ИССЛЕДОВАНИЕ АНТИПЕННОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПЕНОГАСИТЕЛЕЙ ТИПА GQKS В ПРОЦЕССАХ ГАЗОАБСОРБЦИОННОЙ СУШКИ

I.A.Анварова

”Нефтегазовое дело и технология их переработки" ассистент-преподаватель кафедры (КарГТУ)

Д. Ш. Шукурова

студентка 2-го курса технологического направления нефтегазохимической промышленности

Аннотация: В данной статье получены пеногасители против пены, образующейся в абсорберах и десорберах при абсорбционной осушке газов. В статье представлены результаты определения пеногасительной эффективности пеногасителя типа GQKS в осушающих газах и зависимости пенообразования от времени и концентрации пеногасителя.

Ключевые слова: GQKS, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль, регенерация гликоля, пеногаситель, высота пены, время распада пены.

Annotatsiya: ushbu maqolada gazlarni assimilyatsiya qilish paytida absorber va desorberlarda hosil bo'lgan ko'pikka qarshi defoamerlar olingan. Maqolada qurituvchi gazlarda gqks tipidagi defoamerning defoaming samaradorligini va ko'piklanishning defoamerning vaqti va kontsentratsiyasiga bog'liqligini aniqlash natijalari keltirilgan.

Kalit so'zlar: gqks, dietilen glikol, trietilen glikol, glikol regeneratsiyasi, defoamer, ko'pik balandligi, ko'pik parchalanish vaqti.

Abstract: In this article, defoamers are obtained against foam formed in absorbers and desorbers during absorption drying of gases. The article presents the results of determining the defoaming efficiency of a GQKS type defoamer in drying gases and the dependence of foaming on the time and concentration of the defoamer.

Keywords: GQKS, diethylene glycol, triethylene glycol, glycol regeneration, defoamer, foam height, foam disintegration time.

Введение

Для получения высококонцентрированных растворов гликоля необходимо снизить давление водяного пара в паровых зонах ребойлера. Существует несколько способов повышения концентрации гликоля [1]:

1. вождение в вакууме;
2. использование испаряющихся газов.

Испаряющиеся газы не поддаются конденсации в рабочих условиях и используются для отделения летучих компонентов от жидкостей. Возможность регенерации UEG путем нагревания до высоких температур

ISSN 3030-3907

также позволяет отделять углеводороды, растворенные в насыщенном растворе гликоля. Это позволяет еще больше усилить сорбционные свойства гликоля.

Температура испарителя в установках регенерации DEG и UEG составляет 160 и 190°C соответственно. В то время как разница между температурами регенерации DEG и разложения составляет 4°C, в установках регенерации UEG этот показатель равен 16°C. Видно, что вероятность разложения DEG и образования продуктов разложения достаточно высока. Для повышения степени регенерации гликоля необходимо создать вакуум, и эти показатели приведены в таблице 1. [2].

1– таблица

Температура кипения гликолей зависит от давления.

№	Давление, mm.cm.	УЭГ	ДЭГ
1	1	113,9	92,0
2	5	144,0	119,9
3	10	158,0	134,0
4	20	173,8	148,0
5	40	191,0	164,0
6	60	202,0	173,9
7	100	214,8	188,0
8	200	234,9	206,9
9	400	257,0	226,8
10	760	287,1	245,0

Как видно из приведенной выше таблицы, чтобы не доводить DIG до температуры разложения, 40mm.sm.sl. в системе. необходимо создать давление в при таком давлении температура кипения УЭГ составляет 191°C, что на 15°C ниже температуры его разложения [3].

Результат: На данном этапе наших научных исследований была изучена пеногасительная эффективность пеногасителей типа GQKS в процессах газоабсорбционной сушки. В данном случае был приготовлен модельный пенообразующий раствор на основе гликолей, продуктов их разложения, ингибиторов коррозии и других поверхностно-активных веществ, и высота пены во всех экспериментах поддерживалась на уровне 60 мм. Результаты определения пеногасительной эффективности пеногасителя GQKS-1 представлены в таблице

ISSN 3030-3907

2 – таблица

Результаты исследования антипенной эффективности пеногасителя GQKS

Концентрация пеногасителя,%	Время вспенивания, мин											
	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
0,1	65	58	55	53	48	42	35	32	27	25	25	25
0,2	64	55	51	47	43	38	33	30	26	23	22	22
0,3	65	52	47	41	36	30	27	23	18	16	15	13
0,4	66	48	43	38	34	26	24	20	17	13	10	10
0,5	65	45	37	31	28	25	19	16	12	8	6	5
0,6	64	43	35	27	20	16	11	7	7	3	0	0
0,7	65	40	33	26	19	11	7	5	2	0	0	0
0,8	64	38	31	25	16	9	2	0	0	0	0	0
0,9	66	35	29	22	14	3	0	0	0	0	0	0
1	65	34	27	20	13	2	0	0	0	0	0	0

Для определения эффекта полученных пеногасителей, прежде всего, для определения оптимальных концентраций для подавления пенообразования при абсорбционной осушке газов на высоте 60 мм, была определена их эффективность подавления пенообразования в диапазоне 0,1-1,0% в течение 5-60 минут.

Как видно из результатов таблицы 2, пеногаситель gqks оказывает положительное влияние на разрушение пены гликоля. По мере увеличения концентрации пеногасителя также ускорялось разрушение пены. То есть при увеличении определенной концентрации оказывается, что воздействие пеногасителя на пену в течение более длительного периода времени также влияет на увядание пены.

ISSN 3030-3907

Как мы знаем, способность гликолей образовывать пену и стабильность пены имеют установленные нормы (Таблица 3) [4]

3 – таблица

Оценка пенообразующей способности и прочности пены гликолей

Высота пены, мм	**Способность к вспениванию**
Младше 25 лет	Низкий
25-60	Средний
Средний	Средний
Время вспенивания, м	**Стабильность пены**
Менее 15	Низкий
15-60	Средний
Более 60	Высокий

Заключение: В заключение можно сказать, что для борьбы с пеной, образующейся при абсорбционной осушке газов, использовался 0,1-1% раствор пеногасителя типа GQKS (ГККС), и были изучены данные о пенообразующей способности и прочности пены гликолей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. R.J. Pugh, ’Foams and Foaming‘, in ’Handbook of Appliyed Sciyence and Colloid Chemistry’, John Wiley & Sons, 2001.-195 P.

2. Даутов Т.Р. Совершенствование технологии осущки природного газа гликолями. // Система управления екологической безопасностю: сб. трудов Четвертой заочн. межд. науч.-практ. конф. Т. 2 - Йекатеринбург: УГТУ-УПИ, 2010.- 30 - 34. С.

3. Даутов Т.Р., Голубева И.А., Магарил Р.З. Осущка природного газа гликолями с применением азеотропобразующего растворителя и многофункционалной присадки. // Технологии нефти и газа, 2010 - №6. - 51-56 С.

4. Mukhtor, M., & Bobojon, J. (2024). THE MAIN DIRECTIONS OF WORK ON IMPROVING TECHNOLOGY FOR THE PREVENTION OF THE FORMATION OF MAN-MADE HYDRATE. *Universum: технические науки*, *12*(11 (128)), 21-22.

5. Maxmudov, M., & Jumaboyev, B. (2024). Gaz sanoati texnologik tizimlarida gaz gidratlarining hosil bo ‘lishini oldini olish va tabiiy gazlarni quritishning istiqbolli yo ‘nalishlari. *YASHIL IQTISODIYOT VA TARAQQIYOT*, *2*(3).

ISSN 3030-3907

6. MJ, M., & Jumaboev, B. O. (2024). THE MAIN DIRECTIONS OF WORK ON IMPROVING TECHNOLOGY FOR THE PREVENTION OF THE FORMATION OF MAN-MADE HYDRATE. *Химическая технология*, *49*(11), 128.

ISSN 3030-3907