УДК: 622.279.8

Д.А. БОРДОДЫМОВ, студент-бакалавр (ТюмГНГУ)
И.А. ЯКИМЕНКО, студент-бакалавр (ТюмГНГУ)
А.А. ТАРКАНОВ, студент-бакалавр (ТюмГНГУ)
г. Тюмень

ОПТИМИЗАЦИЯ СОСТАВА ГЛИКОЛЬ-АМИНОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ОЧИСТКИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Природный газ обычно содержит неприемлемый уровень примесей CO2 и H2S, которые называются кислым газом. Оба компонента уменьшают ценность природного газа, особенно H2S, который сам является токсичным и при горении образует SO2. Углекислый газ просто уменьшает теплотворную способность природного газа. Удаление кислого газа обычно осуществляется с помощью алканоламинов.

В отечественной и зарубежной практике широкое распространение получила технология очистки газа от сероводорода водными растворами этаноламинов. Эта технология используется на 85 объектах из 100, где требуется очистка газа от кислых компонентов[1].

Для очистки газов от сернистых соединений и двуокиси углерода применяются водные растворы этаноламинов (моно-, ди- или триэтаноламин).

Недостатком использования растворов этаноламинов являются большие затраты энергии на их регенерацию; кроме того, растворы (содержащие 70 – 85 % масс. воды) насыщают водяными парами очищенный газ.

В связи с этим большое значение имеет использование таких поглотителей для очистки газа от сероводорода и двуокиси углерода, которые позволили бы снизить затраты энергии на регенерацию и избежать дополнительного увлажнения газа.

Этого можно добиться введением в раствор моноэтаноламин + вода третьего инертного компонента. Этот компонент должен обладать следующими свойствами:

1) растворятся в воде;
2) не вступать в химические реакции с моноэтаноламином;
3) иметь низкую летучесть и высокую температуру кипения.

Этими свойствами обладает, например, диэтиленгликоль.

Наиболее близким к предлагаемому по технической сущности и достигаемому результату является абсорбент для очистки и осушки газа, который состоит из гликоля (ди- или триэтиленгликоля), моно- или диэтаноламина и воды.

Обычно гликоль-аминовые растворы имеют следующий состав, % масс.:

– моноэтаноламин – 10 –15 %;
– диэтиленгликоль – 75 – 80 %;
– вода – 5 – 6 %.

Целью данной работы является минимизация энергозатрат на регенерацию абсорбента.

Поставленная задача достигается путем оптимизации рецептуры поглотителя.

Экспериментальное моделирование процесса очистки углеводородного газа от сероводорода, проведенное автором, показало значительную зависимость теплозатрат на регенерацию поглотителя от количества воды в нем. Данные
моделирования приведены в табл. 1.

Таблица 1

Зависимость энергозатрат на регенерацию поглотителя от содержания в нем воды.

Вода, масс. Доли	Моноэтаноламин, масс. Доли	Диэтиленгликоль, масс. доли	Расход тепла на регенерацию раствора, Мкал/час
0,050	0,1	0,850	183,9
0,100	0,1	0,800	159,4
0,115	0,1	0,785	156,1
0,150	0,1	0,750	159,1
0,200	0,1	0,700	160,0
0,250	0,1	0,650	164,3
0,90	0,1	0,000	486,7

На рисунке показана зависимость энергозатрат на регенерацию поглотителя от содержания в нем воды.

Содержание моноэтаноламина поддерживалось 10,0 % масс. (обычное для
реальных установок очистки). При экспериментальном моделировании изменение содержания воды сопровождалось соответственным изменением содержания диэтиленгликоля.

Как видно из табл. 1 и рисунка, минимальные энергозатраты имеют место при содержании воды в растворе 11,5 % масс. при 10 % масс. моноэтаноламина и 78,5 % масс. диэтиленгликоля[2].

Для определения экономической выгоды рассмотрим две следующих схемы работы установки (% масс.):

1) МЭА – 10 %, H2O – 11,5 %, ДЭГ – 78,5 %;
2) МЭА – 10 %, H2O – 90,0 %, ДЭГ – 0 %.
Обе эти схемы работают:
– на одном и том же составе и количестве очищаемого газа;
– с одинаковой степенью очистки газа (до санитарных норм – 2 мг/м3).

Для подсчета экономической выгоды перехода со схемы МЭА+ H2O на схему
МЭА+ H2O +ДЭГ определим потери МЭА и ДЭГа в обеих этих схемах (табл. 2).

Для дальнейшего расчета и определения затрат в денежном выражении примем стоимость одной Гкал энергии за 1 условную единицу (1 у. е.). Тогда по отношению к стоимости энергии стоимость МЭА будет равна 90 у. е., ДЭГа – 100 у. е.[1].

Результаты данного расчета приведены в табл. 3.

Рис. Зависимость энергозатрат от концентрации воды в растворе.

Таблица 2

Потери МЭА и ДЭГа

Схема	Потери МЭА, кг/год	Потери ДЭГ, кг/год
МЭА+ H2O	166,22	0
МЭА+ H2O +ДЭГ	570,94	183,15

Таблица 3

Затраты на очистку

Материальные и в схеме, у. е.: энергетические потоки	Ед. измерения	Цена за ед. измерения, у. е.	Расход в схеме:		Затраты в схеме, у. е.:	
			МЭА+ H2O	МЭА+ H2O + ДЭГ	МЭА+ H2O	МЭА+ H2O + ДЭГ
МЭА	Тонна	90	0,166	0,571	14,94	51,39
ДЭГ	Тонна	100	0	0,183	0	18,3
Энергия, подаваемая в куб десорбера	Гкал	1	4263,49	1367,43	4263,49	1364,43
Сумма					4278,43	1467,12

По данным, приведенным в табл. 3, можно сделать вывод, что эксплуатация схемы МЭА + H2O + ДЭГ экономически выгоднее, чем схемы МЭА + H2O. Затраты в схеме МЭА + H2O + ДЭГ в 2,92 раза меньше, чем в схеме МЭА + H2O.

В результате проведенного исследования было установлено, что использование поглотителя с концентрацией: МЭА = 10 %; ДЭГ = 78,5 %; H2O = 11,5 % позволяет уменьшить затраты тепла на регенерацию в 3,1 раза, за счет чего затраты на очистку уменьшаются в 2,92 раза.

Список литературы:

1. Бекиров Т.М. Первичная переработка природных газов. – М.: Химия, 1987. – 394 с.
2. Коуль А.Л., Ризенфельд Ф.С. Очистка газа. – М.: Недра, 1968. – 256 с.