

СПОСОБЫ ОЧИСТКИ ГАЗА ОТ КИСЛЫХ КОМПОНЕНТОВ И ПОГЛОТИТЕЛИ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ПРИ ИХ РЕАЛИЗАЦИИ

Д.Ш.Шукурова

Студентка группы НГК-307-23

Каршинского государственного технического университета

Аннотация. В статье рассматриваются технологии эффективного удаления из природного газа кислых компонентов, в основном сероводорода (H_2S) и углекислого ангидрида (CO_2), и осушки газа. Проанализированы химические абсорбционные процессы, используемые при очистке газа, противоточный жидкостно-газовый обмен в контактной зоне, конструкции различных типов абсорберов (тонкоплёночных, груборегенерируемых, массообменных пластинчатых). Также рассмотрены свойства жидких абсорбентов, широко используемых при осушке газа, диэтиленгликоля (ДЭГ) и триэтиленгликоля (ТЭГ), условия их эксплуатации, процесс регенерации, показатели эффективности.

Ключевые слова: кислые компоненты, сероводород (H_2S), угольный ангидрид (CO_2), абсорбер, химическая абсорбция, гликолевые абсорберы, диэтиленгликоль (ДЭГ), триэтиленгликоль (ТЭГ), осушка газа, процесс регенерации, массообмен, технология очистки газа.

Введение: Данный метод предназначен для очистки газа от кислых компонентов в абсорбере. Принципиальная схема очистки газа представлена на рисунке 1, а абсорбер, используемый при реализации метода очистки газа от кислых компонентов, представлен на рисунке 1, а и б.

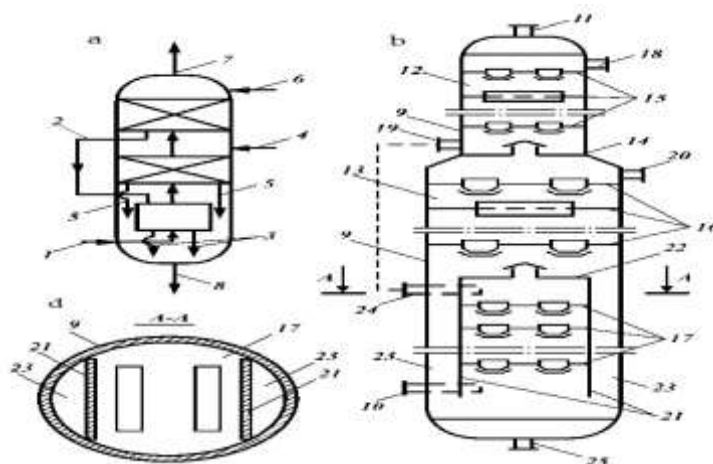


Рисунок 1. Очистка газа от кислых компонентов:

а – принципиальная схема очистки газа от кислых компонентов; б, г – абсорбер для очистки газа от кислых частиц.

1-передача природного газа; 2-передача частично насыщенного тонкопленочного регенерированного абсорбента; 3-всасывание насыщенного тонкопленочного регенерированного абсорбента; 4-всасывание грубого регенерированного абсорбента; 5-всасывание насыщенного грубопленочного регенерированного абсорбента; 6-всасывание насыщенного тонкопленочного регенерированного абсорбента; 7-всасывание очищенного газа; 8-всасывание смешанного насыщенного абсорбента; 9-корпус абсорбера; 10, 11-патрубок входа и выхода газа; 12, 13-массообменная секция; 14-глухой тарелки; 15, 16, 17-массообменные тарелки разного диаметра; Штуцер: 18-подвод тонкопленочного регенерированного абсорбента; 19-удаление частично насыщенного тонкопленочного регенерированного абсорбента; 20-передача грубодисперсного регенерированного абсорбента; 21-барьер; 22-распределительная (разделительная) пластина; 23-обводные сегментные каналы; 24-частичное удаление насыщенного тонкопленочного регенерированного абсорбента.

Кислый газ поступает по линии 1 в зону 2 на встречу частично насыщенному противотоку с очень тонкой пленкой абсорбента (в первой зоне контакта).

Насыщенный тонкопленочный регенерированный абсорбент отводится по линии 3, очищенный от более кислых примесей газ направляется во вторую зону грубой регенерации с абсорбентом и поступает по линии 4 на продолжение его очистки.

Грубый насыщенный регенерированный абсорбент отводится по линии 5 для смешивания с тонкопленочным регенерированным насыщенным абсорбентом, переносится из первой зоны и тонкопленочной регенерированной по линии 3 в линию 6, где очищается до предельной концентрации, допустимой в месте, и отводится по линии 7. Насыщенный тонкопленочный регенерированный абсорбент отводится по линии 2 для контакта с первой зоной. Смешанный насыщенный абсорбент отводится на регенерацию по линии 8.

Показатель эффективности: предлагаемый способ очистки газа от кислых компонентов позволяет повысить степень очистки, снизить нагрузку на массообменные пластины, снизить металлоемкость оборудования за счет уменьшения диаметра корпуса абсорбера, применяется в сфере технического производства.

Осушка газа с использованием абсорбентов

Абсорбенты — жидкие сорбенты, используемые при осушке природных и нефтяных газов. Они характеризуются отличной растворимостью в воде, малой эрозионностью, устойчивостью к компонентам газа, легкостью регенерации, малой вязкостью, малой упругостью паров при температуре контакта, слабой абсорбцией углеводородных компонентов газа, низкой пенообразуемостью или эмульсионным образованием.

Большинству этих требований отвечают диэтиленгликоль, триэтиленгликоль и в меньшей степени этиленгликоль.

ДЭГ получают реакцией двух молекул ДЭГ с молекулами воды. По химической форме это бесцветная жидкость, имеющая молекулярную массу 106,12, относительную плотность (по отношению к воде) 1,117 и температуру кипения 518 К $R = 0,1013$ МПа. Экспериментальные и практические данные показывают, что максимальное снижение точки росы газа при осушке ДЭГ не превышает 308 К по азоту, что часто оказывается недостаточным. В связи с использованием газовых месторождений требуется максимально мощный ТЭГ, способный поглощать даже при высоких температурах газового слоя. ТЭГ-ДЭГ получают путем соединения трех молекул воды. Молекулярная масса ТЭГ составляет 150,17, относительная плотность (по отношению к воде) — 1,1254, температура кипения при давлении $R = 0,1013$ МПа — 560,4 К. Гликоли поглощают влагу, содержащуюся в газе, в широком диапазоне концентраций. При низкой упругости паров потери абсорбентов невелики: потери ДЭГ и ТЭГ составляют 5–18 и 2–4 грамма на 1000 м³ газа.



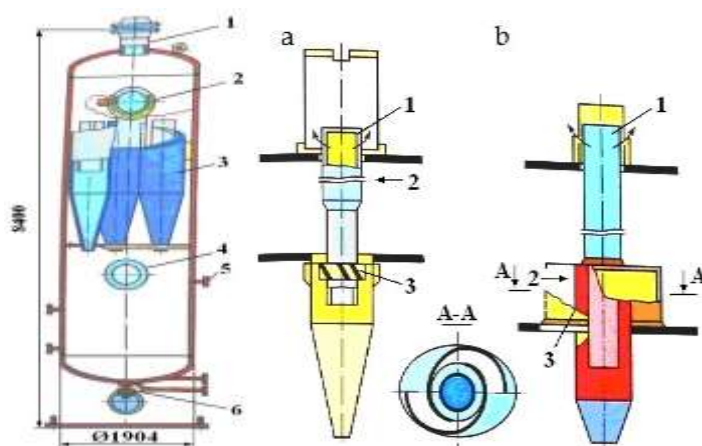


Рисунок 2.1. Циклонный пылеуловитель: Рисунок 2.2. «Резина» (а) и «улитка» (б) (циклоны производительностью 20 млн м³/сут: и рабочим давлением 7,5 МПа).

1-выход газа; 2-вход газа; 1-труба выхода газа; 2-труба входа газа; 3-распределитель потока; 4-люк; 5-разъем управления устройством; 6-сливной разъем.

Упругость и температура кипения паров воды существенно отличаются от гликоля, что облегчает регенерацию абсорбента, а низкая вязкость абсорбента облегчает работу циркуляционных насосов. Разбавленные гликоли не коррозионно-активны. Растворимость природных газов в них низкая. До давления 15 МПа она не превышает 6 граммов на литр гликоля. ДЭГ начинает разлагаться при атмосферном давлении при 437 К, а ТЭГ — при температуре 478 К. При указанных выше условиях степень их регенерации достигает 96–99%. ТЭГ имеет склонность к пенообразованию, для борьбы с этим применяют моноэтаноламин. Интенсивность процесса осушки газа гликолем зависит от давления, температуры контакта газа с сорбентом и концентрации сорбента. При повышении давления в газе уменьшается содержание влаги, что естественно приводит к уменьшению количества циркулирующей смеси сорбентов, поэтому необходимо осушать газ до заданной точки росы. При повышении температуры контакта газ-абсорбент парциальное давление паров воды на абсорбенте увеличивается, снижая абсорбционные свойства и повышая точку росы осушенного газа.

Снижение температуры контакта газ-абсорбент оказывает обратный эффект, точка росы осушенного газа снижается. При осушке газа жидким абсорбентом не рекомендуется брать температуру ниже 303 К, так как увеличение

вязкости абсорбента создает трудности при его перекачке в больших объемах. Кроме того, при увеличении вязкости хладагента резко снижаются его абсорбционные свойства.

Абсорбция влияет на концентрацию водяного пара по отношению к газу, чем выше концентрация, тем ниже точка росы осушенного газа. Концентрация абсорбента составляет примерно 90–100% в зависимости от требуемой степени осушки. При сравнении абсорберов ДЭГ и ТЭГ ТЭГ дешевле. Однако при использовании ТЭГ точку росы газа можно снизить еще больше. По сравнению с ДЭГ расход ТЭГ ниже из-за его меньшей упругости паров при регенерации.

Схема устройства осушки газа с жидкими поглотителями представлена на рисунке 2.10 и чаще всего применяется на газовых промыслах. На газовом промысле он проходит через сепаратор (1), где капли влаги оседают и собираются в нижней части абсорбера (2). Первоначально газ направляется в нижнюю поворотную секцию (3), где он дополнительно очищается от взвешенных капель за счет большой площади поверхности, контактирующей с насадками. Затем газ движется вверх, проходит через ряд тарелок (4) и поднимается вверх. Количество тарелок с колпачками в абсорбере составляет 4–12. Навстречу потоку газа течет 95–97%-ный раствор ДЭГ, который вводится с помощью насоса (10). После осушки газ, контактировавший с раствором, проходит вверх через поворотную секцию (5), где освобождается от содержащихся в нем капель раствора и направляется на газоперекачку. Насыщенный раствор, содержащий 6–8% влаги, поступает в теплообменник (7) из закрытой с двух сторон собирающей тарелки в нижней части абсорбера, нагревается противоточным потоком регенерированного раствора, затем проходит через нагнетатель (8), где от него отделяется растворенный газ и используется по назначению. В нагнетателе насыщенный ДЭГ насосом (9) перекачивается в испарительную колонну (десорбер) (12), где происходит регенерация жидкости. Испарительная колонна состоит из двух частей: тарельчатой колонны, где вниз стекает насыщенный раствор ДЭГ, а под действием противоточного потока водяного пара и паров ДЭГ влага испаряется. В кипятильнике-испарителе (11) происходит нагрев раствора гликоля и испарение воды. Температура гликолевой смеси в кипятильнике поддерживается на уровне 423–433 К, а в верхней испарительной колонне – на уровне 378–380 К.

Для этого верхняя часть колонны орошается водой при температуре 303 К, конденсируя пары ДЭГ и уменьшая их потери. Вода собирается из парового десорбера (15) в конденсаторе (10), где основная часть паров конденсируется и собирается вакуумным насосом (14) и направляется на сжигание. Часть извлеченной воды, содержащей ДЭГ, с помощью насоса (13) подается в верхнюю часть колонны на опрыскивание и поддерживается температура 105-107 °С. Регенерированная смесь ДЭГ насосом (10) перекачивается через теплообменник (7) в охладитель (6), где температура понижается, а затем снова собирается в верхней тарелке абсорбера. Эффективность работы абсорбционного устройства во многом зависит от потерь сорбентов в абсорбере. Для предотвращения таких потерь в первую очередь вводят специальные добавки, позволяющие строго соблюдать температурный режим работы десорбера, обеспечивать максимальную дегазацию газа и паров воды, а также предотвращать образование пены при контакте с абсорбентами.

Заключение: В данной статье комплексно изучены технологии эффективных методов очистки природного газа от кислых компонентов - сероводородного (H_2S) и углекислого ангидрида (CO_2) газов и осушки газа. Проанализирована значимость давления, температуры, контактной поверхности и концентрации абсорбента в абсорберах при химической абсорбционной очистке газа. Доказано, что использование массивных обменных пластин и правильное управление потоками регенерируемых абсорбентов значительно повышает эффективность очистки. Сравнивались физико-химические свойства, скорость регенерации, температура кипения и скорости потерь основных абсорбентов, используемых при осушке газа - диэтиленгликоля (ДЭГ) и триэтиленгликоля (ТЭГ). Установлено, что ТЭГ имеет более высокую эффективность, чем ДЭГ, и обладает способностью дополнительно снижать точку росы газа.

Список использованной литературы

1. Sharipov J.R. *Kimyoviy absorbsiya asosida gazlarni tozalash usullari*. – Toshkent: TDTU nashriyoti, 2020. – 208 b.
2. Akhmedov A.A., Raximov Sh.K. *Tabiiy gazlarni tozalash va quritish texnologiyalari*. – Toshkent: “O‘zbekiston milliy ensiklopediyasi” nashriyoti, 2019. – 284 b.
3. Kohl A.L., Nielsen R.B. *Gas Purification*. – 5th Edition. – Houston: Gulf Professional Publishing, 1997. – 745 p.

4. Seader J.D., Henley E.J., Roper D.K. *Separation Process Principles: Chemical and Biochemical Operations*. – 3rd Edition. – Wiley, 2011. – 784 p.
5. Perry R.H., Green D.W. *Perry's Chemical Engineers' Handbook*. – 8th Edition. – McGraw-Hill, 2008.
6. GPSA Engineering Data Book. *Gas Processing and Conditioning*. – 14th Edition. – Gas Processors Suppliers Association, 2018.
7. Qodirov B.X., Ibragimov S.X. *Neft va gazni dastlabki tayyorlash va transport qilish texnologiyasi*. – Toshkent: TDTU, 2017. – 240 b.
8. www.sciencedirect.com – Ilmiy maqolalar va xalqaro tajribalar.
9. www.energy.gov – AQSh Energetika Departamenti ma'lumotlari.

