



# Methane to Markets

---

Возможности Сокращения Эмиссии Метана  
на Газовых Компрессорных Станциях

Газпром – ЕРА

Технический Семинар по Сокращению Эмиссии Метана

28 – 30 октября, 2008 г.

# Сбережение Метана на Компрессорных Станциях: План

---

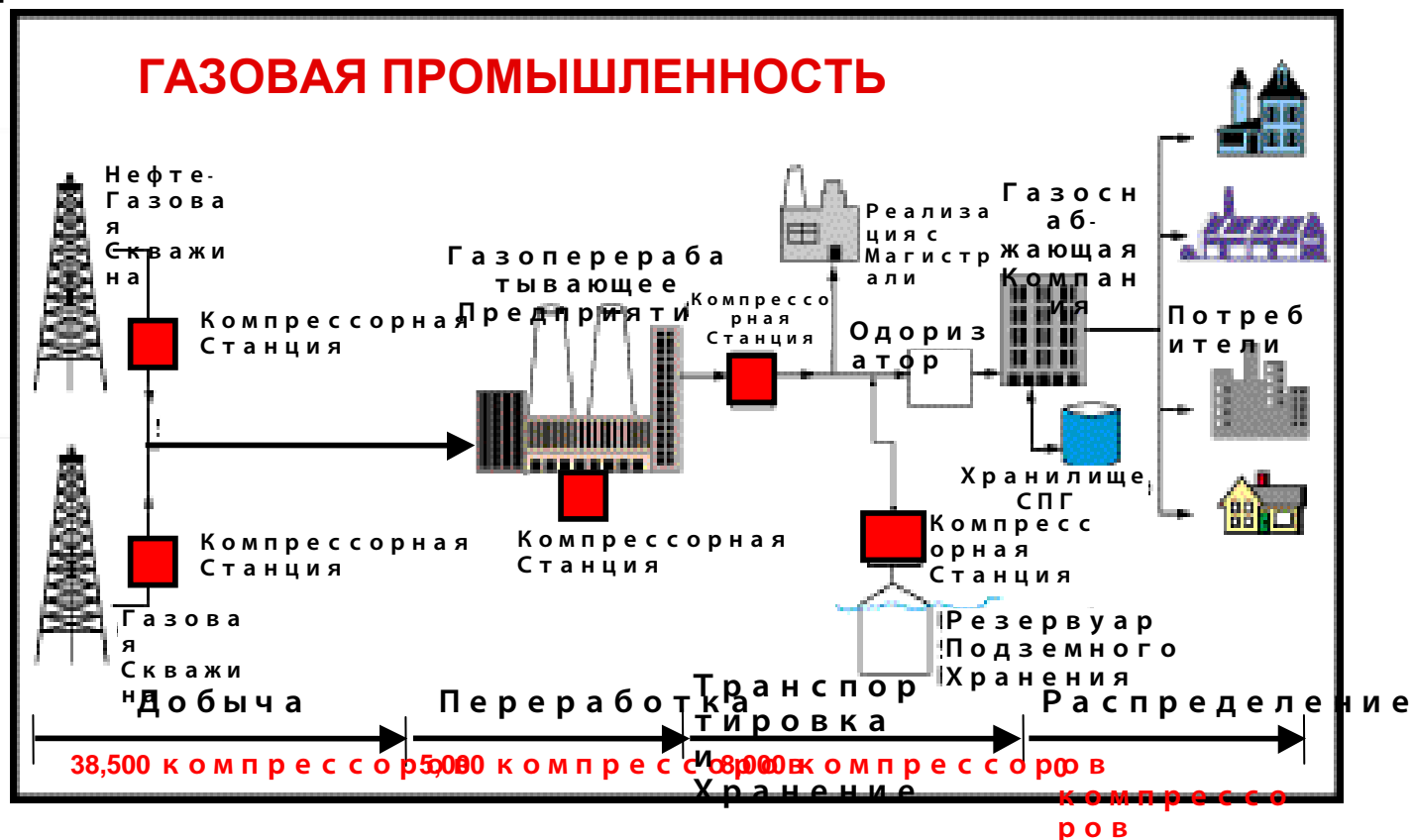
- Варианты для компрессоров
  - Замена влажных уплотнителей на сухие в центробежных компрессорах
  - Разгрузочные клапаны скрубберов
  - Сокращение эмиссии при отключении компрессоров
  - Замена уплотнения штока в поршневых компрессорах
- Пневматические устройства
- Обсуждение

# Сбережение Метана на Компрессорных Станциях: Экономические Показатели

- Все технологии и методы, предлагаемые программой «Метан – на рынки», проверены в ходе успешных применений Партнерами программы
- Объемы затрат и сбережений приводятся на основе конкретных данных, собранных в процессе реализации реальных проектов в США и других странах; данные представлены в экономических показателях США
- В одном примере экономические показатели для России оцениваются с использованием диапазона цен на природный газ и поправочного коэффициента для российских капитальных и трудовых затрат (слайды 8 и 9) по данным журнала *Oil and Gas Journal*

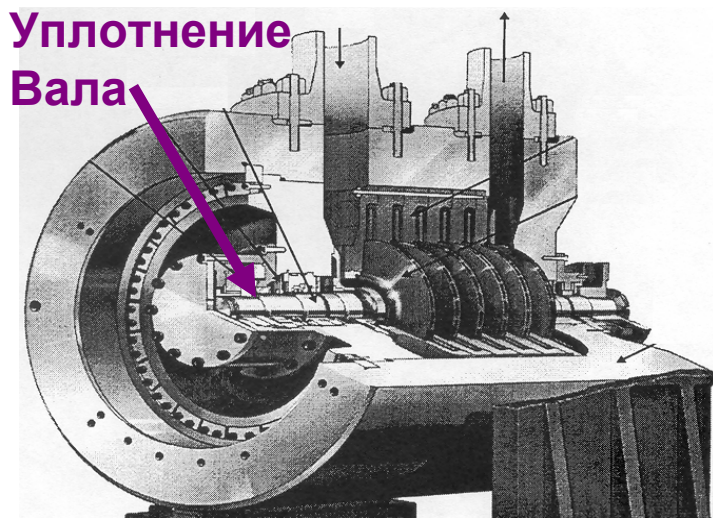
# Сбережение Метана на Компрессорных Станциях: В Чём Проблема?

- Годовой объем эмиссии метана на ~51500 компрессорах газовой промышленности США оценивается в 89 миллиардов кубических футов (млрд фут.<sup>3</sup>) или 2.520.000 тысяч кубических метров (тыс. м<sup>3</sup>)
- Это составляет 24% всех выбросов метана в газовой промышленности США



# Потери Метана на Центробежных Компрессорах

- Небольшая утечка газа происходит с поверхности уплотнителей
  - Большая часть выбросов приходится на время освобождения циркулирующего масла от газа, который выпускается в атмосферу
  - Выбросы в атмосферу от дегазации масла уплотнителей могут достигать от 1.1 до 5.7 м<sup>3</sup>/минуту
  - Один из партнеров программы Natural Gas STAR докладывал об эмиссиях, достигающих 2.124 м<sup>3</sup>/день

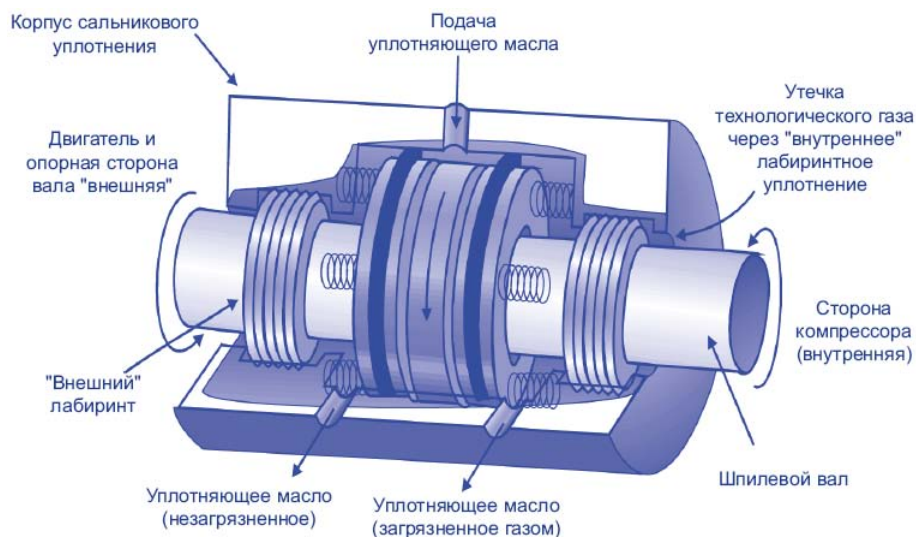


# Влажные Уплотнители в Центробежных Компрессорах

- Используют масло, циркулирующее под высоким давлением между кольцами вокруг вала компрессора
- Газ поглощается маслом с внутренней стороны
  - Небольшой объем газа просачивается через масляную прокладку
  - Метан выдувается из масла и выпускается в атмосферу

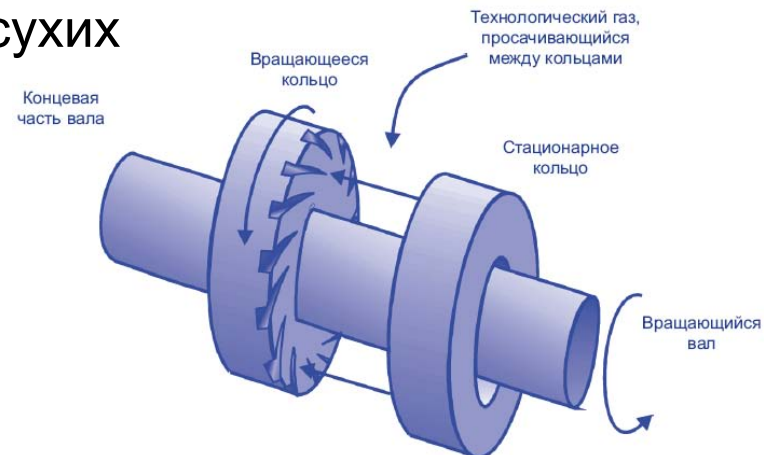


Источник: РЕМЕХ



# Сокращение Эмиссии с Использованием Сухих Уплотнителей

- Когда компрессор не вращается, стационарное кольцо сухого уплотнителя на передней части корпуса прижато к вращающемуся кольцу пружинами
- Когда вал компрессора вращается с высокой скоростью, газ прокачивается между колец с помощью выемок на вращающемся кольце, что создает барьер высокого давления, препятствующий утечке
- Может просачиваться лишь небольшой объем газа
- Часто применяются два уплотнителя одновременно
- Безопасное использование сухих уплотнителей возможно в компрессорах, работающих при давлении до 20,5 МПа<sup>1</sup>



<sup>1</sup> 20,5 МПа = 3,000 фунт/дюйм<sup>2</sup>

# Сбережение Метана с Использованием Сухих Уплотнителей

- Типичный объем утечек через сухой уплотнитель составляет от 0,8 до 5,1 м<sup>3</sup>/час (от 0,01 до 0,09 м<sup>3</sup>/мин.)
  - существенно меньше по сравнению с утечками (от 1,1 до 5,7 м<sup>3</sup>/мин.) через влажные уплотнители





# Пример Экономического Анализа: Сценарий с Использованием Скорректированных Цен для России

- Замена влажных уплотнителей на компрессоре "балочного" типа со штоком 6 дюймов (152,4 мм) с наработкой 8.000 часов в год

	Затраты (сценарий США)		Скорректированные Затраты (сценарий России) <sup>1</sup>		Крайние Затраты (сценарий России) <sup>2</sup>	
	971 руб/ тыс. м <sup>3</sup>	9.712 руб/ тыс. м <sup>3</sup>	971 руб/ тыс. м <sup>3</sup>	9.712 руб/ тыс. м <sup>3</sup>	971 руб/ тыс. м <sup>3</sup>	9.712 руб/ тыс. м <sup>3</sup>
Внутренняя норма рентабельности (%)	43%	206%	38%	217%	26%	121%
Чистая приведенная стоимость (Руб) <sup>3</sup>	6.918.000	49.257.000	5.293.000	47.632.000	5.881.000	48.220.000
Период окупаемости (мес.)	24	6	26	6	32	10

- Экономические показатели лучше для новых установок
- На данный момент 90% новых компрессоров оснащены системами сухих уплотнителей

<sup>1</sup> Gillis, Brian, et. al. *Technology drives methane emissions down, profits up*. Вводная статья. Oil & Gas Journal. 13 августа, 2007.

<sup>2</sup> В два раза выше, чем вариант с использованием скорректированных российских цен

<sup>3</sup> Чистая приведенная стоимость при ставке 10%

# Подробный Расчет Затрат для Варианта с Использованием Скорректированных Цен для России

- Сравнение затрат и объемов сбережения метана для компрессора "балочного" типа со штоком 6 дюймов (152,4 мм)
- Затраты изменены с учетом скорректированных цен

Категория затрат	Цена газа: 971 руб/тыс. м <sup>3</sup>		Цена газа: 9.712 руб/тыс. м <sup>3</sup>	
	Сухой Уплотнитель (Руб)	Влажный Уплотнитель (Руб)	Сухой Уплотнитель (Руб)	Влажный Уплотнитель (Руб)
<b>Стоимость работ <sup>2</sup></b>				
Стоимость уплотнителей (2 сухих при цене 298.300 Руб/шток- дюйм, с тестированием)	3.579.000		3.579.000	
Стоимость уплотнителей (2 влажных при цене 149.200 Руб/шток-дюйм)		1,790,000		1,790,000
Другие затраты (проектирование, установка оборудования)	3.579.000		3.579.000	
Общая стоимость работ	7.158.000	1.790.000	7.158.000	1.790.000
Ежегодное ТО	311.000	1.576.000	311.000	1.576.000
<b>Годовая экономия метана (8.000 часов/год)</b>				
2 сухих уплотнителя при суммарной эмиссии 10 м <sup>3</sup> /час	80.000		793.000	
2 влажных уплотнителя при суммарной эмиссии 170 м <sup>3</sup> /час		1.321.000		13.203.000
Общая стоимость за 5 лет (руб):	9.108.000	16.268.000	12.672.000	75.649.000
<b>Общая экономия по сухим уплотнителям за 5 лет:</b>				
Экономия (руб)	7.161.000		63.007.000	
Объем сокращенных выбросов метана (тыс. м <sup>3</sup> ) (при 1.278 тыс. м <sup>3</sup> /год)	6.389		6.389	

<sup>1</sup> Gillis, Brian, et. al. *Technology drives methane emissions down, profits up*. Вводная статья. Oil & Gas Journal. 13 августа, 2007.

<sup>2</sup> Flowserve Corporation (обновленные затраты и сбережения)

## Опыт Промышленности – REMEX (Мексиканская Газодобывающая Компания)

- Компания REMEX насчитывала 46 компрессоров с влажными уплотнителями на своем производственном участке
- На трех была произведена замена на сухие уплотнители
  - Стоимость \$444.000/компрессор
  - Экономия 580.500 м<sup>3</sup>/компрессор/год
  - Сбережение газа \$126.690/компрессор/год
- Период окупаемости 3,5 года (только за счет сбережения газа)
- Планируется установка сухих уплотнителей в перспективе



Источник: REMEX

# Поиск Новых Возможностей

- Компании находят другие технологии и методы по снижению эмиссии
  - Компания BP-Indonesia дегазирует масло влажных уплотнителей в топливный газовый котёл низкого давления, улавливая большую часть эмиссий и используя их в качестве топлива
    - Снижает высокие затраты, связанные с заменой на сухие уплотнители
  - Компания TransCanada успешно провела пилотные исследования по использованию эжектора с целью улавливания утечек из сухих уплотнителей



Источник: TransCanada

# Сверхзвуковой Газовый Инжектор. TransCanada (Канадская Газопроводная Компания)

- Разработан для улавливания отходящих газов очень низкого давления и обратной закачки в поток газа высокого давления без использования механизма вращения
- Экономия
  - Сбережение газа 113.000 м<sup>3</sup>/год от одного компрессора
  - Природный газ стоимостью \$28.000/год/установка при \$7/тыс. фут<sup>3</sup> выбросов парниковых газов
  - Отсутствие эксплуатационных расходов



Источник: TransCanada

# Сбережение Метана на Компрессорных Станциях: План

---

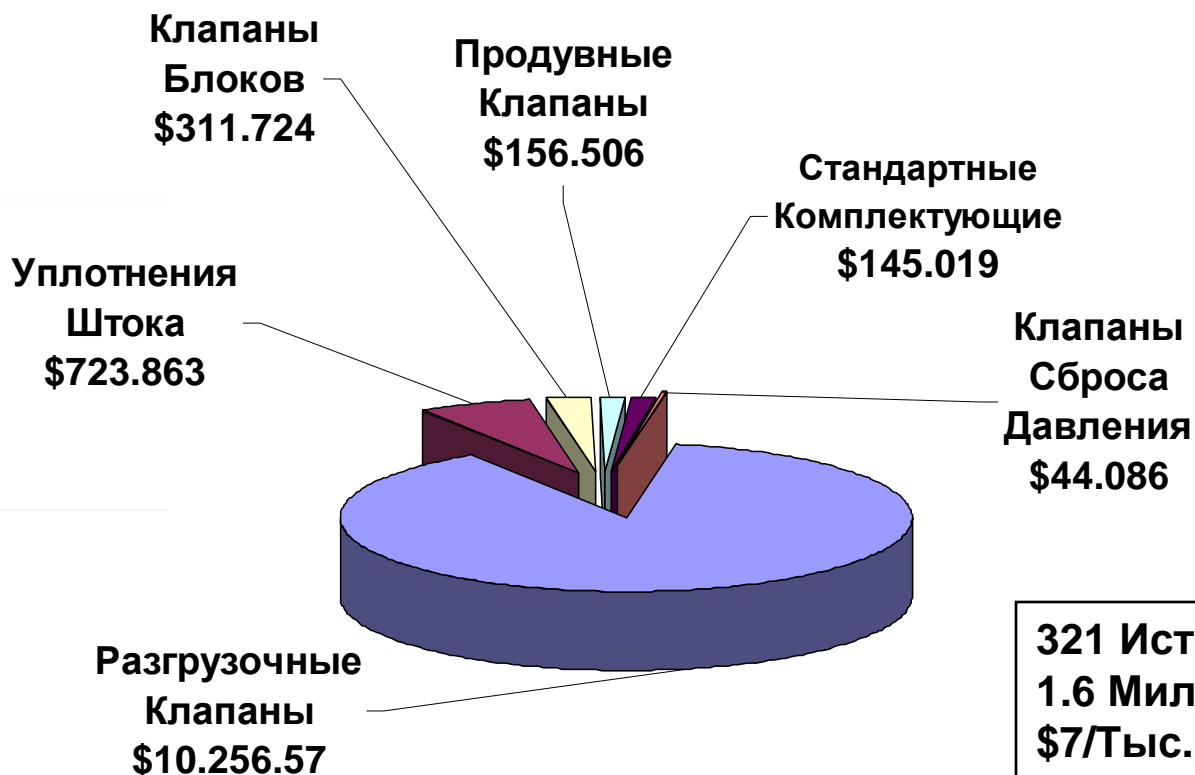
- Варианты для компрессоров
  - Замена влажных уплотнителей на сухие в центробежных компрессорах
  - **Разгрузочные клапаны скрубберов**
  - Сокращение эмиссии при отключении компрессоров
  - Замена уплотнения штока в поршневых компрессорах
- Пневматические устройства
- Обсуждение

# Разгрузочные Клапаны Газоочистных Устройств (Скрубберов), Клапаны Блоков, Клапаны Сброса Давления

- Основные источники утечек, выявленные исследованиями середины 1990-ых (GRI, EPA, PRCI), те же, что и в настоящее время
  - Уплотнители в компрессорах, клапаны блоков, разгрузочные клапаны скрубберов и продувные клапаны
- Утечки в разгрузочных клапанах скрубберов на резервуарах конденсата представляют наиболее часто упущенные возможности сбережения газа
  - Легкий доступ, низкие ремонтные затраты, огромный потенциал сбережения

# Потери Природного Газа на Различном Оборудовании

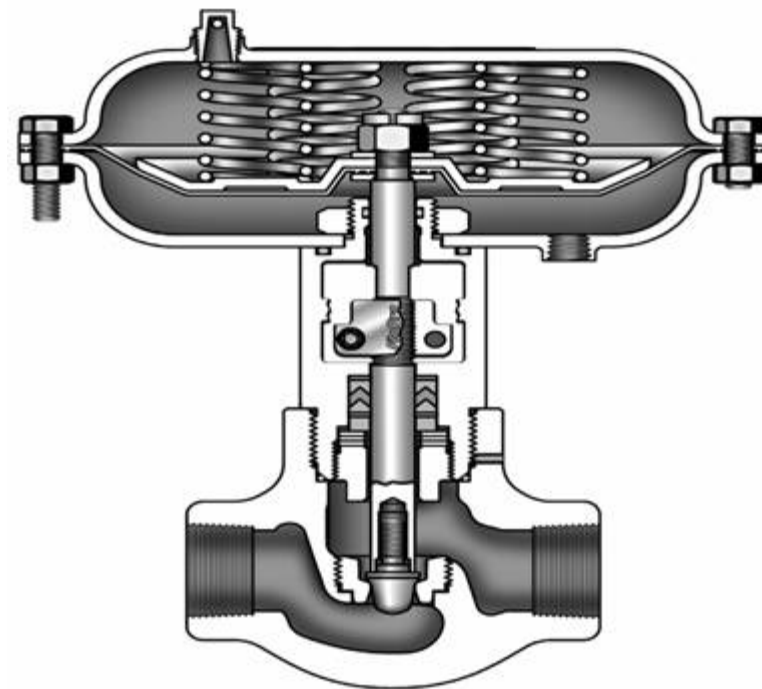
- Разгрузочные клапаны являются одним из крупнейших источников утечек метана на компрессорных станциях





# Разгрузочные Клапаны Скруббера

- Неправильное закрытие разгрузочных клапанов на компрессорных скрубберах может привести к потерям газа из резервуаров
- Причины
  - Ремонт/повреждение опоры
  - Продукты износа/загрязнение
  - Чрезмерная прочистка
- Методы обнаружения и измерения
  - Инфракрасная система
  - Акустический метод
  - Адиабатическое расширение (лёд)
  - Графики измерений
  - Высокообъемный пробоотборник



Источник: Northern Natural Gas

# Опыт *Northern Natural Gas* (Газопроводная Компания в США): Разгрузочные Клапаны

- Утечка из разгрузочного клапана сепаратора

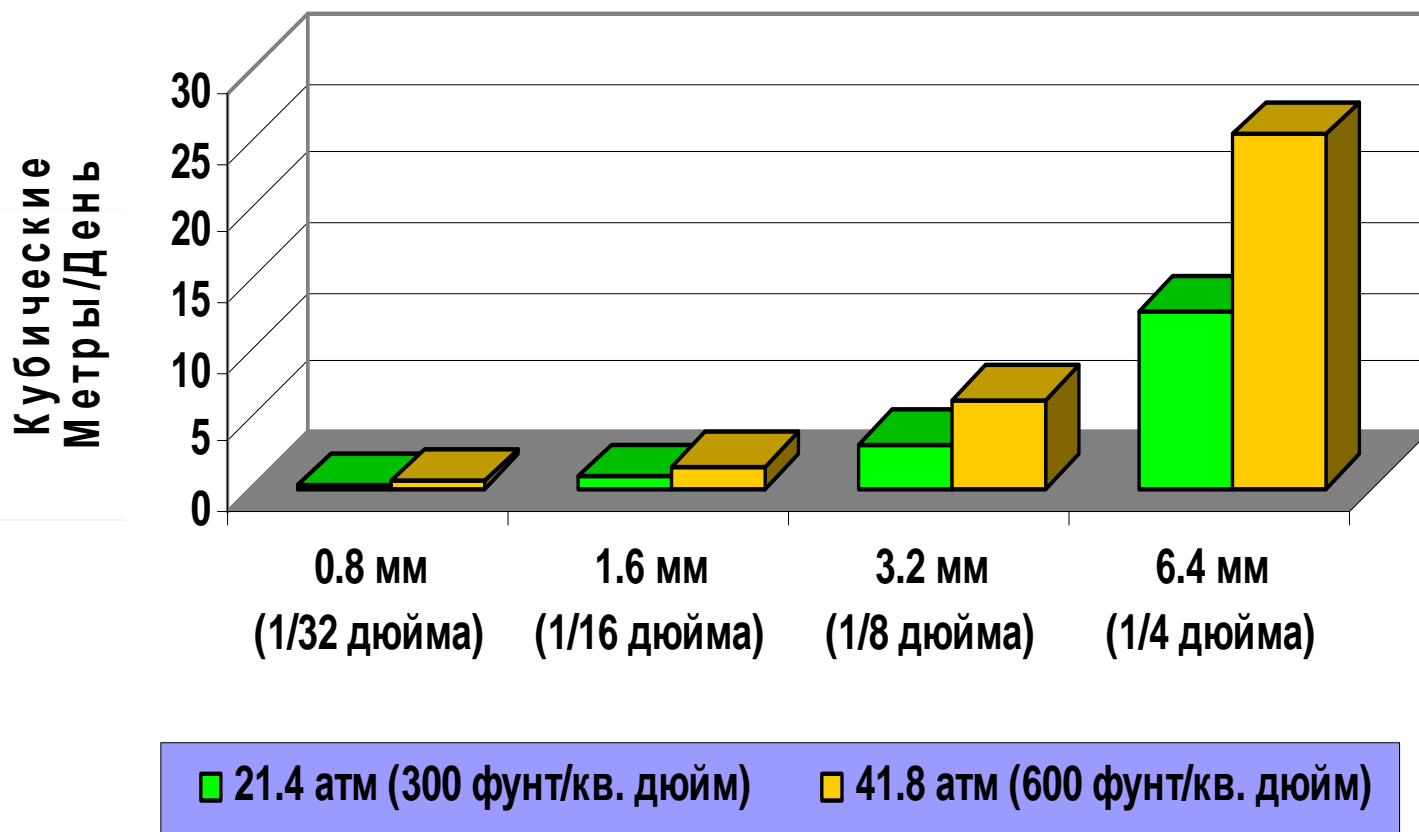


Источник: Northern Natural Gas

ИК утечка выявлена используя FLIR GasFinIR®

# Northern Natural Gas: Потери Газа Через Разгрузочный Клапан

## Потери Природного Газа



# *Northern Natural Gas:* Исправный Разгрузочный Клапан



Источник: Northern Natural Gas

ИК утечка выявлена используя FLIR GasFinIR®

# *Northern Natural Gas:* Сведения о Разгрузочных Клапанах Сепаратора

---

- 435 разгрузочных клапанов      3,7 м<sup>3</sup>/час
- 41 на одной станции
- Инспекция
  - Ежедневный обход – проверка на ощупь и слух
  - Проверка регулировок и ремонт клапанов
- 435 разгрузочных клапанов      0,3 м<sup>3</sup>/час
- Процесс разгрузки – продувочный газ
- Объем продувки

# Сбережение Метана на Компрессорных Станциях: План

---

- Варианты для компрессоров
  - Замена влажных уплотнителей на сухие в центробежных компрессорах
  - Разгрузочные клапаны скрубберов
  - **Сокращение эмиссии при отключении компрессоров**
  - Экономичная замена упаковки штока в поршневых компрессорах
- Пневматические устройства
- Обсуждение

# Остановка Компрессоров: В Чём Проблема?

- Компрессоры, используемые в газовых сетях, периодически включаются и выключаются в зависимости от изменений текущего потребления природного газа
  - Компрессоры, работающие при базовой и максимальной нагрузке
- В общепринятой практике при отключении компрессора производится “продувка” (сброс давления)
  - В среднем, одна продувка компрессора приводит к выбросу в атмосферу около 425 м<sup>3</sup> газа
- Изоляционные клапаны
  - В среднем, через открытые продувные клапаны выбрасывается около 40 м<sup>3</sup>/час

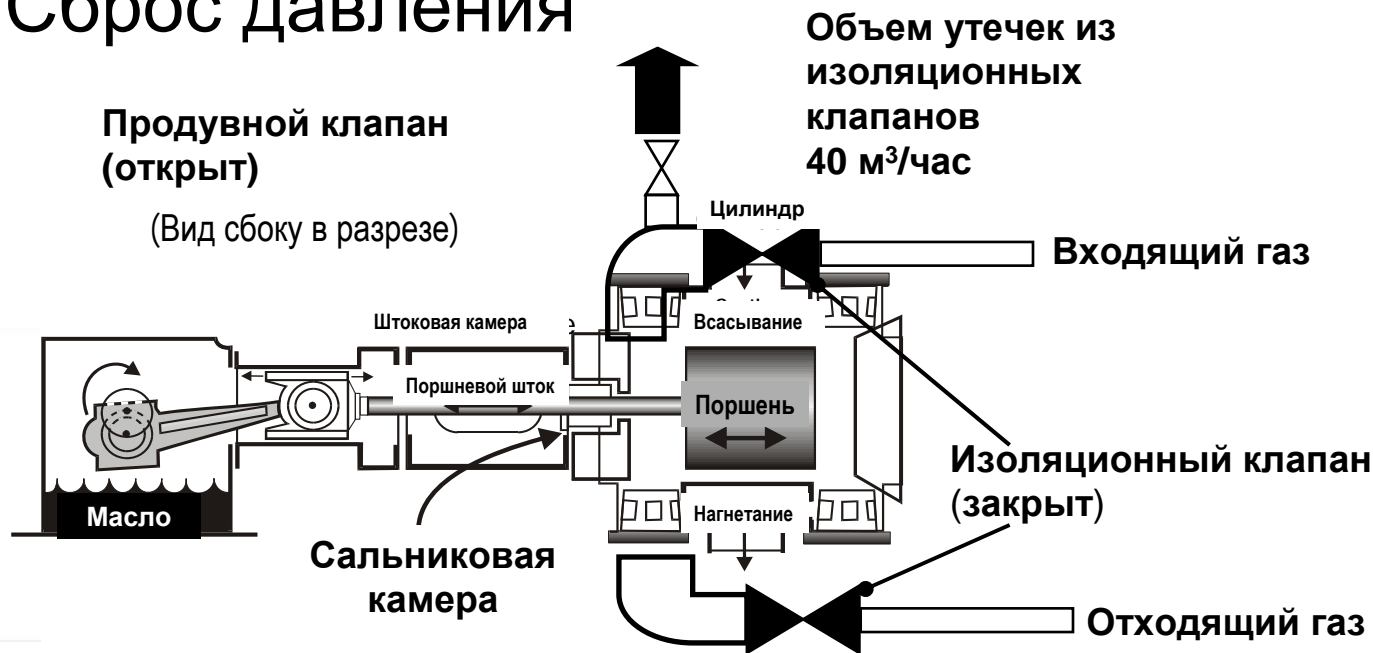
# Остановка Компрессоров: Сбережение Метана

- Основные принципы сокращения эмиссии метана при остановке компрессоров применимы как на поршневых, так и на центробежных типах компрессоров
- Объем потерь отличается для поршневых и центробежных компрессоров
  - Объем продувки больше на поршневых компрессорах
  - Объемы утечек из изоляционных клапанов обоих типов компрессоров близки по величине
  - Объемы утечек через уплотнители близки по величине
- Нижеприведенный пример иллюстрирует сбережение метана на поршневых компрессорах



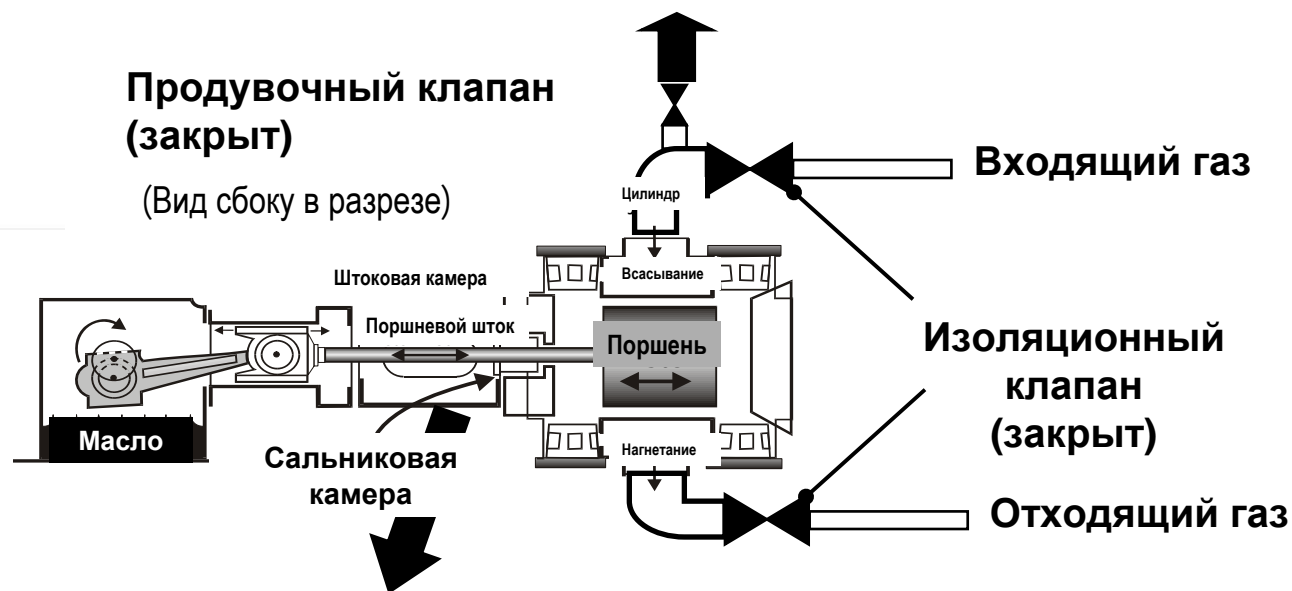
# Базовая Схема Поршневого Компрессора

## ■ Сброс давления



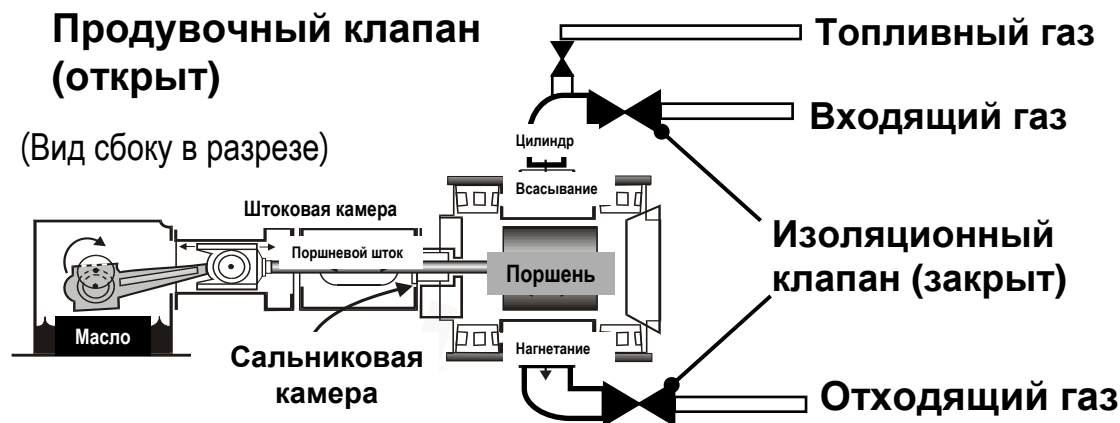
# Сохранение Метана – Вариант 1

- Поддержка герметичности - остановленный компрессор остается под давлением
  - Не требует доработки оборудования
  - Устраняется выход метана
  - Повышается утечка через уплотнения на 8.5 м<sup>3</sup>/час
  - Снижаются “фугитивные” потери метана на 27 м<sup>3</sup>/час (68%)



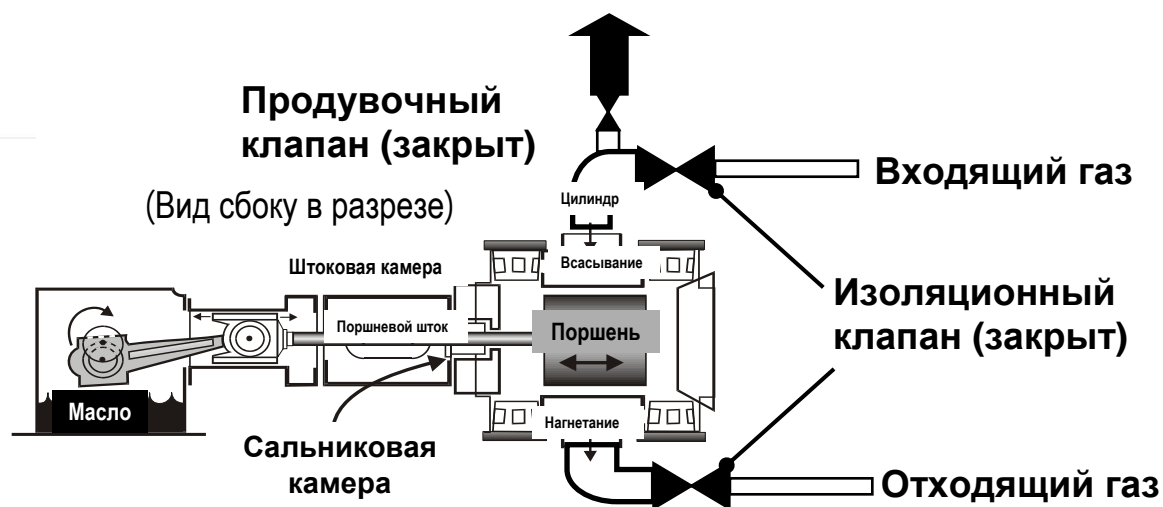
# Сохранение Метана – Вариант 2

- Поддержка герметичности и направление газа из остановленного компрессора для использования в качестве топлива
  - Линии продувки подсоединяются к системе подачи топливного газа
  - Давление компрессора доводится до давления топливного газа (от 7.8 до 11.2 атм)
  - Устраняется выход метана
  - Повышается утечка через уплотнения на 3.5 м<sup>3</sup>/час
  - Снижаются “фугитивные” потери метана на 36 м<sup>3</sup>/час (91%)



# Сохранение Метана – Вариант 3

- Поддержка герметичности (компрессор остается под давлением) и установка неподвижного уплотнения - сальника
  - Автоматический контролер дает команду на сжатие герметичного уплотнения на штоке при остановке компрессора; при запуске контролер ослабляет уплотнение
  - Утечки через закрытый продувочный клапан
  - Устраняются утечки через уплотнение остановленного компрессора
  - Снижаются “фугитивные” потери метана на 35 м<sup>3</sup>/час (89%)



# Остановка Компрессора: Расчёт Эмиссии Метана

- Потери от продувки = (кол-во продувок) x  $(425 \text{ м}^3)^1$
- Фугитивные потери (утечки) = (время простоя, часы) x  $(40 \text{ м}^3/\text{час})^1$
- Суммарные потери = продувки + утечки
- Пример для компрессора при обычной нагрузке:
  - 2 продувки/год x  $425 \text{ м}^3$
  - 1752 часа простоя x  $40 \text{ м}^3/\text{час} = 70.900 \text{ м}^3/\text{год}$

<sup>1</sup>Стандартные значения EPA

# Остановка Компрессора: Расчёт Затрат

- **Вариант 1: Не делать продувку**
  - нет капитальных затрат
  - нет затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание
- **Вариант 2: Направить газ для использования в качестве топлива**
  - Монтаж дополнительной системы труб и клапанов для подсоединения линий продувки к системе подачи топливного газа
  - Затраты на модернизацию оборудования составляют от \$1.000 до \$2.000 на компрессор

# Остановка Компрессора: Расчёт Затрат

---

- **Вариант 3:** Оставить компрессор под давлением и установить неподвижное уплотнение - сальник
  - Стоимость сальника \$675 на один штук
  - Стоимость автоматического контроллера \$1.500 на один компрессор
  - Менее экономически эффективен при совместном применении с Вариантом 2

# Остановка Компрессора: Выгодно ли Сохранение Метана?

- Затраты и сбережение метана

	<b>Вариант 1</b> Держать под давлением	<b>Вариант 2</b> Держать под давлением и соединить с системой топливного газа	<b>Вариант 3</b> Держать под давлением и установить неподвижный затвор
Капитальные затраты	Нет	\$1.700/компрессор	\$4.100/компрессор
<b>Утечки при остановке компрессора</b>			
Обычная нагрузка	6.400 м <sup>3</sup> /год \$1.600	1.800 м <sup>3</sup> /год \$400	2.100 м <sup>3</sup> /год \$500
Максимальная нагрузка	51.000 м <sup>3</sup> /год \$12.600	14.100 м <sup>3</sup> /год \$3.500	17.000 м <sup>3</sup> /год \$4.200
Примечание: при обычной нагрузке предполагается, что компрессор находится в отключенном состоянии 500 часов в год; при максимальной нагрузке - 4000 часов в год. Стоимость газа = \$7/тыс. фут. <sup>3</sup>			



# Остановка Компрессора: Экономический Анализ

- Варианты при максимальной нагрузке более рентабельны за счет большего числа продувок и более продолжительных простоев

	Вариант 1 Держать под давлением		Вариант 2 Держать под давлением и соединить с системой топливного газа		Вариант 3 Держать под давлением и установить неподвижный затвор	
	Обычная	Максимальная	Обычная	Максимальная	Обычная	Максимальная
Чистая экономия газа (м <sup>3</sup> /год)	14.700	124.600	+5.900	+38.100	+4.200	+34.000
Экономия \$/год <sup>1</sup>	\$ 3.600	\$ 30.800	\$ 1.500	\$ 9.400	\$ 1.100	\$ 8.400
Капиталовложения в оборудование	0	0	\$ 1.700	\$ 1.700	\$ 4.100	\$ 4.100
Окупаемость <sup>2</sup>	Немедленная	Немедленная	1 год	2 месяца	4 года	6 месяцев
Внутренняя норма рентабельности <sup>2</sup>	>100%	>100%	82%	560%	9%	207%

<sup>1</sup> Принятая стоимость газа \$7/тыс. фут.<sup>3</sup>

<sup>2</sup> Работа в течение 5 лет (не включая годовые затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание)

# Остановка Компрессора: Опыт Применения

---

- Исключение сброса давления, когда это ВОЗМОЖНО
  - Прямой эффект без дополнительных затрат
- Информирование обслуживающего персонала о положительных эффектах
- Определение режимов нагрузок для компрессоров с целью выполнения экономического анализа
- Разработка графика по подключению к газотопливной системе
- Регистрация сбережения метана по каждому компрессору

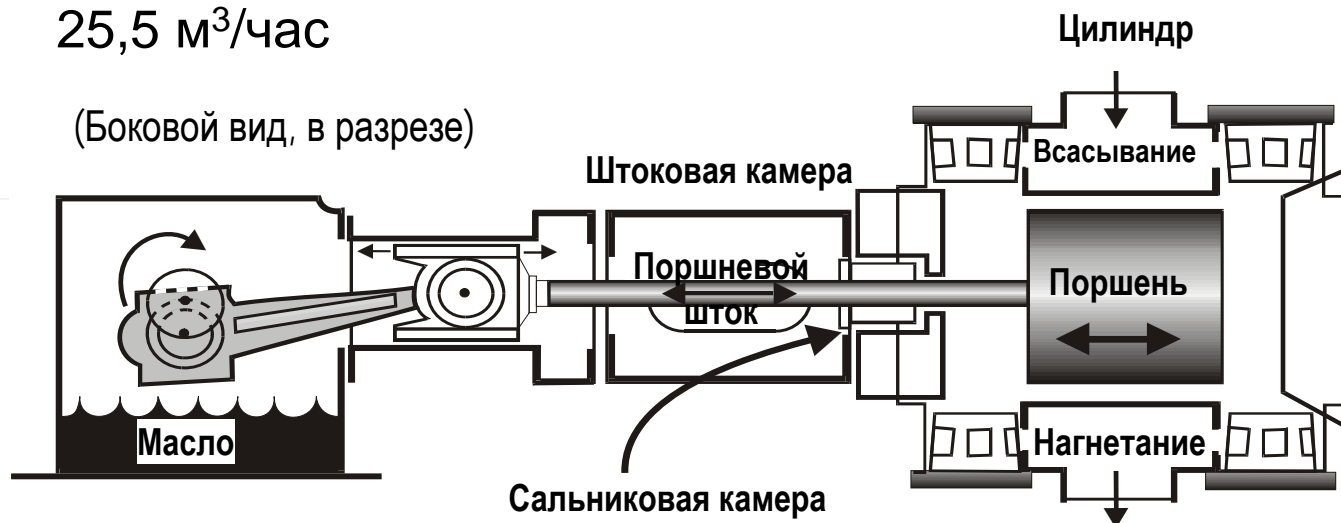
# Сбережение Метана на Компрессорных Станциях: План

---

- Варианты для компрессоров
  - Замена влажных уплотнителей на сухие в центробежных компрессорах
  - Разгрузочные клапаны скрубберов
  - Сокращение эмиссии при отключении компрессоров
  - **Экономичная замена уплотнения штока в поршневых компрессорах**
- Пневматические устройства
- Обсуждение

# Утечка Метана из Поршневых Компрессоров

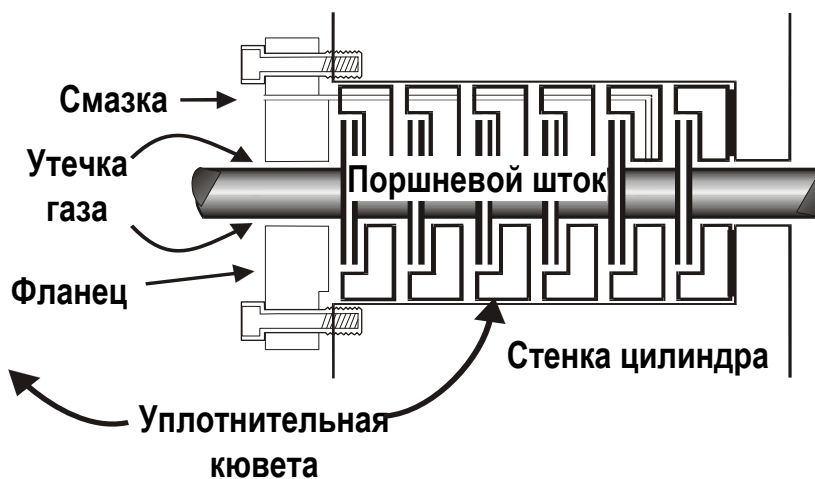
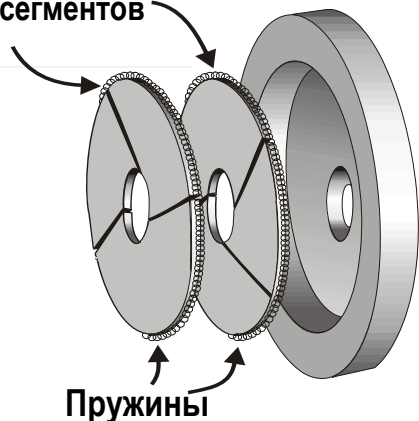
- Все системы уплотнения в поршневых компрессорах в нормальных условиях дают утечку
  - Новая система уплотнения может пропускать от 0,3 до 1,7 м<sup>3</sup>/час
  - У изношенных систем отмечался уровень эмиссии до 25,5 м<sup>3</sup>/час



# Уплотнение Штока в Поршневом Компрессоре

- Несколько пар разрезных колец, хорошо подогнанных по штоку для создания газового затвора
- Утечки все же могут происходить через опорное кольцо, через уплотнительные кюветы, через уплотнительные кольца, и между кольцами и штоком

Два кольца, каждое из которых состоит из трех сегментов



Сжатый под давлением газ в цилиндре

(Боковой вид, в разрезе)

# Возможные Помехи в Процессе Уплотнения

## Варианты утечек из сальниковой камеры

- Через опорное кольцо
- Через уплотнения на штоке
- Через уплотнения в кювете
- Между уплотнителями
- Между кюветами

## Причины утечек из уплотнителей

- Загрязнения или инородные тела (мусор)
- Изношенный шток (.015 мм/ на см диаметра)
- Недостаточная/чрезмерная смазка
- Кювета за пределами допуска ( $\leq 0.05$  мм)
- Некорректный ввод в эксплуатацию
- Присутствие жидкостей (разбавляющих смазку)
- Некорректная установка уплотнителей (в неверном порядке или неверного типа/конструкции)

# Утечка Метана из Уплотнения Штока

Эмиссия из компрессора в рабочем режиме	24.600	м <sup>3</sup> /год-уплотнитель
Эмиссия из компрессора под давлением/в простое	36.000	м <sup>3</sup> /год-уплотнитель
Утечки из сальниковой камеры	19.500	м <sup>3</sup> /год-уплотнитель
Утечки из штоковой камеры	8.500	м <sup>3</sup> /год-уплотнитель

## Утечка из Уплотнителей Штока на Компрессорах в Рабочем Режиме

Тип Уплотнителя	Бронза	Бронза/Сталь	Бронза/Тефлон	Тефлон
Интенсивность Утечки (м <sup>3</sup> /год)	17.300	15.700	37.300	5.900

## Утечка из Уплотнителей Штока на Герметичных Компрессорах/в Простое

Тип Уплотнителя	Бронза	Бронза/Сталь	Бронза/Тефлон	Тефлон
Интенсивность Утечки (м <sup>3</sup> /год)	17.400	N/A	36.500	5.400

Источник: Cost Effective Leak Mitigation at Natural Gas Transmission Compressor Stations – PRCI/ GRI/ EPA PR-246-9526

# Этапы Экономически Эффективной Замены

- Измерить утечки из уплотнителей штока
  - Во время замены колец - после приработки
  - Периодически после
- Оценить стоимость замены уплотнителей
- Вычислить "порог рентабельности замены"
  - Партнеры могут вычислять порог замены как для сальников, так и для штоков
  - Произвести расчет затрат
- Произвести замену уплотнительных колец и штока при ожидаемом сокращении утечек равной или превышающей порог рентабельности замены

**Порог рентабельности замены (м<sup>3</sup>/час) =** 
$$\frac{CR * DF * 1,000}{(H * GP)}$$

Где:

**CR = Стоимость замены (\$)**

**DF = Дисконтный коэффициент при процентной ставке  $i$  =** 
$$DF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

**H = Количество часов работы компрессора в год**

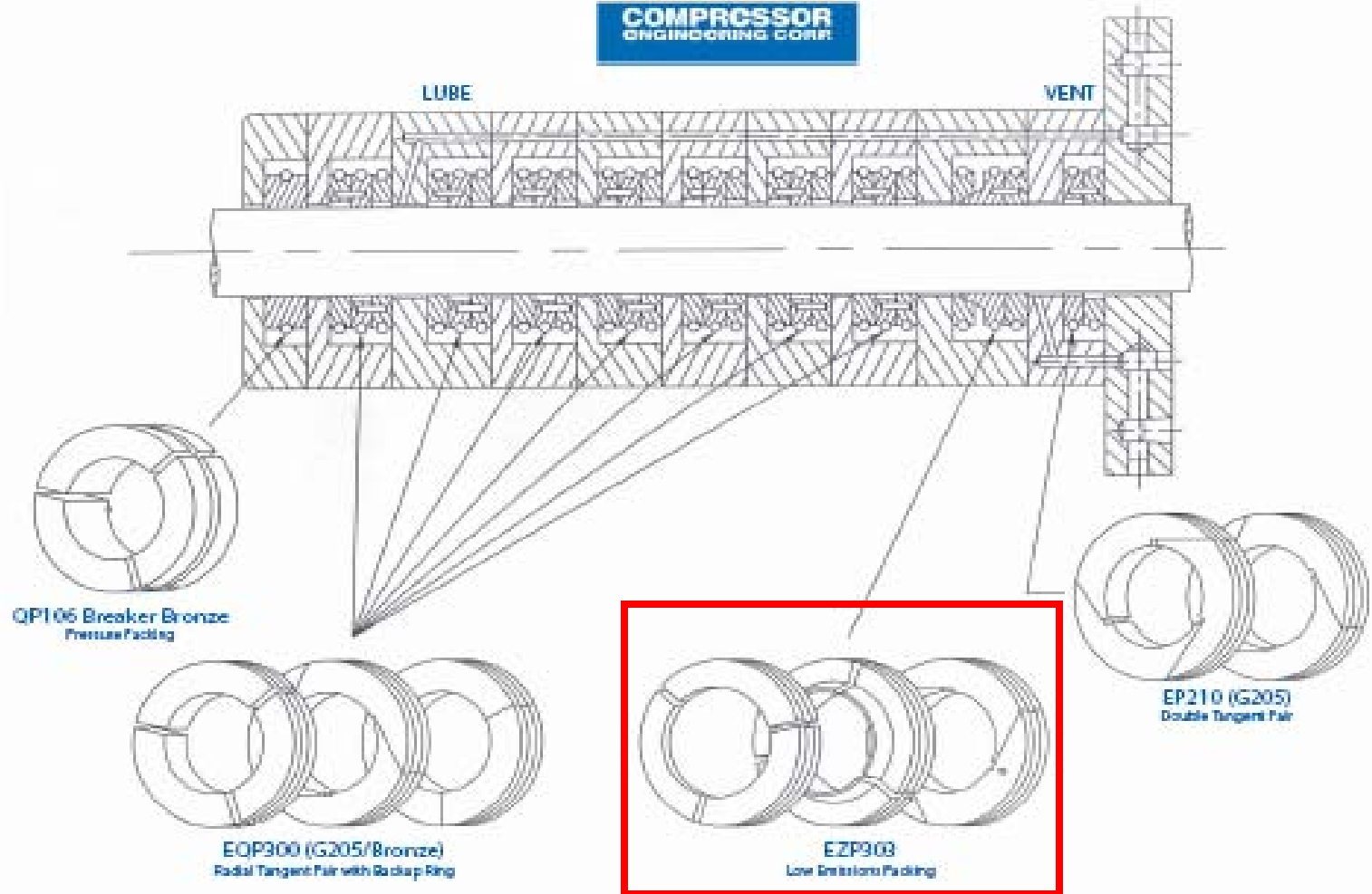


# Система для Снижения Эмиссии (LER)

---

- Прижимная сила устраняет зазоры и обеспечивает плотную герметизацию поверхности кюветы
- LER - это статическое, а не динамическое уплотнение, поэтому оно не требует давления для активирования сальника
- Установка подобной системы возможна на действующих сальниковых камерах при минимальных модификациях или полном их отсутствии

# LEP: Конфигурация



# Ориентация в Кювете



LEP: Система для Снижения Эмиссии  
Ориентация Колец Р303

# Причины Использования LEP

---

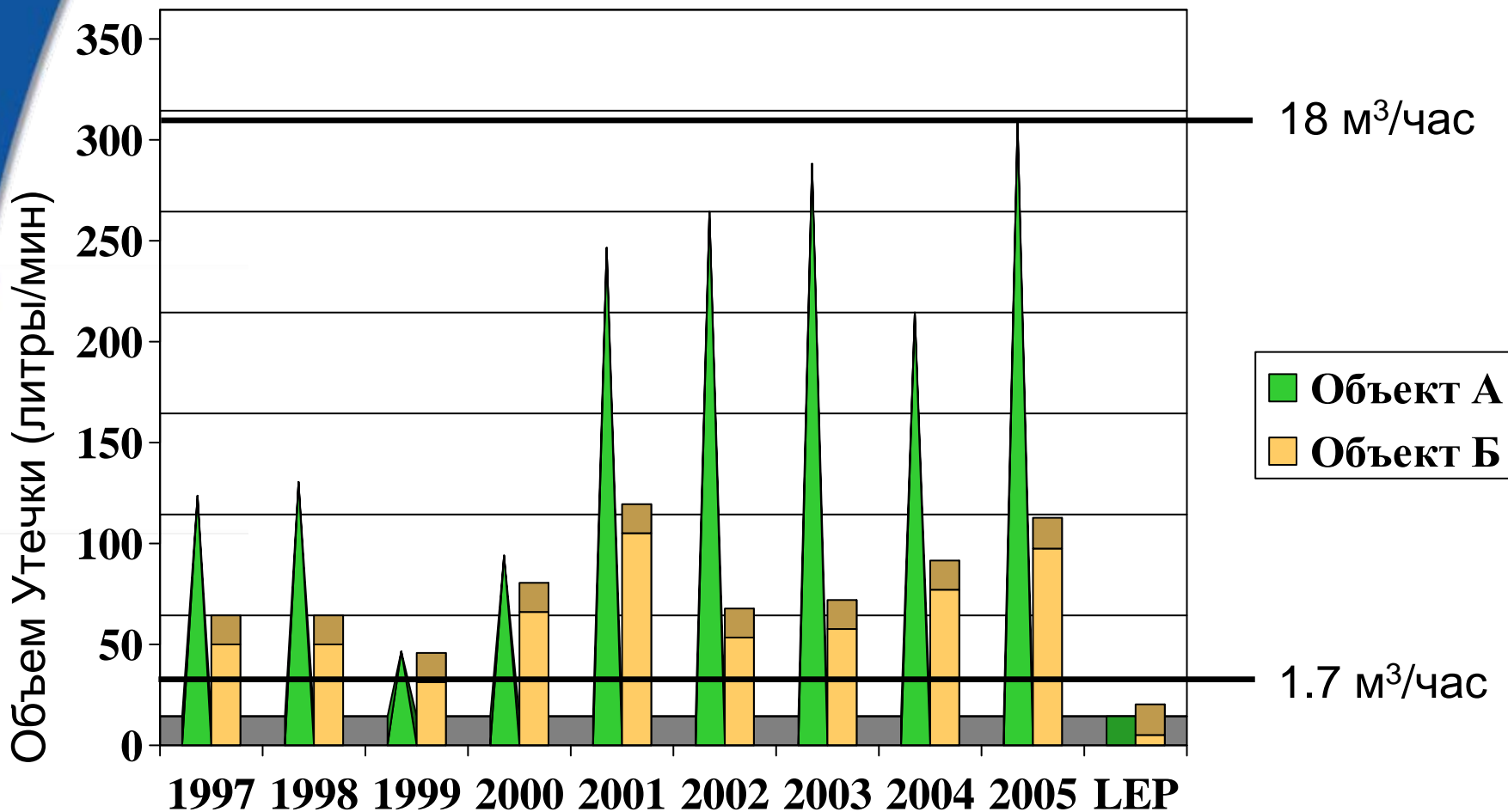
- Модернизация не требует значительных средств
- Существенное снижение выбросов парникового газа
- Нефтеперерабатывающие, нефтехимические, пневмосортирующие предприятия используют этот подход в течение многих лет для минимизации летучих выбросов

## Опыт Промышленности – *Northern Natural Gas* (Газопроводная Компания в США)

---

- Осуществлялся мониторинг выбросов на двух объектах
  - Утечки на объекте А достигали 301 литров/минуту (18 м<sup>3</sup>/час)
  - Утечки на Объекте Б достигали 105 литров/минуту (6 м<sup>3</sup>/час)
- Установлена система для снижения эмиссии (LEP)
  - В настоящее время проходит тестирование
  - За три месяца уровень утечек не увеличился

# Northern Natural Gas – Объём Утечки



## Northern Natural Gas: Пример Рентабельной Замены Системы Герметизации

- Стоимость замены системы уплотнений приблизительно \$3,000 для одного штока компрессора (материалы и работа)
- При цене газа \$7 за тысячу кубических футов (Тыс. футов<sup>3</sup>) или \$250/Тыс. м<sup>3</sup>:
  - 50 литров/минуту/1000 = 0.05 м<sup>3</sup>/минуту
  - 0.05 x 60 минут/час = 3 м<sup>3</sup>/час
  - 3 x 24 = 72 м<sup>3</sup>/день
  - 72 x 365 days/1000 = 26.3 Тыс. м<sup>3</sup>/год
  - 26.3 x \$250/Тыс. м<sup>3</sup> = \$6,600 годовой утечки
  - Замена окупается в <6 месяцев

# Поршневые Компрессоры: Опыт Применения

- Существует порог, когда наиболее выгодно заменить герметизацию в поршневых компрессорах
- Зачастую замены проводятся уже перейдя порог рентабельности
- Общекорпоративный обмен данных – наиболее простой способ определения экономически выгодного времени замены
- Измерения объемов выбросов должны проводиться регулярно
- Рентабельная замена уплотнения штока снижает эмиссии и оправдывает затраты



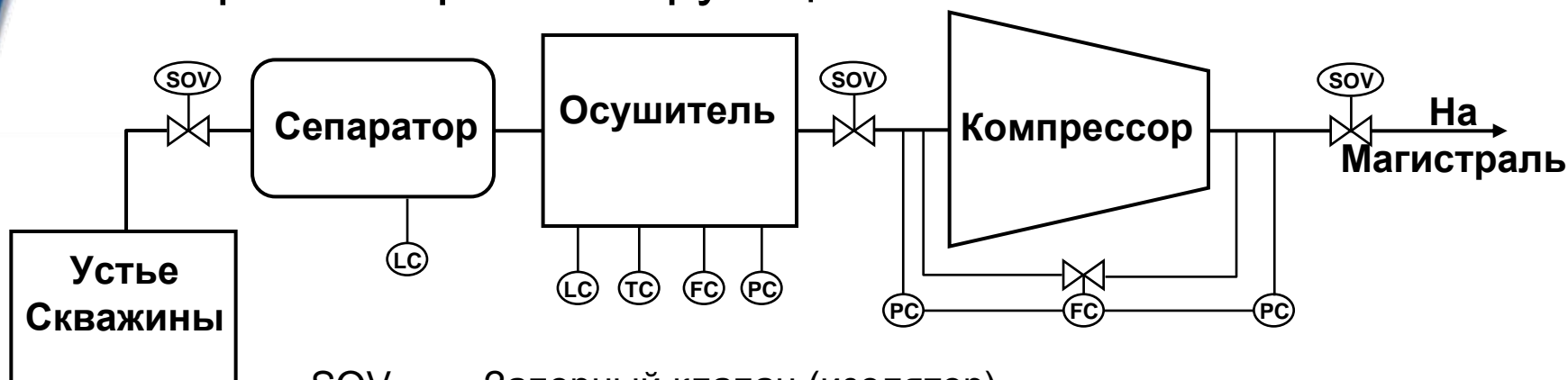
# Сбережение Метана на Компрессорных Станциях: План

---

- Варианты для компрессоров
  - Замена влажных уплотнителей на сухие в центробежных компрессорах
  - Разгрузочные клапаны скрубберов
  - Сокращение эмиссии при отключении компрессоров
  - Замена уплотнения штока в поршневых компрессорах
- **Пневматические устройства**
- Обсуждение

# Потери Метана на Пневматических Устройствах

- Пневматические устройства используются широко в газовой отрасли и выполняют разнообразные функции



SOV = Запорный клапан (изолятор)

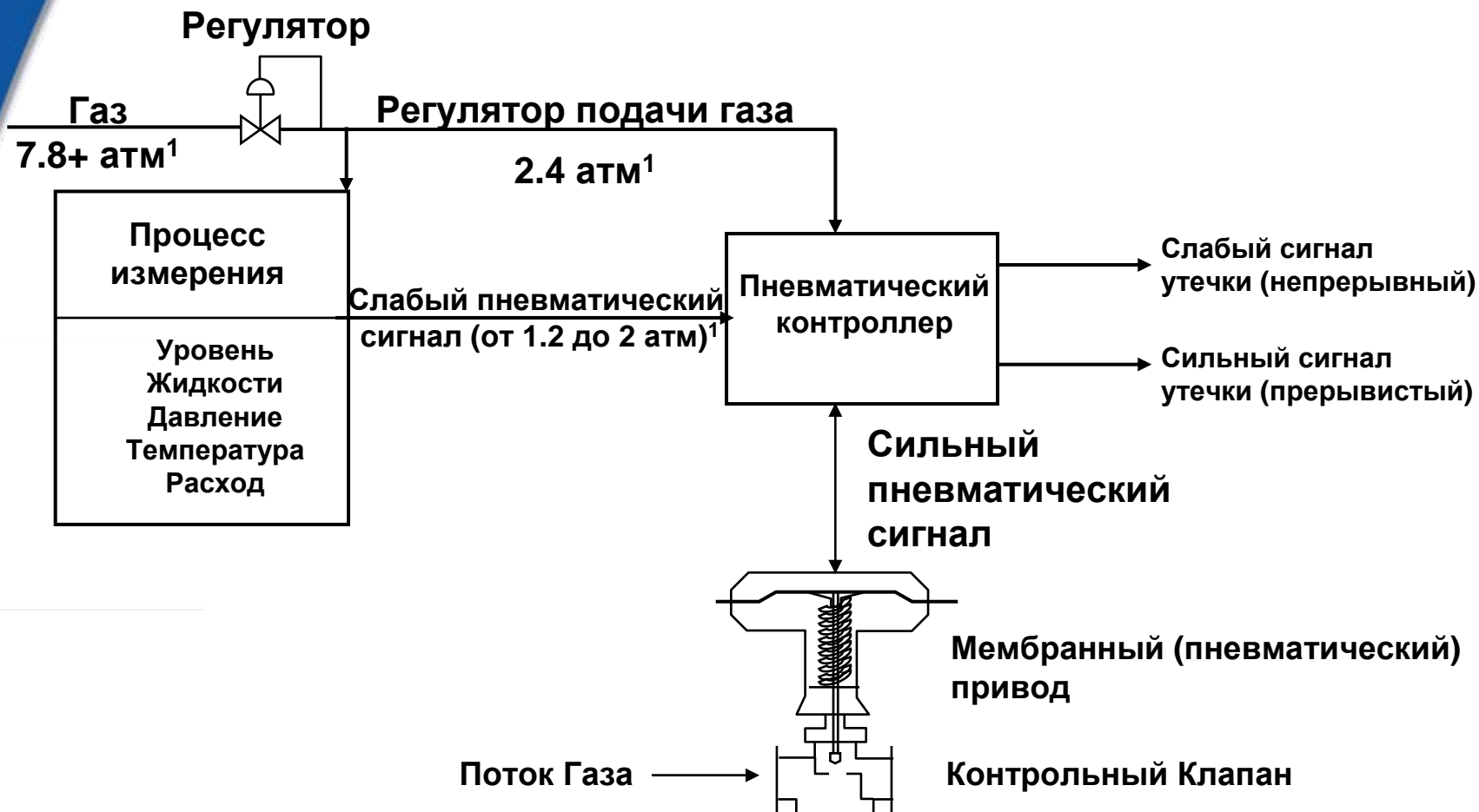
LC = Контроль уровня (сепаратор, контактор, регенератор гликоля)

TC = Контроль температуры (топливный газ регенератора)

FC = Регулятор потока (циркуляция гликоля, обходной канал компрессора)

PC = Контроль давления (давление в конденсатосборнике, повышение/сброс давления в компрессоре)

# Схема Работы Пневматического Устройства



<sup>1</sup> 1 атмосфера (атм) = 0 манометрического давления фунт/дюйм<sup>2</sup> (psig) и 14.7 абсолютного давления фунт/дюйм<sup>2</sup> (psia); 1 атм = 1.013 бар и 101.3 килопаскалей (кПа)

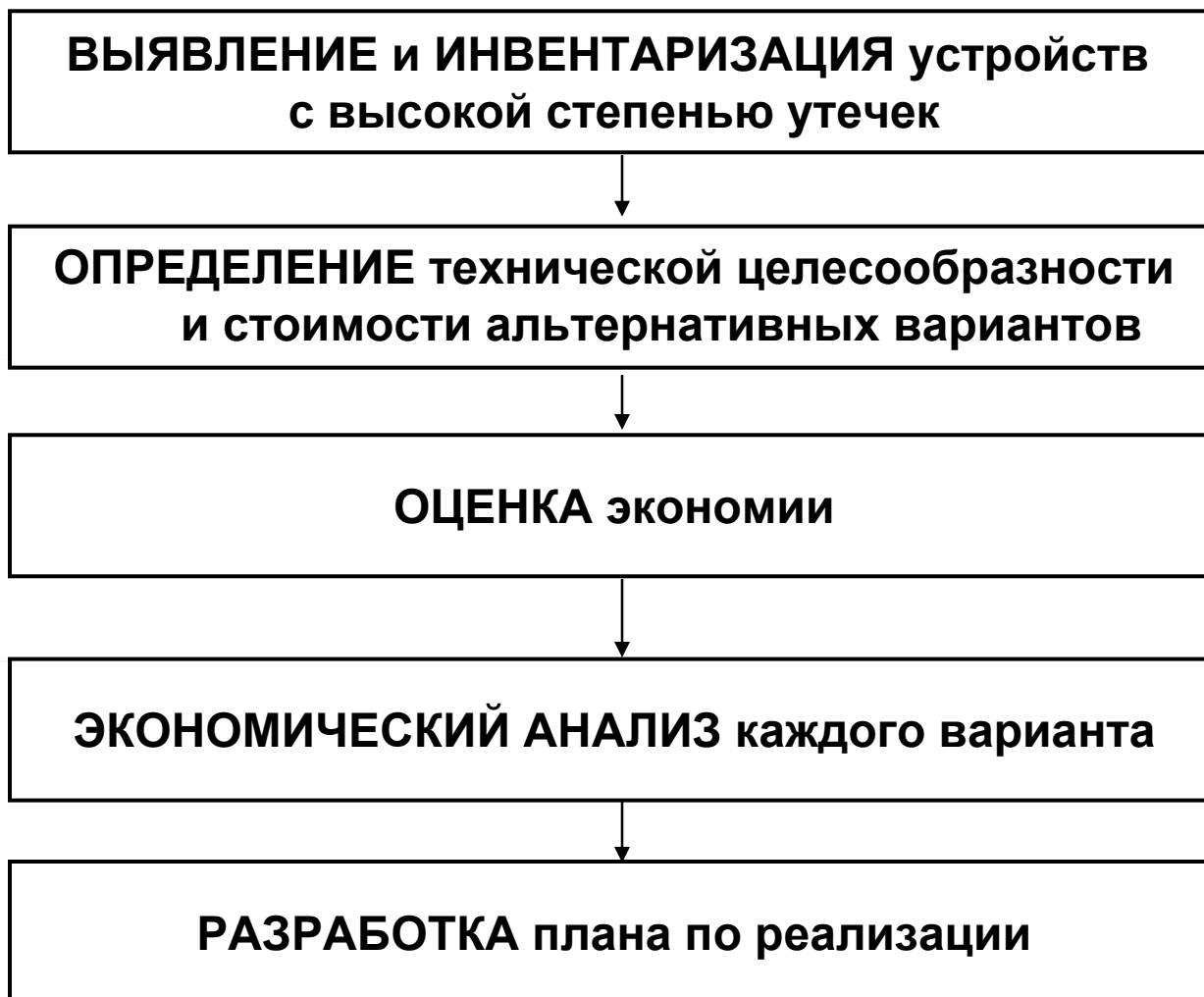
# Пневматические Устройства: Утечки Метана

- Выпуск газа в атмосферу является частью обычного рабочего цикла пневматических устройств
- Устройства с эмиссией в объеме свыше 4 м<sup>3</sup> в день рассматриваются как устройства с высокой эмиссией
  - Совокупный объем эмиссии более 1.460 м<sup>3</sup>/год
  - Стандартные устройства с высокой эмиссией спускают в среднем 3.965 м<sup>3</sup>/год
- Фактический объем эмиссии газа в значительной степени зависит от конструкции и условий эксплуатации устройства

# Пневматические Устройства: Сохранение Метана

- **Вариант 1:** Замена устройств с высокой степенью утечек на устройства с низкой степенью утечек
  - Заменить в конце срока эксплуатации устройства
  - Обычно затраты колеблются от \$700 до \$3000 на одно устройство
- **Вариант 2:** Переоборудование регуляторов используя комплект для сокращения утечки
  - Стоимость комплекта модернизации приблизительно \$675
  - Период окупаемости приблизительно 6 месяцев
- **Вариант 3:** Техобслуживание с целью сокращения потерь газа
  - Непосредственное обследование регуляторов
  - Переоценка необходимости установочных устройств
  - Низкие затраты
  
- Опыт в сфере применения демонстрирует, что вплоть до 80% всего оборудования с высокой степенью утечек можно заменить или переоборудовать на устройства с низкой степенью утечек

# Пять Шагов по Сокращению Эмиссии Метана из Пневматических Установок:



# Анализ Затрат при Замене Регуляторов

- Замена устройств с высокой эмиссией в конце срока эксплуатации
  - Определить дополнительные затраты, связанные с установкой устройств с низкой эмиссией по сравнению с высокоэмиссионными аналогами
  - Определить экономию газа за счет использования низкоэмиссионных устройств, используя спецификации производителя
  - Сравнить затраты и сбережения
- Ранняя замена устройств с высокой эмиссией
  - Сравнить экономию газа за счет использования устройств с низкой эмиссией с полной стоимостью замены

Выполнение <sup>a</sup>	Замена в Конце Срока Эксплуатации	Ранняя Замена	
		Регуляторы Уровня	Регуляторы Давления
Затраты (\$)	от 150 до 250 <sup>b</sup>	513	1.809
Годовая Экономия Газа (м <sup>3</sup> )	от 1.400 до 5.660	4.700	6.460
Годовая Экономия Газа (Тыс. футов <sup>3</sup> )	от 50 до 200	166	228
Стоимость Сэкономленного Газа (\$/год) <sup>c</sup>	от 350 до 1.400	1.165	1.596
Внутренняя Норма Рентабельности (%)	от 138 до 933	226	84
Период Окупаемости (мес.)	от 2 до 9	6	14

<sup>a</sup> Все данные основаны на опыте Компаний-Партнеров и представлены в показателях США

<sup>b</sup> Разница в стоимости между оборудованием с низкой степенью утечек и оборудованием с высокой степенью утечек

<sup>c</sup> При цене газа \$7/тыс. фут.<sup>3</sup>

# Рекомендуемый Анализ Затрат при Модернизации Регуляторов

- Модернизация за счет установки низкоэмиссионного комплекта оборудования
  - Сравнение экономии при использовании устройства с низкой эмиссией со стоимостью комплекта переоборудования
  - Модернизация снижает эмиссии в среднем на 90%

	Модернизация <sup>a</sup>
<b>Затраты на Выполнение <sup>b</sup></b>	\$675
<b>Сокращение Эмиссии (м<sup>3</sup>/устройство/год)</b>	6.200
<b>Сокращение Эмиссии (Тыс. фут.<sup>3</sup>/устройство/год)</b>	219
<b>Экономия Газа (\$/год) <sup>c</sup></b>	1533
<b>Период Окупаемости (месяцы)</b>	6
<b>Внутренняя Норма Рентабельности</b>	226%

<sup>a</sup> На регуляторах с высокой степенью утечек

<sup>b</sup> Все данные основаны на опыте Компаний-Партнеров и представлены в показателях США

<sup>c</sup> При цене газа \$7/тыс. фут.<sup>3</sup>



# Рекомендуемый Анализ Затрат при Ремонте и Техобслуживании Регуляторов

- При техобслуживании с целью сокращения потерь газа
  - Замерить эмиссию газа до и после проведения работ
  - Сравнить экономию газа с необходимыми затратами на работу и запасные части

	Снизить Давление Питания	Ремонт и Перенастройка	Снизить Параметры	Исключение Установочных Устройств
<b>Затраты на Выполнение (\$) <sup>a</sup></b>	207	31	0	0
<b>Сокращение Эмиссии (м<sup>3</sup>/год)</b>	4.960	1.250	2.500	4.470
<b>Сокращение Эмиссии (Тыс. фут.<sup>3</sup>/год)</b>	175	44	88	158
<b>Стоимость Сэкономленного Газа (\$/год) <sup>b</sup></b>	1.225	308	616	1.106
<b>Период Окупаемости (месяцы)</b>	3	2	<1	<1
<b>Внутренняя Норма Рентабельности</b>	592%	994%	--	--

<sup>a</sup> Все данные основаны на опыте Компаний-Партнеров и представлены в показателях США

<sup>b</sup> При цене газа \$7/тыс. фут.<sup>3</sup>

## Опыт Промышленности: Marathon Oil (Газодобывающая Компания в США)

- Компания Marathon Oil провела измерения утечек из 158 пневматических регуляторов на 50 производственных участках
- Половина этих регуляторов была отнесена к устройствам низкой степени утечек
- Устройства с высокими утечками включали
  - 35 из 67 регуляторов уровня
  - 5 из 76 регуляторов давления
  - 1 из 15 регуляторов температуры



# Marathon Oil: Опыт Промышленности

- Компания Marathon Oil оценила ежегодные потери газа в 145 тыс. м<sup>3</sup>
- 86% эмиссии приходилось на регуляторы уровня
  - Средние потери 0,2 м<sup>3</sup>/час/устройство
  - Потери доходили до 1,4 м<sup>3</sup>/час/устройство (11,9 тыс. м<sup>3</sup>/год)
- Компания Marathon Oil пришла к заключению, что избыточные потери могут быть обнаружены по характерному звуку или на ощупь

# Сбережения Метана на Компрессорных Станциях: Обсуждение

---

- Опыт промышленности в применении данных технологий и методов
- Ограничения в применении данных технологий и методов
- Действительные затраты и выгоды