

УДК 66-9

ПОДГОТОВКА ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ СЕРОВОДОРОДА НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ X

Девлешова Наталья Алексеевна^{1,2},
natalia.devlesheva@gmail.com

Воропаев Александр Александрович²,
voropaevalex99@gmail.com

¹ ООО «Газпромнефть НТЦ»,
Россия, 625048, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, МФК Магеллан.

² Тюменский государственный университет,
Россия, 625003, г. Тюмень, ул. Володарского, 6.

Актуальность. Флюиды месторождений на территории Российской Федерации обладают высоким содержанием серосодержащих соединений, в частности сероводорода. Ввиду такой особенности многие газо- и нефтедобывающие компании теряют выручку с продажи подобного углеводородного сырья. Содержание сероводорода во флюиде на месторождении X выше 5 мас. %. На данный момент попутный нефтяной газ поставляется на газоперерабатывающий завод по стоимости 2400 р. за 1000 м³, вследствие чего экономическая эффективность рассматриваемого проекта падает. Для решения данной проблемы предложено строительство блока подготовки попутного нефтяного газа до требований системы стандартизации ОАО «Газпром» (СТО Газпром) «Газ горючий, природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам» (089-2010) в рамках реинжиниринга объекта подготовки нефти и газа, что позволит сбывать попутный нефтяной газ по цене 4500 р. за 1000 м³.

Цель: сформировать концепцию повышения рентабельности проекта в рамках реинжиниринга с помощью предложенного решения очистки попутного нефтяного газа от сероводорода и получения серы из кислого газа.

Методы: поиск и анализ достоинств и недостатков технологий очистки газа, моделирование выбранной технологии в ПО «Hysys» для определенной производительности и получение материального баланса для проектирования установки.

Результаты. Процесс подготовки газа предусматривает сепарацию, блок абсорбционной очистки попутного нефтяного газа от сероводорода и диоксида углерода аминами, блок адсорбционной осушки газа по извлечению меркаптанов и осушке цеолитами NaX (13X) и блок извлечения элементарной серы.

Выводы. В ходе моделирования получена схема аминной очистки газа с параметрами материального баланса, согласующимися с требованиями системы стандартизации ОАО «Газпром» (СТО Газпром) «Газ горючий, природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам» (089-2010). Вследствие чего полученный газ рекомендуется подавать в единую систему газоснабжения. Кислые газы утилизируются при помощи смоделированной установки Клауза.

Ключевые слова:

Серосодержащий газ, аминная очистка газа, реинжиниринг, установка подготовки газа, установка Клауза, моделирование ПО «Hysys», повышение экономической эффективности проекта.

Введение

На месторождении X серосодержание достигает 5 %. В данный момент на объекте подготовки нефти и газа извлеченного серосодержащего флюида происходит сепарация газа от нефти и разделение нефтяной и водной фазы. Отсепарированный газ проходит дополнительную ступень сепарации, где отделяется конденсат. Затем отделенный газ поступает на компрессорную станцию и транспортируется до газоперерабатывающего завода, где газ очищается от сероводорода. Описанный процесс снижает экономическую эффективность проекта за счет продажи газа не в единую систему газа, а в промежуточный газоперерабатывающий завод (ГПЗ). В рамках реинжиниринга объекта поставлена цель сформировать концепцию повышения рентабельности проекта с помощью предложенного решения очистки попутного нефтяного газа от сероводорода и получения серы из кислого газа.

Анализ технологий очистки газа от сероводорода

Для достижения высокого экономического эффекта проанализированы основные процессы, применяе-

мые для очистки попутно нефтяного газа от сероводорода. Результат представлен в табл. 1. Адсорбционные методы не рассматривались из-за своей малой производительности и высокого исходного содержания сероводорода в газе.

Анализ преимуществ и недостатков методов очистки попутно нефтяного газа от сероводорода:

1. Сиборд-процесс предполагает промывку газа водным раствором (концентрацией 1–3 %) кальцинированной соды. Насыщенный сероводородом раствор подвергают регенерации продувкой воздухом. Последний забирает с собой H₂S, и раствор вновь приобретает свои первоначальные поглотительные свойства. Преимущества этого метода: степень очистки газа достигает 80–90 %, возможность применения двухступенчатой очистки (до 98 %); простота аппарата, компактность, небольшие капитальные затраты и малые операционные затраты. Недостатком является унос воздухом H₂S из регенератора в атмосферу [1–9].
2. Способ с применением раствора поташа включает в себя поглощение H₂S с помощью концентриро-

ванного раствора (15–20 %) поташа (K_2CO_3), регенерацию раствора уголекислотой. Такой подход к регенерации придаёт этому способу более интенсивное поглощение сероводорода и отсутствие побочных реакций окисления, вызываемых обыч-

но присутствием воздуха. Недостатками данного метода является наличие источника уголекислоты для восполнения потерь и значительный расход пара, в связи с чем увеличиваются капитальные и операционные затраты [1–3, 5, 6, 9].

Таблица 1. Сравнительная таблица методов очистки газа от сероводорода

Table 1. Comparative table of gas purification methods from hydrogen sulfide

| Технология Technology | Капитальные и операционные затраты Capital and operating costs | Очистка газа от H_2S , % Gas purification from H_2S , % | Запрос утилизации газа Gas utilization request | Безопасность и возможность сбыта побочного продукта Safety and marketability of the by-product | Безопасность и доступность реагента Security and availability of reagent |
|--|---|--|---|---|--|
| Сиборд процесс Seaboard process | Низкие затраты Low costs | 98 | Требуется утилизация газов (H_2S+CO_2) Requires gas recovery (H_2S+CO_2) | Элементарная сера Elemental sulfur | Кальцинированная сода Soda ash |
| Способ с применением раствора поташа Method using potash solution | Высокие затраты High costs | 98 | Требуется утилизация газов (H_2S+CO_2) Requires gas recovery (H_2S+CO_2) | | Поташ, уголекислота Potash, carbon dioxide |
| Фенолятный способ Phenolic method | Высокие затраты High costs | 99,8 | Требуется утилизация газов (H_2S+CO_2) Requires gas recovery (H_2S+CO_2) | | Фенолят натрия Sodium phenolate |
| Тейлокс процесс Theilox process | Низкие затраты Low costs | 99 | Требуется утилизация газов (H_2S+CO_2) Requires gas recovery (H_2S+CO_2) | | Мышьяково-содовый раствор Arsenic-soda solution |
| Полимерные мембраны Polymer membranes | Низкие затраты Low costs | 99 | Требуется утилизация газов (H_2S+CO_2) Requires gas recovery (H_2S+CO_2) | | — |
| Этанол-аминовый способ Ethanol-amine method | Низкие затраты Low costs | 100 | Требуется утилизация газов (H_2S+CO_2) Requires gas recovery (H_2S+CO_2) | | Метилдиэтанолламин, метилэтанолламин Methyldiethanolamine, methylethanolamine |

3. Фенолятный способ подразумевает использование водного раствора фенолята натрия в качестве рабочего реагента. Фенолят натрия позволяет разрешить различные практические задачи ввиду гибкости системы. Процесс очистки производится в одну или в две ступени. Преимущества данного способа: степень очистки газа по этой схеме достигает 95 % (также можно использовать двухступенчатую схему очистки до 98 %). Недостатки – совместное поглощение H_2S и CO_2 ; образование коррозии, что подразумевает использование специальной стали для оборудования; специальная сталь приводит к увеличению капитальных затрат [1–3, 5, 6, 9].

4. Тейлокс-процесс использует в качестве поглотителя мышьяково-содовый или мышьяково-аммиачный растворы. Чем выше концентрация раствора, тем больше его поглотительная способность. Преимущества: компактная установка; степень очистки 99 %; небольшой расход реагентов ввиду изученных оптимальных концентраций; низкие затраты. Недостатки: применение ядовитого реагента мышьяка, что снижает безопасность процесса на месторождении [1–3, 5, 6, 9].

5. Полимерные мембраны отличаются тем, что помимо удаления кислых примесей метод может одновременно осушить, отбензинить сырьевой газ и

удалить из него инертные компоненты. Обессеривание газов мембранным методом применяется в тех случаях, когда использование традиционных методов невозможно. Преимущества метода: низкие капитальные и операционные затраты и затраты на строительно-монтажные работы. Недостатки: низкая производительность по газу одной установки (до 150–300 млн м³/год) [1–4, 8, 10, 11].

6. Этанол-аминовый способ использует в качестве рабочего реагента амины (метилдиэтаноламин, моноэтаноламин, диэтаноламин и триэтаноламин), которые обладают основными свойствами, вследствие чего они хорошо реагируют с такими газами, как сероводород и углекислота. Преимущества: высокая степень очистки; возможность селективного извлечения сероводорода и углекислоты; легкая регенерируемость раствора; низкие потери реагента, компактность установки. Недостатки: сравнительно большой расход пара [1–3, 5–7, 9, 10].

После проведенного анализа преимуществ и недостатков технологий наиболее оптимальной схемой очистки попутно нефтяного газа от сероводорода является этанол-аминовый способ ввиду ряда преимуществ, отличающих данный метод от всех остальных. Данную схему можно применять на месторождении ввиду высокой степени очистки полученного газа, который можно подавать в единую систему газоснабжения, компактности установки (на уже эксплуатиру-

емом месторождении есть территориальные ограничения), регенирируемости раствора, что позволяет снизить операционные затраты на реагенты. Таким образом, принято решение моделировать схему этанол-аминовой осушки для дальнейшего ее применения на месторождении X.

Результаты и их обсуждение

Установка очистки попутно нефтяного газа производительностью 5 млрд м³/год включает в себя следующие блоки (рис. 1):

- блок абсорбционной очистки ПНГ от сероводорода и диоксида углерода;
- блок адсорбционной осушки ПНГ;
- блок извлечения элементарной серы.

Блок абсорбционной очистки ПНГ от сероводорода обеспечивает:

- прием, сепарацию ПНГ, абсорбцию из ПНГ H₂S и его выдачу на блок адсорбции;
- регенерацию насыщенного раствора МДЭА;
- подпитку МДЭА.

Блок адсорбционной очистки ПНГ от сероводорода и меркаптанов обеспечивает:

- адсорбцию меркаптанов и остаточного сероводорода из ПНГ;
- осушку ПНГ.

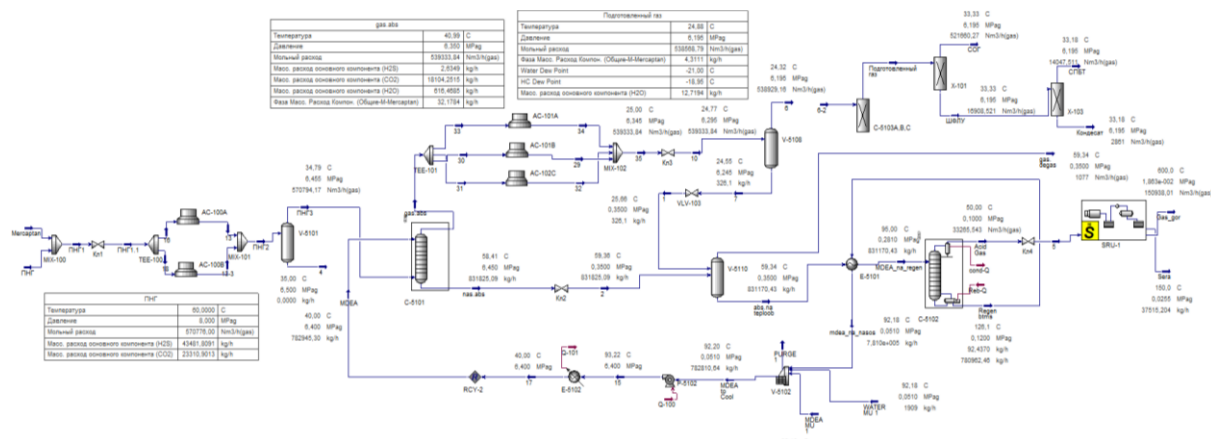


Рис. 1. Технологическая схема подготовки попутно нефтяного газа

Fig. 1. Technological scheme of associated petroleum gas treatment

Описание технологической схемы блока абсорбции ПНГ

Блок включает в себя следующие стадии:

- абсорбция из ПНГ H₂S и CO₂ 45%-м раствором МДЭА;
- регенерация насыщенного раствора МДЭА;
- рекуперация тепла регенерированного раствора МДЭА.

Поступающий на установку поток с давлением 8,0 МПа и температурой 60 °С дросселируется до 6,5 МПа, охлаждается до 35 °С и поступает на блок абсорбционной очистки в сепаратор, где отделяются

обводненный углеводородный конденсат, и подается в колонну-абсорбер С-5101 (рис. 2), который представляет собой тарельчатый колонный аппарат. В колонном аппарате происходит очистка газа от сероводорода регенерированным 45%-м раствором МДЭА до величины концентрации сероводорода не выше 0,049 г/м³ в очищенном газе. Одновременно из ПНГ абсорбируется двуокись углерода до 1,71 %. Данные показатели удовлетворяют требованиям системы стандартизации ОАО «Газпром» (СТО Газпром) «Газ горючий, природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам» (089-2010). В качестве орошения колонны-абсорбера С-5101 при-

меняется охлажденный регенерированный раствор МДЭА с расходом 751,5 м³/ч и температурой 40 °С.

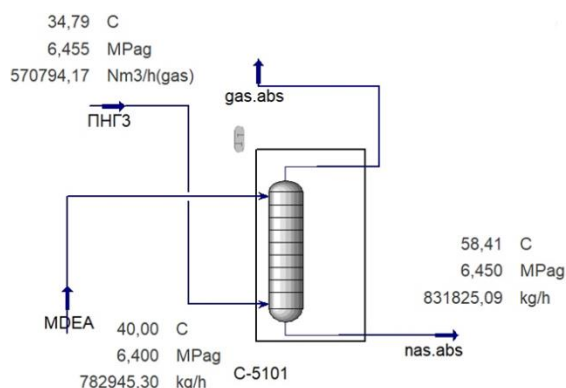


Рис. 2. Колонна-абсорбер

Fig. 2. Absorber column

Влажный газ из верхней части колонны-абсорбера с давлением 6,35 МПа и температурой 41 °С направляет-

ся на блок адсорбционной очистки и осушки. Насыщенный сероводородом раствор МДЭА с температурой 58 °С отводится из нижней части абсорбера C-5101 и направляется в емкость разгазирования для выделения растворенных углеводородов при сбросе давления до 0,35 МПа. Газ дегазации из V-5110 направляется на сжигание на факел кислых газов (рис. 3).

Далее насыщенный раствор МДЭА из емкости разгазирования направляется на регенерацию в десорбер C-5102 (рис. 4). Перед подачей насыщенный раствор МДЭА предварительно подогревается до температуры 95 °С потоком регенерированного раствора МДЭА в кожухотрубчатом теплообменнике амин/амин и затем подается в колонну-десорбер.

Регенерированный раствор МДЭА с низа колонны-десорбера с давлением 0,12 МПа и температурой 126 °С поступает в теплообменник, где остывает до 92 °С. Предусматривается подпитка емкости свежим раствором МДЭА для восполнения потерь из узла хранения и приготовления раствора МДЭА (рис. 5).

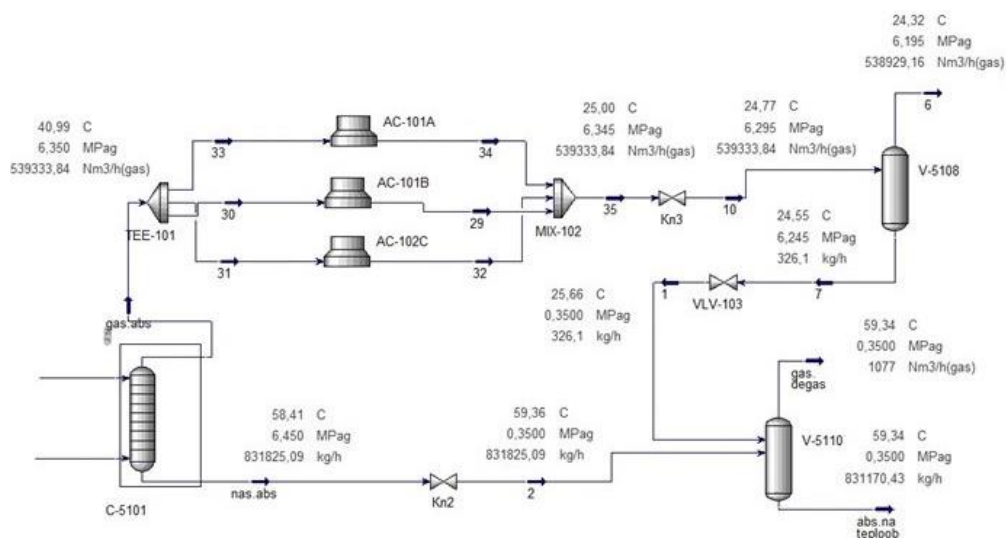


Рис. 3. Схема движения потоков после абсорбции: C-5101 – абсорбционная колонна; TEE-101 – разделитель потоков; AC-101 – аппарат воздушного охлаждения; MIX-102 – смеситель; V-5110, V-5108 – сепаратор; Кл2 – клапан

Fig. 3. Flow scheme after absorption: C-5101 – absorber column; TEE-101 – flow splitter; AC-101 – air cooler; MIX-102 – mixer; V-5110, V-5108 – separator; Кл2 – valve

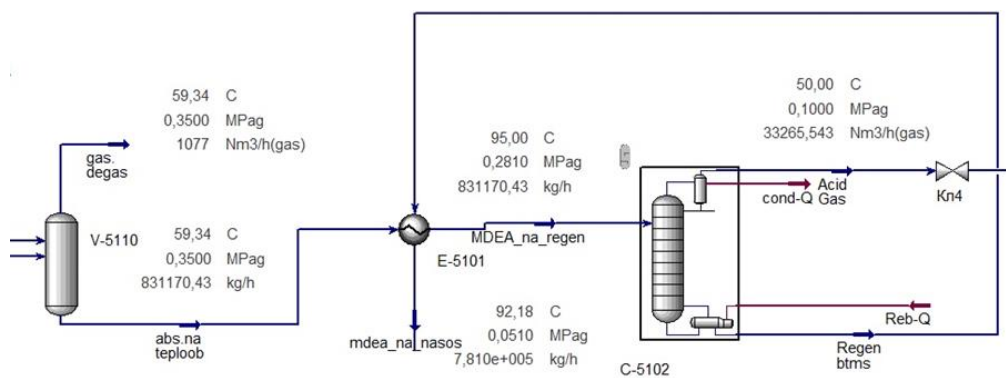


Рис. 4. Колонна-десорбер: V-510 – сепаратор; E-5101 – теплообменник; C-5102 – десорбер; Кл-4 – клапан

Fig. 4. Desorber column: V-510 – separator; E-5101 – heat exchanger; C-5102 – stripping column; Кл-4 – valve

Раствор МДЭА доведенный до 45 % концентрации амина поступает в насос P-5102, и выходит с давлением 6,4 МПа и охлаждается в E-5102 до 40 °С. Полностью подготовленный раствор МДЭА подается в абсорбер.

Показатели газа на выходе после аминовой очистки представлены в табл. 2. Для удовлетворения тре-

бований СТО Газпром содержание сероводорода в газе должно быть не больше 3,9 кг/ч (0,007 г/м³), а мольная доля CO₂ – не больше 2,5 %. В параметрах моделирования изменялись только расходы и концентрации растворов амина, максимально уравнивая результат по содержанию H₂S в очищенном потоке газа до 3 кг/ч.

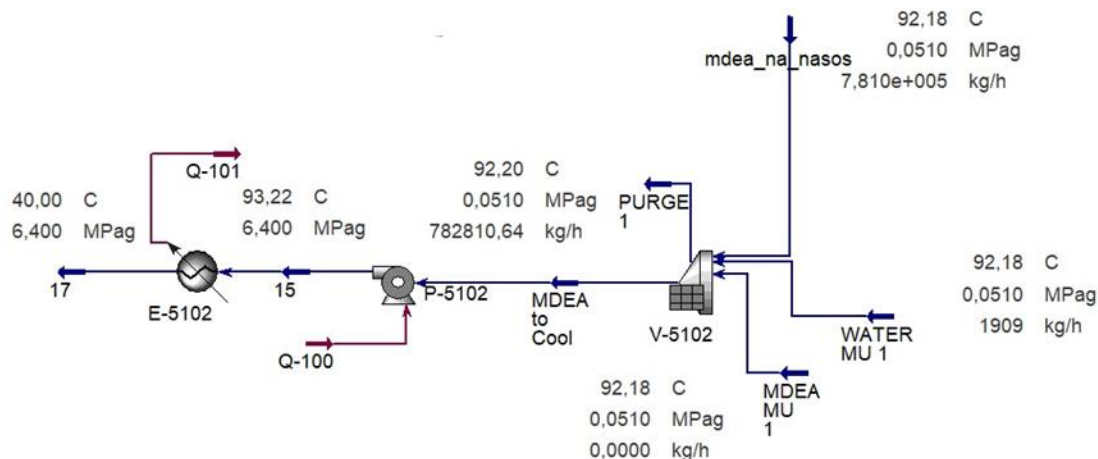


Рис. 5. Подготовка раствора МДЭА: E-5102 – теплообменник; P-5102 – насос; V-5102 – подпитка

Fig. 5. Preparation of MDEA solution: E-5102 – heat exchanger; P-5102 – pump; V-5102 – make-up

Таблица 2. Зависимость содержания сероводорода и углекислого газа в очищенном попутном нефтяном газе от концентрации подаваемых аминов

Table 2. Dependence of the content of hydrogen sulfide and carbon dioxide in the purified associated petroleum gas on the concentration of supplied amines

| | | | | | | | |
|--|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| MDEA, % в растворе/% in solution | 45 | 36 | 27 | 22,5 | 18 | 9 | 0 |
| DEA, % в растворе/% in solution | 0 | 9 | 18 | 22,5 | 27 | 36 | 45 |
| H ₂ S, кг/ч/kg/h | 2,94 | 2,24 | 2,79 | 2,74 | 3,09 | 2,46 | 3,16 |
| CO ₂ , % | 1,71 | 0,83 | 0,5 | 0,43 | 0,38 | 0,35 | 0,3 |
| CO ₂ , кг/ч/kg/h | 18103,6 | 8695,2 | 5224,2 | 4497,1 | 4012,2 | 3632,6 | 3053,9 |
| Расход амина, м ³ /ч/Amine consumption, m ³ /h | 751,6 | 1015 | 1084 | 1085 | 1070 | 991,4 | 991,4 |

Очистка ПНГ от сероводорода и меркаптанов

После колонны-абсорбера насыщенный сероводородом раствор МДЭА с температурой 58 °С отводится из нижней части абсорбера и направляется в емкость разгазирования для выделения растворенных углеводородов при сбросе давления до 0,35 МПа. Газ дегазации направляется на сжигание на факел кислых газов.

После очистки газа от H₂S и CO₂ раствор амина подается на регенерацию, в результате чего из раствора выделяется кислый газ с расходом более 30000 м³/ч. Для его утилизации были рассмотрены несколько вариантов: сжигание в факельной системе, плазмохимический метод и метод Клауса.

1. Сжигание на факеле – при сжигании кислых газов образуется оксид серы, возникает серьезный вопрос об охране труда и здоровья. Оксиды серы разрушают дыхательные пути, поражают растения [12]. Необходим расчет соблюдения ПДК, а также требований безопасности. Также необходим дополнительный поток топливного газа для утилизации кислых газов.
2. Плазмохимический метод позволяет полностью переработать сероводород на серу и водород, экологичен, имеет низкие энергозатраты. Существенным

минусом данной технологии является малая изученность, а действующие установки применялись с расходом кислого газа не больше 1000 м³/ч [13, 14].

3. Метод Клауса – традиционный метод извлечения элементарной серы из H₂S. Выделение элементарной серы осуществляется с помощью реакционной печи, реактора Клауса и конденсатора серы. Данным методом удастся преобразовать 99 % сероводорода в элементарную серу [15–17].

В табл. 3 указаны выбросы после сжигания кислых газов на факеле и на печи дожиг после процесса Клауса. Схема переработки кислого газа в элементарную серу представлена на рис. 6.

Таблица 3. Массовый расход компонентов после печи дожиг

Table 3. Mass flow of components after the afterburner

| Массовый расход компонента, кг/ч Component mass consumption, kg/h | После установки Клауса After Klaus unit | После факельной установки After the flare |
|--|--|--|
| CO | 633 | – |
| CO ₂ | 12420 | 14963 |
| COS | 20 | – |
| SO ₂ | 6400 | 81360 |
| H ₂ S | 1,6 | 1,63 |

Кислый газ с регенерации МДЭА уходит на установку Клауса с давлением 0,06 МПа и температурой 49 °С, мольная доля H_2S составляет 0,855. Кислый газ поступает в реакционную печь вместе с воздухом. Поток кислого газа с воздухом выходит с температурой 1233 °С и попадает в конденсатор серы, который является частью реакционной печи. Охлажденный до 320 °С газ попадает в конденсатор серы, где происходит охлаждение до 170 °С и конденсация серы. Сера, находящаяся в жидкой фазе, попадает в смеситель.

Перед каталитическим преобразователем кислый газ подогревается до 270 °С. В реакторе Клауса катализатором является алюминий, а температура повы-

шается до 328 °С. Поток заходит в конденсатор серы и охлаждается до 170 °С. Далее процесс повторяется и уходит на реактор Клауса второй ступени. После конденсации остаточный поток кислого газа подается на уловитель серы с дополнительным уменьшением температуры на 20 °С. После уловителя серы кислый газ поступает в печь дожига.

Газ горения выходит из печи дожига с температурой 600 °С, расходом 150,9 тыс. $m^3/ч$, концентрацией H_2S 0,011 $г/м^3$, SO_2 42,34 $г/м^3$, COS 0,134 $г/м^3$, CO_2 82,287 $г/м^3$.

Из установки Клауса выходит сера с температурой 150 °С, давлением 0,025 МПа и расходом 37512,9 кг/ч.

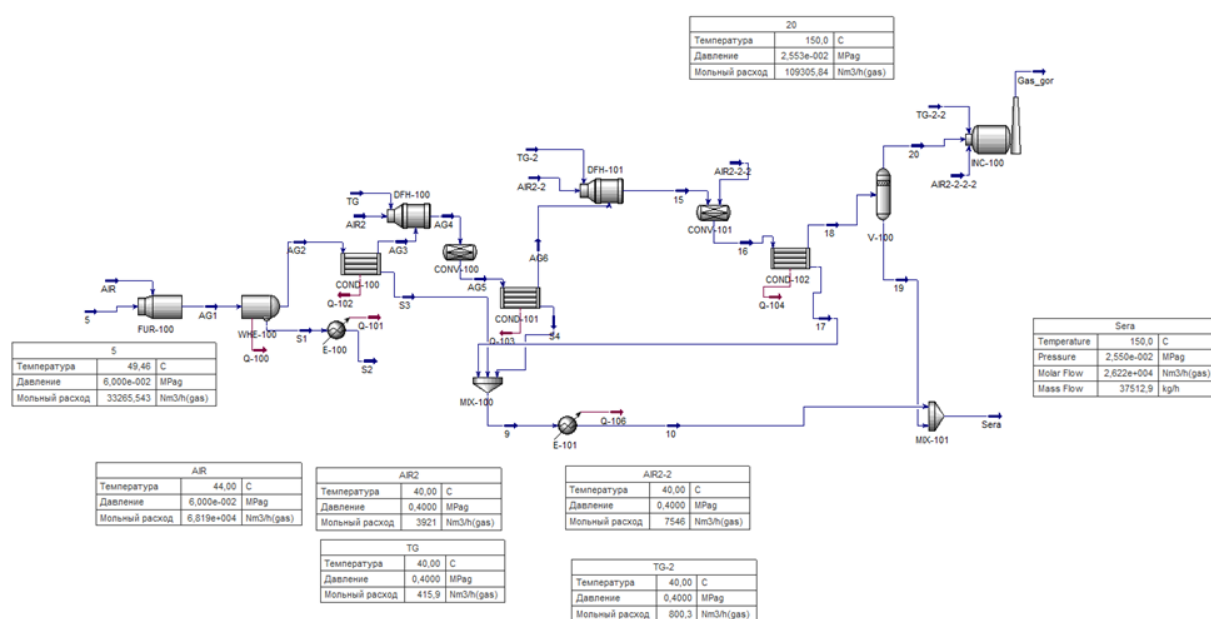


Рис. 6. Технологическая схема получения серы: FUR-100 – реакционная печь; WHE-100 – теплообменник-утилизатор; E-100 – теплообменник; COND-100 – конденсатор серы; DFH-100 – прямой огневой подогреватель; CONV-100 – каталитический преобразователь; MIX – смеситель; V-100 – уловитель серы; INC-100 – печь дожига

Fig. 6. Technological scheme of sulfur production: FUR-100 – reaction furnace; WHE-100 – waste heat exchanger; E-100 – heat exchanger; COND-100 – sulfur condenser; DFH-100 – direct fired heater; CONV-100 – catalytic converter; MIX – mixer; V-100 – sulfur coalescer; INC-100 – incinerator

Описание адсорбционного блока

Газ после отделения от H_2S подается в адсорбер для очистки от меркаптанов (рис. 7). В качестве адсорбента используется наиболее распространенный синтетический цеолит NaX, который обладает высокой динамической емкостью по меркаптанам (90 мг/см^3), механической прочностью (2 кг/мм^2), низким коэффициентом пыления, незначительно теряет адсорбционную способность после множества циклов регенерации, менее 15 % от изначальной динамической емкости [18]. Концентрация меркаптанов понижается до $0,008 \text{ г/м}^3$ в очищенном газе. Адсорберы работают циклически. После осушки и очистки газа содержание воды в газе уменьшается до $12,72 \text{ кг/ч}$, что позволяет достичь точки росы по воде -21 °C . Содержание сероводорода составляет $2,63 \text{ кг/ч}$, или $0,0049 \text{ г/м}^3$.

Заключение

Наименьший расход амина – 45 % – показал раствор МДЭА, при этом газ после очистки удовлетворяет требованиям для его сдачи в единую систему газоснабжения. Увеличение содержания ДЭА в растворе приводит к уменьшению CO_2 в очищенном потоке газ до 0,3 %. Однако при повышении содержания CO_2 ухудшается горение кислых газов в печах термической ступени, снижение концентрации реагирующих компонентов уменьшает их конверсию [19, 20]. Это можно заметить и на выходе из установки Клауса. Расход жидкой серы уменьшился на 15 %, с 37000 до 32000 кг/ч. Таким образом, предлагается использовать 45 % раствор МДЭА для очистки ПНГ от сероводорода и CO_2 .

При применении метода Клауса выбросы SO_2 после печи дожига уменьшаются до 6400 кг/ч, что в 12,7 раз меньше, чем при сжигании кислого газа на

факеле [21]. Как наиболее изученный и эффективный метод выбран метод Клауса. Процесс Клауса является

основным промышленным методом получения элементарной серы из природного газа [22].

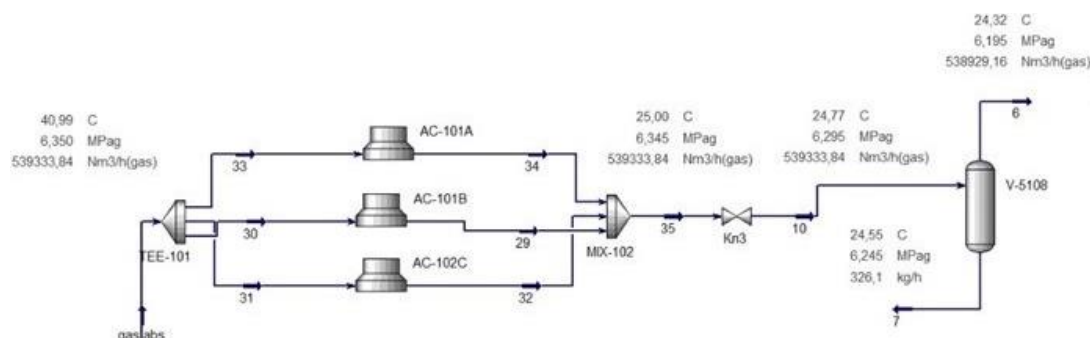


Рис. 7. Схема адсорбционной очистки: TEE-01 – разделитель потоков; AC-101 – аппарат воздушного охлаждения; MIX-102 – смеситель; Кл-3 – клапан; V-5108 – сепаратор

Fig. 7. Scheme of adsorption treatment: TEE-01 – flow splitter; AC-101 – air cooler; MIX-102 – mixer; Кл-3 – valve; V-5108 – separator

Рекомендуется поставлять подготовленный газ в ЕСГ. Требования системы стандартизации ОАО «Газпром» (СТО Газпром) «Газ горючий, природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам» (089-2010) выполняются. Точка росы по воде подготовленного газа $-21\text{ }^{\circ}\text{C}$, точка росы по углеводородам ниже – минус $18\text{ }^{\circ}\text{C}$, массовая концентрация сероводорода $0,0049\text{ г/м}^3$, массовая концентрация меркаптановой серы $0,008\text{ г/м}^3$, молярная доля диоксида углерода $1,71\text{ }\%$.

Таким образом, абсорбционная очистка раствором МДЭА и адсорбционная очистка цеолитами типа NaX обеспечивают очистку ПНГ газа в соответствии с требованиями системы стандартизации ОАО «Газпром» (СТО Газпром) «Газ горючий, природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам» (089-2010). Утилизировать кислые газы решено по технологии Клауса, что позволит производить до $37,5\text{ тыс. кг/ч}$ жидкой серы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кормина Л.А., Лазуткина Ю.С. Технологии очистки газовых выбросов. – Барнаул: Изд-во АлтГТУ, 2019. – 263 с.
2. Мазгаров А.М., Корнетова О.М. Технологии очистки попутного нефтяного газа от сероводорода. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2015. – 70 с.
3. Методы очистки коксового газа от сероводорода. Процессы утилизации H_2S . Сорбционные методы (обзор). Ч. 1 / С.Р. Хайруллин, В.В. Кузнецов, Р.А. Батуев, Т.Н. Теряева, Б.Г. Трясунов, Р.Г. Гарифуллин, С.Н. Филимонов, А.В. Сальников, З.Р. Исмагилов // Альтернативная энергетика и экология. – 2014. – Т. 143. – № 3. – С. 60–80.
4. Hydrogen sulfide removal from natural gas using membrane technology: a review / Y. Ma, H. Guo, R. Selyanchyn, B. Wang, L. Deng, Z. Dai, X. Jiang // Journal of materials Chemistry A. – 2021. – V. 9. – P. 20211–20240.
5. Seyfiyev F., Abdurahimov S., Hajiyeva I. Purification of associated gases under field conditions // Reliability: Theory and Applications. – 2022. – V. 17. – P. 587–591.
6. Стрижов И.Н., Ходанович И.Е. Добыча газа. – М.; Ижевск: Изд-во Института компьютерных исследований, 2003. – 376 с.
7. Methods and concepts to economically improve sour gas processing by reducing the complexity of the plant / K.K. Özcubukcu, W. Jelinek, J. Finke, W. Hahn // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – Abu Dhabi, 2020. – P. 1–11.
8. Гелдимурадов А.Г., Ишангулиев Г.А., Гараев Г.Т. Подготовка нефтяного газа к дальнейшему потреблению и хранению с применением мембранной технологии // Научный журнал. – 2021. – № 3. – С. 31–33.
9. Insights on cryogenic distillation technology for simultaneous CO_2 and H_2S removal for sour gas fields / Tengku Nur Adibah Tengku Hassan, Azmi Mohd Shariff, Mohd Mu'izzuddin Mohd Pauzi, Mai Syadiah Khidir, Amiza Surmi // Molecules. – 2022. – V. 27. – P. 1424–1449.
10. Exergy, advance exergy, and exergo-environmental based assessment of alkanol amine- and piperazine-based solvents for natural gas purification / Bilal Kazmi, Syed Ali Ammar Taqvi, Faizan Raza, Junaid Haider, Salman Raza Naqvi, Muhammad Saad Khan, Abulhassan Ali // Chemosphere. – 2022. – V. 307. – № 136001.
11. Copolyimide membranes with improved $\text{H}_2\text{S}/\text{CH}_4$ selectivity for high-pressure sour mixed-gas separation / Garba O. Yahaya, Ali Hayek, Abdulkarim Alsamah, Yasser A. Shalabi, Melhan M. Ben Sultan, Rashed H. Alhajry // Separation and Purification Technology. – 2021. – V. 272. – P. 1–12.
12. Дерябин В.А., Фарафонтон Е.П. Экология. – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2016. – 136 с.
13. Шишина А.Г. Мониторинг вредных компонентов при плазмохимической утилизации сероводородсодержащего газа // Экспозиция нефть газ. – 2012. – № 1. – С. 60–64.
14. Высокоэффективные плазменные технологии для нефтяной и газовой промышленности / В.Н. Иванов, Б.М. Никитин, С.И. Брыков и др. // Экспозиция нефть газ. – 2010. – № 1. – С. 13–17.
15. Hydrodesulphurization of petroleum / A. Mohamed Sikkander, K. Kavitha, R. Ramanachiar, V. Anitha, S. Sasikala, C. Sivaraj, T. Niruban Balu, Sangeeta R. Mishra, Khadeeja Yasmeen // Petro Chem Indus Intern. – 2022. – V. 5. – P. 137–139.
16. Basic technologies of direct catalytic oxidation of H_2S to sulfur / S.R. Khairulin, M.A. Kerzhentsev, A.V. Salnikov, Z.R. Ismagilov // Journal of Physics: Conference Series: the IX International Russian-Kazakhstan symposium: Coal chemistry and ecology of Kuzbass. – Kemerovo, 2021. – V. 1749. – P. 12027.
17. Liquid scavenger vs. fixed bed H_2S adsorbent. Working in harmony or against each other for H_2S removal / Sooi Kim Lim, A. Jenkins, K. Barbuto, M. Crawshaw, W. Brundick, M. Juncker // CORROSION Virtual Conference and Expo. – 2021. – № 16815. – P. 1–10.
18. Пантелеев Д.В., Калименова О.А., Кириллова Г.В. Стендовые испытания цеолитных адсорбентов на ГЗ ООО «Газпром добыча Оренбург» // Академический журнал западной Сибири. – 2015. – № 1. – С. 56–87.
19. Голубева И.А. Газовая сера. – М.: Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015. – 243 с.

20. A multi-objective optimization and sustainability of H₂S conversion into sulfur by claus process using symmetry simulation / Ramsha Jahan, Zulfan Adi Putra, Muhammad Ayoub, Bawadi Abdullah // AIP Conference Proceedings. – Малазия, 2022. – № 2610. – P. 070002-1–070002-6.
21. Abumounshar N., Raj A., Ibrahim S. Novel processes for lean acid gas utilization for sulfur production with high efficiency // Chemical engineering science. – 2022. – V. 248. – P. 117–194.
22. Отчет по обзору рынка серы (комовой, жидкой, гранулированной) в России, СНГ и мире // Infomine. 2022. URL: <http://www.infomine.ru/research/12/91> (дата обращения 28.09.2022).

Поступила: 23.11.2022 г.

Прошла рецензирование: 11.12.2022 г.

Информация об авторах

Девлешова Н.А., ведущий специалист Блока системного инжиниринга ООО «Газпромнефть НТЦ»; аспирант, лаборант-исследователь лаборатории теории и оптимизации химических процессов, Тюменский государственный университет.

Воробаев А.А., лаборант 2 категории Политехнической школы, Тюменский государственный университет.

UDC 66-9

PURIFICATION OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS WITH HIGH HYDROGEN SULFIDE CONTENT ON THE EXAMPLE OF FIELD X

Natalia A. Devleshova^{1,2},
natalia.devleshova@gmail.com

Alexander A. Voropaev²,
voropaevalex99@gmail.com

¹ Gazpromneft STC LLC,
MFC Magellan, 50 let Oktyabrya street, Tyumen, 625048, Russia.

² Tyumen State University,
6, Volodarsky street, Tyumen, 625003, Russia.

Relevance. The fluids of the deposits in the Russian Federation have high content of sulfur-containing compounds, in particular, hydrogen sulfide. Due to this feature, many gas and oil companies lose revenue from the sell of such hydrocarbons. The content of hydrogen sulfide in the fluid at the X field is above 5 wt. %. At the moment, associated petroleum gas is supplied at the gas processing plant at a cost of 2400 rubles per 1000 m³, as a result of which the economic efficiency of the project under consideration decreases. To solve this problem, it is proposed to build an associated petroleum gas treatment unit to meet the requirements of the standardization system of PJSC «Gazprom» (STO Gazprom) «Fuel, natural gas supplied and transported through main gas pipelines» (089-2010) as part of the reengineering of an oil and gas treatment facility, which will allow selling associated petroleum gas at a price of 4500 rubles for 1000 m³.

Purpose: to form a concept for increasing the profitability of the project of reengineering using the proposed solution for the purification of associated petroleum gas from hydrogen sulfide and the production of sulfur from acid gas.

Methods: search and analysis of the advantages and disadvantages of gas purification technologies, simulation of the selected technology in the Hysys software for a certain capacity and obtaining material balance for plant design.

Results. Gas preparation includes separation, a unit for absorption purification of associated petroleum gas from hydrogen sulfide and carbon dioxide by amines, a unit for adsorption gas dehydration for the extraction of mercaptans and drying with NaX (13X) zeolites, and a unit for the extraction of elemental sulfur.

Conclusions. In the course of modeling, an amine gas purification scheme was obtained with material balance parameters consistent with the requirements of the standardization system of PJSC «Gazprom» (STO Gazprom) «Fuel, natural gas supplied and transported through main gas pipelines» (089-2010). The resulting gas is recommended to be admitted into a single gas supply system. Acid gases are utilized using a simulated Claus plant.

Key words:

Sour gas, amine gas treatment, reengineering, gas treatment unit, Claus unit, Hysys software modeling, project economic efficiency improvement.

REFERENCES

- Kormina L.A., Lazutkina Yu.S. *Tekhnologii ochistki gazovykh vybrosov* [Technologies for cleaning gas territories]. Barnaul, Alt-STU Publ., 2019. 263 p.
- Mazgarov A.M., Kornetova O.M. *Tekhnologii ochistki poputnogo neftyanogo gaza ot serovodoroda* [Technologies for purification of associated petroleum gas from hydrogen sulfide]. Kazan, Kazan University Publ., 2015. 70 p.
- Khairulin S.R., Kuznetsov V.V., Batuev R.A., Teryaeva T.N., Tryasunov B.G., Garifullin R.G., Filimonov S.N., Salnikov A.V., Ismagilov Z.R. Methods for purification of coke oven gas from hydrogen sulfide. H₂S recycling processes. Sorption methods (review). P. 1. *Alternative energy and ecology*, 2014, vol. 143, no. 3, pp. 60–80. In Rus.
- Ma Y., Guo H., Selyanchyn R., Wang B., Deng L., Dai Z., Jiang X. Hydrogen sulfide removal from natural gas using membrane technology: a review. *Journal of materials Chemistry A*, 2021, vol. 9, pp. 20211–20240.
- Seyfiyev F., Abdurahimov S., Hajiyeva I. Purification of associated gases under field conditions. *Reliability: Theory and Applications*, 2022, vol. 17, pp. 587–591.
- Strizhov I.N., Khodanovich I.E. *Dobycha gaza* [Gas production]. Moscow, Izhevsk, Institute of Computer Research Publ., 2003. 376 p.
- Özcubukcu K.K., Jelinek W., Finke J., Hahn W. Methods and concepts to economically improve sour gas processing by reducing the complexity of the plant. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. Abu Dhabi, 2020. pp. 1–11.
- Geldimuradov A.G., Ishangulyev G.A., Garaev G.T. Podgotovka neftyanogo gaza k dalneyshemu potrebleniyu i khraneniyu s primeneniem membrannoy tekhnologii [Preparation of petroleum gas for further consumption and storage using membrane technology]. *Nauchny zhurnal*, 2021, no. 3, pp. 31–33.
- Tengku Nur Adibah Tengku Hassan, Azmi Mohd Shariff, Mohd Mu'izzuddin Mohd Pauzi, Mai Syadiah Khidzir, Amiza Surmi. Insights on cryogenic distillation technology for simultaneous CO₂ and H₂S removal for sour gas fields. *Molecules*, 2022, vol. 27, pp. 1424–1449.
- Bilal Kazmi, Syed Ali Ammar Taqvi, Faizan Raza, Junaid Haider, Salman Raza Naqvi, Muhammad Saad Khan, Abulhassan Ali. Exergy, advance exergy, and exergo-environmental based assessment of alkanol amine- and piperazine-based solvents for natural gas purification. *Chemosphere*, 2022, vol. 307, no. 136001.
- Garba O. Yahaya, Ali Hayek, Abdulkarim Alsamah, Yasser A. Shalabi, Melhan M. Ben Sultan, Rashed H. Alhajry. Copolyimide membranes with improved H₂S/CH₄ selectivity for high-pressure sour mixed-gas separation. *Separation and Purification Technology*, 2021, vol. 272, pp. 1–12.
- Deryabin V.A., Farafontova E.P. *Ekologiya* [Ecology]. Yekaterinburg, Ural University Publ., 2016. 136 p.
- Shishina A.G. Monitoring of harmful components in the plasma-chemical utilization of hydrogen sulfide-containing gas. *Exposition oil gas*, 2012, no. 1, pp. 60–64.
- Ivanov V.N., Nikitin B.M., Brykov S.I. Highly efficient plasma technologies for the oil and gas industry. *Exposure oil gas*, 2010, no. 1, pp. 13–17. In Rus.

15. Mohamed Sikkander A., Kavitha K., Ramanachiar R., Anitha V., Sasikala S., Sivaraj C., Niruban Balu T., Sangeeta R. Mishra, Khadeeja Yasmeen. Hydrodesulphurization of Petroleum. *Petro Chem Indus Intern*, 2022, vol. 5, pp. 137–139.
16. Khairulin S.R., Kerzhentsev M.A., Salnikov A.V., Ismagilov Z.R. Basic technologies of direct catalytic oxidation of H₂S to sulfur. *Journal of Physics. Conference Series. The IX International Russian-Kazakhstan symposium. Coal chemistry and ecology of Kuzbass*. Kemerovo, 2021. Vol. 1749, pp. 12027.
17. Sooi Kim Lim, Alyn Jenkins, Kristina Barbuto, Michael Crawshaw, William Brundick, Michael Juncker. Liquid scavenger vs. fixed bed H₂S adsorbent. Working in harmony or against each other for H₂S removal. *CORROSION Virtual Conference and Expo*. 2021. No. 16815, pp. 1–10.
18. Panteleev D.V., Kalimenev O.A., Kirillova G.V. Stendovye ispytaniya tseolitnykh adsorbentov na GZ OOO «Gazprom dobycha Orenburg» [Bench tests of zeolite adsorbents at the GZ OOO «Gazprom dobycha Orenburg»]. *Akademicheskii zhurnal zapadnoy Sibiri*, 2015, no. 1, pp. 56–87.
19. Golubeva I.A. *Gazovaya sera* [Gas sulfur]. Moscow, Gubkin Russian State University of Oil and Gas Publ. house, 2015. No. 1, 243 p.
20. Ramsha Jahan, Zulfan Adi Putra, Muhammad Ayoub, Bawadi Abdullah. A multi-objective optimization and sustainability of H₂S conversion into sulfur by claus process using symmetry simulation. *AIP Conference Proceedings*. Malaysia, 2022, № 2610.
21. Abumounshar N., Raj A., Ibrahim S.. Novel processes for lean acid gas utilization for sulfur production with high efficiency. *Chemical engineering science*, 2022, vol. 248, pp. 117–194.
22. Otchet po obzoru rynka sery (komovoy, zhidkoy, granulirovannoy) v Rossii, SNG i mire [Overview of the sulfur market (lumpy, liquid, granulated) in Russia, the CIS and the world]. *Infomine*. 2022. Available at: <http://www.infomine.ru/research/12/91> (accessed 28 September 2022).

Received: 23 November 2022.

Reviewed: 11 December 2022.

Information about the authors

Natalia A. Devleshova, lead specialist of the Systems Engineering Block, Gazpromneft STC LLC; postgraduate student, research laboratory assistant, Tyumen State University.

Alexander A. Voropaev, laboratory assistant of the 2nd category, Tyumen State University.