

УДК 622.279.23/4 + 661.185.7

Гасумов Рамиз Алиджавад оглы

ИССЛЕДОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПЕНООБРАЗОВАТЕЛЕЙ ДЛЯ ВЫНОСА ВОДЫ ИЗ СКВАЖИН НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В статье приводятся результаты исследований эффективности удаления жидкости из ствола скважин газовых и газоконденсатных месторождений, находящихся в заключительной стадии разработки, за счет применения различных пенообразователей (АПВ и НПВ).

Ключевые слова: газовые и газоконденсатные месторождения, скважина, поздняя стадия разработки месторождений, накопление жидкости, вынос воды, пенообразователь, поверхностно-активные вещества.

Gasumov Ramiz A.

EFFICIENCY OF FOAM-FORMERS USED FOR DRIVING WATER OUT OF WELLS AT LATER STAGES OF FIELD DEVELOPMENT

The article offers the results of a study into the efficiency of various foam-formers (Anionic Surface Active Agents and Nonionic Surface Active Agents) used for removing liquid from boreholes at gas and gas-condensate fields at their latest stages of development.

Key words: gas and gas-condensate fields, well, later stage of field development, liquid accumulation, water lifting, foam-former, surface active agents.

На заключительной стадии разработки газовых и газоконденсатных месторождений возникает ряд осложнений, которые ухудшают условия эксплуатации скважин и снижают возможности добычи. Одним из таких осложнений является накопление в стволах скважин жидкости, которая из-за недостаточных скоростей восходящего потока газа не выносится на поверхность [1].

Снижение скоростей восходящего потока газа в стволах скважин обусловлено рядом причин как естественного, так и технологического характера. К естественным причинам относятся: снижение рабочих дебитов, возрастание количества сконденсированной жидкости по стволу, появление в добываемой продукции скважин пластовой воды. К причинам технологического характера прежде всего следует отнести нерациональную конструкцию подъемного лифта на определенной стадии разработки месторождения.

Для непрерывного выноса жидкости на поверхность необходимо, чтобы дебит скважины обеспечивал минимально необходимую скорость газового потока.

Немаловажным технологическим фактом, также затрудняющим вынос жидкости из скважины, является величина давления в магистральном газопроводе и газосборном коллекторе. На заключительной стадии разработки, когда скважины эксплуатируются без штуцеров, их производительность в основном определяется давлением в промысловом коллекторе. Незначительное повышение давления в газопроводе приводит к повышению давления на устье скважин, а это в свою очередь снижает скорость потока газа в фонтанных трубах и создает условия для скопления жидкости в скважинах.

Важным моментом при удалении жидкости из скважин с помощью пенообразующих веществ является определение объема жидкости, скопившейся на забое и в лифтовых трубах. Кроме того, необходимо иметь информацию и о составе удаляемой жидкости. Все это позволяет определить оптимальное количество пенообразователя, вводимого в скважину и обеспечивающего полное удаление жидкости. При низких концентрациях ПАВ в удаляемой жидкости вспенивание не происходит, условия работы скважины не улучшаются. Излишнее количество вспенивателя, вводимого в скважину, приводит к большим его потерям, так как основное количество ПАВ выносится на поверхность вместе с первыми порциями жидкости.

Объем жидкости в скважине можно определить прямым замером на замерном узле после продувки скважины через сепаратор в низконапорный коллектор. В случае отсутствия замерного узла замер объемов жидкости (воды и конденсата) проводят на специальном передвижном сепараторе, устанавливаемом непосредственно на устье скважины. Состав удаляемой жидкости определяется в лабораториях по общепринятым методикам.

Проблема удаления скапливающейся на забое жидкости является все более актуальной, т. к. постоянно увеличивается число месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки.

Накопление скважинной жидкости может серьезно осложнить технологический процесс добычи газа, резко сократить производительность скважин. Стабильность работы обводняющихся скважин, находящихся на заключительной стадии разработки, обеспечивается различными физическими и физико-химическими методами, направленными на удаление скопившейся в скважине жидкости.

Очень часто для удаления скважинной жидкости на промыслах вынуждены применять продувки, которые из-за депрессии могут привести к разрушению пласта и смятию эксплуатационной колонны. Физические методы (использование плунжерного лифта, всевозможных диспергирующих и насосных систем) наибольшее распространение получили за рубежом.

Отсутствие в достаточном количестве гибких труб малого диаметра, а также определенные организационные и технические трудности (сложность изготовления и эксплуатации плунжерного лифта и других устройств) определили распространение у нас другого направления – использования для удаления скважинной жидкости различных пенообразователей.

Эффективность пенообразователей зависит от многих факторов: минерализации удаляемой жидкости, содержания в ней газоконденсата, пластовой температуры, темпов поступления жидкости в ствол скважины и т. д.

Анализ промысловых материалов по обводняющимся газоконденсатным скважинам месторождений Краснодарского края показал, что попытки удалить водогазоконденсатные смеси с помощью пенообразователей без научно обоснованного их выбора зачастую не давали результатов. При этом использование анионоактивных ПАВ (АПАВ) типа сульфенола осложняло дальнейшую работу скважин, т. к. происходила гидрофобизация поверхности труб и резко снижалась эффективность других используемых пенообразователей, показавших высокую выносящую способность в лабораторных условиях.

При удалении жидкости из газовых скважин проблема состоит не столько в выборе наиболее эффективного для данных условий пенообразователя, сколько в другом – в оптимизации процесса дозированного ввода ПАВ. Применение жидких ПАВ связано с необходимостью их частого ввода в скважину, т. к. эффект от их ввода – это 1–3 дня в зависимости от темпов поступления пластовой жидкости. Это обусловлено тем, что основная масса ПАВ выносится с первыми порциями удаляемой жидкости, и для эффективного удаления вновь поступающей жидкости концентрации ПАВ оказывается недостаточно [2]. Так, на сильно обводняющихся скважинах Бейсугского месторождения при вводе жидких ПАВ отмечался период их стабильной работы около 8 ч (без пульсаций устьевых давлений), после чего давление на буфере уменьшалось, и начинался пульсирующий режим работы этих скважин. Необходимо было разработать технологию удаления жидкости, позволяющую продлить межоперационный период работы скважин до двух-трех недель.

Исследования эффективности пенообразователей для удаления скважинной жидкости в лабораторных условиях проводятся обычно в динамических условиях на моделях скважин, представляющих собой стеклянную трубку диаметром 0,014–0,036 м, высотой 1,0–2,6 м, в нижней части которой помещается различное количество жидкости (от 40 до 300 мл) с пенообразователем. Через жидкость барботирует воздух или газ, пропускаемый с различной скоростью; в статических условиях осуществляется перемешивание в мешалках, встряхивание, взбивание и т. д. [3].

Основными замеряемыми параметрами являются кратность, устойчивость пены и количество вынесенной жидкости. Кратность – отношение объема пены к объему пенообразующей жидкости. Стабильность определяется по скорости истечения 50 % жидкости из межпленочного пространства пены (с/см³) или по скорости изменения относительной высоты столба пены.

Выносящая способность – отношение объема вынесенной жидкости к первоначальному объему пенообразующей жидкости в долях единицы или в процентах.

Моделирование скважинных условий и определение этих параметров производили на лабораторной установке, представляющей собой стеклянную трубку с диаметром 0,028 м, длиной 2,3 м, в которую снизу через слой исследуемой жидкости подавался воздух с различной скоростью. Выносящую способность определяли как отношение объема вынесенной жидкости к первоначальному объему исследуемой жидкости в процентах. Объем исследуемой жидкости – 250 см³, время выноса – обычно 30 мин [4].

Хорошо известно, что на эффективность удаления скважинной жидкости с помощью ПАВ оказывают влияние скважинные условия (скорость газового потока, температура, конструкция забоя скважины и т. д.) и состав удаляемой жидкости (наличие газоконденсата, его количество и состав; минерализация удаляемой жидкости, состав солей), поэтому эксперименты проводили в широком диапазоне скоростей воздушного потока: от 0,07 до 1,18 м/с, а в последующем и выше. Состав удаляемой жидкости также варьировался в широких пределах; использовалась как пластовая вода с конкретных месторождений, так и искусственно приготовленная, по составу аналогичная пластовой.

Первоначально эксперименты проводились на пластовой воде со скважин Бейсугского, Ленинградского и Староминского месторождений, где в основном проводились работы по удалению скважинной жидкости [5]. Для более детальной оценки работоспособности пенообразователей в различных пластовых водах были проведены эксперименты с пластовой жидкостью из скважин Бейсугского месторождения. Состав пластовых вод, г/л, приведен ниже.

Скв. № 39 (майкопское отложение): $K^+ + Na^+ - 10,15$; $Ca^{2+} - 0,8$; $Mg^{2+} - 0,58$; $Cl^- - 18,64$; $HCO_3^- - 0,18$;

Скв. № 34 (отложение тихорецкой свиты): $K^+ + Na^+ - 8,7$; $Ca^{2+} - 0,56$; $Mg^{2+} - 0,2$; $Cl^- - 18,6$; $HCO_3^- - 0,56$;

Скв. № 57 (отложение черкесской свиты): $K^+ + Na^+ - 6,0$; $Ca^{2+} - 0,08$; $Mg^{2+} - 0,05$; $Cl^- - 0,012$; $HCO_3^- - 0,88$.

Эксперименты проводились с АПАВ (сульфонол, Прогресс) и НПАВ (ОП-10 и неонол). Результаты экспериментов представлены в таблице 1.

Из таблицы 1 видно, как сильно может различаться эффективность действия ПАВ на одном и том же месторождении в зависимости от состава скважинной жидкости. Наибольшая эффективность пенообразователей отмечалась при удалении пластовой воды, взятой из скважины № 34 (отложение тихорецкой свиты). Наряду с ОП-10 высокую работоспособность проявил Прогресс.

Пластовая вода из скважины № 57 (отложение черкесской свиты), имеющая низкую минерализацию, но большое количество механических гидрофобизированных примесей, с трудом поддавалась вспениванию. Удовлетворительные результаты удалось получить при использовании ОП-10 повышенной концентрации.

Таблица 1

Сравнение выносящей способности ПАВ в различных пластовых водах скважин Бейсугского месторождения

№	Объект отбора пластовой жидкости	Содержание компонентов, %				Вынос жидкости, %
		сульфонол	Прогресс	неонол	ОП-10	
1	Скв. № 34 отложение тихорецкой свиты	-	0,02	-	-	38
2		-	0,05	-	-	92
3		-	0,05	-	0,05	99
4		-	0,1	-	-	100
5	Скв. № 57 отложение черкесской свиты	-	0,05	-	-	не пенит
6		-	0,1	-	-	не пенит

№	Объект отбора пластовой жидкости	Содержание компонентов, %				Вынос жидкости, %
		сульфонол	Прогресс	неонол	ОП-10	
7	Скв. № 39 майкопское отложение	-	0,05	-	-	80
8		-	0,1	-	-	96
9		-	0,15	-	-	100
10	Скв. № 34 отложение тихорецкой свиты	0,02	-	-	-	28
11		0,1	-	-	-	32
12		0,2	-	-	-	66
13		0,3	-	-	-	100
14		0,5	-	-	-	100
15	Скв. № 39 майкопское отложение	0,1	-	0,1	-	98
1		0,3	-	-	-	72
16		0,3	-	0,1	-	100
17		0,5	-	-	-	100
18	Скв. № 57 отложение черкесской свиты	0,5	-	-	-	0
19		0,75	-	-	-	40
20	Скв. № 34 отложение тихорецкой свиты	-	-	0,05	-	100
21	Скв. № 57 отложение черкесской свиты	-	-	0,1	-	не пенит
22	Скв. № 39 майкопское отложение	-	-	0,1	-	97
23		-	-	-	0,1	97
24	Скв. № 34 отложение тихорецкой свиты	-	-	-	0,1	99
25	Скв. № 57 отложение черкесской свиты	-	-	-	од	не пенит
26		-	-	-	0,3	не пенит
27		-	-	-	0,6	76
28		-	-	-	1,0	78
29		0,3	0,1	-	-	не пенит

В таблице 2 приведены результаты определения оптимальных концентраций различных пенообразователей для удаления скважинной жидкости.

Эксперименты проведены при температуре 40 °С на пластовой воде состава, соответствующего вышеприведенному составу пластовой жидкости из скважины № 39 (майкопское отложение) Бейсугского месторождения. В качестве пенообразователя исследовались НПАВ и АПАВ: ОП-10, неонол АФ9-12, Блок-84, сульфонол, МЛ-80, КССБ.

Таблица 2

**Исследования выносящей способности пенообразователей
в зависимости от концентрации ПАВ**

№	Содержание компонентов, %							Вынос, %
	ОП-10	Неонол	Блок-84	Сульфонол	МЛ-80	КССБ	Квасцы	
1	0,025	-	-	-	-	-	-	56
2	0,05	-	-	-	-	-	-	100
3	0,1	-	-	-	-	-	-	100

№	Содержание компонентов, %							Вынос, %
	ОП-10	Неонол	Блок-84	Сульфонол	МЛ-80	КССБ	Квасцы	
4	-	0,025	-	-	-	-	-	62
5	-	0,05	-	-	-	-	-	98
6	-	0,1	-	-	-	-	-	100
7	-	-	0,025	-	-	-	-	68
8	-	-	0,05	-	-	-	-	80
9	-	-	0,1	-	-	-	-	100
10	-	-	-	0,1	-	-	-	60
11	-	-	-	0,3	-	-	-	84
12	-	-	-	0,5	-	-	-	100
13	-	-	-	-	0,1	-	-	76
14	-	-	-	-	0,3	-	-	пена в трубке
15	-	-	-	-	0,5	-	-	100
16	-	-	-	-	-	0,1	-	8
17	-	-	-	-	-	0,3	-	16
18	-	-	-	-	-	0,5	-	28
19	-	-	-	-	-	0,5	0,5	100

Как видно из таблицы 2, НПАВ (ОП-10, неонол и Блок-84) эффективно выносят пластовую воду при более низких концентрациях. В отличие от АПАВ (сульфонола МЛ-80 и КССБ) минимальная концентрация, обеспечивающая 100 % вынос для НПАВ, почти на порядок ниже: для НПАВ 0,05–0,1 %; для АПАВ – около 0,5 %.

Исследования пластовых вод Ленинградского месторождения показали, что их минерализация достаточно высокая с заметным содержанием двухвалентных катионов (г/л): $K + Na - 14 - 22$; $Ca^{2+} - 1,3$; $Mg^{2+} - 0,5 - 0,9$; $Cl^- - 30 - 39$.

Эксперименты проводились на пластовой воде и газоконденсате Ленинградского месторождения, а так же, для сравнения – на искусственно приготовленной минерализованной воде следующего состава (г/л): $NaCl - 30,5$; $CaCl_2 - 3,3$; $MgCl_2 - 0,95$.

В таблице 3 представлены результаты исследования выносящей способности ПАВ по удалению жидкости, взятой во время продувки после обработки сульфонолом.

Таблица 3

Исследования пенообразующих свойств пластовой жидкости, содержащей сульфонол

№	Наименование ПАВ	Концентрация ПАВ, %	Концентрация газо-конденсата, % об.	Вынос жидкости, %
<i>пластовая вода</i>				
1	КССБ, алюмокалиевые квасцы	0,5 + 0,6	—	96
2	сульфонол	0,5	—	96
3	сульфонол	0,5	20	не пенит
4	Блок-84	0,5	20	пенит, но не выносит
5	ОП-10	0,5	20	60
6	ОП-10, КОН	0,5; 2	20	не пенит

№	Наименование ПАВ	Концентрация ПАВ, %	Концентрация газо-конденсата, % об.	Вынос жидкости, %
7	ОП-10, пенозалин	0,5 + 0,5	20	пенит слабо
8	ОП-10+КССБ	0,5+0,5	20	76
<i>искусственная минерализованная вода</i>				
9	сульфонол	0,5	—	95
10	сульфонол	0,5	4	не пенит
11	сульфонол	0,5	20	не пенит

Как видно из таблицы 3, сульфонол хорошо выносит минерализованную пластовую воду, в которой не содержится газоконденсат, но даже небольшое содержание газоконденсата в удаляемой воде приводит к полному прекращению пенообразования не только воды с Ленинградского месторождения, но и искусственно приготовленной, и уже при 4 % его содержании пена не образуется. НПАВ показали также низкую эффективность при удалении этой жидкости, содержащей газоконденсат. Добавление щелочи в состав с ОП-10 привело к прекращению вспенивания.

В данном случае необходимо использовать НПАВ до полной очистки от сульфонола и в дальнейшем сульфонол не применять.

Исследования пластовых вод Староминского месторождения показали, что общая минерализация их немного меньше, чем Ленинградского, но заметна разница по содержанию двухвалентных катионов (г/л): $K^+ + Na^+ - 15 - 20$; $Ca^{2+} - 0,8 - 1,2$; $Mg^{2+} - 0,4 - 0,6$; $Cl^- - 28 - 36$.

Приведенные выше результаты экспериментов показали, что использование на данных газоконденсатных месторождениях (Ленинградском и Староминском) АПАВ нецелесообразно и послужили основой для разработки составов на основе НПАВ.

Были опробованы различные НПАВ – серийно выпускаемые и опытные образцы (ОП-10, неонол АФ9-12, ГДПЭ, образцы сополимеров окиси этилена и пропилена). Опытные образцы получены из ВНИИПАВ.

С увеличением минерализации выносящая способность ПАВ снижается в различной степени, так как она тесным образом связана с их гидрофильностью: с уменьшением гидрофильности (обычно это происходит с уменьшением молекулярной массы ПАВ) выносящая способность ПАВ снижается. Повышение температуры снижает пенообразующую способность ПАВ также в разной степени. Это связано со значительным снижением температуры помутнения НПАВ в сильноминерализованных средах. При достижении температуры помутнения снижается растворимость ПАВ в воде, а, следовательно, и пенообразующая способность исследуемого ПАВ [6].

Для оценки влияния скорости воздушного потока, устойчивости образующейся пены и ее кратности на выносящую способность различных ПАВ проведены соответствующие лабораторные исследования. Результаты исследований представлены на рис. 1.

Из графика следует, что увеличение скорости воздушного потока в диапазоне 0,07 – 0,88 м/с приводит к снижению выносящей способности исследуемых ПАВ, причем ПАВ с короткой углеводородной цепью (ДС-РАС) и катионные (пеназолин, моноэтаноламиды) имеют очень низкую пенообразующую способность. Наибольшей пенообразующей способностью из исследуемых ПАВ при высоких скоростях воздушного потока обладает Прогресс (АПАВ); НПАВ (ОП-10, блок-сополимер, Синтанол, Превоцелл) имеют меньшую выносящую способность.

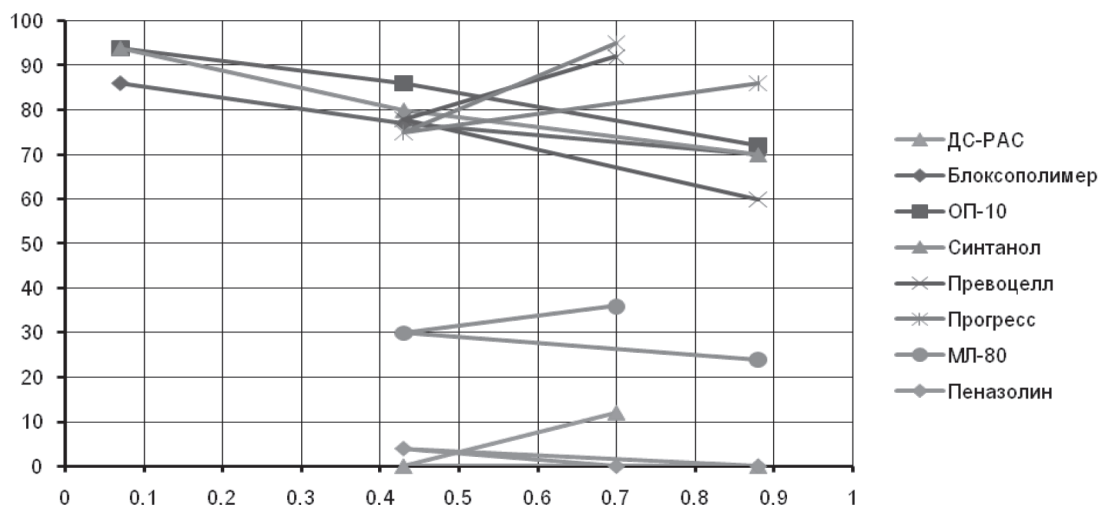


Рис. 1 Выносящая способность пенообразователей при различных скоростях воздушного потока

В таблице 4 представлены данные по влиянию скорости воздушного потока, температуры, стабильности и кратности пены на ее выносящую способность.

Из данных таблицы 4 следует, что увеличение скорости газового потока снижает выносящую способность пенообразователя. Так, если при скорости воздушного потока 0,07 м/с Прогрессом обеспечивается 100 % вынос исследуемой жидкости за 15 мин, то уже при скорости 0,164 м/с выносятся 84 % жидкости. Дальнейшее увеличение скорости до 1,18 м/с снижает вынос до 76 %. Аналогичная закономерность прослеживается и для других ПАВ.

Таблица 4

Исследование влияния различных факторов на выносящую способность пенообразователей

№	Компонентный состав, %		Скорость воздушного потока, м/с	Температура, °С	Кратность пены	Стабильность пены, с/см ³	Вынос жидкости, %
	ПАВ	Полимер					
	Прогресс						
1	0,1*	—	0,07	20	>40	—	100
2	0,1	—	0,07	20	>40	3,3	100
3	0,1	—	0,164	20	>40	3,7	84
4	0,1	—	0,164	20	30	2,2	80
5	0,1*	—	0,29	20	38	3,3	80
6	0,1	—	0,29	20	30	1,9	84
7	0,1*	—	0,07	40	>40	—	100
8	0,1	—	0,07	40	>40	—	100
9	0,1*	—	0,164	40	>40	1,6	90
10	0,1	—	0,164	40	>40	1,9	84
11	0,1*	—	0,29	40	>40	5,8	88
12	0,1	—	0,29	40	>40	2,2	84
13	0,1	—	0,353	40	>40	1,8	80
14	0,1	—	0,84	40	29	6,4	83

№	Компонентный состав, %		Скорость воздушного потока, м/с	Температура, °С	Кратность пены	Стабильность пены, с/см ³	Вынос жидкости, %
	ПАВ	Полимер					
15	0,1	—	1,18	40	16	5,6	76
	Прогресс	КМЦ					
16	0,1	0,05	0,07	20	>40	4,8	96
17	0,1	0,05	0,164	20	>40	1,1	80
18	0,1	0,5	0,07	20	>40	1,8	92
19	0,1	0,5	0,29	20	>40	—	78
	Прогресс	ПАА «Экстендер»					
20	0,1	0,01	0,07	20	>40	1,9	91
21	0,1	—	0,07	20	>40	—	98
	Прогресс	ПАА «Смектекс»					
22	0,1	0,0013	0,07	40	—	—	96
23	0,1	0,0013	0,353	40	>40	2,9	80
24	0,1	0,0013	0,84	40	36	5,8	85,6
25	0,1	0,0013	1,18	40	20	8,3	77,6
	Прогресс	КМЦ					
26	0,1	0,01	0,07	40	—	—	95
27	0,1	0,01	0,353	40	—	—	79
28	0,1	0,01	0,84	40	—	—	85
29	0,1	0,01	1,18	40	—	—	80
	Неонол	—					
30	0,1*	—	0,07	20	>40	2,2	88
31	0,1	—	0,07	20	>40	2,0	84
32	0,1*	—	0,164	20	29	1,0	78
33	0,1	—	0,164	20	29	0,6	76
34	0,1*	—	0,29	20	25	0,6	70
35	0,1	—	0,29	20	27	1,0	72
36	0,1*	—	0,07	40	>40	2,0	88
37	0,1	—	0,07	40	>40	2,3	90
38	0,1*	—	0,164	40	32	0,5	74
39	0,1	—	0,164	40	27	0,4	76
40	0,1*	—	0,29	40	29	0,8	78
41	0,1	—	0,29	40	27	0,3	76
	Блоксополи- мер-18/94	—					
42	0,1*	—	0,07	20	>40	2,2	76
43	0,1	—	0,07	20	>40	3,0	84
	Блоксополи- мер-18/94	КМЦ					
44	0,1	0,5	0,07	20	>40	13	58
45	0,1	0,05	0,07	20	>40	1,5	60
	Блоксополи- мер-18/94	ПАА					
46	0,1	0,01	0,07	20	>40	1,3	66
47	0,1	0,1	0,07	20	вязкий раствор; не пенит		

№	Компонентный состав, %		Скорость воздушного потока, м/с	Температура, °С	Кратность пены	Стабильность пены, с/см ³	Вынос жидкости, %
	ПАВ	Полимер					
	Блоксополи- мер-18/94	ЛВС					
48	0,1	0,5	0,07	20	>40	8,6	84
	Прогресс	ПАА «Смектекс»					
49	0,3	0,004	0,07	40	>40	—	99,8
50	0,3	0,004	0,353	40	>40	1,2	92
51	0,3	0,004	0,84	40	>40	3,0	94
52	0,3	0,004	1,18	40	>40	4,2	99
	Сульфонол	—					
53*	0,1	—	1,18	20	—	—	95
54*	0,5	—	3,00	20	—	—	91
	ОП-10	—					
55*	0,1	—	1,18	20	—	—	89
56*	0,5	—	3,00	20	—	—	78
	Морпен	—					
57*	0,5	—	1,18	20	—	—	46
58*	0,5	—	3,00	20	—	—	97

* Вода пресная, в остальных – минерализованная состава (г/л): NaCl – 26; CaCl₂ – 4,0.

Эти данные хорошо согласуются с ранее проведенными экспериментами по влиянию скорости газового потока на кратность образующейся пены и ее выносящую способность. В обоих случаях минимум пенообразования приходится на диапазон скоростей 1,1–1,4 м/с. При дальнейшем увеличении скорости выносящая способность увеличивается. Это связывают с изменением гидродинамического режима. Увеличение выноса при скорости больше 1,4 м/с объясняется увеличением доли капельного выноса жидкости пеной. В таблице 5 представлены также результаты исследований выносящей способности сульфонола (АПАВ), ОП-10 (НПАВ) и Морпена (смесь АПАВ и НПАВ) при скорости 3,0 м/с и для сравнения – при скорости 1,18 м/с. С увеличением скорости воздушного потока выносящая способность Морпена увеличивается, а сульфонола и ОП-10 уменьшается; причем заметна разница между ОП-10 и сульфонолом.

При увеличении скорости воздушного потока степень использования воздуха (отношение расхода пены к расходу воздуха) снижается из-за его частичного проскальзывания, так как часть газа не успевает диспергироваться и наступает «срыв» пенообразования. «Срыв» наступает тем раньше, чем ниже концентрация пенообразователя в растворе.

Установлено, что увеличение концентрации ПАВ до 0,3 % приводит к заметному увеличению процента выноса при больших скоростях. С увеличением температуры с 20 до 40 °С выносящая способность пенообразователей несколько увеличивается. При использовании растворов НПАВ «срыв» пенообразования наступает гораздо раньше, чем при получении пен из растворов ионогенных ПАВ.

Влияние скорости воздушного потока на динамику выноса жидкости иллюстрирует рисунок 2, где представлены данные темпов снижения уровня жидкости в трубке (Н) через равные промежутки времени (5 мин) в зависимости от скорости воздушного потока.

Как видно из графика, наиболее равномерный вынос жидкости во времени происходит при скорости воздушного потока 0,07 м/с; при скоростях 0,353, 0,84 и 1,18 м/с наибольший вынос наблюдается в первые 5 мин, причем с увеличением скорости количество удаленной жидкости за этот промежуток времени увеличивается. Это связано с тем, что при большой скорости воздушного пото-

ка кратность пены снижается из-за прорыва крупных пузырьков пены. Образуется мелкодисперсная пена с большой удельной поверхностью и насыщенными адсорбционными слоями, в которых количество ПАВ намного больше, чем в крупнодисперсной пене, образующейся при малых скоростях барботаж. Это приводит к тому, что при больших скоростях с первыми порциями пены удаляется значительная часть пенообразователя и жидкости, но оставшаяся жидкость с незначительным количеством пенообразователя фактически не выносятся [7].

Добавки стабилизаторов в количестве 0,01 % ПАА и 0,05–0,5 % КМЦ снижают выносящую способность пенообразователей (рис. 2). Отрицательное влияние стабилизаторов связано с увеличением потерь энергии, затрачиваемой на образование пузырьков при увеличении вязкости. Но, возможно, в большей степени это связано со снижением скорости обновления поверхности за счет образования комплексов ПАВ со стабилизаторами.

Малые количества стабилизаторов: 0,0013–0,004 % ПАА и 0,01 % КМЦ – фактически не влияют на вынос.

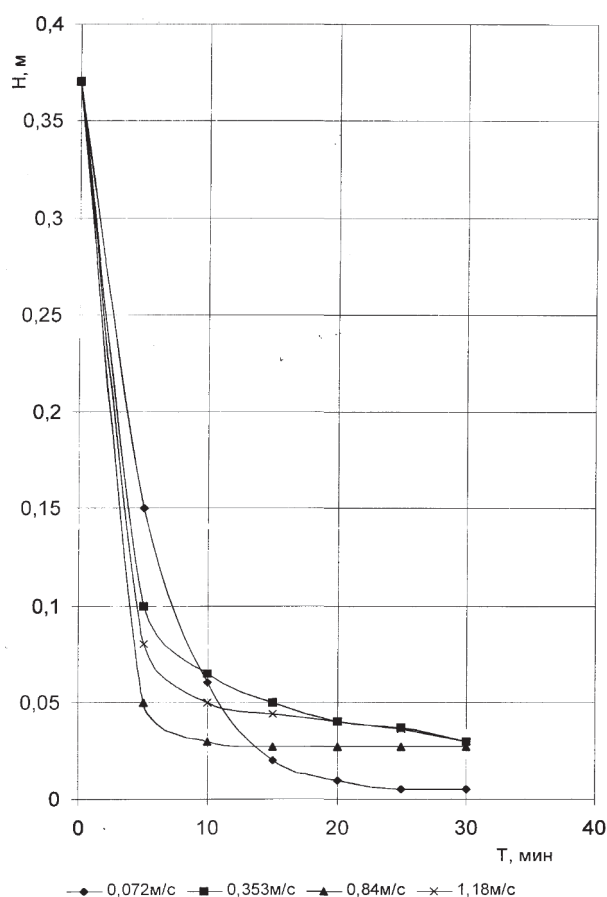


Рис. 2. Динамика выноса жидкости в зависимости от скорости воздушного потока

Результаты исследований показывают: однозначной зависимости между устойчивостью, кратностью и выносящей способностью нет. Как правило, с увеличением устойчивости пены уменьшается ее кратность.

Кратность пены тесным образом связана со скоростью формирования адсорбционного слоя, его устойчивостью и подвижностью, поверхностным натяжением.

Присутствие мицелл в растворе может существенно повлиять на скорость формирования адсорбционных слоев ПАВ. Если скорость процесса диссоциации мицелл будет малой по сравнению со скоростью адсорбции мономеров на поверхности формируемой пенной пленки, то результатом двух процессов станет ограничение скорости образования пены.

Поэтому, чем выше критическая концентрация мицеллообразования (ККМ), тем быстрее формируется адсорбционный слой. ККМ снижается при добавлении стабилизаторов, а также солей.

Таким образом, исследования пенообразующей и выносящей способности ПАВ в различных условиях послужили основой для дальнейшей разработки составов твердых пенообразователей, а также позволили установить условия эффективного выноса жидкости из газоконденсатных скважин.

Своевременное удаление жидкости из скважин продляет срок эксплуатации скважин и разработки месторождений, способствует увеличению объемов добываемого газа и конденсата.

Литература

1. Сатаев А. С., Игнатенко Ю. К., Марков О. Н. Удаление жидкости из газовых и газоконденсатных скважин при помощи ПАВ // Газовая промышленность: научно-технический и производственный журнал. М. 1976. № 4. С. 28–29.
2. Патент 2069682 РФ, МПК6 СО9К 7/08. Твердый пенообразователь для удаления жидкости из газовых и газоконденсатных скважин / Тенишев Ю. С., Липчанская Т. А., Белолопотков Г. Г. [и др.]; опубл. 27.11.1996.
3. Тенишев Ю. С., Липчанская Т. А. О поиске критериев в оценке эффективности ПАВ при удалении из скважин водогазоконденсатных смесей // Проблемы капитального ремонта скважин и эксплуатации ПХГ: сб. науч. тр. Вып. 34. Ставрополь, 2001. С. 47–61.
4. Гасумов Р. А., Шмельков В. Е., Козлов Н. Б. Результаты стендовых исследований для изучения выносной способности углеаммонийных солей // Строительство газовых и газоконденсатных скважин: сб. научн. статей ВНИИгаза. М., 1995. С. 43–46.
5. Тенишев Ю. С., Липчанская Т. А., Белолопотков Г. Г. Результаты промысловых испытаний твердых пенообразователей на месторождениях Каневского ГПУ // Геология, бурение и разработка газовых и газоконденсатных месторождений и ПХГ: сб. науч. тр. Вып. 32. Ставрополь, 2000. С. 95–100.
6. Липчанская Т. А. Определение области применения различных ПАВ для удаления водогазоконденсатных смесей // Газовой отрасли – новые технологии и новая техника: межд. науч.-практич. конф. (Ставрополь, 9–12 сентября 2002 г.) / СевКавНИПИгаз. Ставрополь, 2002. С. 129–131.
7. Пат. № 2100577. РФ, МПК5 Е21В 43/00. Твердый пенообразователь для удаления жидкости из газовых и газоконденсатных скважин / Тенишев Ю. С., Липчанская Т. А., Белолопотков Г. Г. [и др.]; опубл. 27.12.1997.