1977. - 23 с.
7. Р.И. Вяхиров, Ю.П. Коротаяев, Н.И. Кабанов «Теория и опыт добычи газа»: - М.: Недра, 1998. – 479 с.
8. https://bstudy.net/841047/tehnika/sposoby_udaleniya_plastovyh_zaboev_gazovyh_skvazhin_ispolzovaniem_penoobrazovatelya