

УДК 66.074.1

**И. М. Мухаметгалиев, Е. И. Черкасова, Л. И. Муллахметова,
Е. Е. Ласковенкова**

ОЧИСТКА ГАЗОВ ОТ КИСЛЫХ КОМПОНЕНТОВ

Ключевые слова: очистка, кислые компоненты, сероводород, диоксид углерода, абсорбция, мембраны.

Рассмотрены методы очистки углеводородных газов от кислых компонентов абсорбцией, адсорбцией, каталитическими методами, мембранной технологией и тенденции их развития. Проведена сравнительная оценка эффективности применения каждого метода для очистки от диоксида углерода и сероорганических соединений.

Keywords: cleaning, acid components, hydrogen sulfide, carbon dioxide, absorption, membrane.

The methods of cleaning of hydrocarbon gases by absorption, adsorption, catalysis, membrane technology and trends of their development were examined. Comparative evaluation effectiveness of each method application for removal of carbon dioxide and organic sulfur compounds was carried out.

Мощность газоперерабатывающих предприятий в мире в 2014 году, по данным OGJ, увеличилась более чем на 30 млрд. м³/г (1,1 %), до 2,87 трлн. м³/г. Развитие российской газоперерабатывающей промышленности так же демонстрирует положительную динамику по основным показателям как рост объема добычи газа и увеличение коэффициента его полезного использования. Значительная часть прироста производительности была получена благодаря строительству новых мощностей, остальное – благодаря расширению производства на существующих предприятиях [1].

Несмотря на трудные экономические условия, российские компании продолжают наращивание газоперерабатывающих мощностей и утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ). За последний год установлен рекорд по уровню утилизации ПНГ за всю историю российской нефтедобычи, в основном за счет экспорта сжиженного углеводородного газа (СУГ).

Текущими проектами наращивания производства СУГ являются:

- совместный проект ПАО «Сибур Холдинг» и ПАО «Газпром нефть» на Южно-Приобском ГПЗ, мощность которого позволит перерабатывать 900 млн м³ ПНГ в год [2];

- введение в эксплуатацию второй линии установки низкотемпературной конденсации и ректификации попутного нефтяного газа ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» [3];

- реконструкция Южно-Балыкского ГПЗ, входящего в структуру ПАО «Сибур Холдинг»;

- комплексный проект по переработке углеводородного сырья ПАО «Лукойл», который предполагает транспортировку ПНГ по газопроводу с месторождений ПАО «Лукойл» на Северном Каспии на газоперерабатывающий завод на промышленной площадке ООО «Ставролен», проектная мощность первой очереди ГПЗ составляет 2,2 млрд. м³ газа (вторая очередь мощностью до 6,5 млрд. м³ газа должна быть введена в эксплуатацию не ранее 2019 года) [4].

Среди планов в области отечественной газопереработки стоит отметить крупный проект, который позволит существенно увеличить долю природного газа в российской газопереработке – строительство завода в Амурской области, ресурсной базой которого станет Чайядинское нефтегазоконденсатное месторождение. Строительством завода займется

ПАО «Газпром». В Амурском ГПЗ планируется выработка 48 млрд. м³ товарного газа; 3,4 млн. тонн этана, 2 млн. тонн СУГ [5].

Необходимо отметить влияние состава газа на сложность его подготовки и переработки. В углеводородных газах содержится значительное количество кислых компонентов газов, паров воды, механические примесей, соли, малые количества нефти и углеводородного конденсата [6].

Содержание влаги в газах отрицательно сказывается на процессах их переработки, ухудшаются основные технико-экономические показатели (ТЭП) работы установки и транспортировки, где выпадение водяного конденсата в трубах приведет к образованию кристаллогидратов. В присутствии кислых компонентов водяные пары способствуют возникновению активных коррозионных процессов. Обычно тяжелые углеводородные газы при тех же условиях содержат меньше водяных паров, чем легкие. Наличие сероводорода (H₂S) и диоксида углерода (CO₂) в составе газа увеличивают содержание паров воды, присутствие азота (N₂) – уменьшает их [6]. Жидкие включения конденсата в газах затрудняют работу установок осушки и низкотемпературной переработки газа, оказывают ударные воздействия на движущиеся части газовых компрессоров, что впоследствии приводит к их преждевременному износу. Таким образом одной из важных стадий переработки газа является его предварительная подготовка.

Очистка углеводородных газов от кислых компонентов и инертных газов, а также паров воды затрудняющих процессы переработки, проводится с помощью:

- адсорбции;
- абсорбции;
- каталитических методов;
- мембранной технологии.

Адсорбционные процессы, основанные на поглощении кислых компонентов твердыми поглотителями очистки, делятся на химические и физические. Основное отличие двух видов адсорбции обуславливает энергетическая характеристика связей [7]. Абсорбция основана либо на химическом связывании кислых газов и сернистых соединений – хемосорбции, либо на растворимости кислых компонентов – физической абсорбции, а также их комбинирования.

При физической адсорбции (физосорбции) не наблюдается изменение электронной структуры атомов или молекул. Физическая адсорбция вызвана Ван-дер-ваальсовыми силами взаимодействия между молекулами адсорбата и адсорбента. Эти силы невелики, так как отсутствует активационный барьер, и поэтому теплота физической адсорбции составляет ~10-30 кДж/моль. Для физосорбции характерна обратимость (регенерация адсорбента), многослойная адсорбция. Кроме того, процесс протекает только при сравнительно низких температурах.

Физическая адсорбция может протекать на активных углях, на силикагелях и алюмогеле [8]. Но малая емкость из-за соадсорбции тяжелых углеводородов делает их неперспективными, и в основном в промышленности для очистки применяются синтетические цеолиты, обладающие избирательностью к полярным молекулам и высокой адсорбционной емкостью. CO₂ и H₂S успешно поглощаются молекулярными ситами марки СаА, NaX и NaA. Стадия десорбции проводится нагреванием адсорбента, вакуумированием, продувкой инертным газом и требует значительных энергозатрат.

Химическая адсорбция, или хемосорбция, обязана химическим связям, возникающим между адсорбатом и адсорбентом, при которых образуются поверхностные соединения. Процесс хемосорбции носит активационный характер, теплота хемосорбции составляет ~100-400 кДж/моль. Молекулы адсорбата и адсорбента должны обладать энергией, которая превышает пороговое значение энергии активации [9].

Промышленное применение среди химических методов нашли окислы железа и цинка. Но данные процессы получили меньшее распространение в связи с невысокой технологичностью, нерегенерируемостью и необходимостью утилизации отработанного сорбента [6].

В связи с доступностью и дешевизной, было бы перспективно в качестве адсорбента использовать метанол и воду, но имеется ряд таких недостатков, как низкая поглотительная способность по диоксиду углерода и невысокая селективность.

В последние годы для очистки природного газа с низким содержанием тяжелых углеводородов применяют процесс «Ретизол», основанный на поглощении CO₂ и H₂S холодным метанолом (-60÷ -70 °С) [9]. Процесс «Флюор» используют для очистки природного газа с повышенным содержанием CO₂ и низким соотношением H₂S / CO₂ с помощью полиэтиленкарбоната [10].

Наиболее широкое применение из физических процессов нашел процесс «Селексол» [10], где в качестве адсорбента используют селексол – диметиловый эфир полиэтиленгликоля. Достоинства селексола является: извлечение всех кислых компонентов и сероорганики, селективность H₂S в присутствии CO₂, некоррозионноактивен. Однако его применение ограничивается содержанием тяжелых углеводородов (УВ). Без предварительного извлечения тяжелых УВ он может использоваться только для очистки сухих газов. Физические адсорбенты нашли применение в процессах «Пуризол», на основе ис-

пользования N-метилпирролидона, «Эстасольват» – применяется трибутилфосфат.

При хемосорбции взаимодействие кислых газов с активными компонентами адсорбента, приводит к образованию химических соединений, которые при повышении температуры легко распадаются на исходные компоненты.

Широкое применение в промышленных масштабах из химических адсорбентов нашли алканол амины: амины взаимодействуют с кислыми компонентами газа образуя сульфиды/гидросульфиды и карбонаты/бикарбонаты.

Среди химических сорбентов наибольшее распространение в отечественной газопереработке получили процессы этаноламиновой очистки. Наиболее широко в качестве адсорбентов применяются моноэтаноламин (МЭА) и диэтаноламин (ДЭА). Наблюдается тенденция замены предыдущих на наиболее эффективный адсорбент – метилдиэтаноламин (МДЭА), который применяют в качестве адсорбента, когда нет необходимости в высокой чистоте продукта. Для увеличения эффективности процесса в раствор МДЭА добавляют имидазол [10].

В качестве хемосорбента используется также диизопропаноламин (ДИПА) в виде водного раствора с концентрацией до 40 %. ДИПА обеспечивает тонкую очистку газа от H₂S - до 1,5 мг/м³ и CO₂ - до 200 мг/м³ (до 0,01%) при низкой растворимости в нем углеводородов. При этом извлекаются до 50 % COS и RSH. ДИПА с CO₂, COS и RSH образует легко регенерируемые соединения. Потери ДИПА при регенерации примерно вдвое меньше, чем МЭА.

Опыт использования этих процессов позволил выявить достоинства и недостатки каждого (табл. 1).

Общими недостатками этих процессов являются [10]:

- большие энергозатраты (около 70 %) на регенерацию адсорбента и получении тепла;
- коррозионная активность алканол аминов.

Решением этих проблем является добавление в раствор этаноламинов ингибиторов коррозии в пределах защитной концентрации, что позволяет уменьшить циркуляцию адсорбента, то есть сократить энергозатраты на перекачку, повысить производительность установки, снизить скорость коррозии оборудования.

Предельно допустимая поглотительная способность адсорбента ограничена допустимой коррозией аппарата и предельно допустимой теплотой хемосорбции.

Для очистки газов также используют процесс «Эконамин», в котором в качестве адсорбента используется раствор дигликолямина (ДГА). Использование ДГА вместо МЭА позволяет снизить расход адсорбента и теплоэнергетические затраты, но недостатком является высокая растворимость в нем пропана [11].

Когда в составе газа значительное количество H₂S и CO₂ очистку проводят с помощью диэтиленгликоля (ДЭГ) и триэтиленгликоля (ТЭГ), что упрощает технологию очистки, так как вместе с кислыми компонентами адсорбируется и водяной пар [11].

Таблица 1 – Сравнительная характеристика аминовых абсорбентов

Моноэтаноламиновый метод	
+	1. Тонкая очистка от CO_2 и H_2S ; 2. Плохо сорбирует УВ; 3. Высокая реакционная способность; 4. Доступность, низкая цена.
–	1. Большие потери от испарений; 2. Низкая эффективность извлечения меркаптанов; 3. Отсутствие селективности к H_2S при CO_2 ; 4. Низкая насыщаемость раствора;
Диэтаноламиновый метод	
+	1. Большая степень насыщения; 2. Более химически стабилен; 3. Легкость регенерации; 4. Достижение тонкой очистки газа от CO_2 и H_2S в присутствии COS и CS_2 .
–	1. Поглотительная способность ниже; 2. Высокая стоимость; 3. Высокие расходы абсорбента и эксплуатационные затраты; 4. Низкое извлечение меркаптанов и др.; 5. Образование с CO_2 нерегенерируемых соединений
Диизопропаноламиновый метод	
+	1. Способность одновременно очищать газ от H_2S , CO_2 , COS , RSR 2. Образует легко регенерируемые соединения 3. Широкий диапазон рабочего параметра 4. Селективность по отношению к H_2S в присутствии CO_2 5. Не вызывает коррозию

По отношению к кислым компонентам как от H_2S и CO_2 процессы химической абсорбции характеризуются высокой избирательностью и высокой степенью очистки.

При использовании растворов щелочей, достигается тонкая очистка газа от сероорганических соединений. Этот метод используют для очистки газов с незначительным содержанием H_2S и CO_2 . Для этих целей используют растворы щелочей (KOH , NaOH) или мышьяково-щелочные поглотители.

Один из первых процессов удаления сернистых соединений – очистка раствором гидроксида железа. Но образующийся сульфид железа (FeS) трудно регенерируется и усиливает коррозию. На сегодняшний день процесс был технологически усовершенствован и позволяет получать чистую серу как товарный продукт.

В процессах физико-химической абсорбции используют смесь физического абсорбента с химическим, так называемые комбинированные абсорбенты. Различный характер влияния каждого абсорбента позволяет достигнуть тонкой очистки газа не только от сероводорода и диоксида углерода, так и от сероорганических соединений. Один из самых широко применяемых комбинированных абсорбентов промышленного назначения – сульфинол, представляющий собой смесь диизопропаноламина (30-

45 %), сульфолаана (диоксида тетрагидротиофена 40-60 %) и воды (5-15 %). Компания «Shell» предлагает технологическое усовершенствование процесса «Сульфинол» путем соединения с установкой SCOT (Shell Claus off-gas treating) [12].

Также в последнее время стал широко внедряться абсорбент, позволяющий селективно очистить газ от сероводорода и от сероорганических соединений в присутствии CO_2 – «Укарсол» (отечественный аналог «Экосорб»).

Кроме указанных методов очистки газов от кислых компонентов существуют еще каталитические методы, основанные на окислении и восстановлении кислых газов в присутствии катализаторов из никеля, кобальта и других. Данный метод применяется в тех случаях, когда в газе присутствуют соединения, недостаточно полно удаляемые с помощью жидких поглотителей или адсорбентов (сероуглерод, серооксид углерода, сульфиды, дисульфиды, тиофен).

Восстановительные реакции протекают под воздействием водорода (гидрирование) или водяного пара (гидролиз) при использовании катализаторов оксида кобальта, никеля, молибдена на оксиде алюминия исходные соединения распадаются в сероводород и соединения, не содержащие серу.

В промышленности нашли применение окислительные методы, заключающиеся в окислении сероводорода до элементарной серы или меркаптидов – до дисульфидов (процесс «Мерокс») на активном оксиде алюминия. Достоинством процесса является селективность, при отсутствии необходимости извлечения CO_2 . Недостатком – протекание побочных реакций, что приводит к повышенному расходу реагентов, отложениям на стенках оборудования и коррозии.

Так же известны процессы на основе окислительного метода:

– «Перокс», с использованием в качестве поглотителя аммиачного или содового раствора и катализатора гидрохинона;

– «Таунсенда», где применяют ДЭГ с растворенным в нем сернистым ангидридом;

– «Хайнес», с регенерацией накопленного на мембранах H_2S под горячим SO_2 , с образованием серы;

– «Ферокс», с применением водно-щелочной взвеси гидроокиси железа и последующей регенерацией образовавшегося продукта до $\text{FeS}(\text{OH})_3$ и серы;

– «Стрентфорд», где используется антрахинондисульфокислота и водно-щелочной раствор солей ванадия;

– «Lo-Cat» с использованием в качестве реагента и катализатора железа и в качестве хелатирующего агента этилендиаминтетрауксусной кислоты, которая делает железо растворимым в воде [13].

Существуют комбинированные методы очистки газа, где каталитический метод объединен с абсорбционным. SCOT – передовой процесс удаления соединений серы из хвостовых газов [13]. Данный технологический процесс делится на три секции:

1. реактор восстановления, в котором все соединения серы, присутствующие в отходящем газе, преобразуются в сероводород.

2. секция резкого охлаждения, в которой отходящий газ из реактора охлаждается, а вода конденсируется.

3. секция абсорбции, в которой H_2S селективно поглощается раствором амина. Загруженный растворитель регенерируется, а выпускаемый кислый газ возвращается на вход установки.

Установка Shell Claus off-gas treating позволяет легко адаптироваться под ужесточения экологических норм на выбросы серы, и под ограниченности выбросов окиси углерода.

Одним из перспективных направлений очистки газа является применение мембранных технологий.

Когда процессы удаления CO_2 с помощью мембраны были внедрены в промышленное производство, они использовались только для обработки небольших потоков природного газа. Доля мембранной технологии на рынке растет, за счет увеличения эффективности разделения мембранной системы (рис. 1) [14].

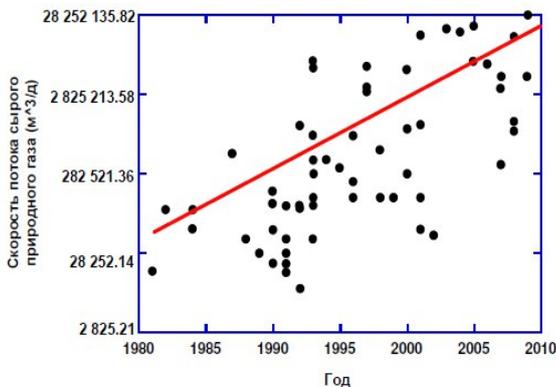


Рис. 1 - Производительность мембранных установок очистки газа от кислых компонентов

Наиболее распространенные промышленные мембраны, используемые для удаления CO_2 из природного газа, изготовлены из ацетата или триацетата целлюлозы.

Эффективность использования мембран характеризуется по двум ключевым параметрам: проницаемости и селективности.

Усовершенствование мембран идет за счет именно этих показателей: увеличение проницаемости уменьшает площадь мембраны, необходимой для обеспечения четкого разделения; а в целях повышения степени чистоты продукта увеличивают селективность.

Влияние на эти показатели рассмотрены на примере сравнения проницаемости чистого газа через два типичных мембранных материала, используемых для очистки природного газа: силиконовый каучук (SR) [15] и стекловидной ацетата целлюлозы (CA) [16,17].

SR-полимер имеет гибкие полимерные цепи и, следовательно, селективность зависит от более крупных молекул, таких как пропан (C_3H_8), которые более конденсируемые, чем метан (CH_4), и, таким образом более проницаемы, чем CH_4 .

CA полимер имеет жесткие полимерные цепи и, таким образом, селективность часто определяется

коэффициентом диффузии селективности. проницаемость газа для CA, от высокого к низкому уровню, следует по порядку: N_2 , CH_4 , этан (C_2H_6) и C_3H_8 [16,17].

Вода, CO_2 и H_2S более проницаемы, чем CH_4 в случае обоих каучуковых SR и стекловидных CA полимеров, из-за их небольших размеров молекул, более высоких коэффициентов диффузии и высокой конденсации, чем CH_4 . Обе мембраны могут быть использованы для удаления CO_2 , H_2S и H_2O , хотя большинство удалений CO_2 выполняется с использованием стекловидных полимеров из ацетата целлюлозы.

Проницаемость газа обратно пропорциональна толщине мембраны разделительного слоя и, следовательно, промышленные мембраны имеют очень тонкие селективные слои, чтобы обеспечить высокий поток. Однако, мембраны должны также иметь достаточную механическую целостность, чтобы поддерживать разность давлений при очистке, так как потоки природного газа часто обрабатываются при высоких давлениях. Решением этого вопроса является обеспечение тонкими, но механически прочными мембранами как, например, анизотропными оболочками [18]. В этих мембранах тонкий плотный слой материала выполняет молекулярное разделение газов, в то время как пористая масса мембраны обеспечивает механическую прочность, но не оказывает никакого сопротивления массопереносу.

В настоящее время мембраны, используемые для очистки природного газа, производятся в виде плоских листов или полых волокон. Плоские листы упакованы в виде спирально навитых (рулонных) модулей, в то время как полые волокна объединены в пучок (половолоконный модуль), который напоминает кожухотрубчатый теплообменник.

Аппараты рулонного типа представляют собой несколько последовательно вставленных в стальной кожух рулонных модулей (рис. 2).

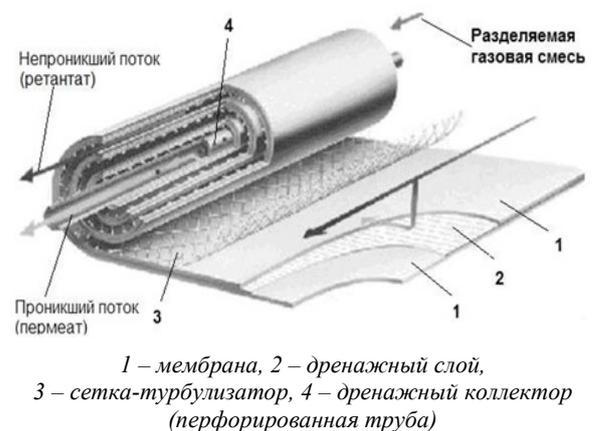
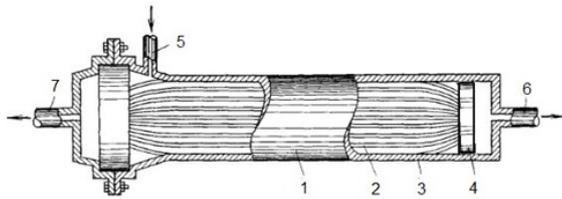


Рис. 2 - Рулонный модуль

Подача газа проходит в осевом направлении в модуль через мембрану оболочки. Высоко проницаемые компоненты, такие как H_2O , CO_2 и H_2S , проходят через мембрану, попадают к центру, и выходят через трубу сбора.

Половолоконный модуль (рис. 3) представляет собой пучки полых волокон диаметрами в несколь-

ко десятых и даже сотых долей миллиметра, герметично закрепленные концами в корпусе цилиндрической формы. Подача газа проходит между волокнами. Прошедший газ движется внутри волокон до тех пор, пока не достигнет пермеата.



1 – корпус, 2 – полые волокна, 3 – стенка корпуса,
4 – заглушка, 5, 6, 7 – штуцера для ввода исходной смеси,
вывода непроникшего газа (ретанга)
и проникшего газа (пермеата)

Рис. 3 - Полволоконный модуль

В настоящее время оба типа мембранных модулей производятся для очистки природного газа. Явного лидера на рынке не определили. Модули с полыми волокнами позволяют упаковать большие площади мембраны в компактные мембранные модули. Для повышения механической прочности волокон при операциях высокого давления, диаметр волокон необходимо уменьшить, и а также необходимо увеличить толщины стенки волокон. Недостатком является снижение производительности из-за увеличения перепада давления пермеата при уменьшении внутреннего диаметра волокна. Увеличение толщины стенки полых волокон увеличивает общую площадь конечной мембранной системы.

В условиях высокого давления обычно выше проницаемость плоских листов мембран, сформированных в виде модулей со спиральной намоткой. Это может компенсировать их более высокую стоимость по сравнению с модулями из полых волокон [19].

Мембранные системы часто компактны – занимают малую площадь, пассивные – без движущихся частей, и надежны – нет необходимости постоянного внимания при работе в удаленных местах. Мембранная технология разделяет газ на основе давления движущей силы через мембраны. Но стоит учитывать факторы риска, которые обусловлены высоким давлением.

Фактическая движущая сила, основанная на летучести, похожа на кажущуюся движущую силу на основании давления. Для загрязняющих веществ, таких как CO_2 , и нормального бутана ($n\text{-C}_4\text{H}_{10}$) фактическая движущая сила на основе летучести значительно ниже, чем на основе давления. Реальный поток газа для CO_2 и $n\text{-C}_4\text{H}_{10}$ будет значительно ниже, чем предполагаемое использование газа по парциальному давлению. Если этот эффект не учитывается при конструкции мембранной системы для удаления CO_2 , ожидаемый эффект разделения не будет достигнут.

На газовую проницаемость и селективность сильно влияет снижение эксплуатационных температур. В частности, мембраны на основе стеклообразных полимеров имеют более низкую проницаемость для высших углеводородов, чем метан, что

приводит к постоянному обогащению высших углеводородов в пермеате. Увеличение содержания высших углеводородов повышает точку росы газа, которая, в сочетании с уменьшением температуры, может привести к образованию конденсата в остатке. Конденсат на поверхности мембраны снижает проницаемость газа, и может даже повредить мембрану, уменьшая срок службы мембранных модулей. Система надежной мембраны должна быть разработана так, чтобы избежать возможности углеводородного конденсата в модулях.

Загрязняющие вещества в природном газе, такие как CO_2 и тяжелые углеводороды могут в значительной степени сорбироваться в мембранных полимерах. Для определения влияния состава природного газа на мембранные материалы был проведен эксперимент, описанный в [20]. Сырой природный газ был собран из нескольких скважин, которые содержали значительное разнообразие различных углеводородов и углеводородных композиций. Была использована модель соотношения растворимости газа с критической температурой газа. Результаты показали, что полимер может поглощать CO_2 до ~3,6 % мас. и ~8,9 % мас. углеводородов, дальнейшее увеличение их концентрации может привести к значительному изменению их размеров и способности разделять газ.

Природа высокого давления переработки природного газа обеспечивает высокую движущую силу для мембранных процессов, представляя несколько присущих проблем, таких как неидеальность газовой фазы, пластификации мембранных материалов и возможность конденсации тяжелых углеводородов.

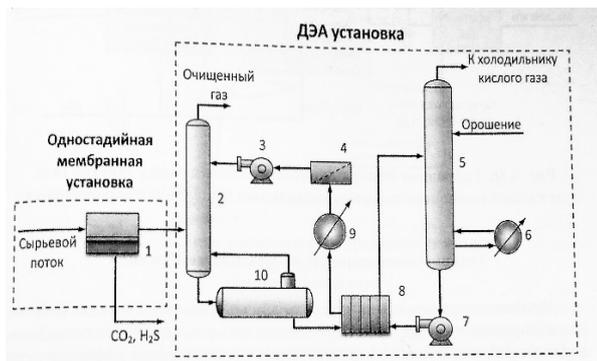
Применение мембранной технологии в процессах очистки газа от кислых компонентов позволяет существенно сократить эксплуатационные расходы. Однако она не полностью решает вопросы очистки газов. Когда требуется высокая степень чистоты продукта, которая не может быть обеспечена только мембранной технологией, часто применяют комбинированные схемы очистки.

На рис. 4 представлена схема гибридной очистки кислого газа от CO_2 [21].

Основная масса кислых компонентов отделяется на мембранном блоке, затем поток газа направляется на доочистку в блок аминовой очистки газа. Снижение потока газа и кислых компонентов в блоке аминовой очистки позволяет минимизировать циркуляцию абсорбента, тем самым достигается значительное снижение энергозатрат.

Данная схема позволяет получить качество продукта как при ДЭА очистке, но при этом сократить размеры установки аминовой очистки, тем самым снизить капитальные и эксплуатационные затраты.

Мембранная технология в настоящее время не позволяет проводить очистку кислого газа от CO_2 и H_2S с одновременным их разделением, так как коэффициенты проницаемости этих компонентов близки. При необходимости разделения H_2S и CO_2 существует вариант предварительной очистки потока от H_2S (например, амином) и последующей мембранной очисткой газа от CO_2 .



1 – мембранный модуль, 2 – абсорбер, 3,7 – насосы, 4 – система фильтров, 5 – регенератор, 6 – испаритель, 8 – рекуперативный теплообменник, 9 – холодильник, 10 – экспанзер-выветриватель

Рис. 4 - Схема гибридной очистки кислого газа от углекислого газа

В современном производстве для очистки углеводородных газов наиболее широко применяемой является технология абсорбционной этаноламиновой очистки. Поэтому при оценке экономической эффективности применения других технологий в тех или иных условиях проводят сравнение именно с технологией абсорбции этаноламинами.

В качестве параметров, влияющий на выбор технологии, можно выделить:

- наличие паров воды и сероводорода в составе сырьевого углеводородного газа;
- летучесть абсорбента;
- прочность адсорбента;
- селективность, сложность регенерации;
- стоимость и срок службы.

Кроме этого, в случае сравнения мембран учитываются проницаемость, расход и давление сырьевого потока.

Технико-экономические расчеты эффективности применения мембранной, абсорбционной или комбинированной технологий очистки газа от кислых компонентов для различных составов газа и масштабов производства сводятся к следующим **выводам**:

- абсорбционная технология очистки этаноламинами выгодна при больших объемах перерабатываемого газа и низких концентрациях CO_2 и H_2S ;
- мембранная технология очистки имеет преимущества при высоком содержании CO_2 в сырьевом потоке и относительно низких объемах производства;
- комбинированная технология экономически более эффективна в области высоких концентраций CO_2 и высоких расходов сырьевого потока.

Большое значение имеет фактор месторасположения объекта. Мембранная технология имеет особую привлекательность на шельфовых проектах за счет малых габаритов и меньших затрат на обеспечение требований безопасности.

Преимущество комбинированной схемы разделения – высокая гибкость процесса по отношению к составу и параметрам сырьевого потока.

По статистике в настоящее время объем общемировой переработки газов с помощью мембран достиг 5 %, значительная доля приходится на аминовую очистку – 62 %, другие технологии составляют 10 %, остальная часть – на долю неочищенного газа [22].

В зависимости от степени очистки выбирают наиболее эффективный метод очистки углеводородных газов на основе объема и состава перерабатываемого газа, с учетом месторасположения установки и затрат на ее обслуживание. Однако определяющими фактором остаются технико-экономические показатели для использования того или иного метода.

Литература

1. Интернет ресурс: <http://nedrainform.ru/> / Условия поставок газа по Западному маршруту// OIL&GAS JOURNAL. – 2015. №6, 8-9 с.
2. Интернет ресурс: <http://www.metallinfo.ru/ru/news/68406/> / Газпром нефть и Сибур построят Южно-Приобский ГПЗ // Металлоснабжение и сбыт. – 2014.
3. Интернет ресурс: <http://rupec.ru/news/31435/> // RUPEC - Информационно – аналитический центр- 2015.
4. Интернет ресурс: <http://rupec.ru/news/32547/> // RUPEC - Информационно – аналитический центр- 2015
5. Интернет ресурс: <http://neftegaz.ru/news/view/139856/> / Нефтегаз
6. Муллахметова Л.И., Черкасова Е.И. Попутный нефтяной газ: подготовка, транспортировка и переработка/ Л.И. Муллахметова // Вестник технологического университета. – 2015. Т18. №19.- С. 83-90.
7. Муллахметова Л.И., Черкасова Е.И., Р.И. Сибгатуллина, Бикмухаметова Г.К., Мустафина А.М., Салахов И.И. // Газофракционирование // Л.И. Муллахметова // Вестник технологического университета. – 2016. Т19. №24.- С. 49-56.
8. Семенова Т.А. и др. Очистка технологических газов. – М.: Химия, 1997.
9. Молчанов С.А., Шкорякин А.И. Новые адсорбенты для осушки и очистки природного газа // Газовая промышленность. – 2002.- №6.
10. Берлин М.А., Гореченков В.Г., Волков Н.П. Переработка нефтяных и природных газов/ М.А. Берлин // Москва. - 1981 С. 44-48.
11. Аджиев А.Ю., Пуртов П.А. Подготовка и переработка попутного нефтяного газа в России: в 2 ч. Ч. 2 / А.Ю.Аджиев, П.А.Пуртов. - Краснодар: ЭДВИ, 2014. – с. 504.
12. Воеводкин Д.А., Скрипниченко В.А. Рациональное использование вторичных ресурсов в экономике нефтегазового хозяйства // Вестник Северного (Арктического) федерального университета. - 2013. №4.
13. Интернет ресурс: <http://s05.static-shell.com/content/dam/shell-new/local/country/rus>
14. Интернет ресурс: <http://www.uop.com/wpcontent/uploads/2011/02/UOP-Separex-Membrane-Technologytech-representation>. Accessed February 1, 2012.
15. Y. Xiao, B. T. Low, S. S. Hosseini, T. S. Chung, and D. R. Paul, Prog. Polym. Sci., 34 Y. Xiao, B. T. Low, S. S. Hosseini, T. S. Chung, and D. R. Paul, Prog. Polym. // Sci., 2009., 34, P. 561-580
16. A. C. Puleo, D. R. Paul, and S. S. Kelley, J. Membr. Sci., 1989.47, P. 301-332.
17. C. Y. Pan AIChE Journal 1968.- №34.
18. Бекиров Т.М., Ланчаков Г.А. Технология обработки газа и конденсата. М.: Недра-Бизнесцентр. - 1999. – С. 596

19. W. I. Echt, D. D. Dortmund, and H. M. Malino, Proceedings of the 52nd Laurance Reid Gas Conditioning Conference
20. D.Parro, G.Blizzard, and K Hornback Proceedings of the 55th Laurance Reid Gas Conditioning Conference

21. Maddox Rand., M.J. Gas conditioning and processing. Vol. 4 Gastreating and sulfur recovery. – 2008. -№3.
22. Yampolsky Y., F.B. Membrane Gas Separation. West Sussex, UK // J.Wiley and Sons., 2010.

© **И. М. Мухаметгалев**, магистрант гр. 415-МП41 каф. химической технологии переработки нефти и газа КНИТУ, mukhametgaliev.i@gmail.com; **Е. И. Черкасова**, канд. техн. наук, доц. той же кафедры, cherkasova.kstu@yandex.ru; **Л. И. Муллахметова**, магистрант гр. 415-МП41 той же кафедры, limullakhmetova93@gmail.ru; **Е. А. Ласковенокова**, магистр гр. 415-М42 той же кафедры, le180676@mail.ru.

© **I. M. Mukhametgaliev**, undergraduate gr. 415-M44 Department of Chemical Engineering of Oil and Gas, KNRTU, mukhametgaliev.i@gmail.com; **E. I. Cherkasova**, Ph.D., Associate Professor, Department of Chemical Engineering of Oil and Gas, KNRTU, cherkasova.kstu@yandex.ru; **L. I. Mullakhmetova**, undergraduate gr. 415-M41 Department of Chemical Engineering of Oil and Gas, KNRTU, limullakhmetova93@gmail.ru; **E. E. Laskovenkova**, undergraduate gr. 415-M42 of the Department of Chemical Engineering of Oil and Gas, KNRTU, le180676@mail.ru.