

Опыт применения



От партнеров программы Natural Gas STAR

DIRECTED INSPECTION AND MAINTENANCE AT COMPRESSOR STATIONS

ЦЕЛЕНАПРАВЛЕННОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ

Аннотация

Общая протяженность газопроводов США превышает 279 000 миль (449 000 км). Установленные на них компрессорные станции являются крупнейшим источником эмиссии метана, на который приходится 50,7 млрд. фут.³ (1,43 млн. м³) ежегодных утечек из компрессоров и других компонентов оборудования - вентилях, фланцевых соединений, муфт и обвязки. Данные, полученные от партнеров программы Natural Gas STAR, подтверждают, что 95 % регистрируемой эмиссии метана на 20 % обусловлено утечками из различных узлов компрессорных станций.

Программа целенаправленного обследования и технического обслуживания (ЦОТО) компрессорных станций является надежным, эффективным методом обнаружения, измерения, определения приоритетности действий по устранению утечек и снижению эмиссии метана. Программа ЦОТО начинается с изучения базовых условий для выявления мест и объемов утечек. Технологии, определенные как наиболее эффективные, впоследствии используются для ремонта узлов с нарушенной герметичностью. При последующем инспектировании используются данные первичного обследования, что позволяет операторам уделять особое внимание наиболее подверженным разгерметизации узлам, ремонт которых рентабелен. Исследования базового состояния газоперекачивающих компрессорных станций позволили установить, что основной объем эмиссии приходится на сравнительно небольшое количество узлов с нарушенной герметичностью.

Партнеры программы Natural Gas STAR по транспортировке газа сообщают о значительном снижении затрат и эмиссии метана в результате перехода на программу ЦОТО. При исследовании 13 компрессорных станций в 1999 году было установлено, что средняя стоимость потенциально возможной экономии газа по программе ЦОТО на каждой компрессорной станции составляет \$88 239 при усредненной стоимости затрат на выполнение работ для каждой станции \$26 248.

Источник утечки	Потенциальная экономия газа, тыс.фут. ³ (тыс.м ³)/год	Технология снижения эмиссии	Стоимость сэкономленного газа,\$/год ¹	Усредненная стоимость выполнения работ ²	Потенциальная усредненная экономия первого года
Системные блоки компрессорной станции	29 413 (832,9) на компрессорную станцию	Определение мест и измерение утечек. Проведение рентабельного ремонта.	\$88 239 на каждую компрессорную станцию	\$26 248 на каждую компрессорную станцию	\$61 991 на компрессорную станцию

¹Стоимость газа \$3 за тыс. фут.³ (\$106/тыс. м³).

²Общая стоимость первоначального обследования и устранения утечек.

Настоящий документ - один из отчетов серии "Опыт применения", разработанной EPA в сотрудничестве с газовой отраслью в рамках проектов программы Natural Gas STAR.

Введение

Газоперекачивающие компрессорные станции повышают давление на различных участках газопровода для компенсации потерь давления, которые возникают при его большой протяженности. На газопроводе с протяженностью более 279 000 миль (450 000 км) устанавливается приблизительно 1 790 компрессорных станций. Большая часть компрессорных станций оборудована поршневыми либо центробежными компрессорами (турбинами). Эти компрессоры и сопутствующие им системы, такие как трубопроводы, вентили, подвержены существенным механическим и тепловым нагрузкам, являющимися причиной возникновения утечек.

Программа ЦОТО рассчитана для применения на компрессорных станциях и может обеспечить сокращение эмиссии метана и получение дополнительных финансовых средств за счет эффективных мер обнаружения наиболее существенных утечек там, где проведение ремонтных работ экономически выгодно. Последующие обследования участка направлены на обнаружение вспомогательных узлов с нарушенной герметичностью и выполнение ремонтных работ.

Описание технологии

Программа ЦОТО начинается с исследования базового состояния всего оборудования компрессорных станций в системе транспортировки газа. В первую очередь выявляются узлы, через которые происходит утечка газа, а затем измеряется интенсивность каждой утечки в отдельности. Стоимость ремонта для каждого случая рассчитывается с учетом предполагаемой экономии газа и других экономических критериев, таких как период окупаемости. Результаты первоначальных обследований утечек и проведенных ремонтных работ используются при дальнейшем обследовании и планировании технического обслуживания.

Методы выявления утечек

Программа ЦОТО предусматривает выявление утечек на всех основных узлах при проведении всестороннего базового обследования или может быть направлена только на компоненты с наиболее интенсивными утечками. Предлагаются следующие методы выявления утечек.

- ★ **Использование мыльных растворов** является оперативным, простым и недорогим методом определения мест утечек, при котором мыльный раствор наносится на мелкие, доступные узлы типа резьбовых соединений. Применение мыльного раствора эффективно для выявления ослабления фитингов и соединений, которые можно устранить на месте и тем самым исключить утечки, а также для проверки герметичности после выполненного ремонта. С помощью этого метода операторы могут обследовать за час приблизительно 100 узлов станции.
- ★ **Электронная индикация** проводится с использованием небольших переносных детекторов или газоанализаторов и является другим оперативным и эффективным способом определения утечек в доступных для осмотра местах. Электронные газоанализаторы оснащены термокаталитическими датчиками и датчиками теплопроводности для обнаружения определенных газов и могут использоваться на больших открытых участках, где невозможно

нанесение мыльного раствора. Электронный метод обнаружения утечек менее оперативен по сравнению с использованием мыльных растворов (в среднем 50 обследований за час) и определение мест утечек на его основе может быть затруднено при большой концентрации углеводородных газов.

★ **Применение анализаторов органических паров (OVA) и анализаторов токсичных паров (TVA)**, которые представляют собой портативные детекторы углеводородов и также могут использоваться для определения утечек. Анализатор OVA является пламенно-ионизационным детектором (FID), который позволяет измерять концентрацию органических паров в диапазоне 9-10 000 ppm. Анализатор TVA объединяет FID и фотоионизационный детектор (PID) и позволяет измерять концентрацию органических паров, превышающую 10 000 ppm. Анализаторы TVA и OVA измеряют концентрацию метана в зоне утечки.

★ **При акустическом обнаружении утечек** измеряется звуковой сигнал, возникающий при выходе через отверстия газа, находящегося под давлением. При перемещении турбулентного потока газа из зоны высокого давления в зону низкого давления через место утечки возникает акустический сигнал, который обнаруживается портативным датчиком или зондом, усиливается и регистрируется в измерительной системе. Акустические детекторы не позволяют измерять объем утечек, но с их помощью можно определить относительные размеры мест утечек, так звук с повышенным уровнем интенсивности или "громкий" указывает на более высокий уровень утечки. Акустические приборы разрабатываются для обнаружения сигналов как высокой, так и низкой частот.

Высокочастотное акустическое обнаружение наиболее целесообразно применять в условиях постороннего шума и возможности размещения датчика непосредственно на место утечки. На рис. 1 показана установка акустического датчика на диагностируемый узел для обнаружения утечки. Другим вариантом является применение ультразвукового обнаружения утечек на основе регистрации распространяющихся в воздушной среде ультразвуковых сигналов в диапазоне частот 20 кГц-100 кГц. Ультразвуковые детекторы оснащены портативным акустическим зондом или сканером, который позволяет находить источник утечки на расстоянии до 100 футов (30,48 м). При обнаружении утечки возрастает громкость звука в наушниках. Ультразвуковые детекторы могут быть чувствительны к фоновым шумам, хотя многие модели оснащаются специальными частотными фильтрами. Поэтому зонд можно настроить на определенный вид утечки при высоком уровне внешних помех.



Технологии измерения утечек

Важным составляющим компонентом программы ЦОТО является измерение удельных массовых эмиссий или объемов утечек из выявленных источников, что позволяет направлять специалистов и средства на ремонт участков только с высокой интенсивностью утечек, где проведение ремонтных работ рентабельно. Предлагаются следующие четыре метода измерений.

- ★ **Анализаторы токсичных паров (TVA)** могут применяться для оценки удельных массовых утечек. Измеренные анализатором в ppm концентрации преобразуются в удельную массовую эмиссию на основе уравнения пересчета. Главным недостатком применения TVA для измерения утечек метана является то, что уравнение пересчета обычно не учитывает специфику участка. При этом удельные массовые утечки, полученные на основе TVA с использованием уравнения пересчета, отличаются от реальных значений в два-три раза. В исследованиях, проведенных партнерами программы Natural Gas STAR совместно с Агентством охраны окружающей среды США (EPA), Институтом газа (GRI), позднее переименованным в Институт технологии газа (GTI), и Американской газовой ассоциацией (AGA), установлено, что чувствительность или "пороговые" значения в 10 000 ppm или 100 000 ppm анализаторов токсичных паров не позволяют находить источники утечек метана, устранение которых на компрессорной станции рентабельно. Ввиду того, что использование общего уравнения пересчета в TVA влияет на точность измерений, разработка новых уравнений пересчета, учитывающих условия участка, может повысить эффективность определения фактических объемов утечек.
- ★ **Метод отбора в газосборные емкости** обычно используется для измерения удельной массовой эмиссии из мест утечек. Место утечки или весь узел накрывают "мешком" или тентом. Инертный газ, например, азот, подается в емкость с известным расходом. После наполнения мешка из него отбирается проба газовой смеси и измеряется концентрация метана. Удельная массовая эмиссия рассчитывается на основе измеренной концентрации метана в газосборном мешке и скорости подачи в него инертного газа. Метод отбора в газосборные емкости достаточно точный (погрешность от $\pm 10\%$ до 15%), но медленный (только два-три образца в час). Он также удобен для непосредственного измерения больших утечек, но неприемлем для измерений на очень крупных узлах оборудования, имеющих сложную форму и расположенных в недоступных местах.
- ★ **Пробоотборники больших объемов** полностью улавливают утечки из узлов с нарушенной герметичностью и позволяют точно определять их скорость.

На рис. 2 показано измерение утечки с использованием пробоотборника большого объема. Измеряемый газ и большой объем воздуха в месте утечки на узле с нарушенной герметичностью нагнетаются в прибор через вакуумный шланг. Пробоотборники больших объемов оснащены двумя детекторами углеводородов для измерения концентрации

Рис. 2: Измерение утечек с использованием пробоотборника большого объема



Источник: Oil & Gas Journal, May 21, 2001

углеводородных газов в отобранной пробе и в воздухе. Результаты измерений корректируются с учетом концентрации углеводородов в воздухе, при этом удельная массовая эмиссия рассчитывается путем умножения скорости потока отбираемой пробы на разницу концентраций газа в ней и в воздухе. Объем эмиссии метана определяется путем калибровки детекторов углеводородов с учетом диапазона концентраций метана в воздухе.

Пробоотборники больших объемов оборудованы специальным устройством, обеспечивающим полное улавливание метана и исключающим его попадание из близлежащих источников.

Пробоотборники больших объемов позволяют измерять утечки со скоростью до 8 фут.³/мин. (0,22 м³/мин.), что соответствует 11,5 тыс. фут.³/сут. (325 м³/сут.). Утечки со скоростью выше 8 фут.³/мин. (0,22 м³/мин.) следует измерять методом отбора в газосборные емкости или расходомером. Два оператора за час могут выполнить измерения на 30 узлах оборудования с помощью пробоотборника больших объемов, в то время как метод отбора в газосборные емкости позволяет провести только 2-3 измерения в час.

★ **Ротаметр** и другие расходомеры применяются для измерений исключительно больших утечек, которые нельзя выполнить с помощью других приборов. На расходомеры газ от источника утечки обычно поступает через калибровочную трубку. Поток приподнимает в трубке "поплавок" на высоту, пропорциональную скорости утечки. Ввиду громоздкости ротаметров их целесообразно использовать на патрубках сброса и узлах, на которых весь поток может быть полностью направлен через счетчик. Показания ротаметров и других устройств измерения потока могут быть дополнены данными, полученными с применением пробоотборников больших объемов или метода отбора в газосборные емкости.

На рис. 3 приведены обобщенные данные по применению, эффективности и примерной стоимости способов обнаружения утечек, а также указаны изложенные выше методы проведения измерений.

Рис. 3: Технологии обнаружения и измерения утечек

Прибор/ Технология	Применение	Эффективность	Примерные капитальные затраты
Мыльный раствор	Небольшие утечки в местах соединений	Только обнаружение	\$100-\$500 (в зависимости от оборудования)
Электронный газовый датчик	Фланцы, свечные краны, большие зазоры и обвязка	Только обнаружение	Менее \$1 000
Акустические детекторы/ ультразвуко- вые детекторы	Все узлы, более крупные утечки, газ под давлением и недоступные узлы	Только обнаружение	\$1 000-\$20 000 (зависит от чувствительности прибора, размера и смежного оборудования)
TVA (пламенно- ионизацион- ный детектор)	Все узлы	Лучше всего только для обнаружения. Измерение требует корреляции с размером утечки непосредственно на участке	Менее \$10 000 за прибор (в зависимости от чувствительности /размера)
Отбор в газосборные емкости	Наиболее доступные узлы	Только измерения Трудоемкий процесс	Менее \$10 000 за анализ (в зависимости от стоимости образца)
Пробоотборник больших объемов	Наиболее доступные узлы (скорость утечки <11,5 тыс.фут. ³ (325 м ³ /сут.)	Обнаружение и измерения	>\$10 000

Принятие решения

Программа ЦОТО включает четыре этапа: (1) исследование базовых условий; (2) регистрация результатов и определение узлов для проведения экономически эффективных ремонтных работ; (3) анализ данных, выполнение ремонта, оценка экономии метана и (4) разработка плана последующих обследований и мониторинга оборудования, подверженного утечкам.

Этап 1: Исследование базовых условий. Программа ЦОТО обычно начинается с обследования базового состояния мест возможных утечек. После выявления узлов с утечками получают точные данные измерений скорости утечек, используя метод отбора в газосборные емкости, пробоотборник больших объемов или анализатор токсичных паров, настроенный на специфическую концентрацию газа на участке. Партнеры программы установили, что измерения утечек с применением пробоотборника больших объемов экономически эффективны, оперативны и точны.

Этапы принятия решения для программы

1. Исследование базовых условий.
2. Регистрация результатов и определение узлов, подлежащих ремонту.
3. Анализ данных и оценка экономии.
4. Разработка плана обследования для будущего выполнения программы ЦОТО.

При исследовании базовых условий с выявлением мест и измерением утечек на 13 компрессорных станциях, которое проводилось в 1999 году совместно EPA/GRI/PRCI, было затрачено около \$6 900 на отдельную компрессорную станцию или около \$2,55 на комплектующий узел. Исследование базовых условий с целью обнаружения только утечек менее затратное. Однако процесс обнаружения утечек сам по себе не обеспечивает получения информации, обосновывающей экономическую эффективность ремонта и влияющей на принятие решения о его проведении. Партнеры программы пришли к заключению, что затраты на последующие исследования по программе ЦОТО на 25-40% ниже по сравнению с затратами на первоначальное исследование, так как последующие действия направлены в основном на узлы, которые подвержены разгерметизации и на которых проведение ремонтных работ экономически оправдано. По некоторым деталям оборудования обнаружение и измерения утечек могут быть наиболее эффективно проведены в ходе регулярных плановых программ ЦОТО. По другим узлам только оперативное и упрощенное обнаружение мест утечек может быть внесено в плановые работы и график технического обслуживания. Некоторые операторы организуют курсы обучения технического персонала методам обнаружения утечек, другие привлекают независимых консультантов для проведения исследований базовых условий.

Этап 2: Регистрация результатов и определение узлов, подлежащих ремонту. Измерения утечек, полученные в ходе выполнения Этапа 1, должны анализироваться на выявление источников и устранение утечек с наибольшей экономической эффективностью. Определяется приоритетность устранения источников утечек путем сравнения стоимости упущенного природного газа и оценочных затрат на материалы, оплату труда рабочим, простои оборудования во время устранения утечки. Некоторые утечки легко устраняются на месте

простой затяжкой соединительных элементов. Другие, более сложные, требуют остановки оборудования и замены деталей. В таких случаях операторы могут установить идентификационный знак на место утечки и устранить ее позже, если есть гарантия на ремонт. Стоимость ремонта клапанов, фланцев, соединительных элементов и обвязки в основном определяется размерами деталей, причем стоимость ремонта крупных деталей выше, чем мелких. Некоторые большие утечки на оборудовании могут быть обнаружены в ходе планового технического обслуживания, и в подобных случаях предписанный объем работ увеличивается, но дополнительные меры осуществляются без изменения величины затрат.

После обнаружения и измерения утечек операторы должны зарегистрировать исходные данные с тем, чтобы последующие обследования направлялись только на узлы с высокой интенсивностью утечек. Результаты проведения программы ЦОТО можно отслеживать любым удобным методом и в любом формате. Ниже приведены данные, которые операторы предлагают регистрировать:

- ★ идентификационный знак для каждого места утечки;
- ★ тип узла (например, свечной кран);
- ★ измеренная скорость утечки;
- ★ дата проведения обследования;
- ★ оценочная годовая потеря газа;
- ★ оценочная стоимость ремонта.

Данная информация позволит правильно скоординировать последующие обследования по эмиссии, установит приоритетность будущих ремонтных работ и может быть использована для анализа объемов экономии газа и экономической эффективности проведения программы ЦОТО.

Оценки утечек на оборудовании компрессорных станций и их доли в общей эмиссии метана были получены в середине 1990 годов после проведения серии исследований при финансовой поддержке EPA, GRI, и AGA's Pipeline research Committee International (PRCI). Результаты данного исследования были опубликованы в 1996 году и содержали коэффициенты эмиссии по измерениям, проведенным на 6 компрессорных станциях в 1994 году. Расширенная информация по данному исследованию была опубликована компанией Indaco Air Quality Services в 1995 году и включала обзор эмиссии на 27 212 узлах 17 компрессорных станций. Третье исследование, опубликованное в 1999 году EPA, GRI и PRCI, включает самую полную на сегодняшний день информацию об эмиссии из 34 400 комплектующих узлов 13 компрессорных станций.

В исследование 1999 года, проведенное совместно EPA/GRI/PRCI, вошли различные компрессорные станции, имеющие от 2 до 15 поршневых компрессоров. Три компрессорные станции имели по два центробежных компрессора (турбины) каждая и ни одного поршневого компрессора. Две станции имели поршневой компрессор и турбину. Компрессорные станции, оборудованные поршневыми компрессорами, имели в среднем на каждой по 7 установок.

В среднем на компрессорных станциях, оснащенных турбинами, имелось два компрессора такого типа, установленных параллельно. При этом в зависимости от условий эксплуатации в общей системе компрессор может быть подключен или выключен. Компрессор также можно изолировать или понизить его рабочее давление на период технического обслуживания. Давление на входе в компрессорную станцию варьируется в пределах 500 фунт./дюйм² (3,44 МПа)-700 фунт./дюйм² (4,8 МПа), а давление на выходе - в пределах 700 фунт./дюйм² (4,8 МПа)-1000 фунт./дюйм² (6,9 МПа).

Усредненное количество обследованных узлов на каждой компрессорной станции составило 2 707, и на 5% из них были выявлены утечки. Общий объем утечек на 13 компрессорных станциях варьировался в пределах 385 - 200 000 тыс. фут.³/год (10,9 - 5663 м³/год). Средний общий объем утечек по компрессорной станции составил 41 000 тыс. фут.³/год (1161 м³/год). Было выявлено, что на 10% самых интенсивных утечек приходится 90 % эмиссии. На рис. 4 приведены обобщенные усредненные коэффициенты эмиссии для отдельных узлов компрессорных станций.

На участке с эмиссией 200 000 тыс. фут.³/год (5600 м³/год) из одного источника эмиссии газа составили 142 000 тыс. фут.³/год (4 020 м³/год) при продувке системы для проверки разгрузочных клапанов. На других участках этот источник газовой эмиссии не был таким существенным. Хотя, с другой стороны, высокий уровень эмиссии на компрессорной станции, оборудованной только семью поршневыми компрессорами, является характерным. Этот пример подчеркивает значимость программы ЦОТО для определения интенсивных и дорогостоящих утечек на компрессорной станции любой мощности.

На рис. 5 представлена средняя стоимость ремонта на 13 компрессорных станциях, включенная в исследования EPA/GRI/PRCI 1999 года. Стоимость ремонтных работ включает в полном объеме стоимость трудозатрат, запчастей и материалов.

Рис. 4: Усредненные коэффициенты эмиссии, вызванной утечками из узлов компрессорной станции

УЗЛЫ ПОД ДАВЛЕНИЕМ МАГИСТРАЛЬНОЙ ЛИНИИ ¹				
Описание узла	НА КОМПРЕССОРЕ		ВНЕ КОМПРЕССОРА	
	Коэффициент эмиссии природного газа ² , тыс. фут. ³ (тыс. м ³)/год на компрессор	Общее количество обследованных узлов	Коэффициент эмиссии природного газа ² , тыс. фут. ³ (тыс. м ³)/год на компрессор	Общее количество обследованных узлов
Шаровой/конический вентиль	0,64 ± 1,04 (0,01 ± 0,02)	189	5,33 ± 3,71 (0,15 ± 0,10)	2 406
Выпускной вентиль			207,5 ± 171,4 (5,87 ± 4,85)	57
Цилиндр компрессора	9,9 ± 11,1 (0,28 ± 0,31)	148		
Сальниковое уплотнение компрессора на нагрузке	865 ± 247 (24,5 ± 7)	178		
Сальниковое уплотнение компрессора на холостом ходу	1 266 ± 552 (35,8 ± 15)	42		
Компрессорный клапан	4,1 ± 3,8 (0,11 ± 0,1)	2 324		
Регулирующий клапан			4,26 ± 7,13 (0,12 ± 0,2)	33
Фланец	0,81 ± 0,89 (0,02 ± 0,02)	864	0,32 ± 0,21 (0,009 ± 0,005)	2 727
Запорный вентиль			0,61 ± 0,43 (0,017 ± 0,012)	1 476
Байпас	17,2 ± 5,6 (0,49 ± 0,16)	940		
Патрубок сброса			81,8 ± 79,6 (2,31 ± 2,25)	168
Клапан сброса давления			57,5 ± 63,2 (1,62 ± 1,79)	117
Регулятор			0,2 ± 0,2 (0,006 ± 0,006)	171
Пилотный клапан			40,8 ± 43,3 (1,15 ± 1,22)	5
Резьбовое соединительное устройство	0,74 ± 0,46 (0,021 ± 0,013)	1 625	0,6 ± 0,3 (0,02 ± 0,008)	10 338
Торцевое уплотнение без смазки			62,7 ± 66,3 (1,77 ± 1,87)	14
Торцевое уплотнение со смазкой			278 (7,83)	
Клапан установки/ Системный вентиль ³			3 566 (100,5)	12
КОМПРЕССОРЫ ПОД ДАВЛЕНИЕМ ТОПЛИВНОГО ГАЗА ⁴				
	НА КОМПРЕССОРЕ		ВНЕ КОМПРЕССОРА	
	Коэффициент эмиссии природного газа ² , тыс. фут. ³ (тыс. м ³)/год на компрессор	Общее количество обследованных узлов	Коэффициент эмиссии природного газа ² , тыс. фут. ³ (тыс. м ³)/год на компрессор	Общее количество обследованных узлов
Шаровой/конический вентиль	0,1 ± 0,1 (0,003 ± 0,003)	414	0,51 ± 0,37 (0,014 ± 0,01)	654
Распределительный клапан			2,46 ± 3,89 (0,07 ± 0,11)	69
Фланец			0,2 ± 0,2 (0,005 ± 0,005)	1 650
Топливный клапан	27,6 ± 13,5 (0,78 ± 0,38)	479		
Запорный клапан			0,43 ± 0,36 (0,012 ± 0,01)	640
Патрубок сброса			2,53 ± 2,19 (0,07 ± 0,06)	42
Пневмораспределитель			76,6 ± 118,1 (2,17 ± 3,34)	14
Регулятор			4,03 ± 3,98 (0,11 ± 0,11)	103
Резьбовое соединительное устройство	1,21 ± 1,66 (0,034 ± 0,047)	2 511	0,32 ± 0,16 (0,009 ± 0,004)	3 654

¹Давление магистральной линии варьируется в пределах 500 -1 000 фунт./дюйм² (3,45 - 6,9 МПа)

²Коэффициенты эмиссии в доверительном интервале 95%.

³Утечка через системный клапан измерена при снятии давления с компрессора. Большая часть обследованных компрессоров оставалась под давлением при автономном режиме работы.

⁴Давление топливного газа обычно 70-100 фунт./дюйм² (0,48-0,68 МПа). Узлы компрессора расположены на верхней части поршня у поршневых компрессоров и подвергаются значительной вибрации и нагреву. Данные узлы дают утечку только при работе компрессора.

Источник: Indaco Air Quality Services, Inc., 1999, Cost Effective Leak Mitigation at Natural Gas Transmission Compressor Stations, Report No. PRC- 246-9526

Рис. 5: Средняя стоимость ремонта и период окупаемости оборудования компрессорных станций имеющего утечки		
Описание узла	Тип ремонта	Средняя стоимость
Шаровые клапаны - 1"	Замена	\$120
Коническая пробка на клапане	Добавка тефлонового уплотнителя и затяжка	\$15
Линия продувки компрессора	Замена	\$600
Линия продувки компрессора	Реконструкция	\$200
Фонарь клапана	Замена прокладки	\$60
Фланец - 30"	Замена прокладки	\$1 250
Фланец - 6"	Замена прокладки	\$300
Топливный клапан	Замена	\$200
Запорный клапан	Замена тефлонового уплотнителя	\$40
Отверстие для смазки	Замена	\$80
Поршневая полость компрессора	Снятие и замена прокладок	\$450
Прокладка/фланец загрузочного клапана	Замена прокладки	\$80
Шток загрузочного клапана	Реконструкция	\$300
Игольчатый клапан	Замена	\$100
Свечной клапан патрубка сброса	Смазка	\$45
Заслонка приемника скребков	Герметизация	\$120
Резьбовая арматура трубопровода	Затяжка и добавление тефлонового уплотнителя	\$30
Конусный затвор	Смазка	\$40
Клапан сброса давления - 1"	Замена	\$1 000
Клапан сброса давления на фланце	Затяжка	\$40
Сальник	Замена уплотнительных колец без снятия поршня	\$750
Сальник	Демонтаж сальника и поршня с заменой уплотнительных колец и последующей установкой	\$2 600
Сальник	Демонтаж сальника и штока с последующей заменой уплотнительных колец и штока	\$5 600
Система продувки	Ремонт	\$720
Трубопровод	Затяжка	\$10
Соединительная муфта	Затяжка	\$10
Клапан установки/Системный вентиль	Очистка и проверка герметичности	\$70
Клапан установки/Системный вентиль десятидюймовый	Замена	\$2 960
Источник: Indaco Air Quality Services, Inc., 1999, Cost Effective Leak Mitigation at Natural Gas Transmission Compressor Stations, Report No PRC-246-9526.		

Этап 3: Анализ данных и оценка экономии. Экономическая эффективность ремонтных работ является важнейшей составляющей успешного выполнения программы ЦОТО, так как наибольшую прибыль можно получить, направив основные усилия и средства исключительно на устранение утечек, предполагающих быструю окупаемость. Во всех случаях стоимость сэкономленного газа должна превышать затраты на обнаружение и устранение утечки. Партнеры программы пришли к выводу, что эффективность проведения анализа базовых условий определяется составлением полного перечня утечек и предполагаемых затрат на их устранение с указанием ожидаемых объемов экономии газа и предположительного срока службы восстановленных узлов. На основе данной информации такие экономические показатели, как чистая дисконтированная стоимость или период окупаемости, могут быть легко рассчитаны по каждому случаю утечки, что позволит партнеру принять решение по ремонту конкретных узлов оборудования с наибольшей экономической эффективностью.

На рис. 6 представлена общая возможная экономия по 13 компрессорным станциям, исследования на которых проводились EPA/GRI/PRCI в 1999 году. Расчеты основаны на восстановлении только тех узлов, по которым период окупаемости затрат составил менее одного года. Предполагалось, что срок службы новых деталей составит два года. На большей части участков первоначальные затраты на исследование базовых условий и ремонтные работы быстро окупались за счет экономии газа. Для двух компрессорных станций (№ 11 и № 12) затраты на исследование базовых условий и на ремонт не окупались в течение двух лет и поэтому суммарный объем утечек для них оказался очень низким.

Данный пример подтверждает, что всесторонние обследования базовых условий по программе ЦОТО, включающие все газоперекачивающие компрессорные станции партнера, позволяют выявить отдельные станции, для которых изучение базовых состояний комплектующих узлов может оказаться экономически невыгодным. При условии, что программа ЦОТО является экономически эффективной для всей транспортной системы в целом, информация, полученная по отдельным неприбыльным объектам, сохраняет значимость. В небольшом объеме в рамках программы ЦОТО были исследованы и обозначены экономически нерентабельные компрессорные станции, координация работ по которым проводилась отдельно в ходе последующих обследований. Подобные станции можно исключить из будущих программ ЦОТО, обследовать их с большей периодичностью или вести обнаружение утечек более целенаправленными и экономически эффективными методами в целях снижения затрат.

Рис. 6: Обобщенные затраты и объемы экономии газа по программе ЦОТО на перекачивающих компрессорных станциях									
Станция	Общий объем утечки по станции, тыс.фут. ³ (тыс.м ³)/год	Стоимость оценки базовых условий 1, \$/установка	Общая оценка стоимости ремонта	Общий объем экономии газа за счет устранения утечек, тыс.фут. ³ (м ³)/год	Стоимость газа, сэкономленного за год при цене \$3/тыс. фут. ³ (\$106/ тыс. м ³)	Общая стоимость обнаружения и устранения утечек	Экономия за первый год ¹	Экономия за второй год ²	Период окупаемости обследования и ремонта, год
1	23 000 (651)	\$7 344	\$18 800	17 850 (505)	\$53 550	\$26 144	\$27 406	\$80 956	0,5
2	24 500 (694)	\$9 287	\$16 000	16 450 (466)	\$49 350	\$25 287	\$24 063	\$73 413	0,5
3	3 650 (103)	\$3 019	\$315	1 250 (35)	\$3 750	\$3 334	\$416	\$4 166	0,9
4	200 000 (5663)	\$10 894	\$41 300	106 000 (3002)	\$318 000	\$52 194	\$265 806	\$583 806	0,2
5	22 700 (643)	\$9 318	\$20 700	20 350 (576)	\$61 050	\$30 018	\$31 032	\$92 082	0,5
6	48 400 (1370)	\$8 856	\$34 200	35 400 (1002)	\$106 200	\$43 056	\$63 144	\$169 344	0,4
7	56 500 (1600)	\$9 734	\$31 000	49 600 (1405)	\$148 800	\$40 734	\$108 066	\$256 866	0,3
8	75 000 (2124)	\$6 538	\$50 100	66 000 (1869)	\$198 000	\$56 638	\$141 362	\$339 362	0,3
9	16 350 (463)	\$6 304	\$4 650	11 900 (337)	\$35 700	\$10 954	\$24 746	\$60 446	0,3
10	55 650 (1576)	\$5 309	\$32 400	51 300 (1453)	\$153 900	\$37 709	\$116 191	\$270 091	0,25
11	2 965 (84)	\$6 181	\$320	620 (18)	\$1 860	\$6 501	(\$4 641)	(\$2 781)	3,5 ³
12	385 9 (109)	\$3 473	\$100	245 (7)	\$735	\$3 573	(\$2 838)	(\$2 103)	4,9 ³
13	7 000 (198)	\$3 473	\$1 600	5 400 (153)	\$16 200	\$5 073	\$11 127	\$27 327	0,3
общие	536 100 (15181)	\$89 730	\$251 500	382 365 (10827)	\$1 147 095	\$341 215	\$805 820	\$1 952 870	0,30
среднее	41 238 (1168)	\$6 902	\$19 346	29 413 (833)	\$88 239	\$26 248	\$61 991	\$150 230	0,30

¹На основе оценочной стоимости определения базовых условий при \$2,55 на каждый обследованный узел (предполагая использование пробоотборника больших объемов и ротаметра для измерения утечек).

²Предполагая, что продолжительность ремонта составляет 2 года.

³Для данной станции полная программа ЦОТО невыгодна. Следует рассмотреть возможность внесения изменений в обследования по предложениям, представленным в конце раздела 3.

Источник: Indaco Air Quality Services, Inc., 1999, Cost Effective Leak Mitigation at Natural Gas Transmission Compressor Stations, Report No. PRC-246-9526.

Этап 4: Разработка плана обследования для будущего выполнения программы ЦОТО. На конечном этапе выполнения программы ЦОТО разрабатывается план предстоящих работ с использованием результатов первоначального обследования базовых условий оборудования для определения содержания предполагаемых инспекционных работ и технического обслуживания. Программа ЦОТО должна быть разработана с учетом требований методов технического обслуживания, применяемых на участке. Эффективность плана обследований должна определяться следующими позициями.

- ★ Перечень комплектующих узлов, подлежащих обследованию и тестированию, а также перечень деталей оборудования, которые следует исключить из обследования.
- ★ Приборы обнаружения, измерения и технологии сбора, регистрации и оценки данных, получены по программе ЦОТО.
- ★ График обнаружения и измерения утечек.
- ★ Экономическая эффективность устранения утечек.
- ★ Результаты и анализ предыдущих обследований и технического обслуживания для формирования задач последующих обследований по программе ЦОТО.

График выполнения программы ЦОТО следует разрабатывать с условием получения максимальной экономии метана и учета специфических характеристик участка (например, срока службы компрессора, количества и размера поршневых и центробежных компрессоров в эксплуатации, давления в магистральном трубопроводе и давления топливного газа). Некоторые партнеры при составлении графика ЦОТО руководствуются предполагаемым сроком службы восстановленных деталей, определенным при проведении предыдущих обследований. Другие партнеры определяют частоту последующих обследований на основе циклов техобслуживания и наличия средств. Программа ЦОТО достаточно гибкая и поэтому, если последующие исследования вскрывают много интенсивных и повторяющихся случаев утечек, оператор может проводить обследование оборудования по программе ЦОТО чаще. Последующие обследования можно фокусировать на узлах, прошедших восстановление в ходе предыдущих ремонтов или на классе оборудования, который определен как предрасположенный к утечкам. Со временем операторы могут продолжить точную регулировку объема и частоты обследований оборудования на основе сформировавшихся моделей утечек.

Оценка экономических показателей

Потенциальная экономия газа при выполнении программы ЦОТО на компрессорных станциях варьируется в зависимости от размера и возраста оборудования, а также рабочих характеристик компрессорной станции. Партнеры программы Natural Gas STAR пришли к выводу, что первоначальные затраты на определение базовых условий окупаются быстро за счет экономии газа.

На рис. 7 представлен опыт трех партнеров по выполнению программы ЦОТО. Заметим, что соотношение прибыли/затраты положительно в каждом случае, но сильно варьируется в пределах от 1,7:1 до 95:1.

Рис 7: Опыт партнеров программы Natural Gas STAR по транспортировке газа

Компания А: Ежегодно обследовались пятнадцать компрессорных станций. Общая стоимость обследований и ремонта по программе ЦОТО составила \$350 на каждую станцию. Большая часть утечек была обнаружена на системных вентилях. Общий объем экономии газа составил 166 010 тыс. фут.³ (4 701 тыс. м³) при средней экономии 11 067 тыс. фут.³ (313 тыс. м³) на станцию.

Общий объем сэкономленного газа	\$498 030
Общая стоимость обследований и ремонта	\$5 250

Чистая экономия	\$492 780
Соотношение прибыль первого года/ издержки производства	95:1

Компания В: Ежеквартально обследовались две компрессорные станции. Затраты на обследования составили в среднем \$200 на станцию. Большая часть утечек приходится на прокладки клапанов, сальник и фланцевые соединения. Из 24 обнаруженных утечек 23 были восстановлены при средней стоимости затрат \$50. Общий объем экономии газа составил 17 080 тыс. фут.³ (484 тыс. м³), при усредненной экономии 8 540 тыс. фут.³ (242 тыс. м³) на станцию.

Общий объем сэкономленного газа	\$51 240
Общая стоимость обследований	\$1 600
Общая стоимость ремонта	\$1 150

Чистая экономия	\$48 490
Соотношение прибыль первого года/ издержки производства	19:1

Компания С: Обследованы шестьдесят семь компрессорных станций (график обследований включал ежеквартальные и ежегодные циклы в зависимости от технического состояния станции). Большая часть утечек происходила через прокладки и ослабленные соединения, а также через клапаны и уплотнения сальника. Было проведено около 1 500 ремонтов. Общий объем экономии газа составил 132 585 тыс. фут.³ (3 754 тыс. м³) при усредненной экономии 1 978 тыс. фут.³ (56 тыс. м³) на станцию.

Общий объем сэкономленного газа	\$397 755
Общая стоимость обследований	\$176 175
Общая стоимость ремонта	\$57 180

Чистая экономия	\$164 400
Соотношение прибыль первого года/ издержки производства	1,7:1

Предполагая, что стоимость газа составляет \$3/тыс. фут.³ (\$106/ тыс. м³)

Выполнение программы ЦОТО влияет на снижение затрат на обследование и повышает получение прибыли после устранения утечек. Направление усилий и средств на конкретные компрессорные станции и комплектующие узлы экономит время и средства, необходимые для последующих обследований, и помогает определить приоритетность при составлении графика ремонтных работ по устранению утечек. Основным опытом, полученным партнерами программы Natural Gas STAR, включает следующее.

- ★ Относительное небольшое количество больших утечек дает основной объем эмиссии по компрессорной станции.
- ★ Обнаруженная концентрация не является точным показателем утечки большой интенсивности и не рассматривается как информация, на основе которой возможно определение экономической эффективности проведения ремонтных работ. Для получения точных данных объемов утечек необходимо проведение высокотехнологичных измерений.
- ★ Экономически эффективная программа ЦОТО направлена на узлы оборудования с возможными утечками, устранение которых экономически оправдано.
- ★ Партнеры программы Natural Gas STAR также установили, что некоторые компрессорные станции имеют более высокий уровень потенциальных утечек, чем другие. Анализ результатов ЦОТО может выявить необходимость более частого проведения последующих обследований на некоторых компрессорных станциях по сравнению с другими.
- ★ Партнеры отметили целесообразность выявления тенденций, задавая такие вопросы, как "Являются ли утечки через запорный клапан более интенсивными, чем через шаровой клапан?" или "На какой станции регистрируется больше утечек?"
- ★ Повторное обследование узлов после устранения утечки подтверждает эффективность ремонта. Оперативным методом определения эффективности ремонта является метод нанесения мыльных растворов.
- ★ В процесс обследования включайте действия "быстрого устранения", которые предполагают осуществление упрощенного решения несложных проблем (например, ослабление гайки, неполное закрытие клапана).
- ★ Для программы технического обслуживания разработайте систему первоочередного устранения объемных утечек, не исключая работы и на узлах с незначительными утечками.
- ★ Будущие обследования фокусируйте на станциях и узлах, дающих наибольший объем утечек.
- ★ Регистрируйте объем сокращения эмиссии метана по каждой компрессорной станции и включайте его в годовые отчеты программы Natural Gas STAR.

Литература

Bascom-Turner Instruments, personal communication.

Foxboro Environmental Products, personal communication.

Gas Technology Institute (formerly the Gas Research Institute), personal communication.

Henderson, Carolyn, U.S. EPA Natural Gas STAR Program, personal communication.

Howard, Touche, Indaco Air Quality Services, personal communication.

Indaco Air Quality Services, Inc., 1995, A High Flow Rate Sampling System for Measuring Leak Rates at Natural Gas Facilities. Report No. GRI-94/0257.38. Gas Technology Institute, Chicago, Illinois.

Indaco Air Quality Services, Inc., 1995, Leak Rate Measurements at U.S. Natural Gas Transmission Compressor Stations. Report No. GRI-94/0257.37. Gas Technology Institute, Chicago, Illinois.

Indaco Air Quality Services, Inc., 1999 Cost Effective Leak Mitigation at Natural Gas Transmission Compressor Stations, Report No. PRC-246-9526. PRC International (report available from the American Gas Association, Arlington, Virginia).

King Instrument Company, personal communication.

Omega Engineering, personal communication.

Physical Acoustics Corporation, personal communication.

Radian International, 1996, Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 2, Technical Report, Report No. GRI-94/0257.1. Gas

Radian International, 1996, Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 8, Equipment Leaks, Report No. GRI-94/0257.1. Gas Technology Institute, Chicago, Illinois.

Thermo Environmental Instruments Inc., personal communication.

Tingley, Kevin, U.S. EPA Natural Gas STAR Program, personal communication.

UE Systems Inc., personal communication.

U.S. Environmental Protection Agency, 1994 - 2001, Natural Gas STAR Program, Partner Annual Reports.

U.S. Environmental Protection Agency, 1995, Natural Gas STAR Program Summary and Implementation Guide for Transmission and Distribution Partners.



United States
Environmental Protection Agency
Air and Radiation (6202J)
1200 Pennsylvania Ave., NW
Washington, DC 20460

EPA430-B-03-008
Февраль 2003 г.