

**ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮ
ЩИЕ ЗАВОДЫ РОССИИ
ПО ПЕРЕРАБОТКЕ
природного и
ПОПУТНОГО
НЕФТЯНОГО ГАЗА**

Стадия очистки газа от кислых компонентов может быть и не предусмотрена при переработке газа, если содержание указанных компонентов не превышает допустимых значений. В некоторых случаях стадию очистки совмещают с осушкой газа, так как для первого и второго процесса можно применять аналогичные адсорбенты.

В общем случае, существует два основных способа очистки нефтяных и природных газов от кислых компонентов - абсорбционный и адсорбционный

Абсорбционный метод применяется при больших объёмах переработки газа, при большом содержании H_2S и CO_2 и при высоком давлении. Чем выше давление и чем ниже температура, тем процесс абсорбции протекает эффективнее, и наоборот.

В России в настоящее время функционируют порядка 25 ГПЗ. Большая часть из них принадлежит Газпрому, часть - входит в состав СИБУРа, часть принадлежит нефтяным компаниям: ЛУКОЙЛ, Башнефть, Роснефть, Татнефть и др.

Основное назначение газоперерабатывающих заводов - разделение газовых и газожидкостных смесей, поступающих на завод с промыслов, их осушка и очистка от нежелательных компонентов.

Газоперерабатывающий завод (ГПЗ) — промышленное предприятие, производящее из природных и попутных нефтяных газов горючий газ, подготовленный для транспорта по магистральным газопроводам, индивидуальные углеводороды и их смеси, такие, как пропан-бутановая фракция, широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ), бензин газовый стабильный (БГС), этановую фракцию, гелий, серу. На ГПЗ осуществляется очистка газа от сернистых соединений и углекислоты, осушка и переработка получаемых при этом газов, а в ряде случаев стабилизация газового

Технология газопереработки на ГПЗ включает:

- подготовку газа к переработке (очистка от механических и химических примесей);
- очистку газа от сернистых соединений и углекислоты;
- компримирование газа до давления, необходимого для его переработки;
- глубокую осушку газа;
- разделение ШФЛУ и нестабильного бензина, вырабатываемых на заводе и поступающих извне, на стабильный газовый бензин и индивидуальные технически чистые углеводороды (этан, пропан, бутаны, пентаны, гексаны);
- производство этана, серы и гелия;
- компримирование газа, прошедшего все стадии переработки (сухого отбензиненного газа — СОГ), для

Методы переработки исходных продуктов на ГПЗ:

-абсорбционный — основан на различной растворимости индивидуальных углеводородов нефтяного газа в жидких абсорбентах при повышенном давлении. В качестве абсорбентов широко используются различные нефтепродукты и фракции, получаемые при переработке нефти и конденсата природного газа. При этом с понижением температуры контакта происходит увеличение извлечения пропана и более тяжелых углеводородов из газа, поэтому на практике процесс абсорбции стремятся проводить при возможно более низкой температуре.

-адсорбционный — основан на способности твердых пористых материалов (адсорбентов) поглощать пары и газы. В качестве адсорбента обычно используют активированный уголь, силикагели, алюмогели, цеолиты, которые поглощают из газа преимущественно сернистые соединения (сероводород, меркаптаны), пары воды и тяжелые углеводороды;

- низкотемпературные технологии — основываются на способности этана и более тяжелых углеводородов переходить в жидкую фазу при сжатии и охлаждении газа с последующим разделением в процессе многократной конденсации и испарении на теплообменниках в устройствах ректификационных колонн.

Для предотвращения гидратообразования при низкотемпературных процессах переработки газа в поток очищенного и осушенного до точки росы по влаге минус 60...минус 70 С может вводиться ингибитор гидратообразования- испаренный метанол. Газовый поток в процессе переработки подвергается охлаждению в турбодетандере до температуры минус 80...минус 110 С

В состав ГПЗ, помимо основных технологических установок, входят: пункт приема и подготовки газа, лаборатории, товарные парки и склады реагентов, объекты водоснабжения, водоподготовки и очистки сточных вод, газового хозяйства (топливный газ, воздух, инертный газ), тепло- и электроснабжения, связи и коммуникаций, противопожарной и газовой защиты и другие вспомогательные объекты

Первые ГПЗ в России производственной мощностью 100...300 тыс. м³/сутки были сооружены еще в двадцатых годах прошлого века. На этих заводах осуществлялось отделение от попутного нефтяного газа только пентана и более тяжелых жидких углеводородов — стабильного газового бензина. Отсюда берет начало старое название перерабатывающих предприятий — «газобензиновый завод».

В развитии газопереработки нашей страны можно выделить четыре этапа, связанные в основном с развитием и освоением новых нефтедобывающих районов .

Начиная с 50-х годов в СССР построены ГПЗ для переработки попутного нефтяного и природного газов в Башкирии (Туймазинский, Шкаповский), Татарии (Миннибаевский), Куйбышевской области (Отрадененский, Нефтегорский), в Волгоградской области (Коробковский), на Северном Кавказе (Грозненский, Нефтекумский, Вознесенский), в Белоруссии (Белорусский), на Украине (Гнединцевский) в Казахстане (Казахский), Азербайджане (Карадагский). Общая мощность ГПЗ по переработке газа к 1970 году составила 17,3 млрд м³/год.

Дальнейшее развитие газопереработка получила в середине 70-х годов в период становления нефтедобычи в Западной Сибири и Коми. За короткое время были запроектированы и построены по современным технологиям низкотемпературной переработки с применением турбодетандеров и низкотемпературной сепарации ряд газоперерабатывающих заводов с единичной мощностью технологической линии 1000 и 2000 млн $\text{м}^3/\text{год}$ по нефтяному газу. Общая мощность газоперерабатывающих заводов, построенных в Западной Сибири, и Усинского ГПЗ в Республике Коми по переработке ПНГ к концу восьмидесятых годов достигла 20,76 млрд $\text{м}^3/\text{год}$.

| Этапы Развития | Этап 1 | Этап 2 | Этап 3 | Этап 4 |
|---|---|--|--|---|
| Годы | 1956-1970 | 1975-1980 | 1985-1990 | 2006-2014 |
| ГПЗ и КС | <p>Шкаповский Туймазинский Миннибаевский Отраденекий Нефтегорский Пермский Нефтекумский Вознесенский Грозненский Белорусский Казахский Гнединцевский Коробковский</p> | <p>Нижневартовский</p> <p>Белозерный Сургутский Локосовский</p> <p>Южно-Балыкский Усинский</p> | <p>Губкинский Ноябрьский Красноленинский</p> <p>Компрессорные станции:</p> <p>Варьеганская Вынгайхинская Вынгапуровская Холмогорская Тюменская и др.</p> | <p>Южно-Приобская КС Южно-Приобский ГПЗ Вынгапуровская НТС — ГПЗ</p> <p>Реконструкция ГПЗ:</p> <p>Южно-Балыкский'; НВ ГПЗ — установка МАУ-3-; НВ ГПЗ - КС-3; Губкинский ГПЗ - НТК-1*; Губкинский ГПЗ - НТК с ТД"1; Южно-Балыкский ГПЗ — НТК с ТД"; Сургутский ГПЗ — новая УПГ.</p> <p>Продуктопроводы</p> |
| Проектная мощность по переработке ПНГ, млрд м ³ /год | 17,3 | 20. 76 | 6,42 | 10,7 |

В середине 80-х годов началось освоение нефтяных месторождений, расположенных в северной и западной части Ханты-Мансийского автономного округа — Югры и Ямало-Ненецком автономном округе. Для утилизации газа этих месторождений в районе г. Ноябрьска были построены Губкинский и Ноябрьский ГПЗ и ряд компрессорных станций для подачи нефтяного газа на газоперерабатывающие заводы, а вблизи г. Нягань — Красноленинский ГПЗ. Общая мощность вновь построенных ГПЗ составила 6,42 млрд м³/год

С середины 2000-х годов основное внимание газоперерабатывающей промышленности было сконцентрировано на реконструкции и техническом перевооружении действующих газоперерабатывающих заводов, обеспечивающих повышение глубины извлечения пропана и более тяжелых целевых углеводородов, увеличение производительности отдельных установок, применение современных электронных средств автоматического регулирования и противоаварийной защиты, замену электроприводных компрессоров на компрессоры с газотурбинным приводом повышенной единичной мощности, доведением установок до требований современных норм промышленной безопасности

Наиболее масштабные работы в этом направлении проведены практически на всех газоперерабатывающих заводах нефтехимической компании «СИБУР» в Западной Сибири. Кроме того, компанией «СИБУР» совместно нефтяной компанией «Газпромнефть» на Южно-Приобском месторождении построена компрессорная станция высокого давления и на ее базе в настоящее время строится Южно-Приобский ГПЗ по переработке 900 млн м³/год нефтяного газа.

В этот период компанией «СИБУР» построен комплекс объектов по хранению, транспортировке ШФЛУ заводов Западной Сибири потребителям — Ноябрьская наливная эстакада с товарным парком и продуктопроводы от Губкинского, Муравленковского и Вынгапуровского ГПЗ к Ноябрьской наливной эстакаде, а в 2015 году завершено строительство крупнейшего в Российской Федерации продуктопровода ШФЛУ «Пуровский завод переработки конденсата — Южный Балык — Тобольск-Нефтехим» протяженностью 1100 км. Планируется, что пропускная способность продуктопровода на участке от Пуровского ЗПК до наливной эстакады в районе г. Ноябрьска составит около 4 млн тонн в год, на участке от наливной эстакады до Южно- Балыкского ГПЗ — около 5,5 млн

На Сургутском ГПЗ ОАО «Сургутнефтегаз» построена и введена в эксплуатацию установка НТС с глубоким извлечением C_{3+} выше мощностью 3,0 млрд м³/год.

Нефтяной компанией «ЛУКОЙЛ» намечена реконструкция установки НТА Локосовского ГПЗ, а также частично выполнена замена морально устаревших установок на Коробковском ГПЗ.

Реализация программы модернизации действующих ГПЗ позволила газоперерабатывающим заводам увеличить мощность по приему и переработке газа на 10,7 млрд м³/год, что способствовало существенному снижению сжиганию нефтяного газа на факелах.

Астраханский газоперерабатывающий завод

- Находится в Астраханской области пос. Аксарайский.

Газоконденсатное месторождение, расположенное в юго-западной зоне Прикаспийской впадины и имеющее запасы порядка 3 трлн. м³ газа и 1 млрд. т конденсата, служит источником сырья для Астраханского ГПЗ.

Пластовый газ Астраханского ГКМ характеризуется высоким содержанием сероводорода (до 25% об.), углекислоты (до 16 % об.), сероорганических соединений, меркаптанов и значительным содержанием углеводородного конденсата.

Разработка Астраханского газоконденсатного месторождения, открытого в 1976г., была начата в 1986г. В 1987г. завод выдал первую продукцию - газовую серу, в 1988г. получен первый товарный бензин. В 1997г. была сдана в эксплуатацию вторая очередь АГПЗ, а в 2001г. предприятие вышло на проектную мощность.

В настоящее время потенциальной сырьевой базой Астраханского ГПЗ являются два месторождения:

-базовое Астраханское газоконденсатное месторождение с установленными запасами 2,5 трлн. м³;

-вновь открытое Алексеевское газоконденсатное месторождение с запасами 21,4 млрд. м³. Месторождение характеризуется наличием аномально-высокого пластового давления, превышающего гидростатическое на 40-50%, повышенным содержанием сероводорода и диоксида углерода суммарно более 40%

Астраханский ГПЗ - один из немногих заводов в мире, перерабатывающий высокосернистый природный газ. Проектная мощность по газу - 12 млрд. м³/год, по конденсату - 3 млн. т/год. На балансе завода находится 222 скважины. Поддержание добычи газа на проектном уровне до 2020 года возможно 128-ю постоянно действующими скважинами. Для снижения коэффициента эксплуатации фонда скважин проводится бурение новых скважин с одновременным капитальным ремонтом и ликвидацией от 2 до 7 скважин в год при 5-11 вводимых в эксплуатацию. Начиная с 2007 года должен обеспечиваться постоянный баланс числа вводимых и ликвидируемых скважин.

На завод с Астраханского газоконденсатного месторождения поступает пластовая смесь. Темпы добычи газа определяются экологическими ограничениями заводской переработки, ограниченностью рынка серы. Запасов сырья достаточно для эксплуатации АГПЗ в проектом режиме в течение не менее 100 лет.

По технологическим принципам Астраханский газовый комплекс разделен на следующие объекты:

- промысел, трубопроводы для транспортировки пластовой смеси от установки промысловой подготовки газа (УППГ) до завода;

- газоперерабатывающий завод;

- магистральные трубопроводы и продуктопроводы.

Завод состоит из двух очередей производительностью 6 млрд. м³ отсепарированного газа каждая с давлением на входе 6,7 МПа и температурой 30°С.

Газоконденсатная смесь поступает в коллектор перед ГПЗ, откуда

рассределяется по линиям завода. Входящие в завод установки: сепарации пластового газа, очистки от H₂S газа высокого давления, осушки и отбензинивания газа, очистки и компримирования газа среднего давления, получения серы, стабилизации конденсата и очистки сточных вод.

Стабильный конденсат и ШФЛУ с двух очередей завода поступают на производство по переработке конденсата (производство №3). Производство №3 АГПЗ практически является аналогом НПЗ и состоит из следующих основных установок:

- комбинированная установка, включающая блок атмосферной перегонки мощностью 3 млн. т/год, блок вторичной перегонки гидрогенизата и установку очистки и получения сжиженных газов;
- установка гидроочистки фракции н.к.-350°С мощностью 2 млн. т/год;
- установка каталитического риформинга бензина мощностью 1 млн. т/год.

Товарная продукция завода:

- Товарный газ, направляемый в магистральный газопровод,
- Сера газовая (жидкая, комовая, гранулированная),
- Бензин автомобильный марок А-76, А-92, АИ-95,
- Дизельное топливо Л 02-40,
- Котельное топливо (мазут) М40 и М100,
- Пропан-бутан технический (ПБТ),
- Бутан технический (БТ).

Оренбургский газоперерабатывающий завод

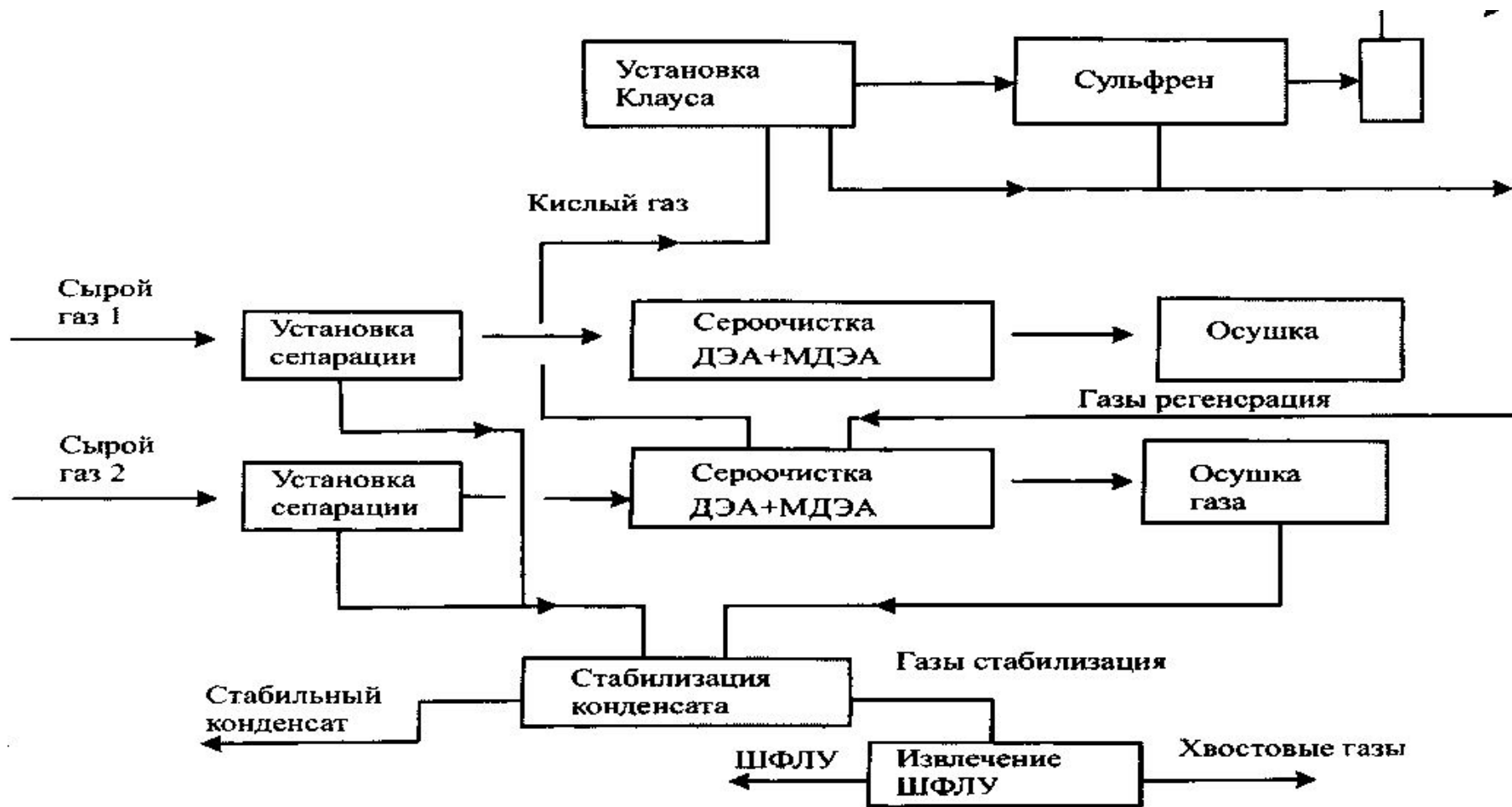
- Оренбургский ГПЗ находится г. Оренбург, пос. Холодные Ключи
- Сырьевой базой Оренбургского ГПЗ является сероводородсодержащий газ Оренбургского (ОГКМ) и Карачаганакского газоконденсатных месторождений (КНГКМ).

Содержание кислых компонентов в газе ОГКМ составляют (% мол.): сероводорода 1,6-2 и диоксида углерода 0,4-0,6, в газе КНГКМ - суммарно до 9, в том числе сероводорода до 4. Содержание меркаптанов в обоих газах составляет 400-600 мг/м³ (в пересчете на серу), серооксида углерода в газе ОГКМ - 20-30 мг/м³, в газе КНГКМ - до 100 мг/м .

Цель создания завода - очистка газа от сернистых соединений (H_2S и RSH) и подготовка его к магистральному транспорту, производство серы и жидких углеводородов.

Схемы первой и второй очередей завода аналогичны по технологии переработки газа и включают по проекту следующие стадии:

- очистку газа с отделением механической сепарации, сероочистку газа раствором ДЭА и низкотемпературную осушку газа с использованием пропанового холодильного цикла;
- очистку и стабилизацию углеводородного конденсата;
- производство серы по методу Клауса с доочисткой по методу Сульфуренз газа стабилизации конденсата;



Третья очередь отличается от первых двух наличием установки низкотемпературной масляной абсорбции, на которой осуществляются одновременно отбензинивание и получение сжиженного газа, очистка природного газа от меркаптанов. Одна линия установки аминовой сероочистки и установки масляной абсорбции используется для очистки от сернистых соединений газов регенерации цеолитов при давлении 4 МПа.

Оренбургское газоконденсатное месторождение (ОГКМ) в настоящее время характеризуется падающей добычей, которая составляет около 1 млрд. нм³ в год.

Планируемые объемы поставки сырья до 2010г. на ОГПЗ обеспечивали загрузку технологических установок по переработке газа на 85-95% от проектной мощности, а по переработке жидких углеводородов - близкой к 100%.

Основные технологические процессы ОГПЗ включают очистку газа от кислых компонентов растворами аминов, очистку газа от RSH на цеолитах, производство ШФЛУ, пропан-бутановой фракции (ПБФ) методом масляной абсорбции и стабилизации конденсата.

ОГПЗ был рассчитан по проекту на переработку 45 млрд. нм^3 газа. В настоящее время проектная производительность уменьшена на 7,5 млрд. и составляет 37,5 млрд. нм^3 .

Общая суммарная проектная мощность установок стабилизации конденсата составляет ~ 5 млн. тонн. В настоящее время она превышает 6 млн. тонн.

Товарная продукция завода

- товарный газ,
- сера (жидкая, комовая, молотая),
- ШФЛУ,
- стабильный конденсат,
- сжиженный газ,
- одорант (смесь природных меркаптанов)

Южно-Балыкский ГПЗ

- Южно-Балыкский ГПЗ расположен в Ханты-Мансийском АО-Югре, входит в состав ОАО «СИБУР Холдинг». Генеральный проектировщик — институт «Гипровостокнефть» (г. Самара).
- В эксплуатацию ГПЗ был введен в 1979 году. Южно-Балыкский ГПЗ — динамично развивающееся предприятие. За время эксплуатации он неоднократно реконструировался в связи с увеличением объемов поставки нефтяного газа в переработку.

Проектная мощность Южно-Балыкского ГПЗ — 500 млн $\text{нм}^3/\text{год}$ нефтяного газа, содержащего $503 \text{ г}/\text{м}^3$ целевых углеводородов $\text{C}_{3+\text{выше}}$. Переработка нефтяного газа предусмотрена по схеме низкотемпературной абсорбции (НТА) с пропановым холодильным циклом при давлении 3,3-3,5 МПа. Нефтяной газ охлаждался до температуры минус 23 С в рекуперативных теплообменниках и пропановом холодильнике, после чего подавался в ректификационные колонны узла абсорбции. Осушка газа до температуры точки росы по воде минус 23 С осуществлена методом впрыска этиленгликоля в поток охлаждаемого газа на трубные решетки рекуперативных теплообменников и пропанового

Принятая схема обеспечивает извлечение целевых углеводородов C_{3+} выше на уровне 95 % от потенциального содержания в сырье.

Проектная выработка ШФЛУ определена на уровне 240 тыс. т/год.

Готовой продукцией Южно-Балыкского ГПЗ являются:

- сухой отбензиненный газ;
- широкая фракция легких углеводородов;
- пропановая фракция, используемая для подпитки пропанового холодильного цикла и продажи.

Для обеспечения приема и переработки дополнительных объемов добываемого ПНГ в течение 1986-1988 годов в составе ЮБ ГПЗ в 1986 году по проекту института «ВНИПИгазпереработка» была построена Мамонтовская компрессорная станция (МКС) на базе трех электроприводных турбокомпрессоров типа К-890 (2 рабочих и 1 резервный) производительностью по газу млрд $\text{нм}^3/\text{год}$, а в 1988 году реализован проект расширения Южно-Балыкского ГПЗ, включающий строительство новой установки переработки газа УПГ-2 по схеме НТК с турбодетандером производительностью по нефтяному газу 1,0 млрд $\text{нм}^3/\text{год}$, а также реконструкцию действующей установки переработки нефтяного газа с использованием простаивающего оборудования и

Проектом реконструкции установка переработки газа (УПГ-1) была разделена на две технологические линии, работающие одна по схеме низкотемпературной абсорбции производительностью 600 млн $\text{нм}^3/\text{год}$, вторая по схеме НТК производительностью 900 млн $\text{нм}^3/\text{год}$. Технологическая установка была дооборудована тремя рекуперативными теплообменниками, одним пропановый испарителем и одним трехфазным сепаратором для разделения газа, углеводородного конденсата и насыщенного осушителя-этиленгликоля. Такие решения без увеличения мощности холодильной установки стали возможны в связи с существенным снижением содержания целевых углеводородов $\text{C}_{3+\text{выше}}$ от 503 $\text{г}/\text{м}^3$ по проекту до 220...330 $\text{г}/\text{м}^3$ в фактически поступающем в переработку газе. Согласно проекту извлечение $\text{C}_{3+\text{выше}}$ на линии НТА составило 87,4 %, на линии НТК — 63,0 %

Таким образом, в результате реконструкции, проведенной с минимальными затратами, удалось увеличить мощность УПГ-1 по переработке нефтяного газа в 3 раза по сравнению с проектной — до 1500 млн $\text{нм}^3/\text{год}$ с общим отбором углеводородов $\text{C}_{3+\text{выше}}$, равным 72,7%.

В состав новой установки УПГ-2 входят следующие технологические объекты:

- адсорбционная осушка;
- НТК с турбодетандером;
- пропановая холодильная установка (ПХУ)

холодопроизводительностью 5,0 млн ккал/ч (20,93 ГДж/ч) при изотерме кипения пропана-хладагента минус 38 С. Для сжатия хладагента предусмотрено два холодильных агрегата — один рабочий и один резервный.

Проектные решения УПГ-2 обеспечивают высокое извлечение целевых углеводородов $\text{C}_{3+\text{выше}}$ на уровне 95

Белозерный ГПЗ

- Белозерный ГПЗ мощностью 4,28 млрд м³/год по сырью выполнен на комплектном импортном оборудовании и предназначен для переработки попутного нефтяного газа с содержанием целевых углеводородов C_{3+выше}
- 240...350 г/м³ с Самотлорского, Варьеганского, Тюменского, Бахилловского месторождений и др.

Введен в эксплуатацию в 1980 году.
Запроектирован по схеме
низкотемпературной конденсации (НТК) с
пропановым холодом и турбодетандером.
Расположен в Тюменской области, Ханты-
Мансийском АО — Югре,
Нижневартовский район. Входит в состав
ОАО «СИБУР Холдинг». Организация,
разработавшая процесс и выполнившая
проект, — фирма Fluor (США).

Генеральный проектировщик — институт «ВНИПИгазпереработка» (ОАО «НИПИгазпереработка»), г. Краснодар.
Строительная организация- генподрядчик — «Мегионгазстрой».

Продукцией Белозерного ГПЗ являются:
- сухой отбензиненный газ;
- широкая фракция легких углеводородов.

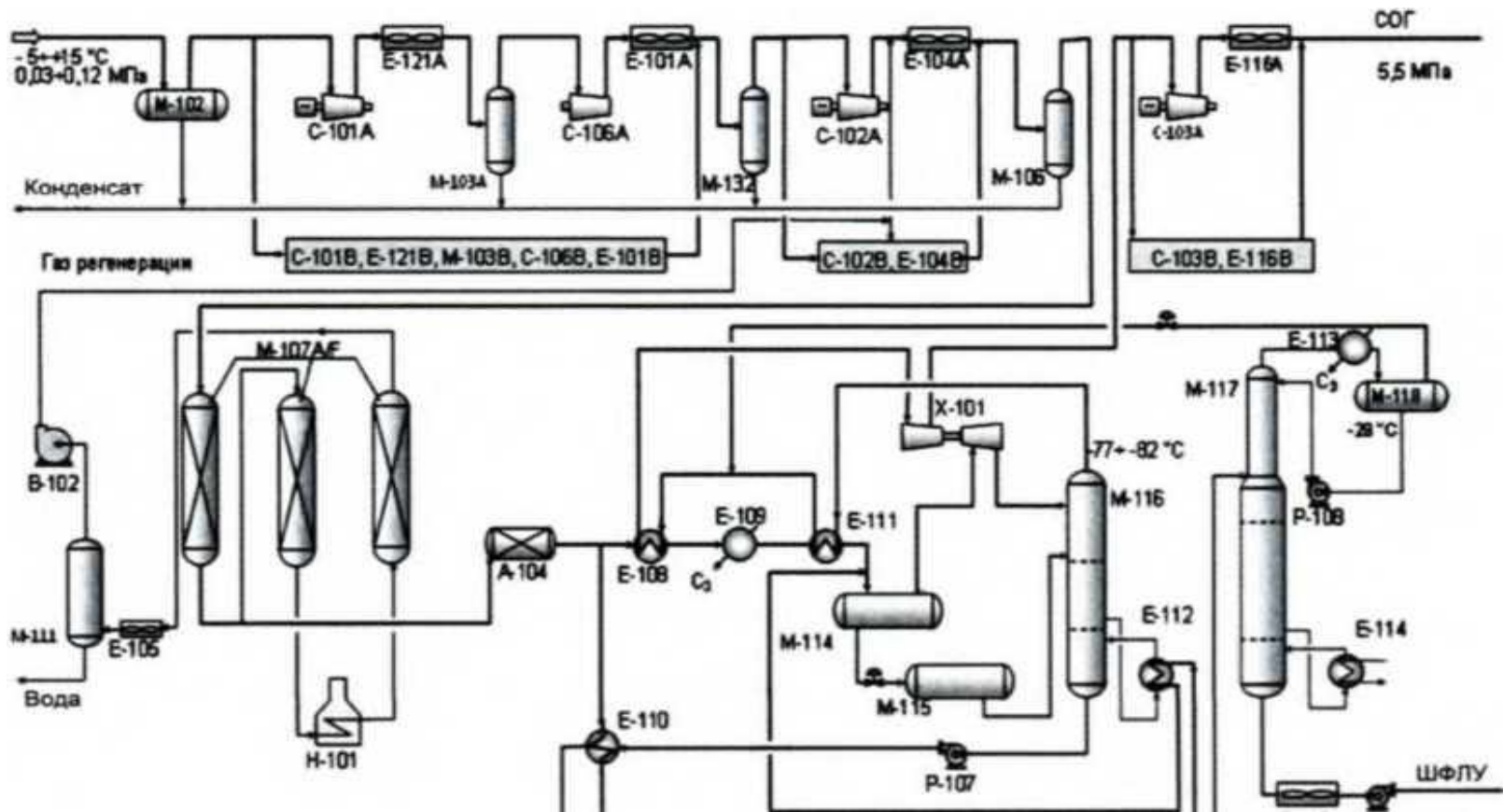
В состав завода входят две установки по переработке газа (УПГ-1, УПГ-2) с воздушной компрессорной, противопожарной насосной, противопожарным резервуаром и факелом, административным корпусом с лабораторией, мастерской КИП, ремонтно-механической мастерской, сооружениями и сетями объектов тепло- и электроснабжения, водопровода, канализации бытового обеспечения, межплощадочными и внутриплощадочными технологическими эстакадами.

По проекту установки УПГ-1 и УПГ-2 Белозерного ГПЗ идентичны технологической установке ТУ-4 Нижневартовского ГПЗ.

Мощность каждой установки 2,14 млрд м³/год по сырью. Каждая УПГ состоит из следующих блоков:

- узла подготовки нефтяного газа к переработке;
- компрессорной станции нефтяного газа;
- блока осушки газа;
- блока низкотемпературной конденсации;
- блока повторного компримирования газа;
- блока нагрева и циркуляции теплоносителя (БН и ЦТ);
- пропановой холодоильной установки (ПХУ)

Время эксплуатации основного технологического оборудования установки Белозерного ГПЗ превышает 30 лет. Благодаря своевременным ремонтам и техническому обслуживанию он находится в удовлетворительном техническом состоянии.



Принципиальная технологическая схема установки Белозерного ГПЗ:

М-102, М-103, М-132, М-105, М-111, М-114, М-115 — сепараторы; М-118 — рефлюксная емкость; С-101, С-102, С-106, С-103 — турбокомпрессоры; Е-121, Е-101, Е-104, Е-116, Е-105, Е-115 — воздушные холодильники; Е-108, Е-110, Е-111, Е-112, Е-114 — теплообменники; Е-109, Е-113 — пропановые холодильники; Н-101 — печь; М-107 — адсорберы; А-104 — фильтр; Х-101 — турбодетандерный агрегат; Р-107, Р-108, Р-501 — насосы; М-116 — деметанизатор; М-117 — дезтанализатор; В-102 — бустер

Описание технологической схемы процесса

Нефтяной газ поступает на завод с Самотлорского и Варьеганского месторождений с давлением 0,15 МПа, компримируется на центробежных компрессорах с приводом от электродвигателей С-101, С-106 и С-102 до давления 5,87 МПа, осушается в вертикальных адсорберах М-107А, В, С, Д, Е, F на цеолитах до точки росы минус 70 С и затем подается в блок низкотемпературной конденсации. В блоке НТК газ охлаждается до температуры минус 80 С за счет холода обратных потоков газа, пропаном с холодильного цикла и за счет расширения газа в турбодетандере Х-101. При этой температуре углеводороды C_{3+} выше конденсируются. Конденсат направляется на разделение в ректификационные колонны М-116 и М-117. Из деметанизатора М-116 с верха уходит сухой отбензиненный газ на прием дожимных компрессоров С-103, где дожимается до давления 5,5 МПа и подается в магистральный газопровод. Нижний продукт из деметанизатора М-116 подается в деэтанализатор М-117, с низа которой получается широкая фракция углеводородов, которая

ПНГ, поступающий с промышленных установок сепарации нефти Самотлорского и Варьеганского месторождений с давлением 0,03--0,12 МПа и температурой минус 5...минус 15, очищается от содержащихся в нем мехпримесей, конденсата, влаги в узле входных сепараторов. Газ из сепараторов направляется на компримирование, выделившаяся вода — в канализацию, углеводородный конденсат откачивается в нефтепровод. Схемой предусмотрена стабилизация углеводородного конденсата на УПГ-1, где происходив подогрев конденсата до 50-60 С и его дополнительное разгазирование и окончательное отделение от воды с помощью специально смонтированного монжуса. Разгазированный и обезвоженный конденсат с упругостью паров 500 мм

На блоке компримирования нефтяного попутного газа происходит последовательное сжатие нефтяного попутного газа, поступающего с узла входных сепараторов, в три ступени: до 0,417 МПа, 1,3-1,33 МПа и 5,87 МПа. Для охлаждения газа нагнетания, выходящего из компрессоров с температурой 127-151 С, после каждого компрессора предусмотрены аппараты воздушного охлаждения, где температура газа снижается до 40 С. Газожидкостный поток после аппаратов воздушного охлаждения направляется в сепараторы для отделения от газа углеводородного конденсата и воды. Затем газ направляется на блок осушки, а конденсат — в сборник-сепаратор конденсата и далее насосами откачивается в нефтепровод.

Осушка и очистка от сернистых соединений (сероводород, меркаптанов нефтяного попутного газа согласно технологическому регламенту осуществляются на слое синтетических цеолитов. Блок осушки состоит из шести параллельно обвязанных адсорберов, четыре из которых находятся в стадии адсорбции, один — в стадии регенерации, один — в стадии охлаждения.

Продолжительность адсорбции — 8-12 часов, регенерации и охлаждения по 2-3 часа. Для регенерации адсорбента используется часть осушенного и очищенного газа, который поступает сначала в адсорбер, находящийся в стадии охлаждения, а затем, после нагрева в печи газ с температурой не более 270 С направляется в адсорбер, находящийся в стадии регенерации. Для охлаждения и регенерации используется часть потока осушенного газа. Отработанный газ регенерации охлаждается, сепарируется, дожимается газодувкой до требуемого давления и направляется в основной газовый поток, поступающий на

Нефтегорский ГПЗ

- Расположен в Урало-Поволжье, г. Нефтегорск Куйбышевской области, входит в состав ОАО «НК «Роснефть». Основное назначение завода — переработка ПНГ от предприятий ОАО «НК «Роснефть» («Самаранефтегаз » и « Оренбургнефть »). Завод введен в эксплуатацию в 1967 году.

Генпроектировщик — институт
«Гипростокнефть».

Завод запроектирован по схеме НТК с аммиачной холодильной установкой (две изотермы кипения: минус 10 С и минус 25 С). Проектная мощность завода по газу — 700 млн м³ /год.

На завод в качестве сырья поступает попутный нефтяной газ I, II и III ступеней сепарации нефти с давлением 0,15 и 0,45 МПа от ОАО «Самаранефтегаз» и ОАО «Оренбургнефть» с потенциальным содержанием $C_{3+\text{выше}}$ 763 г/м³. Товарной продукцией завода являются СОГ, этановая

В состав основных технологических установок Нефтегорского ГПЗ входят:

- установки очистки газа от сероводорода и диоксида углерода раствором моноэтаноламина (МЭА);
- установка получения серы методом Клауса;
- установка осушки и НТК;
- аммиачная холодильная установка;
- газокомпрессорный участок с сепараторным отделением;
- установка деэтанзации бензина.



Проектная блок-схема
Нефтегорского ГПЗ

Отрадененский ГПЗ

- Отрадененский ГПЗ расположен в г. Отрадном Куйбышевской области. Построен по проекту института «Гипровостокнефть», г. Куйбышев, и введен в эксплуатацию в 1962 году. Проектная мощность Отрадененского ГПЗ по нефтяному газу составляла 1100 млн нм³/год.

Продукцией Отрадненского
ГПЗ являются:

- сухой отбензиненный газ
(СОГ);
- сжиженный углеводородный
газ (СУГ);
- этановая фракция;
- бензин газовый стабильный
(БГС);
- сера техническая газовая.

| Компоненты | Содержание , в % мас. |
|---|--------------------------|
| Сероводород | 0,350 |
| Азот + кислород | 6,62 |
| Углекислый газ | 1,36 |
| Метан | 27,39 |
| Этан | 28,67 |
| Пропан | 24,43 |
| Изобутан | 2,53 |
| Нормальный бутан | 5,83 |
| Пентан + выше | 2,76 |
| Содержание C ₃ + выше, г/м ³ | 430 |

В состав Отраденского ГПЗ входят следующие основные технологические объекты:

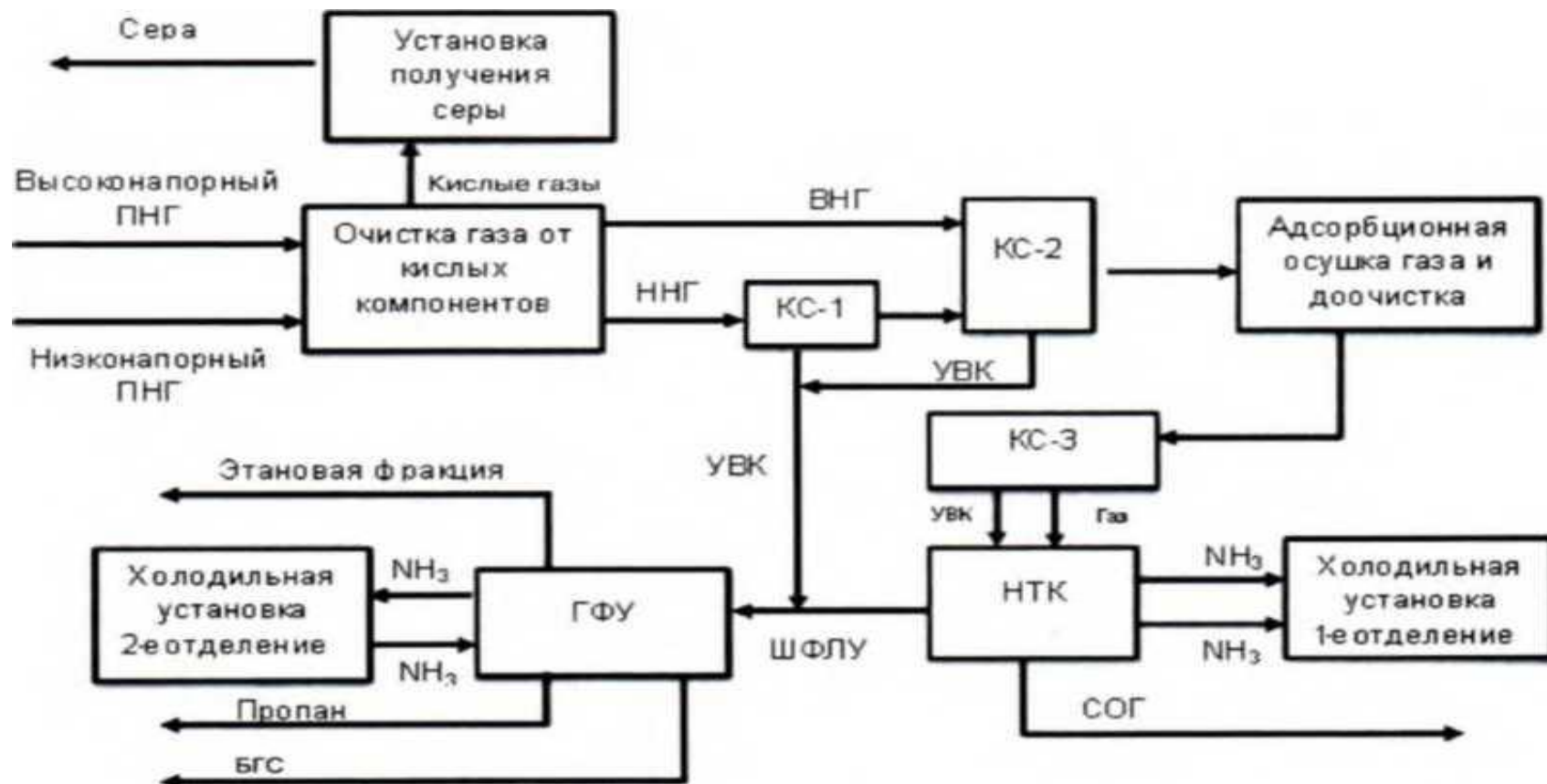
- газомерный пункт (ГЗП);
- газораспределительный пункт (ГРП);
- установка очистки газа от сероводорода и диоксида углерода с давлением газа $1,5 \text{ кгс/см}^2$;
- установка очистки от сероводорода и диоксида углерода с давлением газа $4,0 \text{ кгс/см}^2$;
- установка получения серы;
- газокомпрессорный участок (ГКУ). На заводе используются газомоторные компрессоры типа ГМК;
- сепараторное отделение;
- установка адсорбционной осушки и очистки попутного нефтяного газа от сернистых соединений;
- узел НТК с аммиачной холодильной установкой, предназначенной для охлаждения газа до минус 5 С (НТК —5 С);
- установка предварительного охлаждения газа до минус 25 С и аммиачная холодильная установка (НТК —25 С);
- установка деэтанализации нестабильного бензина.

Из-за значительных потерь пропана и более тяжелых углеводородов с отбензиненным газом и этановой фракцией фактический коэффициент извлечения компонентов С., составляет - 77,2 %.

По проекту в состав завода входила установка по выделению из нефтяного газа гелия, но из-за нерентабельности установка была закрыта в 1992 году.

В качестве сырья на Отрадненском ГПЗ перерабатывается сернистый нефтяной газ I и II ступеней сепарации нефти, поставляемый с месторождений от ОАО «Самаранефтегаз», а также технологическая углеводородная смесь (ТУС) с Покровской группы месторождений от ОАО «Оренбургнефть», поступающая через Покровскую КС. Фактическое объемное содержание сероводорода в сырьевом газе составляло 0,2...0,4 %, диоксида углерода — 0,4...0,7 %, меркаптанов — до 200 мг/м³.

Основными технологическими установками завода являются установки подготовки и переработки газа. К установкам подготовки газа относятся установки очистки, осушки газа и получения серы, к установкам переработки — установки НТК, деэтанзации и ГФУ.



Блок-схема Отрадненского ГПЗ

На заводе в эксплуатации находятся две установки очистки от кислых компонентов — сероводорода и диоксида углерода, работающих при низком ($1,5 \text{ кгс/см}^2$) и высоком ($4,0 \text{ кгс/см}^2$) давлении. Процесс очистки от сероводорода и диоксида углерода основан на абсорбционном способе очистки. В качестве поглотителя используется водный раствор МЭА, который является достаточно эффективным абсорбентом для очистки газа, содержащего кислые компоненты в широком интервале концентраций.

В 1985-1986 гг. институтом «НИПИгазпереработка» было проведено обследование работы установок, в результате которого были и реализованы следующие технические решения:

- в связи с неудовлетворительным техническим состоянием десорберов установок сероочистки из-за высокого коррозионного износа два аппарата были заменены на один десорбер, что позволило значительно снизить металлоемкость и энергопотребление установок;

- внедрен процесс «ГАЗАМИН»,

Перевод действующих установок сероочистки на технологию «ГАЗАМИН» не требовал изменения технологической схемы, конструкции и материального исполнения аппаратов и при минимальных затратах позволил:

- сократить энергозатраты на 15-20 % (тепловые и электрические);

- повысить производительность установки по очищаемому газу на 20-25 %;

- значительно снизить скорость коррозии (скорость коррозии не более 0,1 мм в год);

- сократить эксплуатационные затраты, в том числе на ремонт оборудования.

Кислые газы с установок аминовой очистки утилизируются на установке получения серы. Установка предназначена для получения элементарной серы из кислого газа, полученного при очистке нефтяного газа от сероводорода и диоксида углерода.

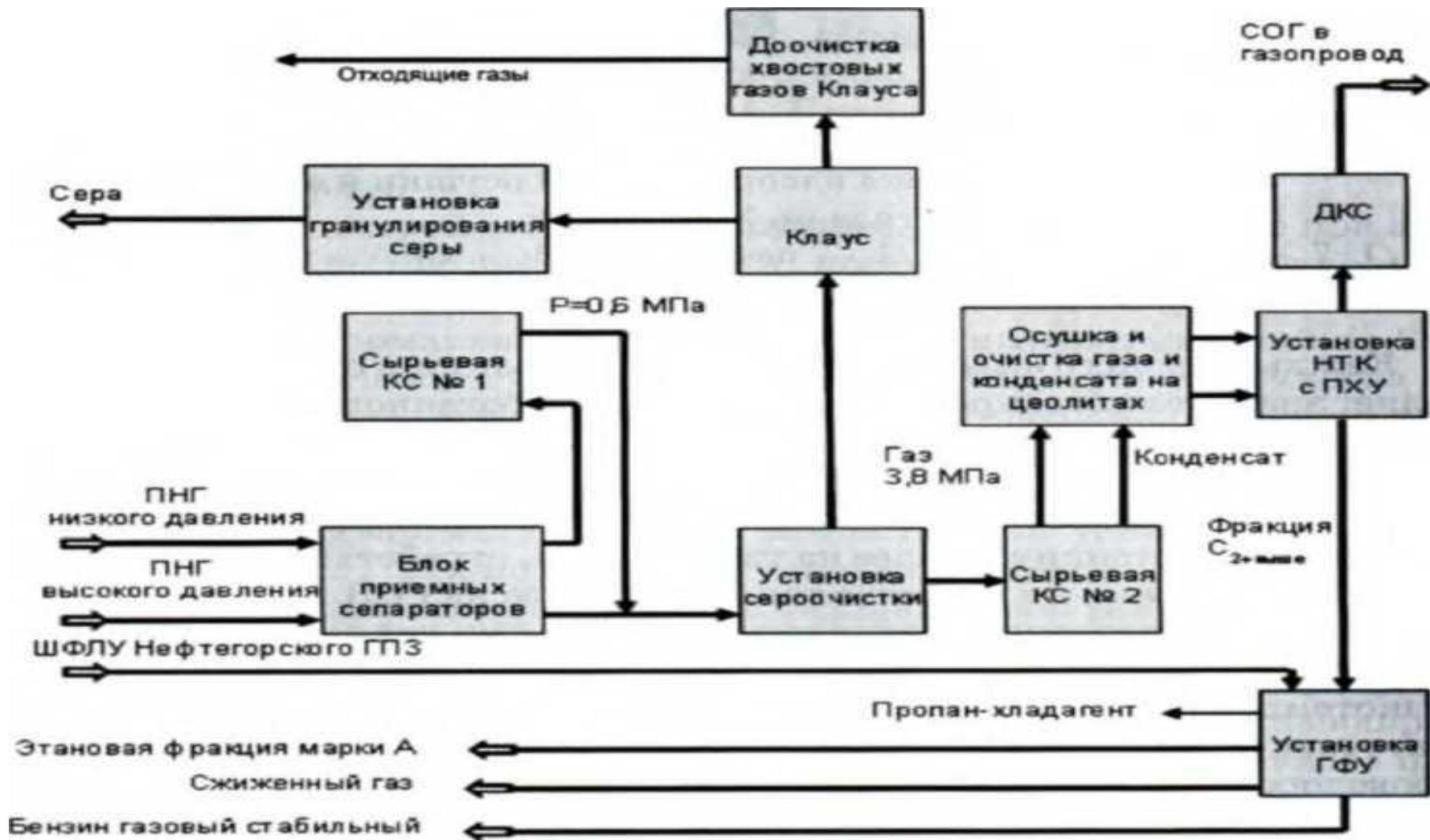
Получение серы запроектировано по схеме термокаталитической конверсии с одной термической и двумя каталитическими ступенями (в настоящий момент в работу включена только одна каталитическая ступень). В качестве катализатора используется активная окись алюминия. Проектная степень извлечения серы — 93 %.

На заводе имеются две установки осушки газа, одна в составе цеха по подготовке газа (УПГ), вторая — в составе цеха переработки газа (УПрГ).

Технологией подготовки газа к переработке предусмотрена установка очистки газа от сероводорода при давлении 1,5 и 4 кгс/см², компримирование в три ступени до давления 30 кгс/см², охлаждение и сепарация. Углеводородный газ после третьей ступени компримирования поступает на установку адсорбционной осушки газа, где осушается и далее через НТК минус 5 С поступает на установку осушки и очистки газа от остаточного содержания сероводорода.

Осушенный и очищенный газ направляется на НТК минус 25 С. Продуктом установки переработки газа является отбензиненный газ.

В 2000-х годах на Отрадненском ГПЗ возникла серьезная проблема со сбытом сухого отбензиненного газа, который не соответствовал требованиям по содержанию сернистых соединений и влаги. Причиной этому явилось появление в исходном газе, поступающем на завод, меркаптанов в количестве 0,08...0,24 г/м³. Было принято решение о проведении реконструкции существующих установок завода осушки в два этапа.



Блок-схема нового завода

Шкаповский ГПЗ

- Расположен в Урало-Поволжье, г. Приютово, Башкортостан. Шкаповский ГПЗ перерабатывает ПНГ Шкаповского и других месторождений юго-западной части Башкирии и осуществляет переработку ШФЛУ с других ГПЗ. Проектная мощность завода по ПНГ — 937 млн м³/год. Мощность ГФУ составляет 253 тыс. т/год по ШФЛУ. Содержание целевых углеводородов C_{3+выше} в сырье по проекту составляет - 350 г/м³. Проектная степень извлечения целевых продуктов — 89,95 %.

Завод введен в эксплуатацию по
установкам:

КС и осушка I блока — 1959 г.;

МАУ (маслоабсорбционная установка) и ГФУ
— 1960 г.;

КС II блока — 1963 г.;

сероочистка — 1982 г.

Генеральный проектировщик — институт
«УКРГИПРОгаз», г. Киев. Генеральный

подрядчик строительства — трест

«Шкаповнефтьстрой», г. Белебей.

До 3-го кв. 2013 г. входил в состав ОАО «АНК «Башнефть», позже передан в
состав ОАО «Объединенная нефтехимическая компания».

Осенью 2012 г. на предприятии проведена расконсервация и пусконаладка
газофракционирующих установок, обеспечена их загрузка сырьем (ШФЛУ).

Продукцией Шкаповского ГПЗ являются:

- сухой отбензиненный газ;
- широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ) для дальнейшей ее переработки с целью получения сжиженных углеводородных газов и бензина газового стабильного.

Шкаповский ГПЗ запроектирован по схеме МАУ с дальнейшей переработкой ШФЛУ на ГФУ в индивидуальные углеводороды (пропан, изобутан, бутан) и БГС (бензин газовый стабильный).

Проектный состав перерабатываемого нефтяного газа

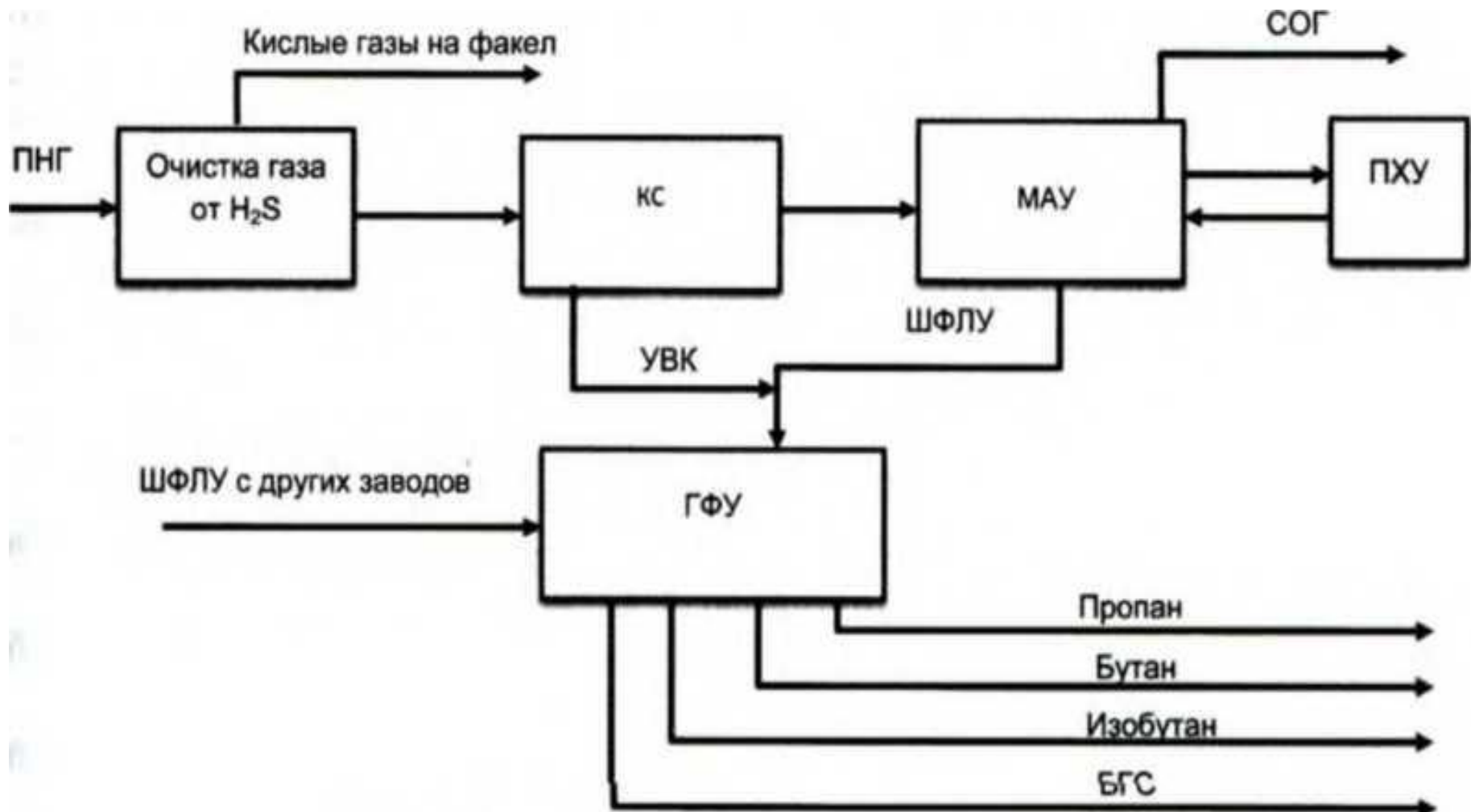
| Компоненты | Содержание, % мае. |
|------------------|-----------------------|
| Азот + кислород | 17,6 |
| Метан | 22,4 |
| Этан | 25,0 |
| Пропан | 24,2 |
| Изобутан | 3,6 |
| Нормальный бутан | 6,1 |
| Пентан + выше | 1,1 |

В настоящее время мощность установки по переработке попутного нефтяного газа составляет 84 млн м³/год, фактически перерабатывается в среднем 65,2 млн м³/год. Мощность газофракционирующей установки (ГФУ) составляет 168 тыс. тонн в год ШФЛУ, перерабатывается в среднем 69 тыс. т/год (в том числе 52 тыс. т/год привозной ШФЛУ). Реальная степень извлечения углеводородов C₃⁺_{выше} из ПНГ в настоящее время составляет 59 %.

Продукцией завода являются:

-на маслоабсорбционной установке (МАУ) — СОГ, ШФЛУ из ПНГ:

-на ГФУ — смесь пропана и бутана техн. (СПБТ); фракции изобутановая и н-бутана; бензин газовый стабильный (БГС), вырабатываемый из легкого



Блок-схема Шкаповского
ГПЗ

Очистка газа от кислых КОМПОНЕНТОВ

Нефтяные и природные газы могут содержать следующие так называемые кислые компоненты:

CO_2 - диоксид углерода,

H_2S - сероводород,

COS - сёрооксид углерода,

CS_2 - сульфид углерода,

CH_3SH и $\text{C}_2\text{H}_5\text{SH}$ -метил- и
этилмеркаптаны.

Необходимость очистки газа от этих компонентов объясняется следующими причинами.

1) H_2S с парами воды образует слабую кислоту, которая вызывает коррозию в присутствии кислорода или диоксида углерода.

2) Сернистые соединения являются ядами большинства катализаторов, которые могут применяться при дальнейшей химической переработке газа.

3) При сжигании газа сера окисляется до диоксида серы SO_2 и попадает в атмосферу.

4) С увеличением содержания CO_2 в газе снижается его теплота сгорания.

Стадия очистки газа от кислых компонентов может быть и не предусмотрена при переработке газа, если содержание указанных компонентов не превышает допустимых значений. В некоторых случаях стадию очистки совмещают с осушкой газа, так как для первого и второго процесса можно применять аналогичные адсорбенты.

В общем случае, существует два основных способа очистки нефтяных и природных газов от кислых компонентов - абсорбционный и адсорбционный

Абсорбционный метод применяется при больших объёмах переработки газа, при большом содержании H_2S и CO_2 и при высоком давлении. Чем выше давление и чем ниже температура, тем процесс абсорбции протекает эффективнее, и наоборот.

Абсорбционный способ делится на три вида в зависимости от природы взаимодействия кислых компонентов с абсорбентом:

1) Химическая абсорбция (хемосорбция) - когда происходит химическое взаимодействие абсорбента с H_2S и CO_2 .

2) Физическая абсорбция - извлечение кислых компонентов за счёт их растворения в абсорбенте.

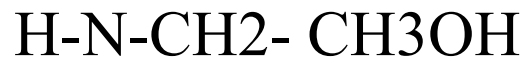
3) Комбинированная абсорбция — хемосорбция протекает одновременно с физической абсорбцией.

Адсорбционный метод основан на селективном извлечении кислых компонентов твёрдыми поглотителями — адсорбентами.



Хемосорбция — наиболее распространённый способ очистки. В качестве абсорбентов применяют амины:

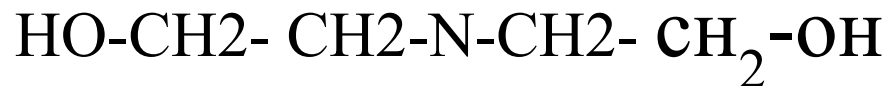
Моноэтаноламин (МЭА) Диэтаноламин (ДЭА) Триэтаноламин (ТЭА)
Метилдиэтаноламин (МДЭА)
Диизопропаноламин (ДИПА) Дигликоль амин (ДГА)



I

H

Моноэтаноламин (МЭА)



I

H

Диэтаноламин (ДЭА)



I



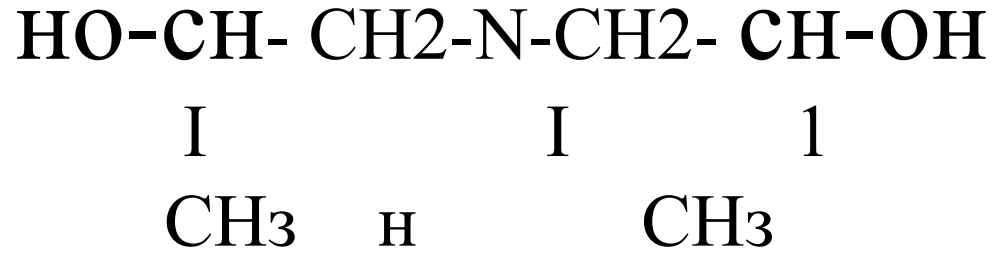
Триэтаноламин (ТЭА)



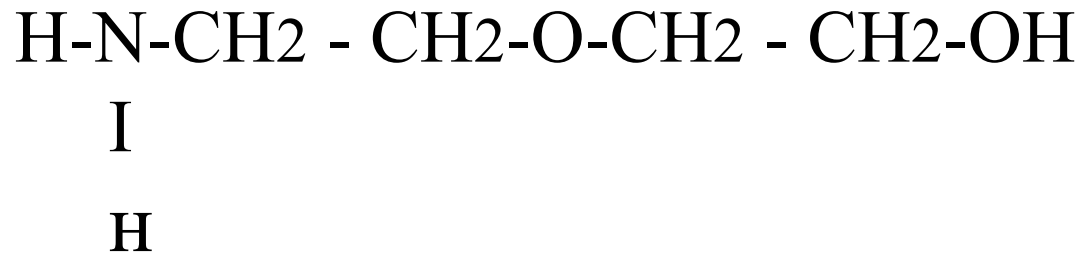
I



Метилдиэтаноламин (МДЭА)



Диизопропаноламин (ДИПА)



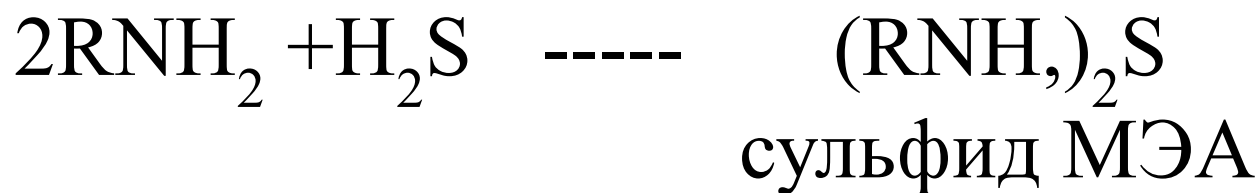
Дигликольамин (ДГА)

Кроме аминов, можно использовать растворы карбонатов калия или натрия. Чаще всего применяются растворы МЭА и ДЭА, которые хорошо извлекают из газов как H_2S , так и CO_2 . Степень очистки аминами достигает 99,9%. МТЭА и ТЭА извлекают из газов только сероводород.

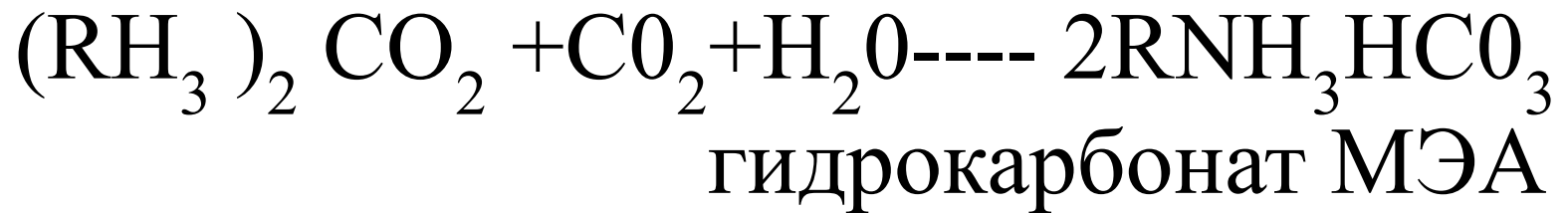
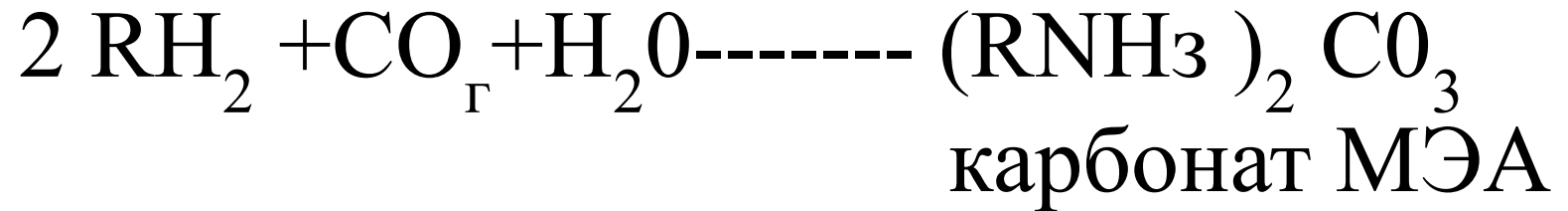
Моноэтаноламиновый процесс очистки является старейшим и наиболее распространённым способом. До конца 1950-х годов это был практически единственный способ очистки газов. Химизм процесса заключается во взаимодействии МЭА с H_2S и CO_2 и образованием химических соединений.

Представим формулу моноэтаноламина
НО-СН₂-СН₂-NH₂ как R-NH₂.

Взаимодействие МЭА с H₂S протекает по
схеме:



Реакции МЭА с CO₂:



Все реакции обратимы. При температуре 20...40°C и повышенном давлении равновесие реакций смещается вправо.

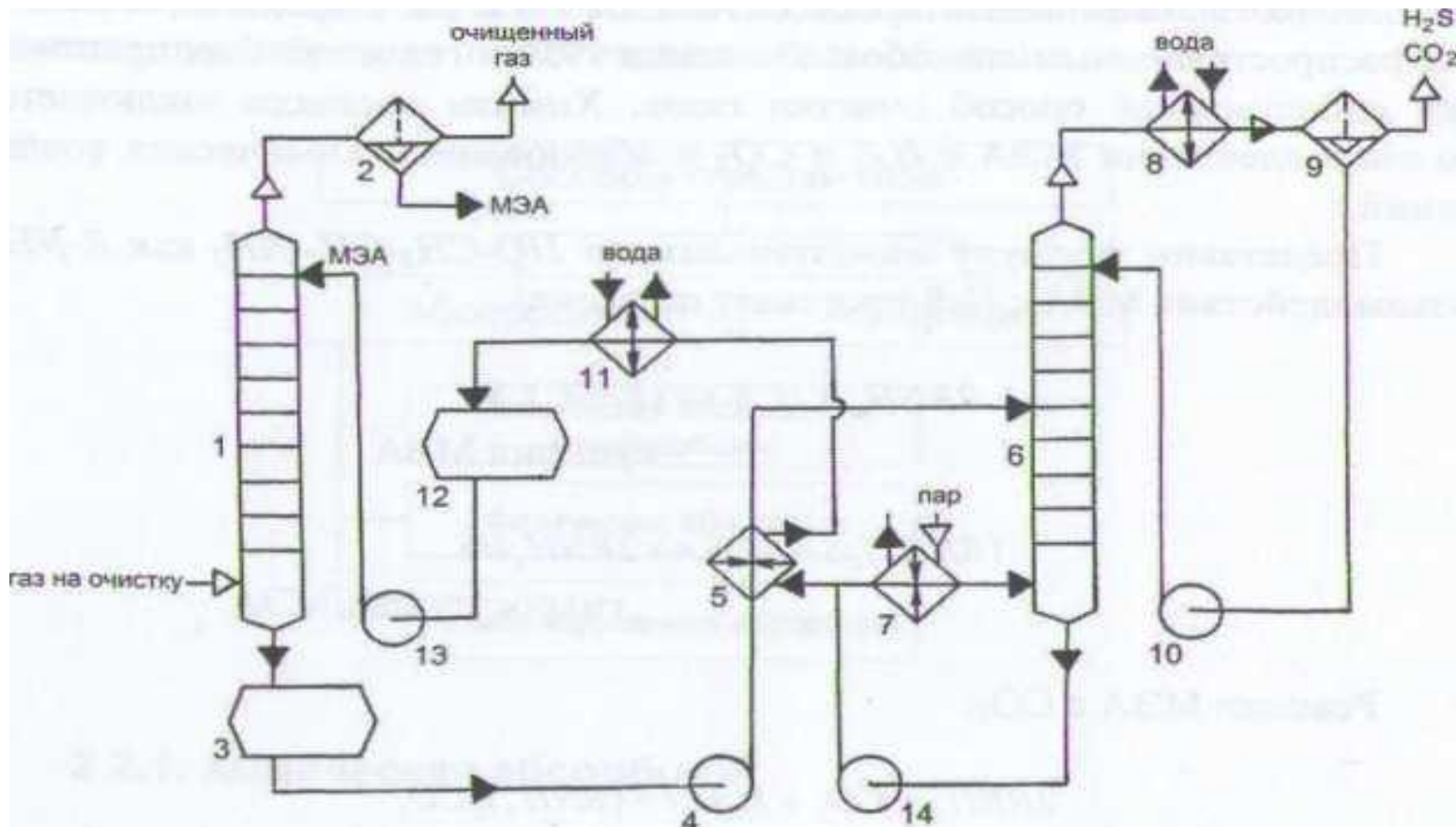
При температуре

115...130°C и давлении, близком к атмосферному, протекают обратные реакции разложения сульфидов, карбонатов, гидросульфидов и гидрокарбонатов, происходит регенерация МЭА и выделение кислых газов.

Преимуществом этого способа являются:

- низкая стоимость МЭА,
- высокая реакционная способность,
- стабильность МЭА и лёгкость регенерации,
- неограниченная растворимость МЭА в воде,
- компактность установки,
- высокая степень очистки газа,
- низкая растворимость углеводородов в МЭА,
- возможность применения способа при высоких давлениях газа (5 МПа и выше).

Технологическая схема установки очистки газа раствором МЭА



Неочищенный газ подаётся в низ абсорбера 1, где происходит контакт газа с раствором МЭА. Абсорбер имеет 16...30 тарелок. Очищенный газ выходит с верха абсорбера и поступает в сепаратор 2, где происходит отделение капель унесённого раствора МЭА.

Насыщенный сероводородом и диоксидом углерода раствор МЭА из нижней части абсорбера поступает в промежуточную ёмкость 3, откуда насосом 4 перекачивается через теплообменник 5 в отпарную колонну 6, в которой установлено 15.. .20 тарелок.

Температуры верха колонны 65...88°C, низа 115...130°C. Подвод тепла в низ колонны 6 осуществляется глухим водяным паром через кипятильник 7. Давление в колонне 6 около 0,15 МПа. Карбонаты, бикарбонаты, сульфиды и дисульфиды разлагаются в колонне 6 на моноэтаноламин, сероводород и диоксид углерода.

Выходящая с верха отпарной колонны смесь газов и паров охлаждается в холодильнике 8. Водяной пар конденсируется и из сепаратора 9 его как орошение подают на верхнюю тарелку колонны 6 насосом 10.

Газы из сепаратора 9 поступают на производство газовой серы или на сжигание. Регенерированный раствор МЭА насосом 14 с низа колонны 6 проходит последовательно через теплообменник 5, водяной холодильник 11 и поступает в ёмкость 12, откуда насосом 13 подаётся на орошение абсорбера.

На установке обычно применяют 10... 15% раствор МЭА, так как при использовании высококонцентрированных растворов возрастают потери абсорбента.

К недостаткам этого способа очистки газа можно отнести:

- образование трудноразлагаемых соединений МЭА с ЦЩ и COS;
- необратимое образование химических соединений МЭА с сероводородом с образованием тиосульфитов в присутствии кислорода;
- большой расход водяного пара в кипятильнике 7;
- потери МЭА от испарения;
- низкая эффективность по меркаптанам;
- склонность к пенообразованию в присутствии жидких углеводородов, ингибиторов коррозии и механических примесей.

Вспенивание растворов аминов - одна из серьёзных проблем при эксплуатации установок очистки газа. Вспенивание приводит к нарушению режима работы установки, ухудшению качества очищенного газа, увеличению потерь аминов в результате уноса с газом. Вспенивание возникает, как правило, в абсорберах и может переноситься в десорбер. Для предотвращения вспенивания необходим вывод примесей из системы путём непрерывной фильтрации раствора амина, а также применение антипенных добавок.

Диэтаноламин применяется для очистки газов, содержащих CS_2 и CO_2 , так как не образует с ними труднорастворимых соединений. Температура кипения ДЭА выше, чем у МЭА, поэтому процесс очистки можно проводить при более высоких температурах. Кроме этого, ДЭА регенерируется легче и глубже благодаря меньшей прочности образующихся при хемосорбции соединений и обладает меньшей склонностью к вспениванию. Так как ДЭА имеет более низкое парциальное давление насыщенных паров, то потери его с кислым газом при испарении в десорбере будут меньше.

- более высокая стоимость;
- меньшая реакционная и поглотительная способность, чем у МЭА;
- меньшая термическая стабильность.

Одна из крупнейших установок очистки газа 25...35%-ным водным раствором ДЭА расположена в США. Мощность её 2,7 млрд м³/год по исходному газу, содержащему 19% H₂S.

Дигликольамин применяется в виде 60...75%-го водного раствора для очистки газа от H_2S , CO_2 , COS , CS_2 и меркаптанов. Процесс известен под названием «Эконамин». Недостатком ДГА является его высокая стоимость и сравнительно большие потери при эксплуатации.

На Оренбургском ГПЗ успешно применяется процесс очистки смесью метилдиэтанолamina с диэтанолamiном при содержании ДЭА в смеси 30...50%. Применение смешанного абсорбента позволяет в 1,5...2 раза

снизить удельное орошение по сравнению с чистым ДЭА, что значительно улучшает технико-экономические показатели процесса.

Диизопропаноламин применяется в виде 40%-го водного раствора и обеспечивает тонкую очистку газа от H_2S и CO_2 при низкой растворимости в нём углеводородов. ДИПА легко регенерируется, потери его при регенерации вдвое ниже, чем у МЭА, он не корродирует оборудование. Недостатком ДИПА является его высокая стоимость, тем не менее за рубежом этот способ широко применяется.

По очистке аминами можно сделать следующие выводы.

Достоинства процесса:

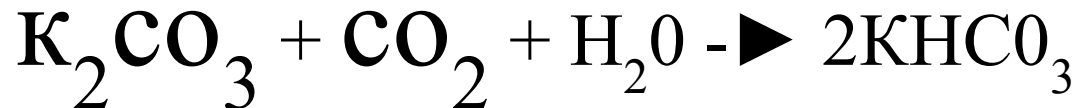
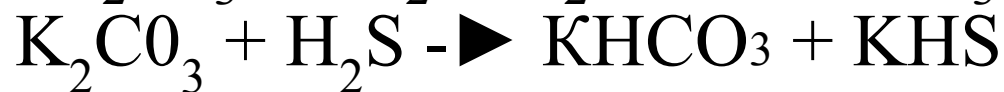
- достигается глубокая очистка газа от H_2S и CO_2 при любой их концентрации и любом давлении;
- растворимость углеводородов в абсорбенте незначительна;
- оборудование установки простое и надёжное.

Недостатки аминной очистки:

- нельзя очистить газ от RSH , COS и CS_2 ;
- высокая кратность циркуляции абсорбента и большие теплоэнергозатраты;
- повышенная коррозионная активность, особенно при увеличении насыщения абсорбента сероводородом, поэтому поглотительная способность аминов лимитируется предельно допустимой степенью их насыщения кислыми компонентами.

Очистка газов растворами солей щелочных металлов основана на хемосорбционной активности водных растворов карбонатов натрия и калия по отношению к основным серосодержащим соединениям газа (кроме меркаптанов). Процесс совершенствуют путем добавок к поглотителю различных активирующих добавок, повышающих его поглотительную способность и снижающих его коррозионную активность и пенообразование.

При контакте этих растворов с сернистыми соединениями газа образуются соединения, легко разлагающиеся при последующей регенерации:



Принципиальная технологическая схема этих процессов аналогична схеме очистки аминами, но несколько отличается режимными показателями (температура абсорбции 90... 120°C).

Наиболее распространен поташпроцесс, где в качестве поглотителя используют 25...35%-й раствор K_2CO_3 , очищающий газ от H_2S , CO_2 , COS и CS_2 . Хемосорбция проводится при температуре 110...115°C и давлении

2...8 МПа. Регенерацию насыщенного раствора осуществляют практически при тех же температурах (115...120°C), но при пониженном давлении, близком к атмосферному (или даже под вакуумом).

Процесс очистки горячим поташом применяют для газов с высоким содержанием CO_2 и общей концентрацией кислых газов выше 5.. .8%.

К недостаткам процесса можно отнести: трудность удаления меркаптанов, коррозию оборудования и необходимость иметь низкое соотношение количеств сероводорода и диоксида углерода в исходном газе.