

УДК 628.147.22

**АНАЛИЗ ПРОТЕКАНИЯ СЕРОВОДОРОДНОЙ КОРРОЗИИ  
И ОЧИСТКА ПРИРОДНОГО ГАЗА ОТ СЕРОВОДОРОДА**



**ANALYSIS OF THE COURSE OF HYDROGEN SULFIDE CORROSION  
AND PURIFICATION OF NATURAL GAS FROM HYDROGEN SULFIDE**

**Петрушин Е.О.**

начальник нефтепромысла номер 1  
АО «ННК – Печоранефть»  
eopetrushin@yahoo.com

**Аннотация.** В статье приведены физические и химические свойства сероводорода; описана сероводородная коррозия; показаны способы очистки газа от сероводорода. Показано, что скорость поглощения  $H_2S$  в большей степени превышает скорость поглощения углекислоты для раствора триэтаноламина, чем для раствора диэтаноламина. Это указывает на возможность селективной очистки газа, содержащего  $H_2S$  и  $CO_2$ , с применением раствора триэтаноламина: в этом случае при очистке газа с высоким отношением  $H_2S : CO_2$  можно получить газ регенерации с достаточной концентрацией сероводорода, годный для использования.

**Ключевые слова:** физические и химические свойства сероводорода; сероводородная коррозия; очистка газа от сероводорода; коррозионные действия сероводорода; технологические процессы для очистки газа от сероводорода; адсорбция твёрдым веществом и абсорбция жидкостью; схема очистки газа от сероводорода этаноламиновым способом.

**Petrushin E.O.**

Head of oil Industry number 1  
«NNK – Pechoraneft» JSC  
eopetrushin@yahoo.com

**Annotation.** The article presents the physical and chemical properties of hydrogen sulfide; hydrogen sulfide corrosion has been described; methods for purifying gas from hydrogen sulfide are shown. It has been shown that the rate of  $H_2S$  absorption is greater than the rate of carbon dioxide absorption for a triethanolamine solution than for a diethanolamine solution. This indicates the possibility of selective purification of gas containing  $H_2S$  and  $CO_2$  using a triethanolamine solution: in this case, when purifying gas with a high  $H_2S : CO_2$  ratio, it is possible to obtain a regeneration gas with a sufficient concentration of hydrogen sulfide, suitable for use.

**Keywords:** physical and chemical properties of hydrogen sulfide; hydrogen sulfide corrosion; gas purification from hydrogen sulfide; corrosive effects of hydrogen sulfide; technological processes for gas purification from hydrogen sulfide; solid adsorption and liquid absorption; scheme for gas purification from hydrogen sulfide using the ethanolamine method.

**Физические и химические свойства сероводорода**

Сероводород  $H_2S$  – наиболее активное из серосодержащих соединений. В нормальных условиях бесцветный газ с неприятным запахом тухлых яиц. Очень ядовит: острое отравление человека наступает уже при концентрациях 0,2–0,3 мг/л, концентрация выше 1 мг/л – смертельна. Сероводород хорошо растворим в воде. Диапазон взрывоопасных концентраций его смеси с воздухом достаточно широк и составляет от 4 до 45 % объёма. При контакте с металлами (особенно если в газе содержится влага) вызывает сильную коррозию. Самый нежелательный компонент в газах нефтепереработки.

Предельно допустимая концентрация сероводорода в воздухе рабочей зоны составляет  $10 \text{ мг/м}^3$ , а в смеси с углеводородами  $C_1 - C_3$  равна  $3 \text{ мг/м}^3$ .

Основные физико-химические свойства сероводорода:

молекулярная масса	34,076
температура плавления (при 760 мм рт. ст.), °C	-82,9
температура кипения (при 760 мм рт. ст.), °C	-60,33
температура воспламенения, °C	260
предельная объёмная концентрация воспламенения, %	4,3
плотность при 760 мм рт. ст. и 0 °C, $\text{кг/м}^3$	1,5392
плотность жидкого газа при 760 мм рт. ст., $\text{кг/м}^3$	950
теплоёмкость газа при 760 мм рт. ст. и 0 °C, ккал/ (кг · °C):	
при постоянном давлении	0,254
при постоянном объёме	0,192
теплота сгорания при 760 мм рт. ст. и 15 °C, ккал/кг	4156

### Сероводородная коррозия

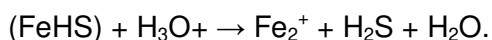
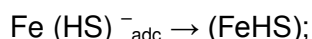
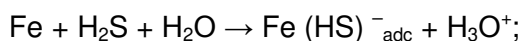
Сероводород  $H_2S$  является агрессивным газом, провоцирующим кислотную коррозию, которую в этом случае называют сероводородной коррозией. Растворяясь в воде, он образует слабую кислоту, которая может вызвать точечную коррозию в присутствии кислорода или диоксида углерода.

Сероводород реагирует почти со всеми металлами, образуя сульфиды, которые по отношению к железу играют роль катода и образуют с ним гальваническую пару. Разность потенциалов этой пары достигает 0,2–0,48 В. Способность сульфидов к образованию микрогальванических пар со сталью приводит к быстрому разрушению технологического оборудования и трубопроводов.

Бороться с сероводородной коррозией чрезвычайно трудно: несмотря на добавки ингибиторов кислотной коррозии, трубы из специальных марок нержавеющей стали быстро выходят из строя. И даже полученную из сероводорода серу перевозить в металлических цистернах можно в течение ограниченного срока, поскольку цистерны преждевременно разрушаются из-за растворенного в сере сероводорода. При этом происходит образование полисульфанов  $HS_nH$ , которые более коррозионно-активны, чем сероводород.

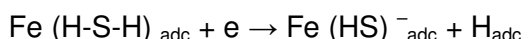
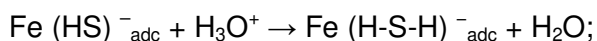
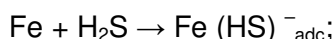
Сероводород, присоединяясь к непредельным соединениям, образует меркаптаны, которые являются агрессивной и токсичной частью сернистых соединений – химическими ядами. Именно они значительно ухудшают свойства катализаторов: их термическую стабильность, интенсифицируют процессы смолообразования, выпадения и отложения шлаков, шлама, осадков, что вызывает пассивацию поверхности катализаторов, а также усиливают коррозионную активность материала технологических аппаратов.

Сероводород ускоряет анодную реакцию ионизации железа:



Образующийся комплекс разлагается, и сероводород регенерируется. При образовании  $(FeS)_{adc}$  прочная связь атомов железа с серой приводит к ослаблению связи между атомами железа, что облегчает их ионизацию. К этому же приводит снижение приэлектродной концентрации ионов двухвалентного Fe при взаимодействии с сульфидом. При этом происходит увеличение скорости анодного процесса коррозии.

Механизм действия  $H_2S$  на катодную реакцию имеет вид:



$H_2S$  значительно усиливает процесс наводороживания (проникновение водорода в сталь). Если при коррозии в кислых средах максимальная доля диффундирующего в сталь водорода составляет 4 % от общего количества восстановленного водорода, то в сероводородсодержащих растворах эта величина достигает 40 %.

Присутствие в газе кислорода значительно ускоряет процессы коррозии. Кислород может попасть в газ через газосборные вакуумные линии, или вакуумные газосборные аппараты, имеющие неплотности. Опытным путём было найдено, что наиболее коррозионным является такой газ, в котором отношение кислорода к сероводороду составляет 114:1. Это отношение называется *критическим*.

Наличие одной влаги в газе влечёт коррозию металла, одновременное же присутствие  $H_2S$ ,  $O_2$  и  $H_2O$  является наиболее неблагоприятным с точки зрения коррозии.

Коррозионные действия на металл указанных примесей резко возрастают при увеличении давления. Некоторые исследователи считают, что скорость коррозии газопроводов прямо пропорциональна давлению газа, проходящего через этот газопровод. При этом отмечается, что при давлении до 20 атм. и влажном газе достаточно даже следов сероводорода 0,002–0,0002 % объёма, чтобы вызвать значительные коррозионные поражения металла труб, ограничивая срок службы газопровода 5–6 годами.

Вследствие коррозионных действий сероводорода, присутствующего в газах, значительно сокращается срок службы оборудования и аппаратуры при добыче, транспорте, переработке и использовании газа. В промышленных условиях особенно большому коррозионному воздействию подвергаются трубы, задвижки, счётчики газа, компрессоры, холодильники.

Значительная часть сероводорода реагирует с металлом и может отложиться в виде продуктов коррозии на клапанах компрессоров, на внутренних стенках аппаратуры, коммуникаций и магистрального газопровода. Анализ коррозионных отложений показывает наличие в отложениях большого процента сернистого железа и элементарной серы, причём отложения отличаются пирофорностью и высокой химической активностью.

Примеры аварий при самовозгорании пирофорных отложений:

02 мая 2006 года, НГДУ «Нурлатнефть» ОАО «Татнефть» (Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по Республике Татарстан). На УПСВ-5 произошел взрыв внутри резервуара, оборудованного системой УАФ, с последующим разрушением верхней части РВС-2000 № 3 и возгоранием углеводородов. Пострадавших нет. Предварительная причина взрыва и пожара – самовозгорание пирофорных отложений в результате попадания окислителя (воздуха) внутрь резервуара.

17 ноября 2005 года в 9 часов при проведении операции приёма азота высокого давления из цехового коллектора в этановую колонну К-12 цеха № 0771-0776 завода «Этилен» ОАО «Казаньоргсинтез» произошла авария со взрывом и разрушением колонны К-12 с последующим возгоранием. Расследованием установлено, что газовоздушная среда углеводородов и воздуха в колонне К-12 образовалась в результате подачи в колонну воздуха вместе с азотом высокого давления (имелась возможность попадания воздуха с трубопровода нагнетания воздушного компрессора во всасывающий трубопровод азотного компрессора). Источником воспламенения послужили пирофорные соединения, образующиеся в колонне в процессе работы.

#### **Очистка газа от сероводорода**

В нефтепромысловом газе наряду с углеводородами иногда встречается сероводород – соединение весьма непрочное, и поэтому количественное его содержание в газе может быть определено более точно на месте отбора пробы газа.

Сероводород горюч, его теплотворная способность при нормальных условиях равна 23135 кДж/м<sup>2</sup>. Он хорошо растворяется в воде. Сероводород является вредной примесью. Он сам по себе и продукт его сгорания сернистый ангидрид (SO<sub>2</sub>) вызывают отравление людей, животных и растений. Содержание H<sub>2</sub>S в воздухе от 0,05 до 1,0 %, или от 0,76 до 1,52 г/м<sup>3</sup>, является опасным. Сернистые соединения (сероуглерод CS<sub>2</sub> и др.) также являются вредными. Сероводород и сернистые соединения не только ядовиты (токсичны), но и вызывают коррозию стальных труб, резервуаров, компрессоров, фитингов и другого промышленного оборудования. Особенно сильно проявляется их действие, если нефтепромысловый газ имеет повышенную температуру и содержит углекислоту и пары воды. Поэтому газ, используемый как топливо в промышленных топках, не должен содержать сероводорода выше установленного предела, определяемого в каждом отдельном случае условиями производства. Если нефтепромысловый газ используется на производстве, основанном на каталитических реакциях (синтез аммиака и др.), то он вовсе не должен содержать сероводорода. Кроме того, присутствие H, S в газе ускоряет гидратообразование.

В промышленных условиях требуется весьма тщательная очистка газа, направляемого:

- а) в компрессоры, подающие его в пласт для поддержания пластового давления с целью вытеснения нефти из пласта;
- б) в компрессоры газлифтного цикла;
- в) в компрессоры системы дальнего транспорта.

Нефтепромысловый газ, содержащий сероводород, подлежит очистке от него в пределах установленных норм. Для использования газа в бытовых топках содержание сероводорода в нём не должно превышать 0,02 г/м<sup>3</sup> при нормальных условиях.

Для очистки газа от сероводорода обычно применяют два технологических процесса:

- 1) адсорбцию твёрдым веществом;
- 2) абсорбцию жидкостью.

В адсорбционных процессах удаление сероводорода из газа происходит в результате концентрации его на поверхности твёрдого материала. Обычно промышленными адсорбентами служат зернистые материалы, обладающие в результате специальной обработки большой удельной поверхностью, отнесенной к единице веса. В абсорбционных процессах происходит массообмен, т.е. переход сероводорода из газообразной в жидкую фазу. Массообмен осуществляется через поверхность раздела обеих фаз. Абсорбированный сероводород физически растворяется в жидкости. Удаление его из жидкости, т.е. десорбция (или отпарка), представляет собой обращенный процесс, когда поглощенный сероводород выделяется из жидкой фазы. Адсорбционные процессы извлечения сероводорода относят к сухим процессам, а абсорбционные в противоположность им – к мокрым или жидкостным. Адсорбентами в сухих процессах служат окись железа и активированный уголь. При очистке газа от сероводорода активированным углем сера, отлагающаяся на нём, извлекается экстрагированием, соответствующим растворителем – сернистым аммонием, а уголь снова используется в процессе до наличия в нём чрезмерно высокого содержания мелких фракций, появляющихся в результате истирания.

Существенным преимуществом процесса очистки газа активированным углем является возможность получения весьма чистой элементарной серы сравнительно простым методом. Важнейшим его недостатком является сравнительно быстрое дезактивирование угля вследствие загрязнения его механическими примесями и нефтью. Поэтому перед поступлением в адсорбер газ необходимо полностью очистить от этих компонентов. Этот процесс не нашел широкого промышленного применения.

Наиболее распространён метод извлечения сероводорода из газа гидратом окиси железа ( $\text{Fe}_2\text{O}_3\text{H}_2\text{O}$ ). Гидрат окиси железа в очистной массе должен находиться в активных альфа- или гамма-модификациях. Первая содержится в болотной руде, а вторая входит в состав так называемого красного шлама – отхода производства глинозёма из бокситов.

Извлечение сероводорода из газа гидратом окиси железа осуществляют при сравнительно высоком содержании  $\text{H}_2\text{S}$  в газе, достигающем до  $23 \text{ г/м}^3$  при нормальных условиях. В результате извлечения содержание сероводорода в газе снижается примерно до  $0,02 \text{ г/см}^3$ .

Количество очистной массы ( $\text{м}^3/1000 \text{ м}^3/\text{ч}$  при нормальных условиях) определяют по формуле:

$$V = \frac{1673}{f \cdot q} \cdot \sqrt{s},$$

где  $s$  – содержание сероводорода в газе, % об.;  $f$  – содержание активной  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  в свежей массе, %;  $q$  – плотность свежей рабочей массы,  $\text{г/м}^3$ .

Почти на всех работающих установках очистка газа гидратом окиси железа производится при давлении газа, близком к атмосферному. Однако в случае необходимости процесс можно вести и при любом избыточном давлении.

В промышленности адсорбционные процессы используются для окончательной очистки газов от сероводорода после предварительной очистки более дешевыми абсорбционными процессами. Очистка газа абсорбционными процессами может быть осуществлена разнообразными способами. Однако наиболее эффективными из них являются этаноламиновые процессы. Они в значительной степени вытеснили такие процессы очистки газа, как очистка окисью железа. Эффективность их заключается в низкой стоимости, высокой реакционной способности, стабильности, а также легкости регенерации загрязненных растворов. Однако при эксплуатации этаноламиновых установок может встретиться ряд трудностей, в результате чего осложняется процесс

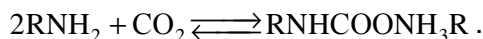
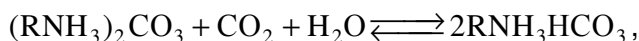
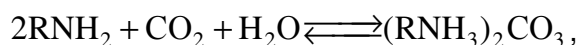
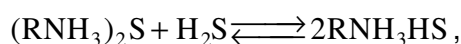
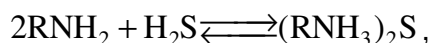
и увеличиваются эксплуатационные расходы и капиталовложения. Основными факторами, удорожающими процесс, являются коррозия аппаратуры и потеря амина. Сами аминовые растворы не действуют на сталь, но выделяющаяся в десорбенте смесь сероводорода и паров воды разрушает обычные стали.

К эксплуатационным трудностям, ограничивающим иногда производительность установок очистки, относятся вспенивание и забивка аппаратуры. Предупреждение вспенивания во многих случаях может быть достигнуто добавлением к раствору противопенных добавок (чистые силиконы или высококипящие спирты; олеиновый спирт или октилфенокси-этанол) или извлечением из него пенообразующих веществ, например тонкодисперсных осадков.

Известно применение трёх аминов: моноэтаноламин  $\text{NH}_2\text{CH}_2\text{CH}_2\text{OH}$ , диэтаноламин  $\text{N}(\text{CH}_2\text{CH}_2\text{OH})_2$  и триэтаноламин  $\text{N}(\text{CH}_2\text{CH}_2\text{OH})_3$ . Наибольший интерес для промышленного применения представляют моноэтаноламин и диэтаноламин. Триэтаноламин был вытеснен преимущественно из-за низкой поглотительной способности, низкой реакционной способности и неудовлетворительной стабильности.

Наибольшей поглотительной способностью по отношению к  $\text{H}_2\text{S}$  обладает раствор моноэтаноламина. Но моноэтаноламину присущи два важных недостатка: относительно высокое давление паров и способность в условиях работы установок очистки газа вступать в необратимую реакцию с сероокисью углерода. Первый из этих недостатков устраняется простой водной промывкой для поглощения паров амина, а второй – в большинстве случаев не относится к нефтепромысловым газам.

Основные реакции, протекающие при абсорбции  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{CO}_2$  раствором моноэтаноламина, можно представить уравнениями:



Как следует из уравнений, процесс не сводится к чисто физической абсорбции, а ведёт к образованию химических соединений.

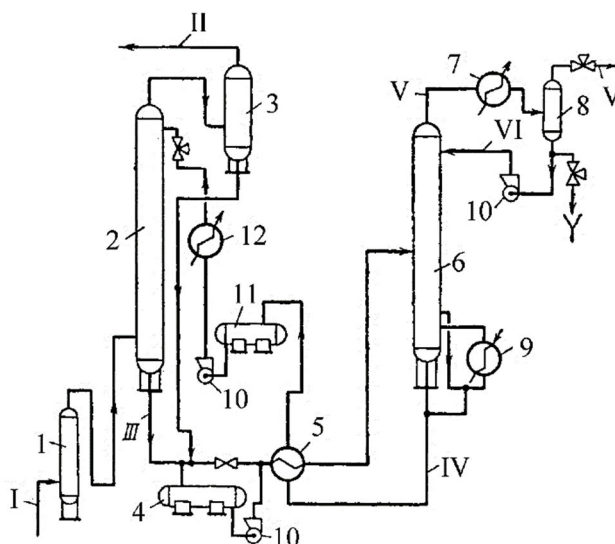
Концентрация раствора моноэтаноламина может изменяться в широких пределах. Обычно её выбирают на основании опыта работы и по соображениям противодействия коррозии, не руководствуясь стремлением снизить первоначальную стоимость раствора до минимума. Обычно концентрация раствора лежит в пределах 15–20 %, но иногда применяют растворы более разбавленные – до 10 % и более концентрированные – до 30 %. Концентрация аминов ослабляет коррозию стальной аппаратуры.

Принципиальная технологическая схема установки по очистке газов от сероводорода растворами этаноламинов представлена на рисунке 1.

Поглощение из газов  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{CO}_2$  этаноламинами производится в абсорбере 2 тарельчатого или насадочного типа, для чего газ подаётся через приёмные сепараторы в нижнюю его часть. Поднимаясь вверх, газ вступает в контакт с водным раствором этаноламина, который поступает на верх абсорбера и стекает сверху вниз.

Для улавливания паров этаноламинов на верхние 2–3 тарелки подают холодный конденсат. Очищенный газ из абсорбера проходит скруббер 3, который может быть установлен отдельно или встроен в верхнюю часть абсорбера.

Насыщенный раствор из абсорбера, пройдя теплообменную аппаратуру, направляется в десорбер (отгонную колонну) 6 тарельчатого или насадочного типа.



**Рисунок 1** – Принципиальная технологическая схема очистки газа от сероводорода этаноламиновым способом: 1 – приёмный сепаратор; 2 – абсорбер; 3 – скруббер; 4 и 11 – промежуточные ёмкости; 5 – теплообменники; 6 – десорбер; 7 – конденсатор-холодильник; 8 – ёмкость флегмы; 9 – подогреватель; 10 – насосы; 12 – холодильник; I – сырой газ; II – очищенный газ; III – насыщенный раствор; IV – регенерированный раствор; V – кислые газы; VI – флегма

Если очищенный газ находится в абсорбере под давлением, достаточным для пропуска раствора через теплообменную аппаратуру в отгонную колонну (рис. 1), то раствор, пройдя регулятор уровня, поступает сначала в теплообменник 5, в котором нагревается за счёт тепла регенерированного раствора, а затем направляется в отгонную колонну 6. Если давление в абсорбере недостаточное, то для подачи насыщенного раствора в отгонную колонну устанавливается насос. В отгонной колонне происходит выделение из насыщенного раствора поглощённых в абсорбере кислых газов под действием поднимающегося вторичного водяного пара, образующегося в нижней части отгонной колонны при кипячении раствора в кипятильнике 9.

Насыщенный раствор отводится в кипятильник с последней тарелки, а кипящая смесь возвращается из кипятильника под тарелку. Пар при этом проходит через тарелку, поднимаясь по колонне, а раствор частично может вновь поступать в кипятильник вместе с раствором, стекающим с тарелки, чем достигается многократная циркуляция раствора через кипятильник.

Регенерированный раствор из десорбера поступает в теплообменник 5, где охлаждается, отдавая тепло насыщенному раствору, после чего поступает в промежуточную ёмкость 11, откуда насосом 10 через холодильник 12 подается вновь в абсорбер.

На линии регенерированного раствора перед входом в абсорбер устанавливается регулятор расхода, особенно необходимый при возможных изменениях давления газа.

Выходящая из десорбера парогазовая смесь проходит конденсатор-холодильник 7, где охлаждается водой для конденсации пара.

Образовавшийся конденсат (флегма) отделяется от кислых газов в промежуточной ёмкости 8, откуда кислые газы направляются для последующего использования (или для сжигания), флегма насосом 10 возвращается на верх отгонной колонны, а избытки её сбрасываются в канализацию.

Иногда конденсаторы устанавливаются над отгонными колоннами. Давление в колонне поддерживается регулятором давления на линии кислых газов. Если в газе содержатся механические примеси, а сепаратор 1, установленный перед абсорбером, недостаточно эффективен, то для раствора необходима установка фильтра, действующего непрерывно или периодически. Установка такого фильтра наиболее целесообразна на линии насыщенного раствора.

При повышенных температурах регенерации наблюдается коррозия в нижней части десорбера, и в регенерированный раствор поступают продукты коррозии; в этом

случае целесообразно пропускать регенерированный раствор через какую-нибудь ёмкость, в которой эти примеси могут осесть.

Если в очищенном газе содержится кислород, необходимо освобождать раствор от накапливающихся этаноламинов.

Иногда схемой установки предусматривается специальный перегонный куб с паровой рубашкой, в который предварительно заливается крепкий раствор щелочи и постепенно по расходомеру подается регенерированный раствор этаноламина из отгонной колонны.

При кипячении раствора в кубе в результате реакции со щелочью связанный этаноламин освобождается и вместе с несвязанным этанол-амином перегоняется под вакуумом, образуемым паровым эжектором.

Водяные пары и пары этаноламина поступают в поверхностный водяной конденсатор, где конденсируются и возвращаются в цикл.

При необходимости одновременной очистки газов от  $H_2S$  и  $CO_2$  применяется двухступенчатая схема очистки. Эта схема основана на применении двухступенчатой абсорбции  $H_2S$  и  $CO_2$  крепким 25–35 %-ным раствором моноэтаноламина в первой ступени и слабым 5–12 %-ным раствором во второй ступени, причем каждый раствор имеет самостоятельный цикл абсорбции и регенерации, а тепло газов регенерации второй ступени используется для регенерации первой ступени.

Двухступенчатая схема является более экономичной по сравнению с одноступенчатой вследствие достижения тонкой очистки при минимальных расходах пара и моноэтаноламина за счёт:

1) применения концентрированных растворов первой ступени, имеющих большую поглотительную способность, благодаря чему достигается минимальная циркуляция раствора;

2) двукратного использования тепла водяного пара;

3) применения слабых растворов во второй ступени, обеспечивающих более полную регенерацию раствора, а, следовательно, и более тонкую очистку газов от  $H_2S$  и  $CO_2$ , а также улавливания паров моноэтаноламина, уносимых газами из крепкого раствора первой ступени.

При производстве технологических расчётов необходимо руководствоваться следующими основными положениями.

Количество раствора, необходимое для связывания  $H_2S$  и  $CO_2$ , определяется по данным поглотительной способности растворов этаноламинов в зависимости от парциального давления сероводорода в газе.

Равновесная поглотительная способность водных растворов этаноламинов значительно возрастает при увеличении парциального давления сероводорода в газе, поэтому процесс абсорбции выгоднее проводить при более высоких давлениях.

Процесс абсорбции также улучшается при понижении температуры газа и раствора, поступающих в абсорбер.

Наибольшую поглотительную способность по отношению к  $H_2S$  и  $CO_2$  имеют моноэтаноламины (МЭА), наименьшую – триэтаноламины. Но, с другой стороны, моноэтаноламины более летучи, они легко проникают через неплотность аппаратуры, в большем количестве уходят с газом. Поэтому на практике моноэтаноламины вынуждены применять с пониженной концентрацией (15–20 %).

Можно принять следующее примерное объёмное отношение ( $m^3/m^3$ ) поглотительной способности различных этаноламинов по сероводороду.

Поглотительная способность, %:

- моноэтаноламина – 100;
- диэтаноламина – 50;
- триэтаноламина – 39.

Одновременное поглощение  $H_2S$  и  $CO_2$  сопровождается повышением их упругости над растворами этаноламинов.

Присутствие углекислоты в растворе этаноламина понижает растворимость сероводорода и, наоборот, присутствие  $H_2S$  понижает растворимость  $CO_2$ .

Так, для газа с 1 %-ным  $H_2S$ , не содержащего углекислоты, коэффициент сорбции по сероводороду примерно в 3 раза выше, чем для того же газа, содержащего 20 %  $CO_2$ .

Скорость поглощения  $H_2S$  в большей степени превышает скорость поглощения углекислоты для раствора триэтаноламина, чем для раствора диэтаноламина. Это указывает на возможность селективной очистки газа, содержащего  $H_2S$  и  $CO_2$ , с применением раствора триэтаноламина: в этом случае при очистке газа с высоким отношением  $H_2S:CO_2$  можно получить газ регенерации с достаточной концентрацией сероводорода, годный для использования.

### Литература

1. Агабеков В.Е. Нефть и газ. Добыча, комплексная переработка и использование / В.Е. Агабеков, В.К. Косяков, В.М. Ложкин. – Мн. : БГТУ, 2003. – 376 с.
2. Сваровская Н.А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции : учеб. пособие. – Томск : Издательство ТПУ, 2004. – 268 с.
3. Чухарева Н.В. Транспорт скважинной продукции : учебное пособие / Н.В. Чухарева [и др.]. – Томск : Томский политехнический университет, 2011. – 357 с.
4. Горпинченко А.Н. Обзор и анализ современных ингибиторов, применяемых на месторождениях в условиях повышенной коррозионной активности // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 4. – С. 296–309.
5. Горпинченко А.Н. Анализ результатов коррозионного мониторинга Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Н. Горпинченко [и др.]; Под ред. Р.В. Агинеи // СЕВЕР-ГЕОЭКОТЕХ – 2023: материалы XXIV Международной молодежной научной конференции (30–31 марта 2023 года, г. Ухта). – Ухта : Издательство «Ухтинский государственный технический университет», 2023. – С. 349–356.
6. Горпинченко А.Н. Оценка методов борьбы с коррозией в системе сбора и подготовки нефти и газа в условиях разработки месторождений Западной Сибири // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 3. – С. 119–134.
7. Поварова Л.В. Анализ современных методов защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии / Л.В. Поварова, В.С. Мунтян, А.С. Скиба // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 125–129.
8. Поварова Л.В. Коррозия трубопроводов и нефтегазового оборудования / Л.В. Поварова, В.С. Мунтян, А.С. Скиба // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 130–135.
9. Поварова Л.В. Коррозионный мониторинг морских трубопроводов / Л.В. Поварова, Д.А. Косова, М.А. Самарин // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 2. – С. 26–31.
10. Поварова Л.В. Причины коррозии нефтепромысловых трубопроводов и способы их защиты / Л.В. Поварова, М.А. Самарин, Р.А. Тараник // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 2. – С. 32–39.
11. Савенок О.В. Влияние коррозии нефтегазового оборудования и сверхнормативной кривизны скважин на продуктивность нефтедобычи / О.В. Савенок [и др.] // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 174–178.
12. Савенок О.В. Особенности эксплуатации нефтяных и газовых скважин в условиях высокой коррозионной агрессии / О.В. Савенок, А.Н. Горпинченко // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 155–170.
13. Савенок О.В. Анализ коррозионно-механических разрушений конструкционных материалов нефтегазопромыслового оборудования / О.В. Савенок, А.Н. Горпинченко, П.П. Порывкин // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 3. – С. 133–147.
14. Шептухин А.В. Разработка технического решения по предупреждению углекислотной коррозии / А.В. Шептухин, Н.Х. Жарикова, О.В. Савенок, А.Н. Горпинченко; Под ред. Р.В. Агинеи // Рассохинские чтения: материалы Международной конференции (02–03 февраля 2023 года, г. Ухта). – Ухта : Издательство «Ухтинский государственный технический университет», 2023. – С. 119–126.
15. Шептухин А.В. Состояние изученности проблемы углекислотной коррозии на примере Уренгойского месторождения / А.В. Шептухин [и др.] // Булатовские чтения. – 2023. – Т. 1. – С. 307–315.

### References

1. Agabekov V.E. Oil and gas. Extraction, complex processing and use / V.E. Agabekov, V.K. Kosyakov, V.M. Lozhkin. – Mn. : BSTU, 2003. – 376 p.
2. Svarovskaya N.A. Preparation, transport and storage of well products: a textbook. – Tomsk : TPU Publishing House, 2004. – 268 p.
3. Chukhareva N.V. Transport of well products : textbook / N.V. Chukhareva, A.V. Rudachenko, A.F. Barkhatov, D.V. Fedin. – Tomsk : Tomsk Polytechnic University, 2011. – 357 p.



4. Gorpichenko A.N. Review and analysis of modern inhibitors used in fields under conditions of increased corrosion activity / A.N. Gorpichenko // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2022. – № 4. – P. 296–309.
5. Gorpichenko A.N. Analysis of the results of corrosion monitoring of the Urengoy oil, gas and condensate field / A.N. Gorpichenko, N.Kh. Zharikova, O.V. Savenok, L.G. Kusova; Edited by R.V. Aginey // SEVERGEOECOTECH – 2023: materials of the XXIV International Youth Scientific Conference (March 30–31, 2023, Ukhta). – Ukhta : Publishing house «Ukhta State Technical University», 2023. – P. 349–356.
6. Gorpichenko A.N. Assessment of methods for combating corrosion in the system of collection and treatment of oil and gas in the conditions of field development in Western Siberia / A.N. Gorpichenko // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2023. – № 3. – P. 119–134.
7. Povarova L.V. Analysis of modern methods for protecting oilfield equipment from corrosion / L.V. Povarova, V.S. Muntyan, A.S. Skiba // Bulatov readings. – 2020. – Vol. 4. – P. 125–129.
8. Povarova L.V. Corrosion of pipelines and oil and gas equipment / L.V. Povarova, V.S. Muntyan, A.S. Skiba // Bulatov readings. – 2020. – Vol. 4. – P. 130–135.
9. Povarova L.V. Corrosion monitoring of offshore pipelines / L.V. Povarova, D.A. Kosova, M.A. Samarin // Bulatov readings. – 2021. – Vol. 2. – P. 26–31.
10. Povarova L.V. Causes of corrosion of oilfield pipelines and methods of their protection / L.V. Povarova, M.A. Samarin, R.A. Taranik // Bulatov readings. – 2021. – Vol. 2. – P. 32–39.
11. Savenok O.V. The influence of corrosion of oil and gas equipment and excess curvature of wells on oil production productivity / O.V. Savenok, L.V. Povarova, D.E. Bedenko, D.Yu. Kirilkin // Bulatov readings. – 2019. – Vol. 2. – P. 174–178.
12. Savenok O.V. Peculiarities of operation of oil and gas wells in conditions of high corrosion aggression / O.V. Savenok, A.N. Gorpichenko // Science. Technique. Technologies (Polytechnical Bulletin). – 2022. – № 2. – P. 155–170.
13. Savenok O.V. Analysis of corrosion-mechanical destruction of structural materials of oil and gas field equipment / O.V. Savenok, A.N. Gorpichenko, P.P. Poryvkin // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2022. – № 3. – P. 133–147.
14. Sheptukhin A.V. Development of a technical solution to prevent carbon dioxide corrosion / A.V. Sheptukhin, N.Kh. Zharikova, O.V. Savenok, A.N. Gorpichenko; Edited by R.V. Aginey // Rassokhin readings: materials of the International conference (February 02–03, 2023, Ukhta). – Ukhta: Publishing house «Ukhta State Technical University», 2023. – P. 119–126.
15. Sheptukhin A.V. State of knowledge of the problem of carbon dioxide corrosion using the example of the Urengoy deposit / A.V. Sheptukhin, N.Kh. Zharikova, O.V. Savenok, A.N. Gorpichenko // Bulatov readings. – 2023. – Vol. 1. – P. 307–315.