



УДК 665.632

УСПЕШНОЕ РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ УСТАНОВКИ АМИННОЙ ОЧИСТКИ ОТ СЕРОВОДОРОДА ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В ПАО «ОРЕНБУРГНЕФТЬ»

А.А. Таркин (ПАО «Оренбургнефть», РФ, Оренбургская обл.), И.А. Лаврентьев, В.М. Александров (ЗАО «Химтэк Инжиниринг», РФ, Санкт-Петербург)
E-mail: ia.lavrentyev@himtek.ru

В статье рассматриваются вопросы, касающиеся процесса очистки газа от кислых примесей (сероводород и диоксид углерода) водными растворами аминов. В работе описаны преимущества и недостатки применения альтернативных аминов (дигликолямина – ДГА и метилдиэтанолamina – МДЭА) в процессе абсорбционной очистки попутного нефтяного газа (ПНГ) от сероводорода на примере Покровской установки комплексной подготовки газа (УКПГ) Зайкинского ГПП ПАО «Оренбургнефть». Обоснована возможность замены рабочего амина на Покровской УКПГ: импортного ДГА, который предусмотрен проектом в качестве рабочего на блоке сероочистки, на МДЭА, производящийся в РФ. Приведены основные результаты поверочных расчетов работы блока сероочистки с использованием МДЭА в качестве рабочего амина. Сделан вывод о возможности и целесообразности замены ДГА на МДЭА на блоке сероочистки Покровской УКПГ при выполнении ряда подготовительных мероприятий. Приведены реально достигнутые показатели работы блока сероочистки после произведенной замены рабочего амина, подтверждающие адекватность расчетов и обоснованность сделанных выводов.

Ключевые слова: установка очистки газа, импортозамещение, кислые газы, абсорбент, амин, МДЭА, деградация.

Покровская УКПГ является структурным подразделением Зайкинского ГПП филиала ПАО «Оренбургнефть» и предназначена для переработки попутного нефтяного газа, добываемого на Покровской и Сорочинско-Никольской группе месторождений до требований СТО Газпром 089–2010 для дальнейшей транспортировки в магистральный газопровод ПАО «Газпром».

Процесс подготовки газа предусматривает сепарацию, компримирование, очистку газа и газового конденсата от сероводорода

и диоксида углерода раствором ДГА, извлечение меркаптанов раствором щелочи NaOH, осушку этиленгликолем (ЭГ), отбензинивание методом низкотемпературной конденсации и фракционирование, также предусмотрено производство элементарной серы.

Автор проекта – компания John Brown E&C Ltd, поставщик основного технологического оборудования – компания Thermo Design Engineering Ltd. Проектная мощность установки – 450 млн м³/год, она введена в эксплуатацию во II квартале 2013 г.

Import phase-out issues: Orenburgneft's hydrogen sulphide and associated gas amine treatment unit proves successful solution

Tarkin A.A. (PAO Orenburgneft, RF, Buzuluk), Lavrent'yev I.A., Aleksandrov V.M. (ZAO Himtek Engineering, RF, St. Petersburg)
E-mail: ia.lavrentyev@himtek.ru

This paper addresses issues related to sour gas (H₂S and CO₂) treatment units using amine water solutions. It describes benefits and shortcomings of alternative amines (DGA and MDEA) for associated gas absorption treatment based on Pокrovskaya upstream gas treatment unit at Orenburgneft's Zaikin gas processing plant. Opportunities for process amine replacement are discussed: shifting from imported DGA (assumed by initial design for sulphur units) to domestically available MDEA. Key summary data are provided for this amine replacement, along with conclusions on opportunity and feasibility of shifting from DGA to MDEA assuming some process modifications are made. Initial performance records for this sulphur treatment unit reveal obvious benefits, which is believed to confirm adequacy of earlier expectations and estimates.

Keywords: gas treatment unit, imports phase-out, sour gas, absorbent, amines, DGA, MDEA, performance, gas processing plant.

Процесс очистки ПНГ от кислых газов (H₂S, CO₂) осуществляется на блоке сероочистки газа (БСГ), спроектированном по классической схеме аминной очистки – с одним абсорбером с верхним одинарным орошением, одним регенератором в виде десорбера с принудительной дефлегмацией и одним контуром циркуляции аминного раствора. БСГ дополнительно оснащен системами фильтрации и смолоотделения.

Свойства газа, поступающего на установку сероочистки газа, приведены ниже.

Блок работает по следующей схеме: газ, нагнетаемый с блока компримирования сырьевого газа на БСГ (давлением 6,1 МПа),

Содержание, г/м ³	
H ₂ S	15-25
C _s	350
RSH	2-4
Объемная доля, %	
CO ₂	До 1
O ₂	До 0,5
Влажность, %	100

проходит через фильтр и поступает в нижнюю часть абсорбера, где вступает в контакт с бедным водным раствором ДГА с массовой долей 40 %. Абсорбер представляет собой тарельчатую колонну с 22 тарелками. Очищенный газ направляется на блок щелочной обработки. Раствор богатого амина направляется в сепаратор, где при снижении давления удаляются углеводороды и некоторая часть кислого газа. Затем он нагревается в рекуперативном теплообменнике и поступает в регенератор. Поток кислого газа и водяного конденсата из конденсатора флегмы поступает в приемник, откуда жидкость с помощью насосов направляется на верхнюю тарелку регенератора, а кислый газ – на блок получения серы. Регенерированный амин, пройдя через рекуперативный теплообменник и расходную емкость амина, подается на верхнюю тарелку абсорбера.

Технологической схемой предусмотрена фильтрация 20 % потока раствора амина через угольный фильтр и фильтр тонкой очистки. Продукты распада ДГА периодически выводятся из процесса в установке регенерации, которая работает при давлении 0,1 МПа и температуре 182 °С.

В целом применяемый в качестве абсорбента кислых газов ДГА зарекомендовал себя с наилучшей стороны, поскольку:

- обладает высокой абсорбционной способностью не только к сероводороду, но и к углекислому газу (в большей степени) и меркаптановой сере (в меньшей степени);
- применение ДГА позволяет снизить нагрузку и расход щелочного раствора на блоке демеркаптанации газа;
- обладает сравнительно высокой химической стойкостью к высокому содержанию кислорода в газе;
- менее склонен к пенообразованию, чем вторичные и третичные амины;
- допускает очистку от высококипящих и нелетучих продуктов деградации методом





дистилляции водного раствора под рабочим давлением регенератора;

- позволяет поддерживать высокую концентрацию (40–60 %) амина в рабочем растворе, что обуславливает достаточно низкую производительность циркуляционных насосов и, следовательно, пониженный расход электроэнергии по сравнению с другими растворами (особенно моноэтаноломином).

Из недостатков использования ДГА необходимо отметить следующие:

- импортный дорогостоящий реагент с большим сроком поставки;
- постепенно деградирует в присутствии CO_2 в очищаемом газе, в отличие, например, от третичных аминов, в частности, в процессе взаимодействия ДГА с CO_2 с образованием термостабильной соли [1];
- мгновенно вступает в необратимые реакции с некоторыми примесями в очищаемом газе, например с COS, отчего быстро деградирует в присутствии таких примесей (в отличие от вторичных и третичных аминов).

Последние два недостатка ДГА обусловлены тем, что по своей химической структуре он является первичным амином со всеми характерными для первичных аминов химическими свойствами.

В процессе эксплуатации БСГ остро встал вопрос с закупкой ДГА для восполнения потерь и замены в случае полной деградации амина в системе. На первом этапе был организован складской запас ДГА, по объему равный одной полной замене системы. На втором – была разработана программа проведения опытно-промышленных испытаний по замене импортного ДГА на амин отечественного производства.

Условия испытаний:

- работа БСГ без какой-либо замены оборудования;
- производительность блока должна остаться на уровне проектной;
- очищенный газ должен соответствовать требованиям СТО Газпром 089–2010.

Из всех аминов, производимых в РФ и используемых в газоочистке, наиболее пригодным для замены ДГА в данных обстоятельствах представляется МДЭА (производитель ЗАО «Химсорбент», г. Дзержинск). Обладая хорошей поглотительной способностью по сероводороду, он фактически единственный из производимых в РФ

аминов, который позволяет работать при тех же рабочих концентрациях в растворе, что и ДГА. Допустимый диапазон рабочих массовых долей МДЭА в растворе достаточно широк: 35–50 %.

Для аминов, у которых максимально допустимая концентрация в рабочем растворе меньше, возникает необходимость поддерживать большие расходы при циркуляции абсорбента, чем для ДГА. Как следствие – увеличение производительности насосов, установка дополнительных теплообменников, возможно – замена массообменных элементов в абсорбере и регенераторе либо снижение максимальной пропускной способности абсорбера по газу, а значит, и всей УКПГ в целом.

Помимо явных преимуществ коммерческого характера (дешевизна и доступность) МДЭА как третичный амин по сравнению с первичным амином ДГА обладает следующими преимуществами и недостатками.

Преимущества:

- более стабилен в присутствии CO_2 в очищаемом газе, по сравнению с первичными и вторичными аминами – не вступает в необратимые реакции с CO_2 ;
- устойчив к присутствию в газе некоторых примесей, например COS;
- обладает низкой энергией взаимодействия с кислыми газами (H_2S и CO_2), отсюда – низкое потребление тепла на стадии регенерации абсорбента.

Недостатки:

- медленная скорость реакции поглощения CO_2 , отсюда – сравнительно высокий уровень проскока CO_2 с очищенным газом через абсорбер. В ряде случаев, когда требуется селективная очистка от H_2S , а низкое содержание CO_2 в очищенном газе не обязательно, указанный недостаток становится преимуществом;
- деградация (медленная) в присутствии кислорода в очищаемом газе с образованием коррозионно активных аминокислот (наиболее характерная из них – бицин);
- температура кипения МДЭА выше, чем температура кипения ДГА, что делает невозможной очистку от высококипящих и нелетучих продуктов деградации методом простой дистилляции водного раствора под рабочим давлением регенератора, вместо этого для восстановления амина требуются значительно более сложные и дорогие процессы;

- как следствие предыдущего недостатка – повышенные требования к качеству фильтрации рабочего раствора и расходных элементов фильтров, в частности – активированного угля;

- повышенная (по сравнению с первичными аминами) склонность к вспениванию рабочих растворов, соответственно, там, где применяется МДЭА, требуется постоянная добавка активатора в рабочий раствор;

- более высокая вязкость водных растворов аналогичных концентраций, чем у ДГА, что увеличивает гидравлическое сопротивление и ухудшает теплопередачу;

- высокие равновесные концентрации кислых газов в парах при низких рабочих давлениях, отсюда – сравнительно высокие показатели содержания кислых газов при очистке газа при низких давлениях в абсорбере (особенно ниже 0,2 МПа).

Несмотря на внешнее обилие недостатков, практически все они не представляются критичными. Разработчики процесса при проектировании блока сероочистки для Покровской УКПГ мотивировали выбор ДГА в качестве абсорбента первыми двумя недостатками МДЭА, что, в свою очередь, было обусловлено следующим:

- требованием к хорошей очистке от CO_2 (объемная доля менее 0,1 %), обусловленным исключительно наличием после сероочистки блока демеркаптанации раствором щелочи по методу Meerox для выполнения нормативов по расходу NaOH и количеству отходов. Что касается потребителя газа (ПАО «Газпром»), то норма СТО Газпром 089–2010 (объемная доля не более 2,5 %) с учетом реального содержания CO_2 в поступающем на очистку ПНГ фактически снимает требования к присутствию CO_2 в очищенном газе;

- высоким содержанием кислорода в поступающем на установку ПНГ. Для снижения последствий воздействия кислорода на амин (от присутствия кислорода в газе деградации подвергаются любые амины) в технологической схеме блока сероочистки был предусмотрен восстановитель амина (смолоотделитель) в расчете на его регулярное использование при работе на растворах ДГА.

Однако практика работы Покровской УКПГ на ДГА показала следующее. Раствор ДГА (если он еще не подвергся сильной деградации) очень хорошо чистит

ПНГ от H_2S и CO_2 : от сероводорода – до остаточных значений содержания 0,2÷1,0 ppm (чаще – ближе к нижнему значению диапазона), от диоксида углерода – до объемной доли не более 0,004 %. То есть технологические запасы по степени очистки газа огромны.

Блок демеркаптанации газа включают в работу очень редко, поскольку количественный и компонентный состав меркаптанов в ПНГ непостоянен, и чаще бывает так, что меркаптаны удаляются до приемлемых значений уже после сероочистки. Включение блока в работу требуется лишь при существенном повышении в ПНГ количества легких меркаптанов, что бывает крайне редко.

Содержание кислорода в газе с молярной долей 0,3–0,5 % на сегодняшний день в результате предпринятых мер снизилось до молярной доли 0,01–0,02 % при норме СТО Газпром 089–2010 не более 0,02 %, т. е. можно утверждать, что проблема кислородной деградации аминов перестала быть остроактуальной.

В свете указанной выше практики работы Покровской УКПГ представляется тем более допустимым перейти на МДЭА, поскольку столь глубокая очистка от CO_2 , как на ДГА, не требуется (выполнение внутризаводской нормы по CO_2 (объемная доля не более 0,1 %) может быть достигнуто применением добавок, повышающих поглотительную способность раствора МДЭА по CO_2),

и проблема кислородной деградации МДЭА в растворе практически снята.

Что касается остальных недостатков МДЭА по сравнению с ДГА, то в нашем случае они существенно менее важны, чем те два, что были подробно рассмотрены выше.

Для окончательного решения по замене ДГА на МДЭА на блоке сероочистки Покровской УКПГ необходимо было проведение поверочных расчетов работы блока сероочистки, в целях получения ответов на следующие вопросы.

1. Каковы реально достижимые показатели очистки газа от H_2S и CO_2 при работе блока на растворе МДЭА?

2. Требуется ли применение добавки, повышающей поглотительную способность раствора МДЭА по CO_2 , если да, то какой (обоснование выбора добавки того или иного типа)?

3. Каковы условия работы абсорбера, обеспечивающие потенциально низкую склонность к вспениванию рабочего абсорбента?

Постановка задачи. Для расчета был взят типичный состав газа, поступающий на блок сероочистки Покровской УКПГ, с содержанием H_2S 20 г/м³ (что для входного состава газа в пересчете на молярные доли будет соответствовать 1,33 %) и с молярной долей CO_2 0,75 %. Расход газа, соответствующий полной нагрузке блока сероочистки, при работе всех трех параллельных линий

компримирования – 52 077 кг/ч, или приблизительно 48,5 тыс. м³/ч.

Рабочие параметры проведения процесса очистки газа были приняты соответствующими типичным режимам работы блока сероочистки на растворе ДГА, в том числе расход на орошение в абсорбер – 32 т/ч, массовая доля МДЭА в абсорбенте – 40 %, содержание сероводорода в регенерированном аminer – 0,3 г/л.

Параметры массообменной аппаратуры (абсорбера и регенератора), принципиально влияющие на результат расчета:

- для абсорбера – 22 тарелки одноходовые колпачкового типа, расстояние между тарелками – 610 мм, внутренний диаметр абсорбера 1219 мм, сливная перегородка длиной 870 мм, высотой 60 мм;

- для десорбера – 20 тарелок одноходовых колпачкового типа, подача питания – на 18-ю снизу, расстояние между тарелками – 610 мм, внутренний диаметр десорбера 1067 мм, сливная перегородка длиной 780 мм, высотой 40 мм.

Проведение расчетов. Поверочные расчеты были выполнены с использованием программного продукта HYSYS8.4, в состав которого входят специализированные пакеты для технологических расчетов процесса аминной очистки газов от кислых примесей (H_2S и CO_2). В данном случае использовался программный пакет Acid Gas, позволяющий весьма точно учесть при расчетах особенности конструкции массообменных элементов аппаратуры.

Основные параметры очистки попутного газа на блоке сероочистки составили:

- содержание H_2S – 2,2 ppm или 3,1 мг/м³, что значительно ниже нормы СТО Газпром 089–2010 (не более 7 мг/м³);

- объемная доля CO_2 – 0,16 %, что несколько больше внутризаводской нормы (0,1 %);

- расчетное насыщение богатого амина составило 0,362 моль кислых газов/моль амина, что значительно ниже, чем предельное насыщение амина для имеющегося содержания кислых газов в ПНГ, а также общепринятого для МДЭА ограничения насыщения из соображений коррозионной безопасности оборудования (0,5 моль/моль).

При увеличении содержания кислых примесей в газе на входе в абсорбер до предельных значений (H_2S – до 25 г/м³ или до молярной доли 1,67 %, CO_2 – до молярной





доли 1 %) и сохранении основных режимов работы блока сероочистки получаются следующие результаты:

- содержание H_2S – 2,7 ppm, или 3,9 мг/м³;
- объемная доля CO_2 – 0,21 %;
- расчетное насыщение богатого амина – 0,472 моль/моль.

При увеличении температуры орошения абсорбера до 60 °С (что может иметь место летом в жаркие дни) получаются следующие результаты:

- содержание H_2S – 2,85 ppm, или 4,1 мг/м³;
- объемная доля CO_2 – 0,14 %.

Расход воды на подпитку в контур циркуляции аминного раствора увеличивается на 36 % по сравнению со среднестатистическим вариантом.

При увеличении содержания H_2S в регенерированном амине до 0,5 г/л за счет снижения тепловых нагрузок по десорберу (в кипятильнике – на 20 %, в конденсаторе – на 28,5 %) получается следующее:

- содержание H_2S – 3,8 ppm, или 5,4 мг/м³;
- объемная доля CO_2 – 0,16 %.

Если в таком режиме увеличить температуру орошения абсорбера Т-310 до 60 °С, тогда имеем:

- содержание H_2S – 4,9 ppm, или 7 мг/м³ (предельное содержание H_2S по норме СТО Газпром 089–2010);
- объемная доля CO_2 – 0,15 %.

По итогам поверочных расчетов сделаны предварительные выводы:

- применение МДЭА в качестве рабочего амина в блоке сероочистки Покровской УКПГ возможно без существенных изменений технологических параметров;
- очищенный газ гарантированно соответствует нормам СТО Газпром 089–2010;
- раствор МДЭА обеспечивает блоку сероочистки хорошие технологические запасы – без существенных изменений рабочих режимов и при приемлемом качестве очистки от H_2S блок допускает увеличение содержания H_2S и CO_2 в газе на входе в абсорбер до предельных, а также повышение температуры орошения абсорбера;
- при работе блока сероочистки в стабильных среднестатистических режимах нагрузки по кислотным газам и значениях температуры орошения допустимо существенное снижение тепловых нагрузок по кипятильнику и конденсатору регенератора амина в целях экономии энергоресурсов;

• для обеспечения работы блока демеркаптанализации с приемлемыми показателями расхода щелочи и количества отходов требуется применение добавки, незначительно повышающей поглотительную способность раствора МДЭА по CO_2 .

Был проведен расчет дополнительных аспектов очистки ПНГ раствором МДЭА с использованием программного пакета DBR Amine 2012, входящего в состав HYSYS8.4, позволяющего вести расчет работы узлов аминной очистки на смесевых сорбентах с учетом фактора появления второй жидкой фазы на массообменных элементах аппаратуры.

Сначала провели подбор добавки к МДЭА, повышающей поглотительную способность раствора МДЭА по CO_2 . Было принято нецелесообразным использование в рассматриваемом конкретном случае активирования МДЭА пиперазином, что применяется как раз для качественной очистки газов от CO_2 в азотной промышленности или для подготовки к производству СПГ до величины менее 0,005 %. Кроме этого использование пиперазина помимо существенного удорожания применяемого амина вызывает дополнительные требования к качеству обслуживания блока сероочистки.

В связи с этим более оправданным представляется использование в качестве добавки вторичного амина ДЭА (диэтанол-амина), который имеет достаточно широкое распространение в газоочистке, как самостоятельный сорбент, так и в смеси с МДЭА.

Произведенные расчеты показали, что для гарантированного удаления CO_2 до значений молярной доли менее 0,1 % в абсорбере достаточно присутствие ДЭА в растворе МДЭА в соотношении 1/20. То есть раствор, содержащий в массовых долях 40 % МДЭА и 2 % ДЭА, будет успешно чистить ПНГ от H_2S и CO_2 с приемлемым качеством, при этом по физическим и химическим свойствам (в том числе и коррозионным) указанный раствор практически не будет отличаться от раствора чистого МДЭА.

На практике возможно применять еще более бедные по ДЭА растворы, поскольку, как показывает опыт эксплуатации растворов МДЭА, свежеприготовленные растворы МДЭА поглощают CO_2 несколько лучше, чем «приработавшиеся». Поэтому допустимо после заливки блока свежей партией МДЭА добавить минимальное количество

ДЭА (или ничего не добавлять, если блок демеркаптанализации не в работе). И далее по результатам фактических анализов содержания CO_2 в очищенном газе на выходе из абсорбера произвести ввод ДЭА по мере необходимости.

Следующим этапом было расчетное определение условий повышенной склонности к пенообразованию в абсорбере. Известно, что одной из наиболее распространенных причин повышенного пенообразования в массообменных аппаратах аминной очистки газов является конденсация углеводородов C_{4+} на массообменных элементах. Существует также ряд общепринятых рекомендаций, как избегать указанных явлений, например «подача регенерированного амина на 2–5 °С выше температуры уходящего из абсорбера газа» [2], но такие общие рекомендации не всегда технологически осуществимы. Как, например, в случае с блоком сероочистки на Покровской УКПГ: удельное орошение абсорбера, определяемое исходя из содержания кислотных примесей в газе, таково, что для выполнения указанного условия требуется держать слишком высокие температуры орошения, которые не обеспечили бы требуемую очистку газа от H_2S .

В связи с этим представляется актуальным провести расчет на выявление условий появления второй жидкой фазы («легкой» углеводородной по сравнению с «тяжелой» водно-аминной) на массообменных элементах аппаратуры, а следовательно, резкого увеличения склонности абсорбента к вспениванию в данной части массообменного аппарата.

Результаты выполненных расчетов показали определенную специфику работы абсорбера блока сероочистки Покровской УКПГ. Для обычных условий работы БСГ (при удельном орошении абсорбера 0,66 л/м³) схема вполне устойчива к изменению температур орошения абсорбера в пределах 45–60 °С. Но если начать понижать температуру подачи газа в абсорбер, то уже при 38,5 °С (и соответствующей ей температуре в донной части абсорбера 46 °С) вторая жидкая фаза появляется, причем именно на нижней тарелке, что означает: вспенивание может пойти снизу вверх, достаточно быстро заполняя весь абсорбер и вызывая значительный рост рабочего перепада давления в абсорбере. Таким образом, тем-

пературу подачи газа 39 °С можно назвать минимальной расчетной температурой пенобезопасного режима. В случае если для тех же условий работы орошение абсорбера увеличить до 35 т/ч (соответственно, удельное орошение – до 0,722 л/м³, т. е. всего на 9,4 %), то минимальная расчетная температура пенобезопасного режима будет уже 44 °С, т. е. увеличится на 5 °С.

Из указанного результата можно сделать следующие практические выводы:

- для поддержания стабильного режима работы в абсорбере с низким расходом дозировки антивспенивателя следует поддерживать температуру газа на входе в абсорбер не менее 40 °С;
- при эксплуатации абсорбера следует следить за поддержанием требуемого удельного орошения – не увеличивать его без необходимости, при снижении нагрузок абсорбера по газу (например, при отключении одной из линий компримирования) своевременно пропорционально снижать расход орошения абсорбера.

В рамках программы импортозамещения в ЗАО «Химтэк Инжиниринг» были проведены испытания новых углей для системы фильтрации и подобраны пеногасители для аминной системы на МДЭА. Испытания проводились с использованием в качестве модельных жидкостей реальных растворов, которые были получены из системы аминной очистки Покровской УКПГ.

На Покровской УКПГ используется уголь марки АГ-3, который считается универсальным. В то же время для фильтрации аминов предпочтительнее использовать специализированные угли, например «мезапористый» уголь марки SGL 8x18 от западных производителей. В лаборатории ЗАО «Химтэк Инжиниринг» подобран ряд углей отечественного производства. Они по всем характеристикам превосходят уголь АГ-3 и не уступают западным аналогам. Это угли производства ЗАО «Экспериментальный химический завод», г. Великий Новгород, выпускающиеся под маркой «Лидеркарбон». Для использования в системах фильтрации аминной очистки рекомендуются следующие марки углей: Лидеркарбон Е, Лидеркарбон 818.

Эффективное средство против вспенивания – применение антивспенивателей (пеногасителей). Наиболее часто в качестве антипенных добавок используются различ-

ные силиконовые композиции, высококипящие спирты. На установке Покровской УКПГ, в соответствии с рекомендациями поставщика технологии, применялся 50%-й (массовые доли) раствор олеилового спирта в метаноле. Массовую долю этого продукта в растворе амина предлагалось держать на уровне 0,4 %; пеногаситель является импортным и дорогим. В лаборатории ЗАО «Химтэк Инжиниринг» были проведены сравнительные испытания различных пеногасителей в целях подбора отечественного продукта для борьбы с пеной на установках, использующих водный раствор МДЭА в качестве абсорбента. Были испытаны следующие продукты отечественных производителей: «Тесил 201»; «Тесил 210Б»; «Тесил 201Н» производства ООО «Техносилоксаны» (г. Москва); «Софэксил 310С» производства ЗАО НПК «СОФЭКС» (г. Москва). В ходе лабораторных испытаний лучший результат по времени разрушения пены показал силиконовый пеногаситель «Тесил-201Н», практическое применение на БСГ «Тесил-201Н» подтвердило правильность выбора. Следует обратить внимание, что данный продукт применяется как пеногаситель. Как антивспениватель, т. е. с постоянной дозировкой в тракт циркулирующего амина для предотвращения образования пены, «Тесил-201 Н» не применялся.

С учетом приведенных рассуждений и расчетов было принято решение заменить на Покровской УКПГ ДГА на МДЭА. Начиная с января 2015 г. блок сероочистки после промывки от остатков ДГА был заполнен раствором МДЭА с добавлением ДЭА. Соотношение МДЭА/ДЭА приблизительно 32/1. Содержание аминов в растворе поддерживалось, как правило, в пределах 40–45 %. Расходы подачи газа в абсорбер и содержание кислотных примесей в нем не отличались стабильностью, чтобы говорить о том, насколько точно практические результаты соответствуют расчетной модели, но общие закономерности можно подытожить.

Остаточные содержания H_2S в очищенном газе, как правило, были существенно меньше расчетных, в основном из-за того, что фактические нагрузки абсорбера по кислотным газам были меньше, чем принятые в расчетах. Норма СТО Газпром 089–2010 по содержанию H_2S в очищенном газе (не более 7 мг/н³) выполнялась с несколь-

кократным запасом. Объемная доля CO_2 в очищенном газе была стабильно меньше 0,1 %, но значительно больше, чем после очистки газа раствором ДГА, как и предполагалось по результатам расчетов. При соблюдении оптимального удельного орошения абсорбера подтвердилась рекомендация по поддержанию температуры газа на подаче в абсорбер не ниже 40 °С в качестве критерия относительно пенобезопасного режима работы. Содержание H_2S в регенерированном амине варьируется в пределах 0,17–0,34 г/л, т. е. ниже расчетных значений.

В заключение можно сделать следующие выводы. Поверочные расчеты адекватно спрогнозировали работу блока сероочистки Покровской УКПГ на МДЭА. Применение МДЭА в качестве абсорбента обеспечило качество очистки газа в соответствии с требованиями СТО Газпром 089–2010 при сохранении нагрузок и режимов работы блока сероочистки. Применение ДЭА в качестве добавки увеличило поглотительную способность раствора МДЭА по CO_2 .

В целом работы, проведенные специалистами Зайкинского ГПП и ЗАО «Химтэк Инжиниринг», позволили решить задачу импортозамещения: перевести блок аминной сероочистки на отечественный амин – МДЭА (с добавкой ДЭА), пеногашение проводить отечественным высокоэффективным пеногасителем типа «Тесил».

Список литературы

1. Islam M.S., Yusoff R. and Ali B.S. Role of acid and heat stable salt in the degradation process of alkanolamine during sour gas sweetening process // Engineering e-Transaction. – 2010. – Vol. 5. – No. 2. Pp 53–60. Online at <http://ejum.fsktm.um.edu.my>
2. Технология переработки природного газа и конденсата: Справочник в 2 ч. / Под ред. В.И. Мурина и др. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – Ч. 1. – 517 с.

References

1. Islam M.S., Yusoff R., Ali B.S. Role of Acid and Heat Stable Salt in the Degradation Process of Alkanolamine during Sour Gas Sweetening Process. *Engineering e-Transaction*, 2010, vol. 5, no. 2, pp. 53–60. Available at: <http://ejum.fsktm.um.edu.my>
2. *Tekhnologiya pererabotki prirodnogo gaza i kondensata: Spravochnik v 2 ch.* [Technology for processing of natural gas and condensate. Handbook. Pt. 1.]. Ed. Murin V.I. Moscow, Nedra-Biznesstsent Publ., 2002. 517 p.