МИРРИКО
ГРУППА КОМПАНИЙ

КНИГА ТЕХНОЛОГА

РЕШЕНИЯ ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКИ И НЕФТЕХИМИИ

КНИГА ТЕХНОЛОГА

УВАЖАЕМЫЕ КОЛЛЕГИ!

Цель данной книги – оказать консультационную поддержку в решении типовых задач, возникающих в ходе химической обработки различных производств.

Предложенные специалистами ГК «Миррико» кейсы позволят действовать оперативно, самостоятельно и корректно в устранении отклонений, которые могут возникать при некоторых видах реагентной обработки на нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятиях. Кроме того, «Книга технолога» поможет углубиться в понимание задач и принципов химической обработки.

ГК «Миррико» работает по направлению нефтегазопереработки с 2010 года, за это время специалисты компании наработали значительный опыт, изучив и устранив большое количество сложностей и нестандартных ситуаций на нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятиях, часть из них описана в данной книге.

«Книга технолога» предназначена для персонала установок, на которых осуществляется реагентная обработка: операторов, начальников установок и цехов – всех тех, кто ежедневно сталкивается с реагентной обработкой, осуществляет ее регулирование и контроль за эффективностью.

КЕЙСЫ СОСТАВЛЕНЫ ТЕХНОЛОГАМИ БИЗНЕС-НАПРАВЛЕНИЯ «НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА И НЕФТЕХИМИЯ» ГК «МИРРИКО» (ООО «ХГ «ОСНОВА»).

СОДЕРЖАНИЕ

Решения для НПЗ

5 1.0. Реагенты для установки первичной переработки нефти
5 1.1. Реагенты для блока ЭЛОУ
5 1.1.1. Описание реагентов
5 1.1.2. Описание применения реагента
6 1.1.3. Варианты схем подачи
7 1.1.4. Кейсы решения возможных ситуаций
7 1.1.4.1. Кейс: Высокое содержание воды в сырой нефти, подача ловушечного продукта
7 1.1.4.2. Кейс: Содержание воды в обессоленной нефти выше регламентных значений
7 1.1.4.3. Кейс: Концентрация хлористых солей в обессоленной нефти выше регламентированных значений
8 1.1.4.4. Кейс: Превышено содержание нефтепродуктов в дренажной воде с ЭЛОУ
8 1.1.4.5. Кейс: Короткое замыкание («пробой») электродов
8 1.1.4.6. Кейс: Нарушения в подаче реагентов
9 1.2. Реагенты для атмосферного блока
9 1.2.1. Описание применения реагентов
9 1.2.2. Марки реагентов
9 1.2.3. Варианты схем подачи
10 1.2.4. Кейсы решения возможных ситуаций
10 1.2.4.1. Кейс: Резкое снижение pH дренажных вод рефлюксных емкостей атмосферных колонн до 2–4 ед.
10 1.2.4.2. Кейс: Повышение pH дренажных вод выше нормы при работе насосов подачи нейтрализатора на минимальной производительности
11 1.2.4.3. Кейс: Повышение содержания железа в дренажных водах выше нормированных значений
11 1.2.4.4. Кейс: Коррозия оборудования из цветных металлов
11 1.2.4.5. Кейс: Нарушения в подаче реагентов
12 2.0. Присадки к дизельным топливам
12 2.1. Описание реагентов
12 2.2. Промотор воспламенения (цетаноповышающая присадка)
12 2.2.1. Описание присадки
12 2.3. Противоизносная (смазывающая) присадка
13 2.3.1. Описание присадки
13 2.4. Депрессорно-диспергирующая присадка
13 2.4.1. Описание депрессорно-диспергирующей присадки
14 2.5. Кейсы решения возможных ситуаций
14 2.5.1. Кейс: Низкое цетановое число конечного продукта
14 2.5.2. Кейс: Снижение смазывающей способности конечного продукта относительно нормированных значений
14 2.5.3. Кейс: Снижение предельной температуры фильтруемости или седиментационной устойчивости конечного продукта относительно нормированных значений

15 3.0. Реагенты – поглотители сероводорода для нефтепродуктов
15 3.1. Описание реагентов
15 3.2. Марки реагентов
16 3.3. Схема правильного применения
16 3.4. Рекомендации по схеме дозирования
17 3.5. Контроль и регулирование обработки
17 3.6. Кейсы решения возможных ситуаций
17 3.6.1. Кейс: Превышение содержания сероводорода в обрабатываемом продукте
18 3.6.2. Кейс: Наличие ВКЩ в обрабатываемом продукте
18 3.6.3. Кейс: Нарушения подачи реагента
19 4.0. Присадки для средних дистиллятов и мазутов
19 4.1. Депрессорная присадка
19 4.1.1. Марки присадки
19 4.1.2. Описание применения присадки
20 4.1.3. Кейсы решения возможных ситуаций
20 4.1.3.1. Кейс: Повышение температуры текучести/ застывания конечного продукта относительно нормированных значений

Решения для НХ

21 1.0. Реагенты для производства мономеров
21 1.1. Ингибиторы термополимеризации
21 1.1.1. Описание реагентов
21 1.1.2. Марки реагентов
22 1.1.3. Схема правильного применения (для узлов ректификации)
23 1.1.4. Кейсы решения возможных ситуаций
23 1.1.4.1. Кейс: Частая чистка фильтров для улавливания частиц полимера
23 1.1.4.2. Кейс: Увеличение расхода греющего агента на кипятильник
24 1.1.5. Кейсы решения возможных ситуаций в производстве стирола
24 1.1.5.1. Кейс: Забивка пакетов насадки в колонне ректификации стирола
25 1.1.6. Кейсы решения возможных ситуаций для узла компримирования пирогаза
25 1.1.6.1. Кейс: Отложения полимеров на стенках компрессорного оборудования и забивка межступенчатых холодильников
26 2.0. Решения для этиленовых производств: узел щелочной очистки пирогаза
26 2.1. Ингибитор альдольной конденсации
26 2.1.1. Описание реагентов
26 2.1.2. Марки реагентов
26 2.1.3. Схема правильного применения
27 2.1.4. Кейсы решения возможных ситуаций
27 2.1.4.1. Кейс: Рост перепада давления по колонне

Решения для НГП

29 1.0. Реагенты для установок термического крекинга, висбрекинга, установок замедленного коксования
30 1.2. Марки реагентов
30 1.3. Варианты схем подачи
31 1.4. Кейсы решения возможных непредвиденных ситуаций
31 1.4.1. Рост перепада давления по печи
32 1.4.2. Появление неравномерного распределения температурного профиля гудрона по длине змеевика печи.
32 1.4.3.Смена качества сырья, поступающего на переработку.

РЕШЕНИЯ ДЛЯ НПЗ

1 РЕАГЕНТЫ ДЛЯ УСТАНОВКИ ПЕРВИЧНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ

Установка первичной перегонки нефти включает в себя следующие блоки:

- **ЭЛОУ — блок электрообессоливания и обезвоживания нефти;**
- **АТ — блок атмосферной перегонки обессоленной нефти;**
- **ВТ — блок вакуумной перегонки мазута (как правило, реагентная обработка вакуумной колонны не предусмотрена).**

ГК «Миррико» (ООО «ХГ «Основа») предлагает пакет реагентов для обессоливания и обезвоживания сырой нефти, химико-технологической защиты конденсационно-холодильного оборудования от коррозии при атмосферной перегонке обессоленной нефти, вакуумной перегонке мазута.

1.1. Реагенты для блока ЭЛОУ

1.1.1. Описание реагентов

Недостаточная эффективность обезвоживания и обессоливания вызывает ряд проблем на нефтеперерабатывающих заводах:

1) коррозия оборудования;
2) повышение давления в колонне К-1;
3) значительное увеличение расходов защелачивающих агентов;
4) перерасходы дорогостоящих реагентов – нейтрализатора и ингибитора коррозии;
5) в некоторых случаях – невозможность обеспечить требуемую эффективность химико-технологической защиты от коррозии.

Вышеобозначенные факторы приводят к сокращению межремонтного пробега установки, а также к увеличению расходов на ее эксплуатацию.

Помочь в решении этих проблем призваны деэмульгаторы ГК «Миррико» Decleave марок OR-1626, OR-1627 (А, Б), OR-1628.

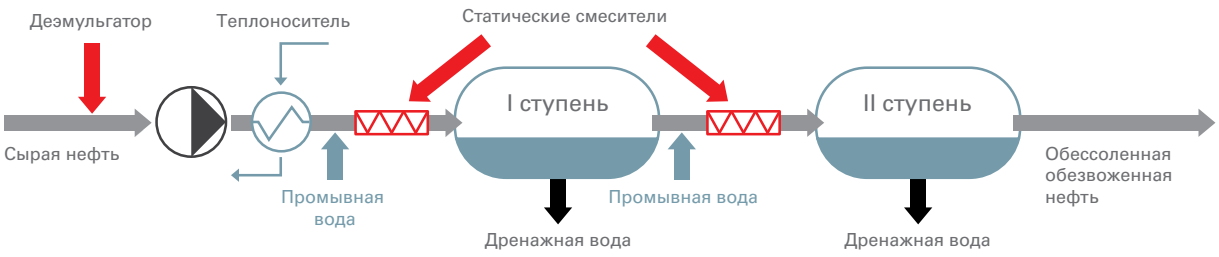
1.1.2. Описание применения реагента

Деэмульгатор подается в поток нефти на прием сырьевых насосов для увеличения эффективности обессоливания и обезвоживания нефти. Принцип действия Decleave заключается в разрушении бронирующего слоя, окружающего капли пластовой воды, и предотвращении его образования вокруг капель вновь подаваемой в нефть промывной воды.

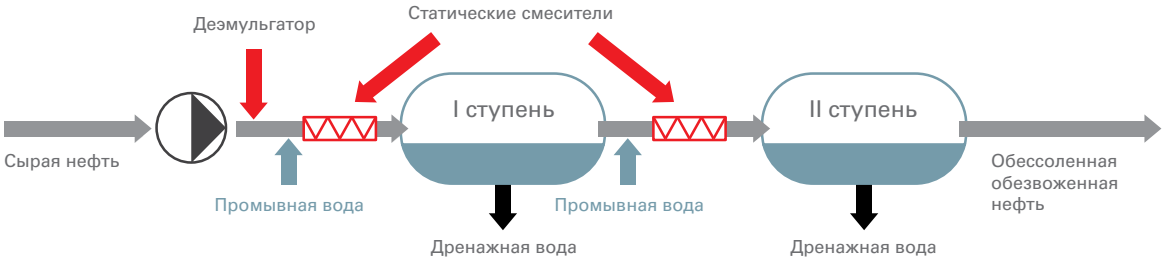
1 РЕАГЕНТЫ ДЛЯ УСТАНОВКИ ПЕРВИЧНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ

1.1.3. Варианты схем подачи

1. Подача реагента на прием сырьевых насосов перед блоком теплообмена (узел нагрева нефти) в товарном виде.



2. Подача реагента на ЭЛОУ перед первой ступенью электрообессоливания в товарном виде.



1 РЕАГЕНТЫ ДЛЯ УСТАНОВКИ ПЕРВИЧНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ

1.1.4. Кейсы решения возможных ситуаций

1.1.4.1. Кейс: Высокое содержание воды в сырой нефти, подача ловушечного продукта

Большое содержание воды в сырой нефти, а также подкачка ловушечного нефтепродукта может привести к увеличению эмульсионного слоя в электродегидраторе, что может стать причиной перегрузки электродов (скачкообразное увеличение напряжения электродов) и выхода их из строя. Для предотвращения поломок электродов и нарушения процесса обезвоживания и обессоливания нефти:

1) увеличьте сброс дренажной воды;
2) снизьте расход промывной воды;
3) снизьте перепад давления на смесителе;
4) увеличьте расход деэмульгатора.

1.1.4.2. Кейс: Содержание воды в обессоленной нефти выше регламентных значений

Высокое содержание воды в обессоленной нефти может привести:

1) к избыточной нагрузке по парам в отбензинивающей колонне, что требует больших энергетических затрат на их конденсацию;
2) к избыточному содержанию растворенных в воде хлористых солей, что приводит к интенсификации хлористоводородной коррозии.

При стабильной нагрузке по сырью и стабильной работе электродегидраторов требуется:

1) при получении неудовлетворительного анализа в первую очередь переотберите пробу для подтверждения или опровержения результата;
2) в случае подтверждения неудовлетворительного анализа:

- снизьте расход промывной воды на 10–15 % об., при наличии второй либо третьей ступени обессоливания в первую очередь снизьте расход воды на последней ступени;
- снизьте перепад давления на смесительных клапанах;
- временно увеличьте расход деэмульгатора на 30–35 %;
- увеличьте сброс дренажной воды, не допуская попадания нефти в водную фазу;
- произведите повторный отбор через 2–3 часа.

1.1.4.3. Кейс: Концентрация хлористых солей в обессоленной нефти выше регламентированных значений

Для достижения требуемой степени обессоливания выполните следующее:

1) обеспечьте эффективный вымыв солей из нефти: увеличьте расход воды на каждый электродегидратор. В первую очередь увеличьте расход промывной воды на первую ступень обессоливания. Затем, при необходимости, увеличьте расход воды на последующие ступени;
2) обеспечьте интенсификацию смешения нефти и промывной воды путем регулирования (увеличения) перепада давления на смесительных клапанах;
3) при низких значениях pH дренажной воды с ЭЛОУ (что может быть причиной плохого обессоливания) увеличьте подачу щелочи для повышения pH до 6,5–7,5 ед. (при наличии схемы защелачивания сырой нефти);
4) обеспечьте нормированное содержание воды в обессоленной нефти – в случае, если оно превышает норму – см. кейс 1.1.4.2 «Содержание воды в обессоленной нефти выше регламентных значений».

1 РЕАГЕНТЫ ДЛЯ УСТАНОВКИ ПЕРВИЧНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ

1.1.4.4. Кейс: Превышено содержание нефтепродуктов в дренажной воде с ЭЛОУ

Для предотвращения загрязнения стоков ЭЛОУ нефтепродуктами выполните следующее:

1) сократите сброс дренажной воды, прижав дренажный клапан;
2) если pH дренажной воды 8 ед. и выше, сократите подачу щелочного раствора в сырую нефть (при наличии защелачивания обессоленной нефти).

1.1.4.5. Кейс: Короткое замыкание («пробой») электродов

Для предотвращения короткого замыкания электродов выполните следующее:

1) поддерживайте оптимальную температуру процесса обессоливания. Чрезмерное повышение температуры может привести к увеличению потребляемой электродами электрической мощности, что в свою очередь может привести к выходу из строя электродов;
2) с помощью дренажных клапанов-регуляторов контролируйте сброс дренажной воды, а также регулируйте подачу промывной воды в электродегидратор, обеспечивая баланс между фазами нефть-эмульсия-соленая вода и предотвращая попадание электродов в зону с избыточным содержанием водной фазы;
3) если толщина эмульсионного слоя большая, действуйте в соответствии с кейсом 2.1.2.1 «Высокое содержание воды в сырой нефти, подача ловушечного продукта».

1.1.4.6. Кейс: Нарушения в подаче реагентов

В данной ситуации выполните следующее:

1) проверьте работоспособность и точность подачи соответствующего насоса – откалибруйте насос;
2) при обнаружении неработоспособности насоса в первую очередь проверьте состояние фильтра, установленного на приемном трубопроводе насоса (насосов); при необходимости промойте фильтр горячей водой;
3) в случае отсутствия подачи реагента при нормальном состоянии фильтра проведите ревизию соответствующего насоса (насосов) и устраните имеющиеся неполадки.

1 РЕАГЕНТЫ ДЛЯ УСТАНОВКИ ПЕРВИЧНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ

1.2. Реагенты для атмосферного блока

1.2.1. Описание применения реагентов

После блока ЭЛОУ обессоленная и обезвоженная нефть, пройдя блок теплообмена, поступает на блок атмосферной перегонки с целью выработки светлых нефтепродуктов.

Для защиты шлемовых линий ректификационных колонн, конденсационно-холодильного оборудования от коррозионного воздействия хлористого водорода и сероводорода применяют подачу щелочного раствора в линию обессоленной нефти, подачу нейтрализатора и ингибитора коррозии в шлемовые линии с использованием дозирующих насосов.

Нейтрализаторы применяются для нейтрализации агрессивных компонентов технологических сред и плавной коррекции pH дренажной воды в рефлюксных емкостях.

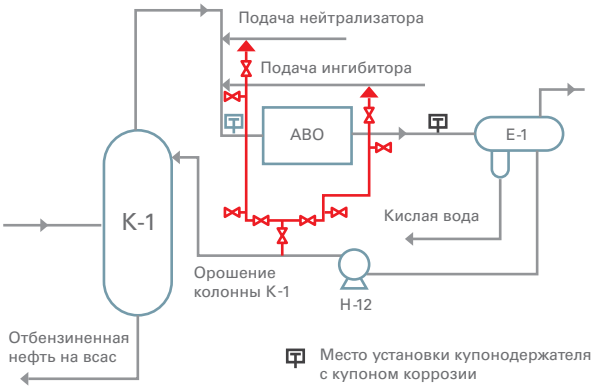
Ингибиторы коррозии предназначены для предохранения металлов оборудования от воздействия агрессивных компонентов технологических сред, таких как H2S, HCl, путем создания на поверхности металла защитной пленки за счет физической и химической адсорбции.

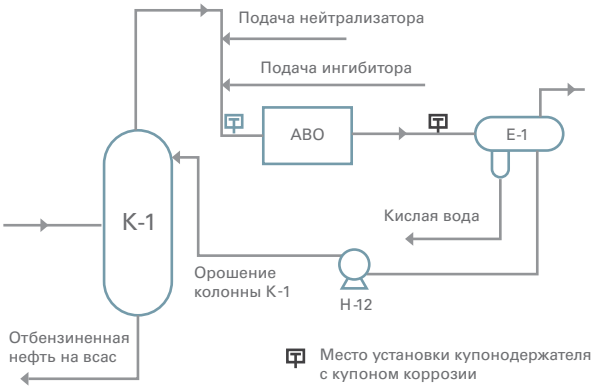
1.2.2. Марки реагентов

Применяемые нейтрализаторы ГК «Миррико»: Scimol марок OR-1001, OR-1002, OR-1004. Применяемые ингибиторы коррозии ГК «Миррико»: Scimol марок OR-2001, OR-2003, OR-2004.

1.2.3. Варианты схем подачи

Схема подачи:
1) в товарном виде при последующем смешении с транспортируемой средой (прямогонная бензиновая фракция);
2) в товарном виде без транспортируемой среды;
3) в разбавленном виде, предварительно готовится раствор (разбавители: прямогонная бензиновая, керосиновая фракция, вода).





1 РЕАГЕНТЫ ДЛЯ УСТАНОВКИ ПЕРВИЧНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ

1.2.4. Кейсы решения возможных ситуаций

1.2.4.1. Кейс: Резкое снижение pH дренажных вод рефлюксных емкостей атмосферных колонн до 2–4 ед.

Причинами резкого падения водородного показателя могут быть:
1) высокая концентрация хлористых солей в обессоленной нефти – при этом обычно подаваемых количеств щелочи оказывается недостаточно для эффективного защелачивания, а также растет содержание хлоридов в дренажной воде рефлюксных емкостей;
2) высокое содержание органического хлор-иона в сырой нефти или подкачиваемых на переработку продуктах;
3) подача недостаточных количеств щелочи в обессоленную нефть.

Для осуществления правильных корректирующих мероприятий в среднесрочной перспективе необходимо достоверно выявить причину такого падения:
1) выполните несколько дополнительных анализов на содержание хлористых солей в сырье АТ/АВТ (обессоленная нефть). При плохом обессоливании скорректируйте работу ЭЛОУ (см. кейсы «Реагенты блока ЭЛОУ»);
2) выполните определение содержания хлорорганических соединений (ХОС) в сырье АТ/АВТ и в бензине с рефлюксных емкостей. Необходимо исключить переработку нефтей и сырьевых потоков с высоким содержанием ХОС;
3) проверьте точность дозирования щелочи, в том числе концентрацию щелочного раствора, скорректируйте при выявлении нарушений.

До установления достоверных причин падения pH (и их устранения) необходимо оперативно выправить ситуацию:
1) выполните переотбор дренажной воды рефлюксных емкостей и оперативно удостоверьтесь в сохранении нарушения (pH на уровне 2–4,5 ед.);
2) увеличьте расход щелочи до повышения значений pH воды в дренажных емкостях колонн минимум до 5,0 ед. и снижения содержания хлоридов до уровня менее 25 мг/л (желательно);
3) дальнейшее повышение pH дренажных вод до нормированных значений производите при помощи нейтрализатора.

1.2.4.2. Кейс: Повышение pH дренажных вод выше нормы при работе насосов подачи нейтрализатора на минимальной производительности

Рекомендуемые действия в данной ситуации:
1) кратковременно отключите подачу нейтрализатора, так как pH в дренажной воде будет поддерживаться за счет эффективного защелачивания;
2) в случае, если pH все равно превышает норму, снизьте подачу щелочи.

1 РЕАГЕНТЫ ДЛЯ УСТАНОВКИ ПЕРВИЧНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ

1.2.4.3. Кейс: Повышение содержания железа в дренажных водах выше нормированных значений

Содержание ионов железа в дренажной воде рефлюксных емкостей, как правило, напрямую зависит от точности поддержания правильно подобранного диапазона pH. Значительные отклонения pH от нормы в сторону кислых значений приводят к смыву ингибиторной и сульфидной пленки, при этом содержание железа в дренажной воде резко возрастает, а эффективность химико-технологической защиты падает.

При получении неудовлетворительного анализа по содержанию железа в дренажной воде рефлюксных емкостей:
1) повторно отберите пробу на анализ (определите содержание ионов железа, хлоридов, pH), оцените визуально качество воды по цвету;
2) при низком значении pH (менее 5,5 ед.) и высоком содержании хлоридов (более 25 мг/дм^3) в дренажной воде рефлюксной емкости рекомендуется следующее:

- увеличьте расход щелочи в обессоленную нефть до достижения значений pH более 5,5 ед. и содержания хлоридов не более 25 мг/дм^3;
- увеличьте расход нейтрализатора для повышения pH до оптимальных значений (определяются индивидуально);
- в случае недостижения нормированных значений по содержанию железа поднимите расход ингибитора коррозии (поэтапно, разово на 20 %, ожидая отклика от системы в течение 1–2 суток);

3) в ряде случаев повышенное содержание железа связано с моющим действием ингибитора коррозии. Для проверки этой теории снизьте подачу ингибитора и проверьте отклик системы в течение двух суток.

1.2.4.4. Кейс: Коррозия оборудования из цветных металлов

Трубные пучки конденсаторов-холодильников, выполненные из цветных металлов (сплавы из меди и цинка: ЛАМШ, Л-63), подвержены коррозионному растрескиванию при pH среды выше 8–9 ед., а также в присутствии аммиака.

При выявлении коррозии цветных металлов выше нормы рекомендуется следующее:
1) строго поддерживайте интервал pH в рефлюксных емкостях на уровне не выше 6,5 ед.;
2) увеличьте дозировку ингибитора коррозии;
3) для мониторинга процессов коррозии технологического оборудования, выполненного из цветных металлов, периодически контролируйте содержание ионов цинка и меди в дренажной воде, а также установите купоны соответствующего материального исполнения.

1.2.4.5. Кейс: Нарушения в подаче реагентов

В данной ситуации необходимо:
1) проверить работоспособность и точность подачи соответствующего насоса (насосов) щелочного раствора и нейтрализатора – откалибровать;
2) при обнаружении неработоспособности насоса (насосов) – в первую очередь проверить состояние фильтра, установленного на приемном трубопроводе насоса (насосов); при необходимости промыть фильтр горячей водой;
3) в случае отсутствия подачи реагента при нормальном состоянии фильтра провести ревизию соответствующего насоса (насосов) и устранить имеющиеся неполадки.

В период после падения pH дренажной воды рефлюксных емкостей ниже 5 ед., а также при смене ингибитора коррозии возможно скачкообразное увеличение содержания железа в течение нескольких дней.

2 ПРИСАДКИ К ДИЗЕЛЬНЫМ ТОПЛИВАМ

2.1. Описание присадки

Пакет присадок ГК «Миррико» предназначен для эксплуатационных свойств дизельного топлива (ДТ) до требований нормативно-технической документации. В пакет входят:

- промоторы воспламенения (цетаноповышающие присадки);
- противоизносные (смазывающие) присадки;
- присадки, улучшающие низкотемпературные характеристики дизельных топлив (депрессорно-диспергирующие).

2.2. Промотор воспламенения (цетаноповышающая присадка)

От значения цетанового числа зависят важные показатели работы двигателя: пуск, среднее эффективное давление сгорания, удельный расход топлива, температура выпускных газов, отложения в двигателе, дымность и запах отработавших газов.

С увеличением цетанового числа топлива облегчается пуск двигателя и увеличивается среднее давление сгорания, остальные показатели снижаются, работа двигателя в целом улучшается.

2.2.1. Описание присадки

Цетаноповышающая присадка Atren Cet ГК «Миррико» подается в поток дизельного топлива для доведения цетанового числа до нормированных значений. Цетаноповышающая присадка (продукт на основе 2-этилгексилнитрата) позволяет уменьшить период задержки самовоспламенения топливной смеси. Цетаноповышающие присадки действуют на начальных стадиях процесса горения за счет легкого распада их молекул на активные радикалы и инициации воспламенения.

Расход присадки, необходимый для получения дизельного топлива с заданным цетановым числом, зависит от качества (фракционный и групповой состав) и количества компонентов дизельного топлива, требуемого цетанового числа и определяется в ходе лабораторных испытаний присадки.

2.3. Противоизносная (смазывающая) присадка

Многие гетероатомные соединения, потенциально входящие в состав дизельной фракции, в том числе и содержащие серу, являются поверхностно-активными веществами, способными образовывать защитную пленку на поверхности металла. В последнее время нормы по содержанию серы в топливе существенно ужесточены, что приводит к ухудшению смазывающих свойств топлив, а это, в свою очередь, оказывает негативное влияние на детали топливной системы.

При использовании ДТ с низким содержанием серы обеспечить необходимую смазывающую способность топлива невозможно без применения соответствующих присадок. Для предотвращения износа деталей топливной системы дизельных топлив вводят противоизносные (смазывающие) присадки.

2 ПРИСАДКИ К ДИЗЕЛЬНЫМ ТОПЛИВАМ

2.3.1. Описание присадки

Смазывающая присадка Atren Lub ГК «Миррико» подается в поток компонентов дизельного топлива для увеличения смазывающей способности. Смазывающая присадка – вещество органического происхождения, основу которого представляют жирные кислоты либо эфиры жирных кислот. Механизм действия противоизносных присадок заключается в образовании модифицированного слоя металла, обеспечивающего равномерное распределение нагрузки и снижающего износ, в результате химического взаимодействия присадки с тонкими пленками оксидов на трущихся поверхностях.

Расход присадки, необходимый для получения дизельного топлива с заданными противоизносными свойствами, зависит от качества (фракционный и групповой состав) и количества компонентов дизельного топлива и определяется в ходе лабораторных испытаний присадки.

2.4. Депрессорно-диспергирующая присадка

Улучшение низкотемпературных свойств дизельных топлив имеет большое практическое значение, связанное с климатом России. Одним их наиболее экономически целесообразных способов регулирования низкотемпературных свойств различных сортов и классов дизельного топлива является применение депрессорно-диспергирующих присадок.

Назначение данных присадок – снижение температуры застывания и предельной температуры фильтруемости, повышение седиментационной устойчивости дизельных топлив.

2.4.1. Описание присадки

Депрессорно-диспергирующая присадка Dewaxol (марок 2001 С и К, 2002 С и К, 2003 С и К) ГК «Миррико» подается в поток дизельного топлива для понижения предельной температуры фильтруемости и предотвращения седиментации (расслоения) при холодном хранении. Депрессорно-диспергирующая присадка – вещество органического происхождения, состоит из двух компонентов: депрессорный компонент, представляющий собой сополимер, отвечает за понижение предельной температуры фильтруемости и температуры застывания дизельного топлива, а диспергирующий компонент, представляющий собой азотсодержащее органическое вещество, предотвращает объединение кристаллизующихся из топлив при понижении температуры н-алканов в крупные агрегаты и тем самым способствует сохранению агрегативной устойчивости дизельного топлива при температурах ниже температуры помутнения.

Расход присадки, необходимый для получения дизельного топлива с заданными низкотемпературными свойствами, зависит от качества (фракционный и групповой состав, молекулярно-массовое распределение парафинов) и количества компонентов дизельного топлива и определяется в ходе лабораторных испытаний присадки.

2 ПРИСАДКИ К ДИЗЕЛЬНЫМ ТОПЛИВАМ

2.5. Кейсы решения возможных ситуаций

2.5.1. Кейс: Низкое цетановое число конечного продукта

При возникновении проблем по недостижению заданного цетанового числа дизельного топлива при стандартных рабочих дозировках цетаноповышающей присадки выполните следующие действия:
1) проверьте исправность дозирующего оборудования и точность дозирования присадки;
2) проверьте качество исходного дизельного топлива (количество и качество вовлекаемых компонентов дизельного топлива, исходное цетановое число);
3) в случае необходимости увеличьте расход цетаноповышающей присадки, предварительно подобрав эффективную дозировку в лабораторных условиях.

2.5.2. Кейс: Снижение смазывающей способности конечного продукта относительно нормированных значений

Смазывающая способность дизельных топлив зависит от содержания гетероатомных соединений, в том числе серосодержащих, а также от соотношения углеводородов различных классов в составе топлива. На смазывающую способность также оказывает влияние цетаноповышающая присадка. При снижении смазывающей способности дизельного топлива относительно нормированных значений при стандартных рабочих дозировках смазывающей (противоизносной) присадки выполните следующие действия:
1) проверьте исправность дозирующего оборудования и точность дозирования присадки;
2) проверьте качество исходного дизельного топлива (количество и качество вовлекаемых компонентов дизельного топлива, смазывающую способность исходного топлива);
3) проверьте, не увеличилось ли вовлечение цетаноповышающей присадки, оказывающей негативное влияние на смазывающую способность топлива;
4) в случае необходимости увеличьте расход смазывающей присадки, предварительно подобрав эффективную дозировку в лабораторных условиях.

2.5.3. Кейс: Снижение предельной температуры фильтруемости или седиментационной устойчивости конечного продукта относительно нормированных значений

Главным фактором, влияющим на эффективность действия депрессорно-диспергирующей присадки, является молекулярно-массовое распределение парафинов в дизельном топливе. Также на эффективность депрессорно-диспергирующей присадки может оказывать влияние смазывающая присадка. При ухудшении низкотемпературных свойств конечного дизельного топлива выполните следующие действия:
1) проверьте исправность дозирующего оборудования и точность дозирования присадки, гомогенность рабочего раствора в емкости дозирования (в случае дозирования раствора присадки);
2) проверьте, не происходило ли изменение рецептуры топлива (определите: количество и качество вовлекаемых компонентов дизельного топлива; молекулярно-массовое распределение парафинов и сравните его с прежним; температуру помутнения и ПТФ топлива без присадок);
3) в лабораторных условиях проведите испытание эффективности депрессорно-диспергирующей присадки на смесевом дизельном топливе без смазывающей и цетаноповышающей присадок и с их вовлечением при существующих дозировках;
4) в случае необходимости увеличьте расход депрессорно-диспергирующей присадки, предварительно подобрав эффективную дозировку в лабораторных условиях.

3 РЕАГЕНТЫ – ПОГЛОТИТЕЛИ СЕРОВОДОРОДА ДЛЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ

3.1. Описание реагентов

Asulpher™ – линейка реагентов производства ГК «Миррико» для борьбы с сероводородом и меркаптанами в продуктах переработки нефти – в светлых и темных нефтепродуктах и газовом конденсате. Asulpher™ позволяет снижать содержание сероводорода в мазуте до уровня:

- не более 10 ppm, согласно требованиям топливного технического регламента;
- не более 2 ppm, согласно требованиям к качеству экспортных мазутов.

ООО «ОПУ-30» – собственный завод ГК «Миррико» с производственной мощностью до 3000 т

3.2. Марки реагентов

Все марки реагентов линейки Asulpher обладают высокой поглощающей способностью по отношению к сероводороду, не оказывая негативного влияния на качество нефтепродуктов. Поглощающая способность по меркаптанам варьируется в зависимости от марки реагента. Марка реагента подбирается индивидуально под каждую конкретную технологическую задачу по результатам лабораторного тестирования или на основании опыта специалистов ГК «Миррико», с учетом технологических особенностей производства и требований заказчика.

Asulpher 7001, 7003, 7004, 7006, 7009, 7010, 7002Б – реагенты на основе азот- и кислородсодержащих органических соединений (смеси аминов, альдегидов, триазинов, карбамида, уротропина и т.п.), обладают высокой эффективностью при низких дозировках.

Asulpher 6002, 6501, 6504 – реагенты на основе триазинов, обладают высокой поглощающей способностью не только по отношению к сероводороду, но и к меркаптанам.

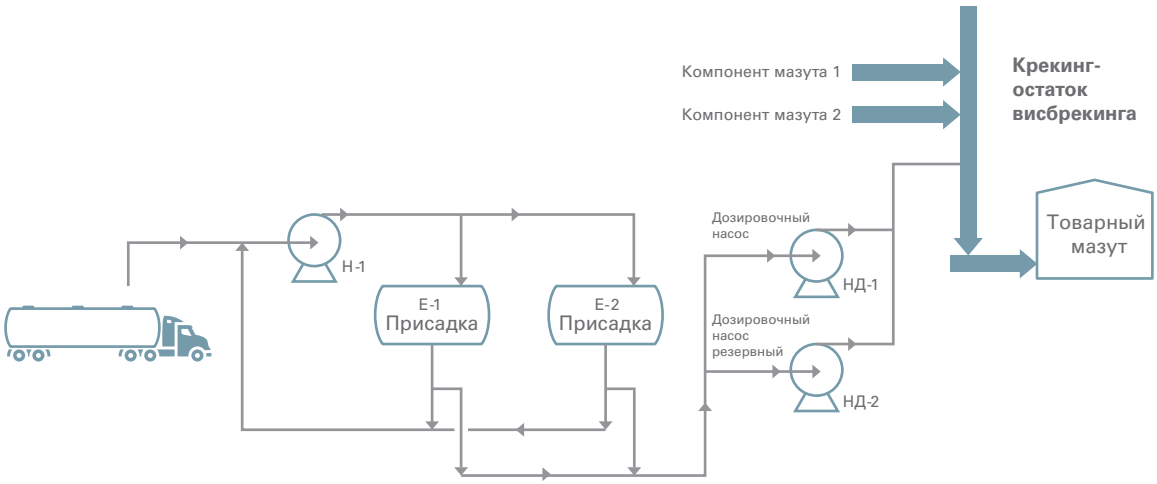
Asulpher 7002А, 7005 – реагенты на основе уротропина, 4 класса опасности.

Asulpher K-A – катализатор процессов окисления сероводорода и меркаптанов.

3 РЕАГЕНТЫ – ПОГЛОТИТЕЛИ СЕРОВОДОРОДА ДЛЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ

3.3. Схема правильного применения

Поглотитель сероводорода Asulpher предназначен для непрерывного или периодического дозирования из емкости хранения в трубопровод обрабатываемой среды (смесевой мазут, крекинг-остаток, гудрон и т.п.) при помощи дозирующего оборудования. Один из вариантов схемы дозирования поглотителя изображен на рисунке ниже.



3.4. Рекомендации по схеме дозирования

Рекомендуется:
1) точка ввода присадки должна быть максимально удалена от товарных резервуаров для увеличения времени реакции реагента с сероводородом;
2) подавать реагент в линию смесевого мазута, точнее после смешения всех сероводородсодержащих компонентов;
3) диапазон температур в точке подачи реагента – от 60 до 130 °С;
4) применение перемешивающего устройства типа статического смесителя после точки ввода реагента.

Дозировка реагента рассчитывается исходя из расхода обрабатываемого продукта и исходного содержания сероводорода в нем по формуле:

$$Q_{реагента} = \frac{Q_{мазута} \cdot D \cdot N_{H2S}}{10^3 \cdot \rho_{реагента}}$$

$Q_{реагента}$ – расход реагента, [л/ч];
D – эффективная дозировка реагента, определяется в ходе опытно-промышленных испытаний, [ppm поглотителя : ppm сероводорода в исходном мазуте];
N_{H2S} – количество сероводорода в исходном мазуте, ppm];
$\rho_{реагента}$ – плотность поглотителя сероводорода [г/см^3];
Q- расход обрабатываемого мазута, т/ч.

3 РЕАГЕНТЫ – ПОГЛОТИТЕЛИ СЕРОВОДОРОДА ДЛЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ

3.5. Контроль и регулирование обработки

Аналитический контроль результатов обработки включает в себя определение содержания сероводорода по методике IP 399/94 (ГОСТ Р 53716-2009) в мазуте (или отдельных его компонентах):

- до вовлечения присадки;
- после вовлечения (в линии);
- в товарных резервуарах во время их заполнения и при паспортизации.

В зависимости от результатов аналитического контроля подача реагента изменяется в большую либо меньшую сторону. Все изменения фиксируются.

Реагент поставляется автоналивом либо в закрытой таре (бочки 200 л или еврокубы IBC).

При заполнении емкостей хранения и трубопроводов поглотителем сероводорода необходимо произвести дренаж и очистку (например, паром) узла дозирования от применяемого ранее реагента.

3.6. Кейсы решения возможных ситуаций

3.6.1. Кейс: Превышение содержания сероводорода в обрабатываемом продукте

В случае превышения содержания сероводорода в товарном мазуте выше нормы рекомендуется следующее:

1) проверьте исправность работы дозирующих насосов, соответствие расхода реагента норме – по убыванию уровня реагента в емкости хранения, тарированием насосов либо при помощи других доступных способов;
2) переотберите пробы нефтепродукта и повторно выполните анализ;
3) оцените качество исходного продукта по содержанию сероводорода: выполните анализы исходного смесевого мазута, компонентов мазута, анализ рецептуры смесевого мазута на предмет изменения соотношения сероводородсодержащих компонентов;
4) увеличьте расход поглотителя сероводорода, величина повышения определяется полученным превышением по содержанию сероводорода;
5) при подаче Asulpher™ марки K-A проверьте стабильность подачи необходимого количества воздуха в линию обрабатываемого продукта, при необходимости – увеличьте расход воздуха;
6) в случае неоднократного превышения дозировки поглотителя сероводорода относительно установленных норм расхода свяжитесь с представителем ГК «Миррико».

3 РЕАГЕНТЫ – ПОГЛОТИТЕЛИ СЕРОВОДОРОДА ДЛЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ

3.6.2. Кейс: Наличие ВКЩ в обрабатываемом продукте

При получении неудовлетворительного анализа по содержанию ВКЩ в мазуте рекомендуется следующее:
1) выполните калибровку pH-метра. Повторно выполните анализ по содержанию ВКЩ в мазуте на ранее и вновь отобранной пробе;
2) определите значение pH водной вытяжки мазута с линии до и после обработки поглотителем сероводорода для исключения негативного влияния реагента. Также с этой целью возможно проведение лабораторного тестирования пробы поглотителя сероводорода на текущем сырье при максимальных значениях промышленных дозировок;
3) определите значения pH водной вытяжки исходных компонентов мазута. В случае, если в мазуте ВКЩ выявляется периодически, необходимо выполнять данные определения неоднократно;
4) выполните анализ защелачивания на установках АТ/АВТ предприятия – контроль отсутствия передозирования щелочного раствора, оптимизация подачи.

3.6.3. Кейс: Нарушения подачи реагента

Снижение эффективности обработки может быть вызвано нарушением работы дозирующего оборудования, что приводит к недостаточной подаче поглотителя в нефтепродукт. Рекомендуется следующее:
1) проверьте работоспособность и точность подачи соответствующего насоса – откалибруйте его при необходимости;
2) при обнаружении неработоспособности насоса в первую очередь проверьте состояние фильтра, установленного на приемном трубопроводе насоса (при наличии), при необходимости промойте фильтр;
3) проверьте линии и арматуру схемы подачи реагента на проходимость;
4) в случае отсутствия подачи реагента при нормальном состоянии фильтра проведите ревизию соответствующего насоса (насосов) и устраните имеющиеся неполадки, проверьте герметичность, исправность клапанов.

4 ПРИСАДКИ ДЛЯ СРЕДНИХ ДИСТИЛЛЯТОВ И МАЗУТОВ

4.1. Депрессорная присадка

При понижении температуры в средних дистиллятах и мазутах начинается интенсивное образование кристаллов парафина. Эти кристаллы образуют замкнутую систему, что приводит к потере текучих свойств. Одним из наиболее экономически целесообразных способов снижения температуры текучести/застывания и улучшения реологических свойств перекачиваемых/транспортируемых средних дистиллятов и мазутов является применение депрессорных присадок.

Принцип действия присадки основан на адсорбции молекул депрессора на поверхности образующихся кристаллов парафинов при понижении температуры, что препятствует дальнейшему росту кристаллов. Вследствие этого парафиновые кристаллы не укрупняются, гелеобразование/загустевание при понижении температуры уменьшается, понижается температура текучести и температура застывания нефтепродукта.

4.1.1. Марки присадки

Присадка:
- Dewaxol марки 7801;
- Dewaxol марки 7802;
- Dewaxol марок 7803А и 7803Б;
- Dewaxol марки 7804;
- Dewaxol марок 7325-Н и 7325-М.

Депрессорная присадка представляет собой специально подобранные композиции на основе поверхностно-активных веществ и сополимеров в углеводородном растворителе.

4.1.2. Описание применения присадки

Присадка может применяться в товарном виде при разогреве до температуры 50–70 °С, а также в виде растворов в дизельной фракции (или других углеводородных растворителях), подогретых до температуры 40–50 °С. Ввод присадки осуществляется в горячий (выше 60 °С) поток обрабатываемого нефтепродукта.

Примечание: минимально необходимая температура обрабатываемого нефтепродукта определяется температурой плавления входящих в него парафинов, а также возможностями обеспечения эффективного перемешивания топлива с присадкой (наличие смесительных устройств, вязкость нефтепродукта при температуре введения присадки). Дозировки присадки колеблются в довольно широком пределе (100–2000 г/т) и зависят от фракционного и группового состава обрабатываемого нефтепродукта, в частности от молекулярно-массового распределения парафинов, их количества в нефтепродукте. Эффективные дозировки определяются в ходе лабораторных и опытно-промышленных испытаний.

4 ПРИСАДКИ ДЛЯ СРЕДНИХ ДИСТИЛЛЯТОВ И МАЗУТОВ

4.1.3. Кейсы решения возможных ситуаций

4.1.3.1. Кейс: Повышение температуры текучести/застывания конечного продукта относительно нормированных значений

Главным фактором, влияющим на эффективность депрессорной присадки, является фракционный и групповой состав обрабатываемого нефтепродукта, а также молекулярно-массовое распределение парафинов, их количество в нефтепродукте.
При ухудшении низкотемпературных свойств конечного топлива (недостижение требуемых результатов по низкотемпературным свойствам) выполните следующие действия:
1) проверьте исправность дозирующего оборудования и точность дозирования присадки, гомогенность рабочего раствора в емкости дозирования (в случае дозирования раствора присадки);
2) проверьте эффективность рабочей дозировки присадки в лабораторных условиях, на нынешней базе (исходный нефтепродукт, до вовлечения присадки), а также на ранее применявшейся базе (на которой не было проблем с достижением требуемой депрессии при рабочей дозировке). Данное испытание позволит определить, в чем проблема: качество исходного нефтепродукта или качество партии присадки;
3) в случае, если причина в изменении «базы», проверьте, не происходило ли изменение рецептуры топлива (определите: количество и качество вовлекаемых компонентов конечного топлива; молекулярно-массовое распределение парафинов и сравните его с прежним; температуру текучести/застывания топлива без присадок), скорректируйте рецептуру, если возможно и целесообразно;
4) в случае необходимости увеличьте расход депрессорной присадки, предварительно подобрав новую эффективную дозировку в лабораторных условиях.

РЕШЕНИЯ ДЛЯ НХ

1 РЕАГЕНТЫ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА МОНОМЕРОВ

1.1. Ингибиторы термополимеризации

1.1.1. Описание реагентов

Ингибиторы термополимеризации линеек Dewaxol и InFlow ГК «Миррико» представляют собой композиции гетероциклических соединений и предназначены для подавления процессов термополимеризации при производстве базовых мономеров: этилена, пропилена, бутадиена, изопрена и стирола. Механизм ингибирования основан на связывании образующихся свободных радикалов и обрыве растущих цепей. Применение данного типа реагентов существенно увеличивает длительность пробега колонного, теплообменного и компрессорного оборудования, где наблюдаются высокие рабочие температуры и высокие концентрации непредельных углеводородов.

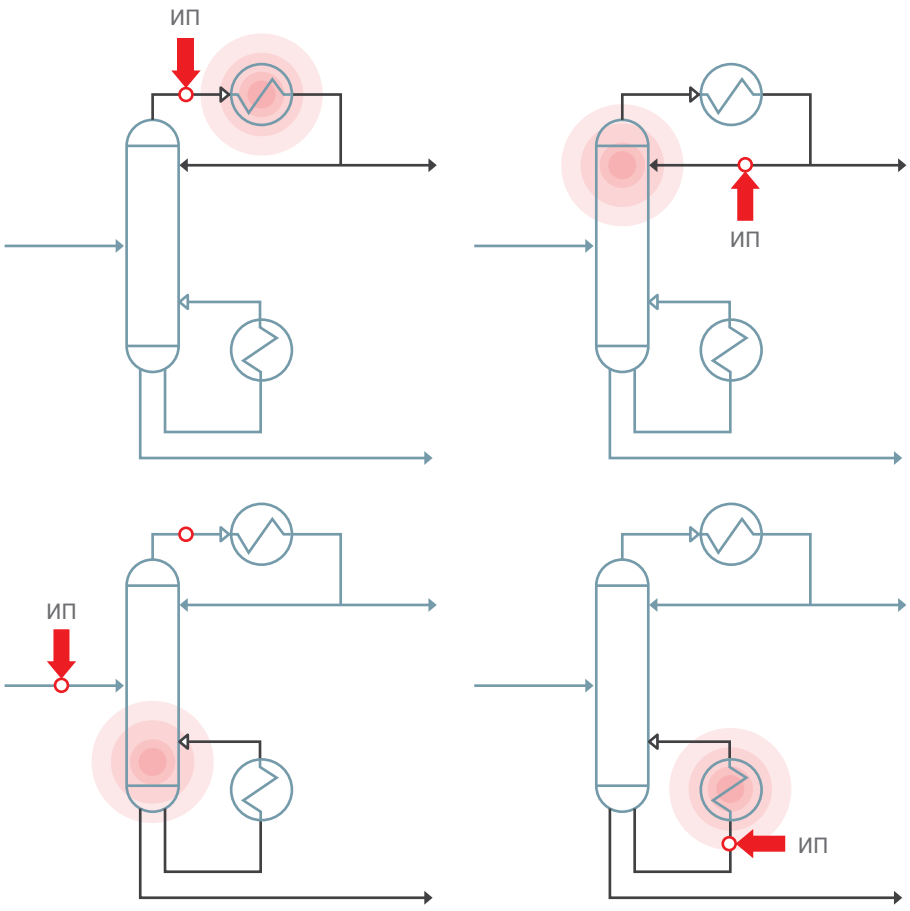
1.1.2. Марки реагентов

Dewaxol марок 3002, 3102 и InFlow марки 3002, 3102 – для потоков, содержащих бутадиен и изопрен. Dewaxol марки 3004 и InFlow марки 3004 – для потоков, содержащих стирол. Dewaxol марки 3003 и InFlow марки 3003 – для узлов компримирования производства бутадиена и этилена.

1 РЕАГЕНТЫ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА МОНОМЕРОВ

1.1.3. Схема правильного применения (для узлов ректификации)

Выбор точки ввода ингибитора осуществляется согласно типовым схемам на основании существующих проблем с полимерными отложениями.
При выборе точки ввода ингибитора также необходимо понимание о влиянии ингибитора на последующие стадии производства.



РЕАГЕНТЫ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА МОНОМЕРОВ

1.1.4. Кейсы решения возможных ситуаций

1.1.4.1. Кейсы: Частая чистка фильтров для улавливания частиц полимера

Частая чистка фильтров для улавливания частиц полимера и большое количество полимерных отложений в корзинах фильтров могут свидетельствовать о недостаточном ингибировании либо увеличении рабочей температуры куба колонны. Выполните следующие действия:
1) увеличьте расход ингибитора до утвержденных расходных норм;
2) снизьте рабочую температуру куба колонны до регламентированных норм.

1.1.4.2. Кейс: Увеличение расхода греющего агента на кипятильник

Увеличение расхода греющего агента на кипятильник может косвенно свидетельствовать об образовании полимерных отложений в трубках кипятильника. Для предотвращения этого выполните следующие действия:
1) проверьте загрузку колонны по питанию и флегме. По возможности снизьте расход флегмового орошения;
2) если с увеличением расхода греющего агента наблюдается снижение температуры куба колонны при стабильной загрузке, то необходимо подготовить резервный кипятильник. После достижения максимальных расходов греющего агента и снижения температуры ниже регламентной произведите переключение на резервный кипятильник;
3) если длительность пробега кипятильника получилась меньше среднестатистической, сообщите об этом технологической службе БЕ «НГП и НХ» ГК «Миррико» и зафиксируйте результаты вскрытия данного кипятильника.

1 РЕАГЕНТЫ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА МОНОМЕРОВ

1.1.5. Кейсы решения возможных ситуаций в производстве стирола

1.1.5.1. Кейс: Забивка пакетов насадки в колонне ректификации стирола

Рост перепада давления по колонне и ухудшение процесса разделения могут свидетельствовать о забивке пакетов насадки ректификационной колонны полимерными отложениями. Всё это приводит к снижению производительности установки по товарному стиролу. Образование полимера возможно в нескольких случаях, однако наиболее вероятными являются:

- Низкая эффективность или низкий расход ингибитора полимеризации;
- Имевшие место аварийные остановки.

Выполните следующие действия:

1) проведите анализ по содержанию ингибитора в кубовом потоке колонны;
2) в случае недостаточного количества ингибитора увеличьте расход ингибитора;
3) сообщите о росте перепада давления по колонне в технологическую службу БЕ «НГП и НХ» ГК «Миррико».

С целью предотвращения полимеризации стирола при аварийной остановке необходимо соблюдать следующий порядок мероприятий при аварийном отключении электроэнергии:

1) прекратите подачу пара в испарители колонн. Контролируйте температуру и не допускайте её резкого увеличения в колонне;
2) прекратите подачу питания в колонны;
3) обеспечьте подачу ингибитора в колонны;
4) заполните колонны этилбензолом;
5) слейте этилбензол с колонн в резервную ёмкость;
6) после полного опорожнения колонн продуйте колонны азотом.

РЕАГЕНТЫ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА МОНОМЕРОВ

1.1.6. Кейсы решения возможных ситуаций для узла компримирования пирогаза

1.1.6.1. Кейс: Отложения полимеров на стенках компрессорного оборудования и забивка межступенчатых холодильников

Рост перепада давлений по межступенчатым холодильникам, рост давлений и температуры на нагнетаниях могут указывать на забивку теплообменного оборудования отложениями полимеров. Следует провести следующие мероприятия:

1) увеличьте расход подаваемого ингибитора термополимеризации с моющим эффектом на всас компрессоров;
2) увеличьте расход ингибитора полимеризации в трубопровод пирогаза перед межступенчатыми холодильниками;
3) увеличьте расход промывной жидкости (керосин, БТК и т.п.) на всас компрессоров;
4) обратитесь в технологическую службу БЕ «НГП и НХ» ГК «Миррико».

2 РЕШЕНИЯ ДЛЯ ЭТИЛЕНОВЫХ ПРОИЗВОДСТВ: УЗЕЛ ЩЕЛОЧНОЙ ОЧИСТКИ ПИРОГАЗА

2.1. Ингибитор альдольной конденсации

2.1.1. Описание реагентов

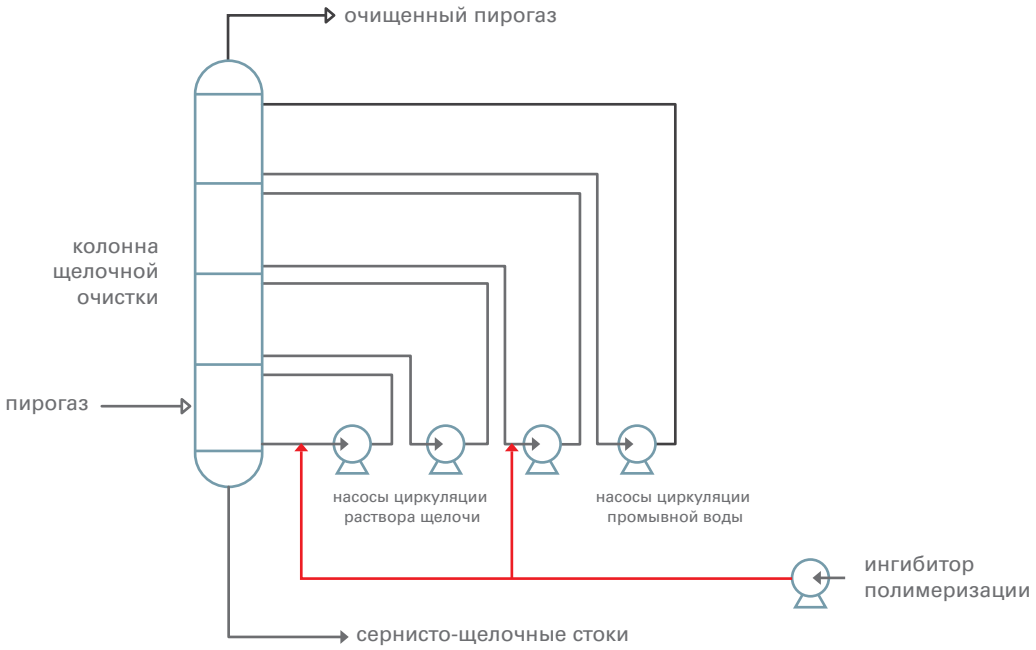
На узлах щелочной очистки пирогаза часто наблюдаются проблемы с образованием так называемого «желтого масла», которое приводит к обрастанию контактных устройств, пенообразованию и росту гидравлического сопротивления колонн. Желтое масло – это не что иное, как продукт альдольной конденсации ацетальдегида. Ацетальдегид в колонну щелочной очистки приносится с пирогазом и легко полимеризуется в присутствии щелочи.

Для борьбы с «желтым маслом» используют специальные ингибиторы альдольной конденсации, которые взаимодействуют с альдегидом, образуя безвредные продукты, хорошо растворимые в воде.

2.1.2. Марки реагентов

Dewaxol марки 3001-A, B, InFlow марки 3001-A, B.

2.1.3. Схема правильного применения



2 РЕШЕНИЯ ДЛЯ ЭТИЛЕНОВЫХ ПРОИЗВОДСТВ: УЗЕЛ ЩЕЛОЧНОЙ ОЧИСТКИ ПИРОГАЗА

2.1.4. Кейсы решения возможных ситуаций

2.1.4.1. Кейсы: Рост перепада давления по колонне

Рост перепада может свидетельствовать об обрастании смолами контактных устройств. Выполните следующие действия:
1) определите содержание ацетальдегида в пирогазе на входе в колонне. При повышенном значении увеличьте подачу реагента;
2) при сохранении высокого перепада подайте в колонну легкую пиролизную смолу либо пиробензин для промывки от смол;
3) сохранение высокого перепада после промывки от смол может свидетельствовать об отложениях солей на контактных устройствах. В этом случае произведите промывку колонны паровым конденсатом (водой);
4) если проведенные мероприятия не привели к снижению перепада давления по колонне, сообщите об этом технологической службе БЕ «НГП и НХ» ГК «Миррико».

РЕШЕНИЯ ДЛЯ НГП

1 РЕАГЕНТЫ ДЛЯ УСТАНОВОК ТЕРМИЧЕСКОГО КРЕКИНГА, ВИСБРЕКИНГА, УСТАНОВОК ЗАМЕДЛЕННОГО КОКСОВАНИЯ

1.1. Применение реагентов

Пакет реагентов для снижения коксообразования предназначен для обеспечения следующих процессов:

1) процесс пассивации поверхности металла теплообменного оборудования (узел нагрева сырья), змеевиков печи с целью создания пассивирующего слоя для предотвращения отложения предшественников кокса в период пуска и выхода на режим установки после ремонта;
2) процесс ингибирования образования отложений кокса на высокотемпературных поверхностях оборудования (теплообменники и печи) со стороны сырья;
3) процесс стабилизации жидкого потока (крекинг-остаток/кубовый остаток) для предотвращения агломерации образовавшихся частиц кокса и засорения кубовой части фракционирующей колонны и трубного пространства теплообменного оборудования узла нагрева сырья.

1.2. Марки реагентов

Пакет реагентов включает следующие марки:

1) Ингибитор коксообразования и коксоотложения Dewaxol 1001, 1004;
2) Диспергатор-стабилизатор Dewaxol 1002;
3) Пассиватор Dewaxol 1003.

1 РЕАГЕНТЫ ДЛЯ УСТАНОВОК ТЕРМИЧЕСКОГО КРЕКИНГА, ВИСБРЕКИНГА, УСТАНОВОК ЗАМЕДЛЕННОГО КОКСОВАНИЯ

1.3. Варианты схем подачи

Подача ингибитора коксообразования и коксоотложения может производиться:

1) на прием сырьевых насосов перед блоком теплообмена (узел нагрева сырья);
2) в линию сырья (или вторичного сырья) после блока теплообмена перед печью;
3) в линию турбулизатора перед подачей в печи.

Подача диспергатора-стабилизатора может производиться:

1) перед фильтрами в линию кубового остатка после колонны;
2) в трубопровод квенча (частично охлажденный кубовый остаток, возвращаемый в куб колоны).

Подача пассиватора может производиться:

1) на прием сырьевых насосов перед блоком теплообмена (узел нагрева сырья);
2) в линию сырья после блока теплообмена перед печью.

На рисунке 1 продемонстрированы варианты подачи реагентов на установке Висбрекинга.

На рисунке 2 продемонстрированы варианты подачи реагентов на установке замедленного коксования (УЗК).

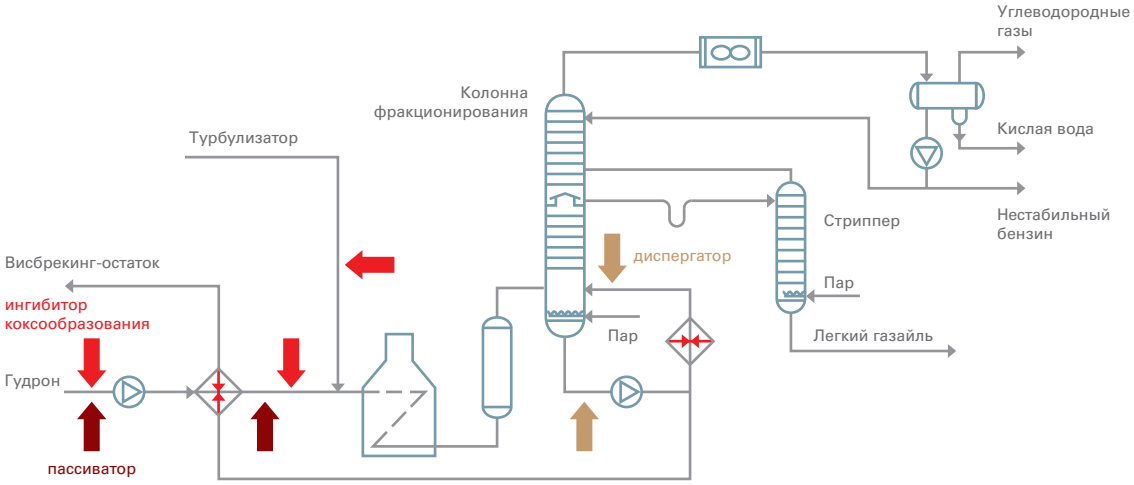


Рисунок 1. Схема подачи реагентов на установке Висбрекинга

1 РЕАГЕНТЫ ДЛЯ УСТАНОВОК ТЕРМИЧЕСКОГО КРЕКИНГА, ВИСБРЕКИНГА, УСТАНОВОК ЗАМЕДЛЕННОГО КОКСОВАНИЯ

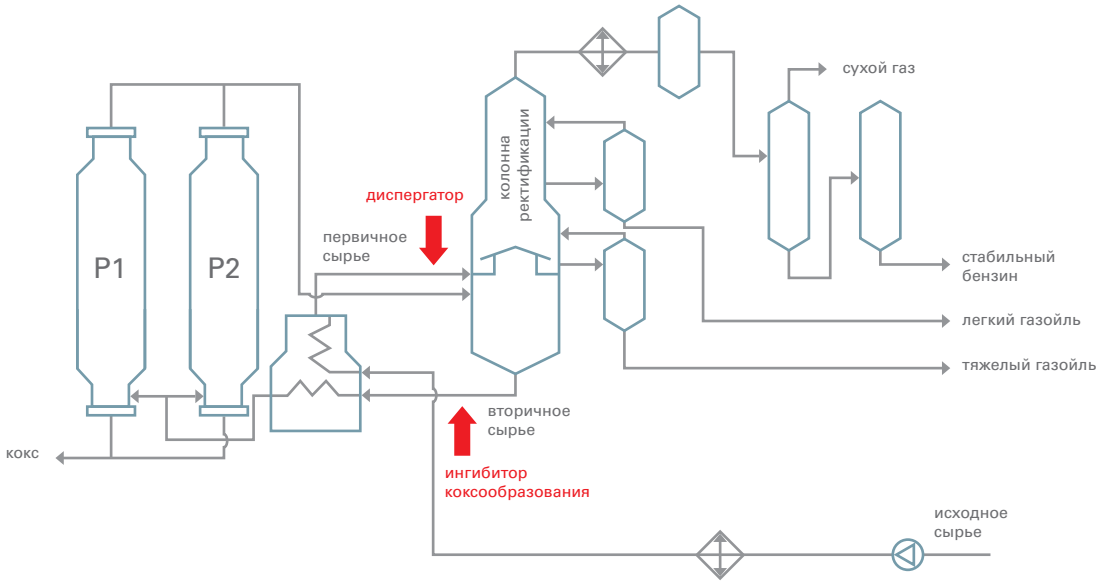


Рисунок 2. Схема подачи реагентов на УЗК

1.4. Кейсы решения возможных непредвиденных ситуаций

1.4.1. Рост перепада давления по печи

При обнаружении тенденции роста перепада давления по печи при стабильной нагрузке по сырью и температуре реакционной массы на выходе из печи рекомендуется:

1) Оценить температурный профиль исходного сырья и крекинг-остатка на выходе из теплообменников на узле нагрева сырья. В случае снижения температуры исходного сырья ниже регламентных значений требуется сделать несколько анализов для определения размера коксовых частиц в крекинг-остатке;

2) Временно увеличить расход диспергатора-стабилизатора в линию крекинг-остатка на 40-50% от существующего расхода;

3) Удостовериться в подаче турбулизатора, при технической возможности увеличить расход турбулизатора;

4) Временно увеличить расход ингибитора коксообразования на 40-50% от текущего расхода, мониторить в динамике (в течение 1,5-2 недель) перепады давления по печи, температуры исходного сырья и крекинг-остатка.

1.4.2. Появление неравномерного распределения температурного профиля гудрона по длине змеевика печи.

1) Визуально оценить (ч/з смотровые окна) распределение пламени основных горелок, исключить прямой контакт с трубопроводом путем равномерного распределения топливного газа горелкам;
2) Равномерно распределить нагрузку сырья по каждому змеевику в пределах ±1-2 т/ч, так как дисбаланс приводит к увеличению тепловой нагрузки по змеевикам, и как вследствие, увеличение темпа роста кокса по недогруженному змеевику;
3) Обеспечить расход турбулизатора на постоянном уровне для снижения время пребывания реакционной массы в змеевиках печи;
4) При снижении/увеличении производительности установки необходимо медленно и одновременно снижать/увеличивать расходы на каждый поток печи со скоростью 1 – 2 т/10 минут. Снижение/увеличение тепловой нагрузки на печи производится заблаговременно и автоматически;
5) Усилить контроль (ежесуточно) за трендом температур стенок труб змеевиков печи.

1.4.3. Смена качества сырья, поступающего на переработку.

При поступлении на установку более тяжелого сырья с значительным содержанием асфальтенов требуется изменение технологического режима процесса.

При снижении скорости потока из-за повышенной вязкости сырья, требуется больше тепла для нагрева сырья как перед печами, так и печах, что в свою очередь приводит к увеличению потребления топливного газа. По этой причине установка вынуждена поддерживать более жесткий технологический режим для достижения требуемой вязкости конечного продукта.

При переработке тяжелого сырья рекомендуется:

1) При технической возможности поддерживать температуру сырья (после установок АВТ, АТ) на входе на установку на достаточно высоком уровне, чтобы облегчить предварительный нагрев исходного сырья и снизить тепловую нагрузку на печи;
2) Для минимизации риска коксообразования увеличить дозировки реагентов ингибитора коксообразования и диспергатора-стабилизатора на 50%;
3) Снизить давление в реакционной камере на 1-2 кг/см2, что позволит уменьшить время пребывания сырья как в печи, так и в реакторе;
4) При наличии технической возможности увеличить расход турбулизатора в змеевики печи, холодной струи в шлемовую линию выносной реакционной камеры;
5) Периодически рекомендуется делать анализ для определения размера коксовых частиц в крекинг-остатке;
6) В случае перехода на более легкое сырье (увеличение конверсии, уменьшение вязкости крекинг-остатка) рекомендуется снизить температуру сырья на выходе из печи на 1-2 °С, что позволит увеличить время пробега установки.

О КОМПАНИИ

БИЗНЕС-ЕДИНИЦА «НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА И НЕФТЕХИМИЯ» –

направление ГК «Миррико» в области разработки и внедрения новых технологий и химических решений для обеспечения технологической и экономической эффективности процессов переработки нефти, газа, а также нефтехимических процессов.

БЕ «НГП и НХ» ГК «Миррико» развивает и осуществляет следующие услуги:

- поставка реагентов для улучшения качества светлых и темных нефтепродуктов, а также для обеспечения бесперебойного и безаварийного функционирования основных технологических процессов нефтегазопереработки и нефтехимии;
- подбор, внедрение, поставка и периодический мониторинг эффективности реагентов для первичных и вторичных процессов нефтепереработки.

КОМПАНИЯ ГАРАНТИРУЕТ ВЫСОКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ХИМРЕАГЕНТОВ, ИХ СООТВЕТСТВИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ, ЭКОЛОГИЧЕСКИМ И ЭКОНОМИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ ЗАКАЗЧИКА.

ВАШИ ПРЕИМУЩЕСТВА ПРИ РАБОТЕ С БЕ «НГП И НХ» ГК «МИРРИКО»:

- обеспечение высокой эффективности реагентов для различных процессов нефтепереработки и нефтехимии;
- экономический эффект в результате качественного подбора реагентов БЕ «НГП и НХ», выражающийся как в снижении затрат на реагенты, так и в оптимизации технологических параметров основного процесса и, как следствие, снижение затрат на ремонтные работы и увеличение сроков межремонтного пробега;
- снижение затрат на реагенты, благодаря использованию продуктов российского производства (более низкая цена при сохранении технологической эффективности на уровне импортных конкурентов);
- высокий уровень сервисной поддержки, внедрение системы экономических гарантий при использовании продукции БЕ «НГП и НХ».

СФОКУСИРУЙТЕСЬ НА РЕЗУЛЬТАТЕ, ХИМИЕЙ ЗАЙМЕМСЯ МЫ

ОТРАСЛИ ПРИСУТСТВИЯ ГК «МИРРИКО»

Разведка
и добыча нефти

Трубопроводный
транспорт
углеводородов

Черная и цветная
металлургия

Переработка
нефти и газа

Обработка
воды и очистка
стоков

Химическая
и нефтехими-
ческая про-
мышленность

Добыча
и обогащение
угля

ХИМИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ:

- разработка
- производство
- сервис

г. Казань, ул. Островского, 84
тел.: +7 (843) 537-23-93,
факс: +7 (843) 537-23-94
e-mail: info@mirrico.com

г. Москва, Воронцовские
пруды, 3, п. 23
тел.: +7 (495) 663-16-35