**Содержание**

Введение

1. Общая характеристика технологического процесса

1.1 Установка очистки газа от сераорганических соединений и осушки У-370

1.1.1 Блок смешения и сепарации У-371

1.1.2 Блок очистки У-372

1.1.3 Блок осушки и отбензинивания газа У-374

1.1.4 Блок подсобных средств У-379

2. Статистический анализ точности и стабильности процесса

2.1 Сбор экспериментальных данных

2.2 Определение точечных оценок закона распределения результатов наблюдений

2.3 Исключение результатов с грубыми погрешностями

2.4 Построение гистограммы

2.5 Определение коэффициента точности

2.6 Определение коэффициента настроенности

2.7 Определение фактического коэффициента настроенности

2.8 Определение допустимого коэффициента точности

2.9 Определение коэффициента запаса точности

2.10 Определение коэффициента стабильности

3. Применение инструментов контроля качества

Заключение

Список использованных источников.

Приложение А – Графическое представление результатов наблюдений

Приложение Б – Представление факторов влияющих на технологический процесс

Приложение В – Графическое представление факторов, влияющих на технологический процесс( причинно-следственная диаграмма)

**Введение**

Важнейшим источником роста эффективности производства является постоянное повышение технического уровня и качества выпускаемой продукции. Для технических систем характерна жесткая функциональная интеграция всех элементов, поэтому в них нет второстепенных элементов, которые могут быть некачественно спроектированы и изготовлены. Таким образом, современный уровень развития научно- технического прогресса значительно ужесточил требования к техническому уровню и качеству изделий в целом и их отдельных элементов. Системный подход позволяет объективно выбирать масштабы и направления управления качеством, виды продукции, формы и методы производства, обеспечивающие наибольший эффект усилий и средств, затраченных на повышение качества продукции. Системный подход к улучшению качества выпускаемой продукции позволяет заложить научные основы промышленных предприятий, объединений, планирующих органов.

В отраслях промышленности статистические методы применяются для проведения анализа качества продукции и процесса. Анализом качества является анализ, посредством которого с помощью данных и статистических методов определяется отношение между точными и замененными качественными характеристиками. Анализом процесса является анализ, позволяющий уяснить связь между причинными факторами и такими результатами, как качество, стоимость, производительность и т.д. Контроль процесса предусматривает выявление причинных факторов, влияющих на бесперебойное функционирование производственного процесса. Качество, стоимость и производительность являются результатами процесса контроля. Статистические методы контроля качества продукции в настоящее время приобретают все большее признание и распространение в промышленности.

Научные методы статистического контроля качества продукции используются в следующих отраслях: в машиностроении, в легкой промышленности, в области коммунальных услуг. Основной задачей статистических методов контроля является обеспечение производства пригодной к употреблению продукции и оказание полезных услуг с наименьшими затратами.

Статистические методы контроля качества продукции дают значительные результаты по следующим показателям:

. повышение качества закупаемого сырья;

. экономия сырья и рабочей силы;

. повышение качества производимой продукции;

. снижение затрат на проведение контроля;

. снижение количества брака;

. улучшение взаимосвязи между производством и потребителем;

. облегчение перехода производства с одного вида продукции на другой.

Главная задача – не просто увеличить качество продукции, а увеличить количество такой продукции, которая была бы пригодной к употреблению.

В данной курсовой работе анализируется состояние технологического процесса очистки сырого газа от сероводорода. Для того чтобы проанализировать состояние производства товарного газа и качество выпускаемой продукции необходимо использовать статистический анализ точности и стабильности. Применение инструментов контроля качества позволяет решить основную задачу статистических методов – обеспечение производства пригодной к употреблению продукции и оказание полезных услуг с наименьшими затратами.

Цели курсовой работы:

* с помощью статистического анализа точности и стабильности определить дефекты по ходу процесса производства товарного газа;
* с помощью инструментов контроля качества разработать мероприятия по улучшению качества данного процесса.

**1 Общая характеристика технологического процесса**

Установи 1,2,3У370 предназначены для сепарации, очистки сырого газа от сероводорода и углекислоты, его осушки, очистки от сероорганических соединений и отбензинивания газа.

По проекту расчетный фонд рабочего времени составляет 8000 часов в год. Все технологические процессы производства непрерывны и автоматизированы. Проектом предусмотрено увеличение мощности по переработке газа на 15% от номинальной,

Процесс осушки и очистки газа включает следующие технологические установки и вспомогательные объекты:

1. Узел сепарации 4У371 предназначен для сепарации сырьевого газа Карачаганакского НГКМ, поступающего на установки сероочистки (1,2,3У-370) 3 очереди завода, от тяжелых углеводородов, механических примесей и ингибиторов.

Узел сепарации состоит из четырех технологических линий, мощность каждой из которых составляет 2,5млрд. нм3 в год. Суммарная производительность установки в номинальном режиме 7,5 млрд. нм3 /год (3 сепаратора в работе, один в резерве), в максимальном режиме - 10 млрд. нм3 в год.

2. Замерный пункт сырого газа (установка У-15/368 ) предназначен для приема сырого газаОренбургского НГКМ с промыслов и,который направляется с У15 на установки сероочистки 1, 2 очередей, с У368 на установки 3 очереди. Замерный пункт предназначен для регистрации входных параметров газа (температура, давление, расход).

3. Три установки механической сепарации, очистки, осушки и отбензиневания природного газа (уст. У370 ) производительностью по 5 млрд.нм3 в год каждая. В связи с использованием одной полулинии на 2У 370 или 3У 370 производительностью 2,5 млрд.нм3/ год для очистки газов регенерации цеолитов ОГПЗ и ОГЗ, общая производительность по сырому газу по установкам 1,2,3У370 составляет 12.5 млрд.нм3/год.

У-370 состоит из:

- отделения смешивания и сепарации газа, где производится удаление механических примесей и капельной жидкости (У-371);

- отделения очистки газа от Н2S и СО2 водным раствором диэтаноламина (ДЭА) или водным раствором метилдиэтаноламина или их смесью (ДЭА, МДЭА) или абсорбентом “Новамин”, дегазации и хранения раствора аминов (У-372). Метилдиэтаноламин (МДЭА) и “Новамин” по своим свойствам близок к ДЭА и не требует дополнительных мероприятий по безопасности ведения технологического процесса и обезвреживания вредных веществ, включая коррозийную стойкость оборудования, которое существует на заводе согласно технологического регламента на промышленный процесс ДЭА - очистки, поэтому в дальнейшем описание процесса идет как для ДЭА -очистки.

- отделение осушки газа водным раствором моноэтиленгликоля (МЭГ), очистки газа от сероорганических соединений и отбензинивания газа методом низкотемпературной масляной абсорбции (У-374).

**1.1 Установка очистки газа от сероорганических соединений и осушки У-370**

Очистка и осушка газа производятся на трех идентичных установках 1,2,3У370 проектной производительностью на номинальном режиме работы установки 5 млрд нм3/ год каждая. В связи с использованием одной полулинии 2У 370 или 3У 370 производительностью 2,5 млрд.нм3/год для очистки газов регенерации цеолитов ГПЗ и ГЗ, общая производительность по сырому газу по установкам 1,2,3У 370 составляет 12,5 млрд.нм3/год из них не менее 2,5 млрд.нм3/год сырья Карачаганакского НГКМ.

Технологическая схема и аппаратное оформление этих установок одинаковое, кроме незначительных отличий, отраженных в описании.
В состав каждой установки входит:

-блок смешения и сепарации сырого газа - У371;

-блок очистки газа от сероводорода и регенерации раствора ДЭА, МДЭА, смеси ДЭА и МДЭА или «Новамина» - У372;

-блок осушки, отбензинивания и очистки газа от меркаптанов, регенерация гликоля и абсорбента - У-374;

-блок подсобных средств - У-379.

**1.1.1 Блок смешения и сепарации У-371**

Назначение блока:

* смешивать в заданных пропорциях газ № 1 и газ № 2, и рекомпремированный на У-331 газ стабилизации конденсата;
* улавливать твердые частицы и капельную жидкость, которые могут присутствовать в газе, так как наличие твердых частиц и углеводородного конденсата приводит к вспениванию раствора аминов.

Сырой газ № 1 и № 2 подаются на установку с замерного пункта с температурой минус 20+400С с давлением до 60 кгс/см 2. На входе на установку установлены отсекатели: на трубопроводе газа №1 360 RSV10(20,30); на трубопроводе газа №2 360RSV11(21,31); на трубопроводе газа стабилизации 360RSV12(22,32). Каждый отсекатель оснащен блокировкой по низкому давлению воздуха пневмопривода 360PALCo 10(20,30); 360PALCo 11(21,31) и 360PALCo 12(22,32), соответственно при срабатывании которых (4,0 кгс/см2) отсекатели закрываются.

После смешения природный газ направляется во входной сепаратор 371В-01. Соотношение расходов газа № 1 и № 2 поддерживается автоматически при помощи регулятора расхода поз. 371FRC-01 и пропорционального регулятора расхода поз.371FRC-02, воздействующих на клапаны поз. 371FCV-01 и 371FCV-02. Величины расходов регистрируются на щите в операторной приборами 371FRC-01 и 371FRC-02.

Газ стабилизации, подаваемый с установки У-331 по трубопроводу 6, подмешивается к общему потоку природного газа с регулированием расхода и давления. Расход газа стабилизации поддерживается регулятором поз. 371FRC03, воздействующим на клапан поз. 371FCV03. Регулирование давления осуществляется прибором поз.331PRC-13, воздействующим на тот же клапан. Контроль температуры приходящих потоков осуществляется приборами поз. 371 ТI 101 - для газа № 1;371 ТI 102 - для газа № 2, 371 ТI 103 - для газа № 3

Регистрация давления газа № 1 осуществляется прибором поз. 371PR01, газа № 2 прибором поз.371 РR02. На газе №1 при превышении давления (свыше 64 кгс/см2) предусмотрена сигнализация поз.371PAH 01, на газе №2 (свыше 64 кгс/см2) поз.371PAH 02, соответственно.

Общий сырьевой газ после смешения в коллекторе поступает в сепаратор 371В01 двумя параллельными потоками. Предусмотрена подача масла абсорбции от клапана 374FCV05 в трубопровод сырого газа на входе в 371В01 для промывки газа.

Сепаратор выполнен в виде горизонтального баллона с отбойным устройством на выходе газа.

Очищенный от твердых частиц и конденсата сырьевой газ из сепаратора поступает на блок очистки У-372.

Углеводородный конденсат в случае накопления выводится на установку У-331 для дальнейшей переработки через клапан поз.371RCV-04. Управление клапаном осуществляется со щита операторной прибором поз. 371RIC-04. Контроль уровня производится по месту и в операторной приборами поз.371LI-01.

При снижении уровня в сепараторе до 20% на щите в операторной срабатывает блокировка поз.371LАLCo-02 c одновременной подачей сигнала на закрытие клапана поз.371RCV-04. Индикация расхода конденсата из сепаратора осуществляется прибором поз.371FI-04. При повышении уровня до 90 % срабатывает сигнализация 371LAH03. При понижении уровня до 45% срабатывает сигнализация поз.371LAL 01. При повышении перепада давления в 371 В01 более 0,5 кгс/см2 срабатывает сигнализация поз.371PdAH 04. Перепад контролируется прибором 371Pdi 05. При понижении давления в 371В01 до 40 кгс/см2 срабатывает блокировка 371PALCo 03, от сигнала которой закрываются все отсекатели по сырому, обессеренному и товарному газу.

Давление газа в блоке сепарации контролируется и регулируется прибором поз.372РIС01, клапан которого, поз.372PCV01, расположен на линии сброса сырого газана факел высокого давления. Задание на регуляторе 372РIС01 устанавливается до 60 кгс/ см2.

**1.1.2 Блок очистки У-372**

Назначение блока - очистка сырьевого газа от примесей Н2S, и СО2 и СОS.

Извлечение кислых компонентов производится промывкой газа циркулирующим 20-50 % водным раствором диэтаноламина (ДЭА) или 25-40% водным раствором метилдиэтаноламина (МДЭА) или их смесью суммарной концентрацией 25-40% или абсорбентом «Новамин» c последующей регенерацией.

Абсорбент «Новамин» имеет следующий состав (% масс.):

1. Смесь этаноламинов (ДЭА+МДЭА) – 25÷40;

2. Эфиры метилового спирта (ЭМС) - 5÷15;

3. Вода – остальное.

Возможный рабочий диапазон соотношений МДЭА и ДЭА в смеси, доли: 0,3÷0,7.

Оптимальная доля МДЭА, с точки зрения энергетики процесса, для раствора абсорбента «Новамин» неселективного действия составляет 0,3-0,7 и обусловлена следующими факторами:

- при увеличении доли МДЭА более 0,7 значительно возрастает содержание СО2 в очищенном газе (процесс селективной очистки);

- при доле МДЭА менее 0,3 возрастает расход пара на регенерацию абсорбента.

Сероводород и двуокись углерода, а также небольшое количество углеводородов (С3+) поглощаются раствором этаноламинов из газа благодаря физической растворимости и химическим реакциям при противоточном контакте.

Блок состоит:

- из двух идентичных и параллельно работающих полулиний очистки газа;

- из двух идентичных и параллельно работающих полулиний регенерации растворов амина.

Процесс очистки осуществляется непрерывно в двух абсорберах колонного типа, оснащенных двадцатью пятью ситчатыми тарелками.

Подаваемый с блока сепарации неочищенный сырьевой газ распределяется на два потока и после подогрева в теплообменниках 372 Е01 (Е11) до температуры не менее +200С за счет тепла регенерированного амина подается на очистку в нижнюю часть абсорбера 372С01 (С02). На входе газа в 372Е01,Е11 установлены отсекатели 372RSV 01,02. При снижении давления воздуха КИП к пневмоприводам отсекателей менее 4,0 кгс/см2 срабатывают блокировки поз.372PALCo22, 372PALCo23, соответственно, закрывающие отсекатели. При снижении температуры сырого газа, поступающего в абсорберы 372С01(372С02) до 200С срабатывает сигнализация поз.372TAL 07 (TAL 08).

Температура общего потока сырьевого газа контролируется прибором 372 ТR01.1.

Температура по полулиниям после теплообменников регистрируется приборами поз.372TR- 01.1 и 372TR-01.2.

Расход газа по полулиниям регистрируется приборами поз.372FR20 и FR21.

Подогрев газа может не производиться, если температура его достаточно высокая. В этом случае амин проходит по байпасу теплообменников 372Е01, Е11, на которых установлены заслонки с ручным управлением.

В абсорберах газ, проходя снизу вверх, контактирует с встречным потоком раствора амина, освобождается от кислых компонентов и выводится на блок осушки У-374 через отсекатели 372RSV03, 372RSV04, соответственно для I и II п/линий, оборудованными блокировками по низкому давлению питания воздухом 372PALCo 24 и 372PALCo 25 (4 кгс/см3), от срабатывания которых отсекатели закрываются.

Давление очищенного газа по полулиниям (до 60 кгс/см2) регулируется приборами 372PRC02, 372PRC03, которые управляют клапанами сброса на факел высокого давления 372 PCV02 (372PCV03).

Амин в абсорберы 372 С01(372С02) подается в две точки:

- на 15 тарелку с температурой 75 ÷90 0С

- на 25 тарелку с температурой 35 ÷ 50 0С.

Из емкости хранения амина 372Т01, на которой предусмотрена сигнализация низкого уровня поз. 372LAL 26 (29%), регенерированный амин подается подпорными насосами 372Р01А, В, С на охлаждение в аэрохолодильники 372А02. В холодильниках регенерированный амин охлаждается до температуры 75÷900С и поступает на прием насосов высокого давления 372Р02 А,В,С.

Давление на нагнетание насосов 372Р02АВС контролируется приборами поз.372Pi 10, 372Pi 28, 372Pi 29.

На установке 2У370 регенерированный амин дополнительно охлаждается в водяном холодильнике 372Е08А,В, установленном после 372А02.

На установках 1,3У370 регенерированный амин дополнительно охлаждается в аэрохолодильниках 372А04,А05, установленных параллельно 372А02 и водяном холодильнике 372Е08А,В установленном на выходе из 372А04,А05. При снижении давления на всасе насосов 372P02А,В,С до 3,5 кгс/см2 срабатывают блокировки низкого давления 372PALCо 07, 372PALCo08, 372PALCo09, соответственно, останавливающие насосы 372Р02А,В,С. При снижении давления на нагнетании насосов 372P01А,В,С до 5 кгс/см2 срабатывает блокировка поз.372PALS16 и пускается резервный насос. Отсекатели на нагнетании насосов 372P02А,В,С 372ROV13, 14, 21, 28 закрываются от срабатывания блокировок по низкому давлению воздуха КИП поз. 372PALCo43, 372PALCo 44, 372PALCo 47, 372PALCo 48 соответственно, при 4 кгс/см2. На насосе 372Р02С при срабатывании блокировки 372PAHS10 (60 кгс/см2)открываются отсекатели ROV13(14), если ключ выбора режима стоит в положении «авт». Контроль общей температуры амина после 372А02 производится прибором поз.372 ТI-116, а по секциям - приборами поз.372Ti140,141. Регулирование температуры осуществляется прибором поз.372TRC09, воздействующим на угол наклона лопастей вентилятора 372А02.С нагнетания насосов 372РО2 часть амина с температурой 75÷900С и расходом до 260 м3/ час подается на 15 тарелку абсорберов. Расход амина на 15 тарелку регулируется и регистрируется приборами поз.372FRC 01, 372FRC 02, клапаны которых 372FCV01, 02 установлены на линиях подачи амина. Другая часть охлаждается в аэрохолодильниках 372А03,А13, в теплообменниках 372Е01, Е11 (или проходит по их байпасам) и с температурой до 500С и расходом до 240 м3/ час подается на 25 тарелку. Расход амина на 25 тарелку абсорберов регулируется и регистрируется прибором поз.372FRC03, 372FRC04. Исполнительные механизмы - регулирующие клапаны 372FCV03, 04 расположены на линиях подачи амина. При низком расходе амина (150 м3/час) в абсорберы 372С01(С02) срабатывает сигнализация 372FAL 05 (06), а при расходе менее 100 м3/час в каждый абсорбер - срабатывает блокировка 372FALCo 05 (06), от действия которой останавливается насос 372Р02А(В) и закрываются отсекатели по сырому газу.

Температура амина на 25 тарелку абсорберов 372С01,С02 контролируется термометрами сопротивления поз. 372ТI-112, ТI-113 и регулируется изменением угла наклона лопастей вентиляторов 372А03, А13 приборами поз.372TiC03, 372TiC04. Температура амина после 372А03,13 контролируется приборами поз.372Ti130,131, а непосредственно по секциям поз.372Тi132÷139.

Стекая по тарелкам и насыщаясь Н2S и СО2, амин собирается в кубе колонны и выводится в емкость расширения 372 В01 общую для обоих полулиний.

Температура по высоте абсорберов 372 С01,02 контролируется приборами поз. 372 TI110,111,108,109. Температура насыщенного амина из абсорберов контролируется приборами поз.372TI104, 105.

Перепад давления по колонам 372С01,372С02 контролируется приборами поз.372PdR11, 372PdR12. При высоком перепаде (0,28 кгс/см2) срабатывает сигнализация поз.372PdAH11, 372PdAH12.

Регулирование уровня в абсорберах осуществляется приборами поз. 372LRC-01 и LRC-02, которые управляют клапанами:

* поз.372LCV-01B, LCV-01Д и LCV-02B, LCV-02 Д - в случае прохождения потоков через гидротурбины рекуперации 372TR02A и TR-02B;
* поз. 372LCV-01A, LCV-02A - если амин из абсорберов подается помимо турбины непосредственно в емкость расширения. Турбина 372TR 02 А (372TR02В) защищена от превышения скорости блокировкой 372SAHCo01(372SAHCo 02) (3070 об./мин), при низкой скорости срабатывает сигнализация 372SAL01(372SAL02)(2800об./мин).

Во избежание проскока газа при крайне низком уровне амина абсорберы 372С01, С02 оснащены:

* блокировкой низкого уровня 372LALCO -04 (LALCO-05)(15%), обеспечивающей закрытие отсекателей 372RSV05 (372RSV06) на выходе амина из куба абсорберов. Кроме того, отсекатели 372RSV05 (372RSV06) закрываются по блокировкам низкого давления воздуха КИП 372PALCo26 (372PALCo27) (4 кгс/см2);
* специальным поплавковым клапаном в кубе каждого абсорбера, который закрывает выход амина при низком уровне. При повышении уровня в абсорбере 372С01(372С02) до 97% срабатывает сигнализация поз.372LAH06 (372LAH07), при снижении уровня до 35% -поз.372LAL 08(09). Для предотвращения возможного вспенивания раствора амина предусмотрена подача антивспенивателя. Из бака 372В05 раствор подается дозирующим насосом 372Р04 на прием насосов 372Р01 А,В,С. В случае интенсивного вспенивания раствора амина на прием насосов 372Р02А,В,С предусмотрена увеличенная подача антивспенивателя центробежным насосом 372Р05.

Емкость расширения (экспанзер) 372В01 работает под давлением 7 кгс/см2 и служит для частичной дегазации насыщенного раствора амина. Газы расширения, состоящие из легких углеводородов и кислых газов, проходят колонну 372С05, очищаются амином от кислых компонентов и выводятся в топливную сеть завода или в коллектор низконапорных газов и, далее, к компрессорам У331А.

Колонна 372С05 оснащена 10 клапанными тарелками и расположена на емкости расширения 372В01.

Амин подается на 10 тарелку после теплообменника 372Е01 и Е11 с температурой до 500С. Регулирование расхода до 50 т / час, осуществляется приборами поз.372 FIC07 и FIC08, управляющими клапанами 372 FCV07 и 372FCV08.

Давление в колонне и емкости расширения поддерживается прибором 372PRC04, который управляет клапаном 372PCV04 на линии сброса газа в топливную сеть. Газы расширения из 372В01 можно сбрасывать на факел низкого давления через отсекатель 372RSV20 при пуске установки или повышенном давлении. Расход газа регистрируется прибором поз.372FR09. Температура газа контролируется прибором поз. 372ТI 107.

При повышении давления в 372В01 до 12 кгс/см2 срабатывает сигнализация поз.372РАН21.

На случай повышения давления в результате проскока газа из абсорберов емкость дегазации защищена разрывной мембраной RD02, рассчитанной на 20 кгс/см2 со сбросом газа на факел высокого давления.

Газ регенерации цеолитов в количестве до 250000 тыс.м3/ час подается по отдельному коллектору на вход теплообменника 372Е11 установки 2У370 или 3У370 с давлением Р=39 ати и температурой до 450С. На границе установки на трубопроводе газа регенерации установлен отсекатель 360RSV27 (360RSV37), который закрывается от блокировки по низкому уровню в 372С02 (372LALCo05). Непосредственно перед 372Е11 на трубопроводе газов регенерации установлен шаровой кран.

Трубопровод входа сырого газа в 372Е11 при переработке газа регенерации цеолитов отглушается реверсивной заглушкой на отсекателе 372RSV02. После очистки от кислых компонентов в абсорбере 372С02 газ регенерации выводится на блок осушки отд. У374. При снижении расходов газов регенерации на 2,3У370 для дополнительной переработки сырого газа и для улучшения работы абсорбера 372С02 на вход в теплообменник 372Е11 подается сырой газ из коллектора после 371В01 по отдельному трубопроводу.

Регулирование расхода сырого газа в количестве до 150000 м3/час осуществляется прибором поз.371FRC05, управляющим клапаном 371FCV05.

Температура газа замеряется прибором поз.371Тi104.

Давление газа регистрируется прибором поз.371PR06.

**1.1.3 Блок осушки и отбензинивания газа У374**

Назначение блока осушки и отбензинивания газа:

* понижение точки росы обессеренного газа;
* извлечение из обессеренного газа меркаптанов
* регенерация обогащенного абсорбента с получением: пропан бутановой фракции, насыщенной легкими меркаптанами, выводимой для очистки на У335 фракции стабильного конденсата, насыщенной тяжелыми сернистыми соединениями, которая поступает на У110 или У330, У09,У30,У197,У90 для дополнительной стабилизации.

Удаление влаги и понижение точки росы по парам воды и углеводородам осуществляется охлаждением очищенного газа в пропановых испарителях с одновременным впрыском гликоля во избежание гидратообразования. Извлечение меркаптанов и пропан-бутановой фракции производится абсорбцией с последующим фракционированием абсорбента и его регенерацией. В качестве абсорбента используется фракция С9 --С11 тяжелых углеводородов, полученная в кубе колонны 374С04.

Блок осушки и отбензинивания газа из:

- двух идентичных и параллельно работающих полулиний охлаждения, осушки и очистки газа от меркаптановых соединений;

- одного отделения фракционирования и регенерации абсорбента;

- одного отделения регенерации гликоля.

**1.1.4 Блок подсобных средств -У-379**

Воздух из заводской сети поступает в ресивер 379В07 и далее на питание приборов КИП и А, пневмоприводов отсекателей и клапанов. Имеется сигнализация низкого давления в системе воздуха КИП и А поз.379PAL04 (5,0 кгс/см2). Рессивер обеспечивает часовой запас воздуха КИП при отсутствии воздуха в заводском коллекторе. Топливный газ для печей 374F01,02 поступает в сепаратор 379В15 с давлением не более 8 кгс/см 2. Температура топливного газа контролируется прибором поз.379TI103. Сепаратор оснащен контактором высокого уровня 379LAH06, который срабатывает при уровне 42%. Дренирование жидкости производится в линию рекуперации. При низком давлении топливного газа срабатывает сигнализация поз.379PAL03 (4 кгс/см2). Давление топливного газа контролируется по прибору поз.379PR03.

Сброс продувок рекуперации амина, углеводородов, гликоля производится в соответствующие подземные сборники 372В06, 379В13, 374В13. Сброс продувок из аппаратов высокого давления, в том числе из аппаратов 374В02,22, осуществляется при снижении давления в аппаратах до 6 кгс/см2. Контроль уровня производится соответствующими приборами поз. 372LI13, 374LI09, 374LI59. Все подземные емкости соединены без арматуры с факелом низкого давления. Откачка производится глубинными насосами:

- из 372В06 в 372Т01 через фильтр 372FL01 или в машину;

- из 374В13 в 374В11 или 331В06; или на У-100,

- из 379В13 в 331В06 или на У-100.

При высоком уровне в 372В06(90%), 374В13 (90%), 379В13 (90%) срабатывают блокировки поз.372LAHS13, 374LAHS59, 379LAHS09, соответственно, при низком уровне блокировки поз.372LALCo13 (10%), 374LALCo59 (10%), 379LALCo09 (10%) соответственно, от действия которых насосы подземных емкостей 372Р06, 374Р08 или 379Р08, соответственно включаются или останавливаются.

Паровой конденсат обогрева из теплообменника 374Е11/19 - “СС“- собирается в сборнике 379В14. Паровой конденсат ребойлеров амина и гликоля “СВ” - собирается в сборнике 379В16. Давление в сборниках до 6,0 кгс/см2. Уровень в 379В16 регулируется по месту прибором поз.379LC01, воздействующим на клапан 379LCV01, а в 379В14 прибором поз.379LС02, который управляет клапаном 379LCV02. Давление в 379В16 регулируется прибором поз.379PIC02, воздействующим на клапан 379PCV02B. На сборнике 379В16 предусмотрена сигнализация высокого и низкого уровня приборами поз.379LAH04 (91%) и 379LAL05 (9%) соответственно, на 379В14 - высокого уровня прибором поз.379LAH03(83%). Паровой конденсат отдельными потоками или совместно откачивается на У-380 насосами 379Р09А,В («СВ») и 379Р07(«СС»). При падении давления на нагнетании насоса 379Р09А(В) срабатывает блокировка поз.379PdAS05 (1,9 кгс/см2) от которой включается резервный насос Р09В(А). Температура парового конденсата “СВ” изменяется прибором поз.379Ti101.

На факельных трубопроводах низкого и высокого давления на выходе с установки установлены отстойники для сбора жидкости, которая дренируется в подземную емкость 379В13. На отстойниках установлены контакторы высокого уровня, которые срабатывают при уровне 80% поз.379LAH07 для факела низкого давления и, поз.379LAH08 для факела высокого давления.

Таблица 1 – Показатели качества продукции

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование сырья, материалов, реагентов, продукции | Номер и наименование НД | Характеристика качества |
| Наименование показателей | Единица измерения | Норма по НД |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. | ОСТ 51.40-93с изм.1-7 | Точка росы газа по влаге, не выше | 0С | Минус 5 |
| Точка росы газа по углеводородам, не выше | 0С | 0 |
| Теплота сгорания низшая, при 200С 101,325 кПа, не менее | МДж/м3/ккал/м3/ | 32,5 |
| Массовая концентрация сероводорода, не более | г/м3 | 0,02 |
| Массовая концентрация меркаптановой серы, не более | г/м3 | 0,036 |
| Объемная доля кислорода, не более | % | 0,5 |
| Масса механических примесей и труднолетучих жидкостей | Условия оговариваются в соглашениях на постановку газа с ПХГ, ГПЗ и промыслов. |
| Температура газа | 0С | Температура газа на входе и в самом газопроводе устанавливается проектом |

**2. Статистический анализ точности и стабильности процесса**

**2.1 Сбор экспериментальных данных**

Таблица 2 – Экспериментальные данные

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № |  | № |  | № |  | № |  | № |  |
| 1 | 0,50 | 21 | 0,70 | 41 | 1,00 | 61 | 0,65 | 81 | 0,85 |
| 2 | 0,50 | 22 | 0,70 | 42 | 1,00 | 62 | 0,65 | 82 | 0,70 |
| 3 | 0,75 | 23 | 1,00 | 43 | 1,00 | 63 | 0,65 | 83 | 0,70 |
| 4 | 0,70 | 24 | 1,00 | 44 | 1,00 | 64 | 0,55 | 84 | 0,70 |
| 5 | 0,65 | 25 | 1,00 | 45 | 0,70 | 65 | 0,70 | 85 | 0,50 |
| 6 | 0,70 | 26 | 1,00 | 46 | 0,70 | 66 | 0,70 | 86 | 0,50 |
| 7 | 0,70 | 27 | 1,00 | 47 | 0,85 | 67 | 0,70 | 87 | 0,50 |
| 8 | 0,70 | 28 | 0,70 | 48 | 0,85 | 68 | 0,75 | 88 | 0,70 |
| 9 | 0,50 | 29 | 0,75 | 49 | 0,90 | 69 | 0,60 | 89 | 1,00 |
| 10 | 0,50 | 30 | 0,75 | 50 | 1,00 | 70 | 0,65 | 90 | 1,00 |
| 11 | 0,50 | 31 | 0,75 | 51 | 0,70 | 71 | 0,70 | 91 | 0,70 |
| 12 | 0,50 | 32 | 0,50 | 52 | 0,50 | 72 | 0,70 | 92 | 0,70 |
| 13 | 0,70 | 33 | 0,50 | 53 | 0,50 | 73 | 0,65 | 93 | 0,70 |
| 14 | 0,75 | 34 | 0,50 | 54 | 0,50 | 74 | 0,70 | 94 | 1,00 |
| 15 | 0,60 | 35 | 0,50 | 55 | 0,60 | 75 | 0,70 | 95 | 1,00 |
| 16 | 0,60 | 36 | 0,75 | 56 | 0,65 | 76 | 0,70 | 96 | 0,70 |
| 17 | 0,70 | 37 | 0,75 | 57 | 0,70 | 77 | 0,70 | 97 | 0,70 |
| 18 | 0,70 | 38 | 0,70 | 58 | 0,70 | 78 | 0,70 | 98 | 0,70 |
| 19 | 0,50 | 39 | 0,70 | 59 | 0,75 | 79 | 0,70 | 99 | 0,70 |
| 20 | 0,50 | 40 | 0,70 | 60 | 0,60 | 80 | 0,80 | 100 | 1,00 |

**2.2 Определение точечных оценок закона распределения**

**2.2.1 Определяем выборочное среднее арифметическое () по формуле:**

,

где X i – отдельные результаты наблюдений;

n – общее количество результатов наблюдений.

.

**2.2.2 Оценку СКО результатов наблюдений вычисляем по формуле:**

,



**2.3 Исключение результатов с грубыми погрешностями ( критерий Граббса) не является промахом**





**2.4 Построение гистограммы**

Разделяем вариационный ряд на интервалы. Статистическая вероятность попадания i-ого результата в данный интервал находим по формуле:



где n- частота попадания результатов в каждый k-й интервал.





Вычисляем ширину интервала по формуле :





Определяем границы интервалов, затем определяем частоту попадания в интервалы и середины интервалов. Результаты расчетов сводим в таблицу 3.

Таблица 3 - Промежуточные значения интервального ряда

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Границы интерваловxi - xi+1 | Серединаинтерваловxi0 | Частотапопаданияmi | Статистическаявероятностьpi |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 0,5 – 0,55 | 0,525 | 19 | 0,19 |
| 0,55 – 0,60 | 0,575 | 5 | 0,05 |
| 0,60 – 0,65 | 0,625 | 7 | 0,07 |
| 0,65 – 0,70 | 0,675 | 40 | 0,40 |
| 0,70 – 0,75 | 0,725 | 9 | 0,09 |
| 0,75 – 0,80 | 0,775 | 1 | 0,01 |
| 0,80 – 0,85 | 0,825 | 3 | 0,03 |
| 0,85 – 0,90 | 0,875 | 1 | 0,01 |
| 0,90 – 0,95 | 0,925 | 0 | 0,00 |
| 0,95 – 1,00 | 0,975 | 15 | 0,15 |

Представим заданный статистический ряд в виде гистограммы (Приложение А, рисунок А.1).

**2.5 Определение коэффициента точности:**

, где

6 S- поле рассеивания;

U-l- ширина поля допуска





Вывод: процесс обеспечивает более высокую точность, чем требует НТД.

**2.6 Определение коэффициента настроенности:**

, где

- значение смещения вершины кривой распределения случайной величины от середины поля допуска.

, где

- середина поля допуска

- середина интервала

- для 1-го интервала;

- для 2-го интервала;

 - для 3-го интервала;

- для 4-го интервала;

- для 5-го интервала;

 - для 6-го интервала;

- для 7-го интервала;

- для 8-го интервала;

 - для 9-го интервала;

 - для 10-го интервала.





Вывод: т.к коэффициент настроенности меньше 1с вероятностью 0,997 можно сказать, что процесс настроен.

**2.7 Определяем фактический коэффициент настройки:**



 для 1-го интервала;

 для 2-го интервала;

 для 3-го интервала;

 для 4-го интервала;

 для 5-го интервала;

 для 6-го интервала;

 для 7-го интервала;

 для 8-го интервала;

 для 9-го интервала;

 для 10-го интервала;



Вывод: т.к коэффициент настроенности меньше 1с вероятностью 0,997 можно сказать, что процесс настроен.

**2.8 Определение допустимого коэффициента точности:**





Вывод: с вероятностью 0,997 можно сказать, что процесс точен.

**2.9 Определение коэффициента запаса точности ( является резервом на смещение наладки технологического процесса):**





Вывод: с вероятностью 0,997 можно сказать, что резерв на смещение технологического процесса равен 97%.

**2.10 Определение коэффициента стабильности:**

, где

- оценка СКО в фиксированный момент времени.

- оценка СКО в сравнительный момент времени.

Разобьем выборку n=100 на группы по 20 значений и для каждой определим  и СКО.

Для первой группы: 

Для второй группы: 

Для третьей группы: 

Для четвертой группы: 

Для пятой группы: 

Тогда:

; ; ; 

Т.к коэффициенты стабильности отличаются друг от друга, следовательно, технологический процесс нестабилен.

ВЫВОД: с вероятностью 0,997 можно сказать, что технологический процесс точен, но не стабилен.

**3. Применение инструментов контроля качества**

В данной курсовой работе в качестве инструмента контроля качества применяется причинно – следственная диаграмма ( диаграмма Исикавы).

Причинно – следственная диаграмма или диаграмма Исикавы – это инструмент, позволяющий выявить все возможные факторы (причины), влияющие на конечный результат (следствие).

Для построения причинно – следственной диаграммы была использована экспертная оценка или так называемый « мозговой штурм».

Показатель качества – массовая концентрация сероводорода.

Влияющие факторы представлены в Приложении Б

Причинно – следственная диаграмма ( Приложение В, рисунок В.1)

Анализ основного влияющего фактора на технологический процесс (Приложение В, рисунок В.2).

**Заключение**

В ходе анализа было выявлено, что технологический процесс очистки сырого газа является на данный момент точным, но не стабильным. Это может быть вызвано влиянием применяемой технологии очистки на выходной параметр – массовую концентрацию сероводорода в товарном газе. В ходе данной работы были разработаны следующие мероприятия по улучшению состояния технологического процесса:

1. Выбрать тот способ промывки газа, который дает наибольший эффект.

2. Не допускать на производстве неквалифицированный персонал для работы на оборудовании.

3. Технология очистки должна полностью соответствовать стандарту организации, а он, в свою очередь, международному стандарту.

4. Нужно следить за появлением новых, более эффективных технологий, и применять их на практике.

**Список использованных источников**

1. РИА «Стандарты и качество» : [Электронный ресурс] : издания. - Режим доступа : http : // www.stq.ru/riasite/index.phtml?page=1&tbl=tb\_88&id=214
2. Третьяк Л. Н. «Обработка результатов наблюдений». Учеб. Пособие. Оренбург 2004г.
3. Технический регламент на эксплуатацию установки сепарации, абсорбционной очистки и осушки природного газа III очереди ОГПЗ.

**Приложение А (обязательное)**

Графическое представление распределения результатов наблюдений

Рисунок А.1 – Гистограмма результатов наблюдений

**Приложение Б (обязательное)**

Представление факторов влияющих на технологический процесс очистки сырого газа от сероорганических соединений

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Фактор |  | «средние кости» |  | «мелкие кости» |
| Оборудование | А | Старое | 1 | Прошедшее ТО |
| 2 | Не прошедшее ТО |
| 3 | Прошедшее поверку |
| 4 | Не прошедшее поверку |
| В | Новое | 1 | Современное |
| 2 | Несовременное |
| 3 | Прошедшее ТО |
| 4 | Не прошедшее ТО |
| С | Автоматизированное | 1 | С участием 1-го человека |
| 2 | С участием 2-х, 3-х человек |
| D | Полуавтоматизиро-ванное | 1 | С участием 3-х человек |
| 2 | С участием 6-ти человек |
| Технология | E | Старая |  |  |
| F | Новая | 1 | С применением фильтрующей очистки |
| 2 | Без очистки |
| G | По НД | 1 | По СТО |
| 2 | По международному стандарту |
| S | Без НД |  |  |
| Сырьё | R | Качественное | 1 | С содержанием вр. примесей |
| 2 | Без содержания вр. примесей |
| P | Некачественное | 1 | С содержанием вр. примесей более 30% |
| 2 | С содержанием вр. Примесей более 50% |
| Персонал | V | Квалификация | 1 | Квалифицированный |
| 2 | Неквалифицированный |

**Приложение В (обязательное)**

Графическое представление факторов, влияющих на технологический процесс (причинно-следственная диаграмма)

**Массовая концентрация сероводорода**

Сырье

Некачественное

30% примесей

50% примесей

Качественное

Оборудование

Соответствует современным требованиям

Старое

Не соответствует современным требованиям

Поверенное

Не прошедшее поверку

Новое

Поверенное

Не прошедшее поверку

Технология очистки

Старая

Новая

Персонал

Квалификация

Квалифицированный

Неквалифицированный

Условия труда

Соотв. сан. нормам

Не соотв. сан. нормам

Рисунок В.1 - Причинно- следственная диаграмма.

**Массовая концентрация сероводорода**

Технология очистки сырого газа

Способ промывки газа

Раствор метилдиэтаноламина

Раствор диэтаноламина

Абсорбент «Новамин»

Температура газа

Низкая

Высокая

Подогрев газа

Извлечение меркаптанов

Абсорбция

Фракционирование абсорбента

Регенерация абсорбента

Проводится по НД

По стандарту организации

По международному стандарту

Рисунок В.2- Анализ основного влияющего фактора на технологический процесс.