

ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СТАНДАРТЫ И ТРЕБОВАНИЯ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ СУХИХ ГАЗОВЫХ УПЛОТНЕНИЙ

Степовиков С.Н.
ООО «Кавказтрансгаз»

Сухие газовые уплотнения применяются уже более 20 лет. В настоящее время свыше 80% парка центробежных компрессоров оснащено подобными системами. Однако, несмотря на многолетнюю историю, окончательный стандарт на их устройство API 614, «Lubrication, Shaft-Sealing, and Control Oil Systems and Auxiliaries for Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services» был разработан американским институтом нефти только в 1999 г. При проектировании подобных систем необходимо учитывать также требования стандарта API 617, «Axial and Centrifugal Compressors and Expander-compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services».

Основной рабочей частью уплотнительной ступени СГУ является уплотнительная пара: торец и седло. Торец (выполняется из высококачественного графита с антифрикционными пропитками) подвижен в осевом направлении, закреплен внутри корпуса от проворота фиксатором из нержавеющей стали и нагружен в осевом направлении набором пружин. Торец прижимается к вращающемуся седлу (выполняется из твердосплавного материала, такого как карбид вольфрама и титана), закрепленному с помощью роторной втулки на валу компрессора. Седло в осевом направлении неподвижно, на его рабочей поверхности выполняются динамические пазы одностороннего или реверсного направления глубиной несколько микрон. Уплотнительные поверхности подвижного и неподвижного колец притерты, неплотность не превышает 1 мкм.

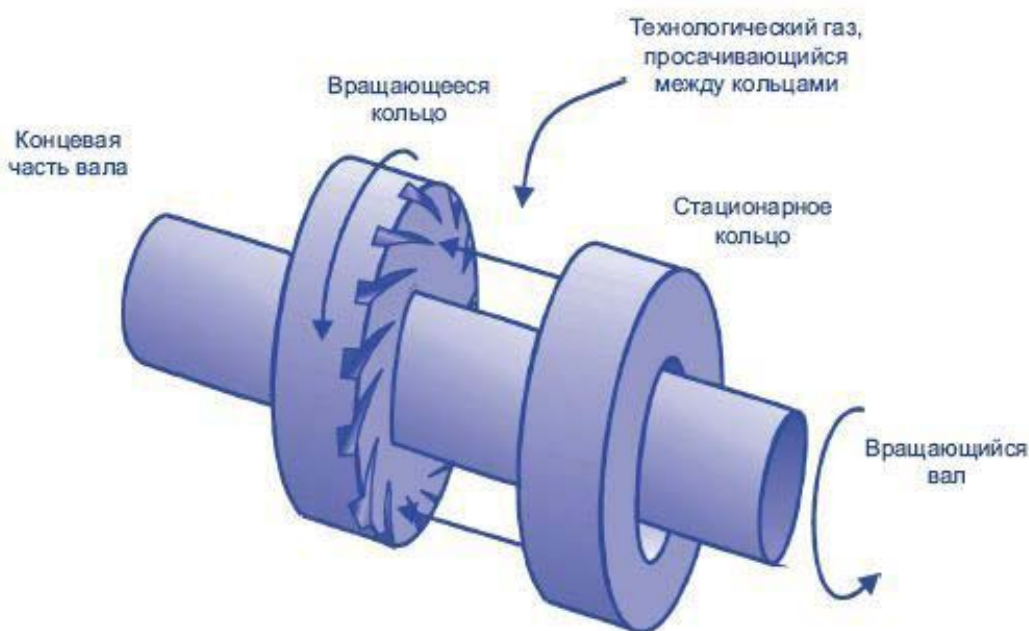


Рис 1. Принципиальная схема уплотнительной пары

У подвижного кольца газового затвора поверхность контакта разделена на две зоны. Зона, расположенная ближе к оси - плоская, а остальная периферийная часть имеет спиральные канавки, выполненные методом химического травления или ионного бомбардирования.

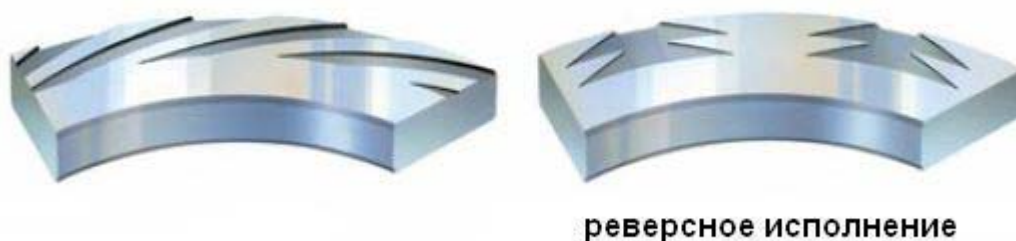


Рис 2. Уплотнительная поверхность седла.

При вращении седла газ захватывается канавками и нагнетается к внутреннему диаметру канавки. В этом месте поток газа встречается с уплотнительной перегородкой, которая создает сопротивление потоку, что приводит к увеличению давления. Вследствие этого происходит отжатие торца, он "всплывает" на газовом слое. Устанавливается уплотнительный зазор величиной несколько микрон, через который дросселируется малое количество рабочего газа. Зазор между радиальными торцами устанавливается тогда, когда закрывающие силы гидростатического давления и усилие пружины равняются открывающим усилиям, создаваемым в газовой пленке.

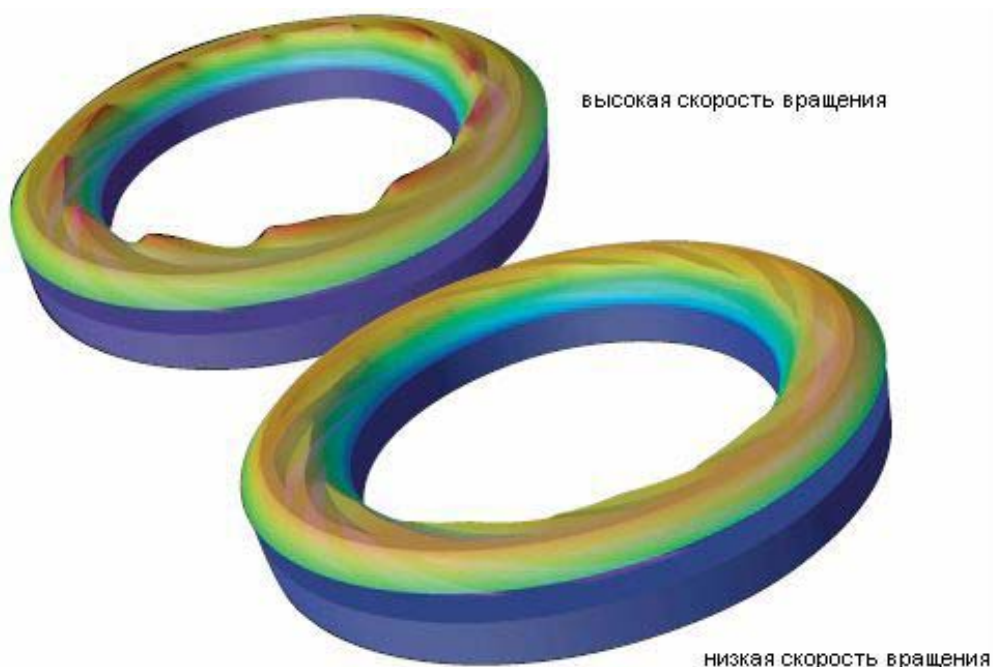


Рис 3. Трехмерный профиль давления, развиваемого уплотнительной перегородкой

Закрывающее усилие F_c представляет собой результат давления в системе плюс очень небольшое усилие пружины.

$$F_c = F_{\text{пружины}} + P * S_{\text{кольца}} - F_{\text{трения}} \quad (1)$$

Открывающее усилие F_o представляет собой результат падения давления в системе между уплотнительными кольцами плюс давление, создаваемое спиральными канавками.

$$F_o = f(\text{rpm}, P, \text{геометрия канавок}, \text{величина зазора}, \text{характеристики газа}) \quad (2)$$

При равновесии, т.е. когда $F_c = F_o$ (3) рабочий зазор равен приблизительно 3-5 мкм. Если возникает возмущение, которое приводит к уменьшению уплотняющего зазора, то давление, создаваемое спиральными канавками, существенно возрастает. Аналогичным образом, если возмущение приводит к возрастанию зазора, то создаваемое давление уменьшается и равновесие в уплотнении достигается очень быстро. Результатом такого механизма является очень стабильная, но при этом очень тонкая контактная поверхность между неподвижным первичным кольцом и вращающимся уплотнительным кольцом. В результате этого две поверхности удерживаются на расстоянии друг от друга и не касаются друг друга при нормальных динамических рабочих условиях. В свою очередь это приводит к длительному сроку надежной эксплуатации газового затвора без износа в области контакта.

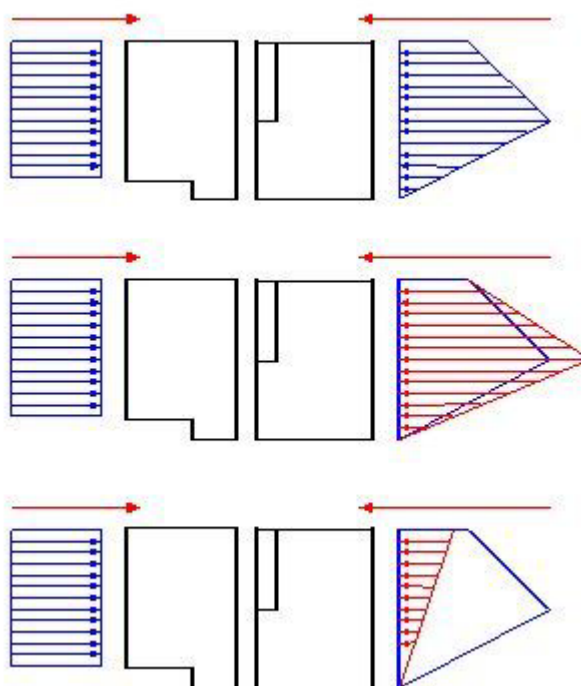


Рис 4. Принцип действия СГУ

В идеале уплотнительный зазор должен быть минимальным, но следует учитывать более высокий риск непредвиденных механических контактов поверхностей. Поэтому очень важно, чтобы жесткость газовой пленки была оптимальной. Жесткость (упругость) газовой пленки является одним из важнейших параметров СГУ, т.к. именно от нее зависит способность уплотнительной пары противостоять неожиданным позиционным смещениям (например помпаж или осевой сдвиг). Упругость газовой пленки определяется следующим образом:

$$S = \frac{dF}{dX} \quad (4)$$

Определив:

$$dF = F_{o2} - F_{o1} \quad (5)$$

$$dX = \text{зазор}/100 \quad (6)$$

Подставляем (5) и (6) в (4):

$$S = \frac{(F_{o2} - F_{o1}) * 100}{\text{зазор}} \quad (7)$$

Для уплотнений среднего диаметра эта величина приблизительно равна 3кН/мкм.

2. Основные типы газовых уплотнений

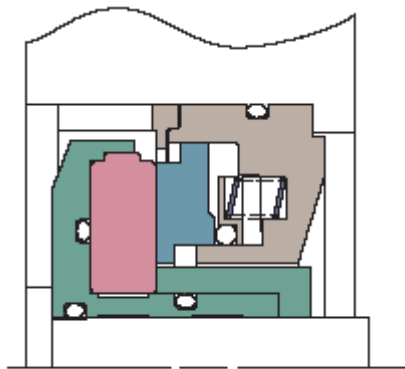


Рис 5. Компоновка одиночного торцевого уплотнения

Подобная конструкция применяется при условии, что рабочая среда компрессора инертные или нетоксичные газы, и при условии довольно низких требований к безопасности технологических процессов.

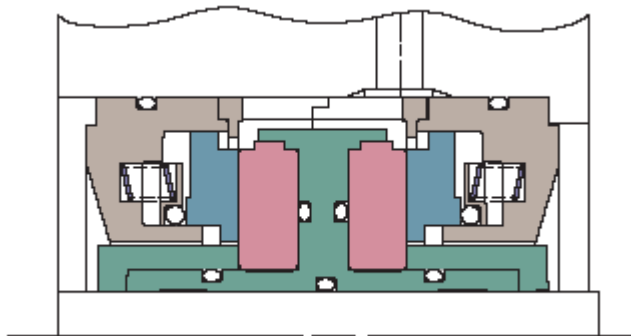


Рис 6. Компоновка торцевого уплотнения с оппозиционным расположением картриджей

Такая схема применяется для минимизации утечек уплотнительного газа, например в случае биологически опасных газов.

Наиболее широкое распространение в промышленности получили торцевые уплотнения типа «Тандем». Конструктивно состоит из двух уплотнений, расположенных в одном картридже. Идеально подходит с точки зрения надежности и безопасности при магистральном транспорте природного газа. Все рассматриваемые ниже требования к эксплуатации и разработке систем сухих газовых уплотнений будут относиться, в основном, к типу «Тандем».

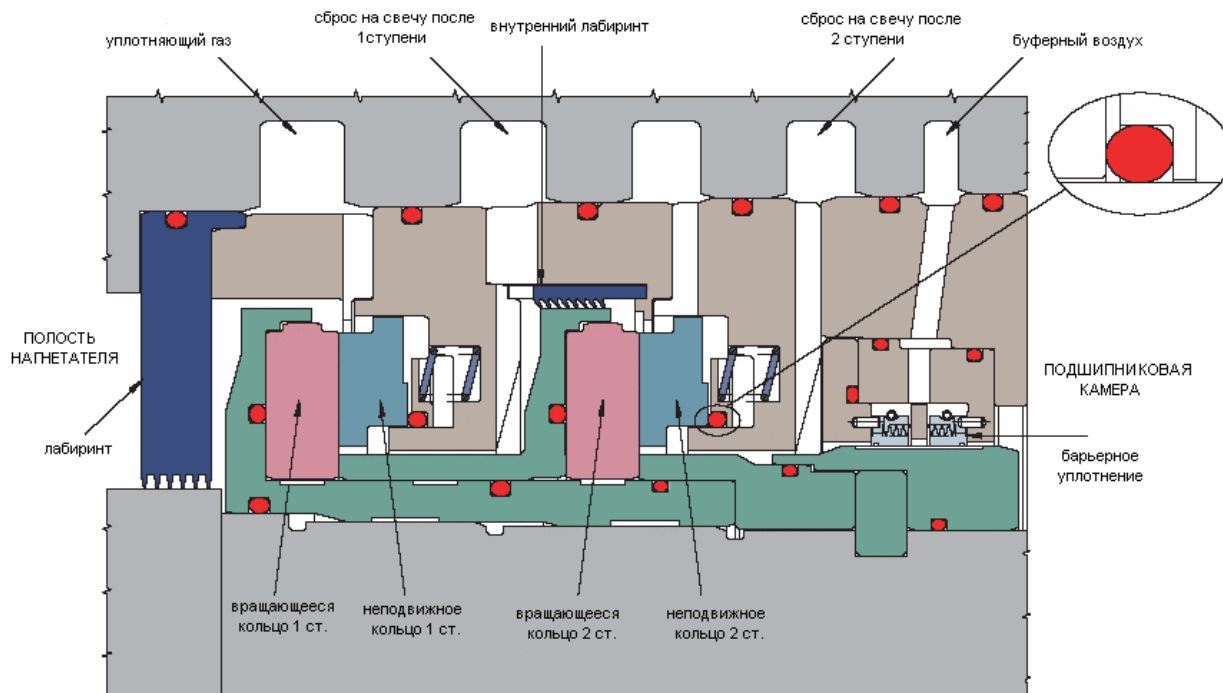


Рис 7. Торцевое уплотнение типа «Тандем»

Первичный газовый затвор действует как основной, а вторичный является резервным. Отфильтрованный газ подается в полость между картриджем уплотнения и внутренним лабиринтом. Большая часть этого газа будет перетекать обратно в компрессор по внутреннему лабиринту, обеспечивая отсутствие жидкости и механических частиц в уплотняющей полости, которые могут

повредить газовый затвор. Небольшая часть подаваемого газа будет перетекать через уплотняющий зазор в полость между картриджами первой и второй ступени. Эта полость вентилируется, и утечка отводится на свечу. Картридж второй ступени будет уплотняться газовой утечкой из первой ступени или разделительным газом (опционально, если предъявляются повышенные требования к безопасности процесса) и функционирует как резервное уплотнение. Для изоляции газового уплотнения от подшипниковых камеры и предотвращения попадания масла на уплотнительные поверхности служит барьерное уплотнение. Оно также выполняет функцию уплотнения "последнего шанса" на случай катастрофических разрушений газовых затворов 1 и 2 ступени. Конструктивно обычно выполняется в виде лабиринтного уплотнения или сегментного графитового кольца. Уплотнение достигается за счет подачи буферного воздуха. Графитовое кольцо дает некоторое преимущество, в основном за счет более низких требований к расходу буферного газа (воздуха), по сравнению с лабиринтными барьерными уплотнениями, т.к. имеет меньший зазор с валом компрессора.

3. Технологические стандарты и требования к проектированию и эксплуатации систем сухих газовых уплотнений.

Использование СГУ в составе газоперекачивающих агрегатов требует установки вспомогательного оборудования, выполняющего следующие задачи:

- обеспечение подачи уплотняющего газа с заданными параметрами к картриджам СГУ на всех режимах работы ГПА.
- обеспечение подачи разделительного газа с заданными параметрами к барьерным уплотнениям.
- мониторинг технического состояния картриджа уплотнения.

Требования к источнику уплотняющего газа. При проектировании систем СГУ разработчики газоперекачивающего оборудования должны предусмотреть подачу уплотняющего газа с заданными параметрами на всех режимах работы ГПА. Система подачи уплотняющего газа должна обеспечить превышение давления уплотняющего газа над расчетным давлением ($P_1 + \Delta$) на величину не менее чем 3.5 кгс/см^2 на всех режимах работы ГПА, включая аварийный и нормальный останов, запуск ГПА, работа на режиме «Кольцо», режимы с малыми степенями сжатия, в точке подключения для обеспечения адекватного регулирования величины перепада «газ-газ».

Система фильтрации должна обеспечивать отсутствие в уплотняющем газе механических примесей более 10 мкм, 99.7 % фильтрацию по влаге в точке подключения. Также критически важно не допустить потенциальной возможности конденсации влаги внутри полости установки картриджа и на самой уплотняющей паре из-за эффекта Джоуля-Томпсона при последовательном прохождении уплотняющего газа через запорную арматуру, уплотнительный зазор и свечи. Вода может захватываться газом, движущимся с высокой скоростью, и попадать на уплотнительные поверхности, а также вызывать эрозию зубьев лабиринтов, что приведет к увеличению потока газа, проходящего через

картридж СГУ. В целях избегания возможной конденсации API 614 требует, чтобы температура уплотняющего газа была выше точки росы на 7-10⁰ С.

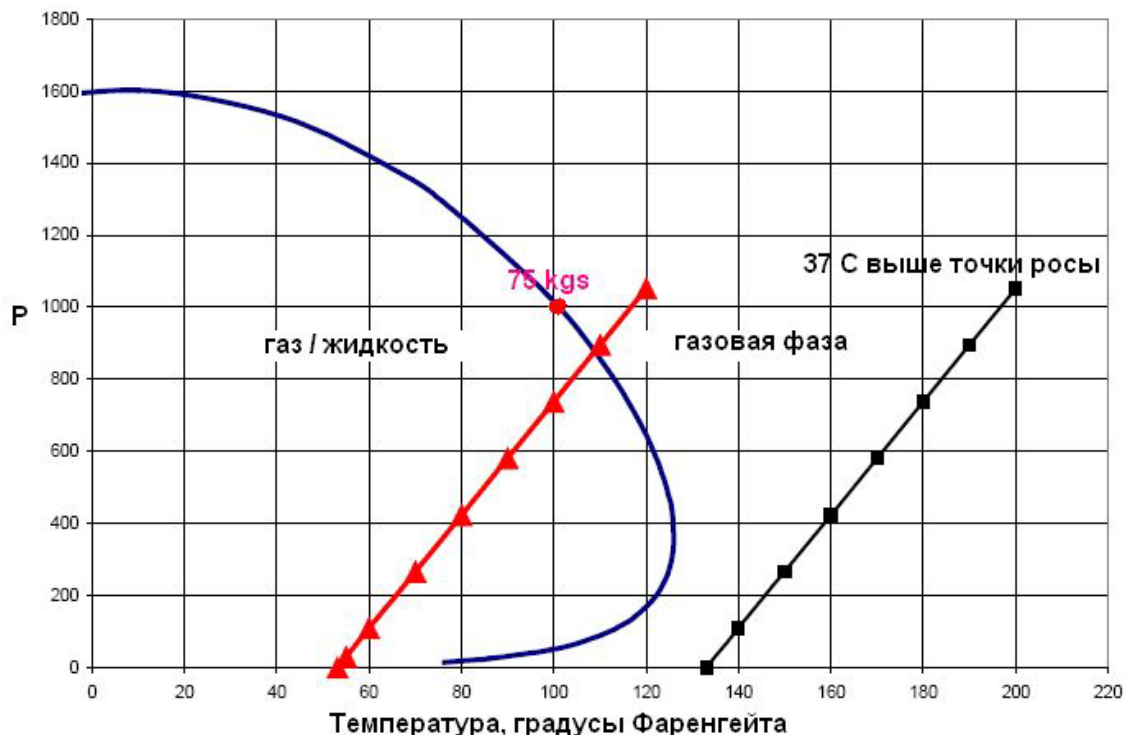


Рис 8. Фазовая диаграмма углеводородного газа

Из фазовой диаграммы углеводородного газа, изображенной на рисунке 8 видно, что точка росы при давлении 75 кгс/см² равна 100⁰ F или 38⁰ C. Если уплотняющий газ в точке подключения будет иметь температуру выше точки росы на 7⁰ C, в соответствии с требованиями API 614, то при снижении давления до атмосферного он все равно пройдет через смешанную фазу. Таким образом, требования API 614 необходимо распространить только на состояние уплотняющего газа непосредственно перед подачей к уплотнительной паре. Требования к точке росы в точке подключения необходимо определять индивидуально, исходя из условий работы газопровода.

Фильтрация. Фильтры уплотняющего газа устанавливаются сразу за точкой подключения стойки СГУ. Они должны использоваться как финальная ступень очистки. Качество газа, подаваемого на фильтрацию должно соответствовать требованиям, заявленным в предыдущем пункте. Устанавливаются два параллельных фильтра, позволяющих произвести замену фильтрующего элемента при работе ГПА и выполненных в корпусе из нержавеющей стали. Как описано выше, уплотнительный зазор составляет 3-5 мкм, следовательно, система фильтрации должна обеспечивать абсолютную фильтрацию менее 3-х микрон. API 614 предписывает использование коалесцирующих фильтрующих элементов, т.к. они в равной степени успешно

справляются с фильтрацией механических и жидких примесей. Стандарт требует наличия автоматизированного дренажа, скапливающейся влаги, однако, более экономически обоснованно оборудование фильтра ручным дренажным вентилем.

При этом в инструкции для обслуживающего персонала должны быть включены действия по продувке фильтров перед запуском компрессора и в процессе нормальной работы. Аккумулирование жидкости в корпусах фильтров должно быть минимальным в процессе работы ГПА на режиме. Необходимо наличие системы контроля перепада давления на фильтрах. При достижении максимально допустимого перепада САУ ГПА обеспечивает срабатывание предупредительной сигнализации.

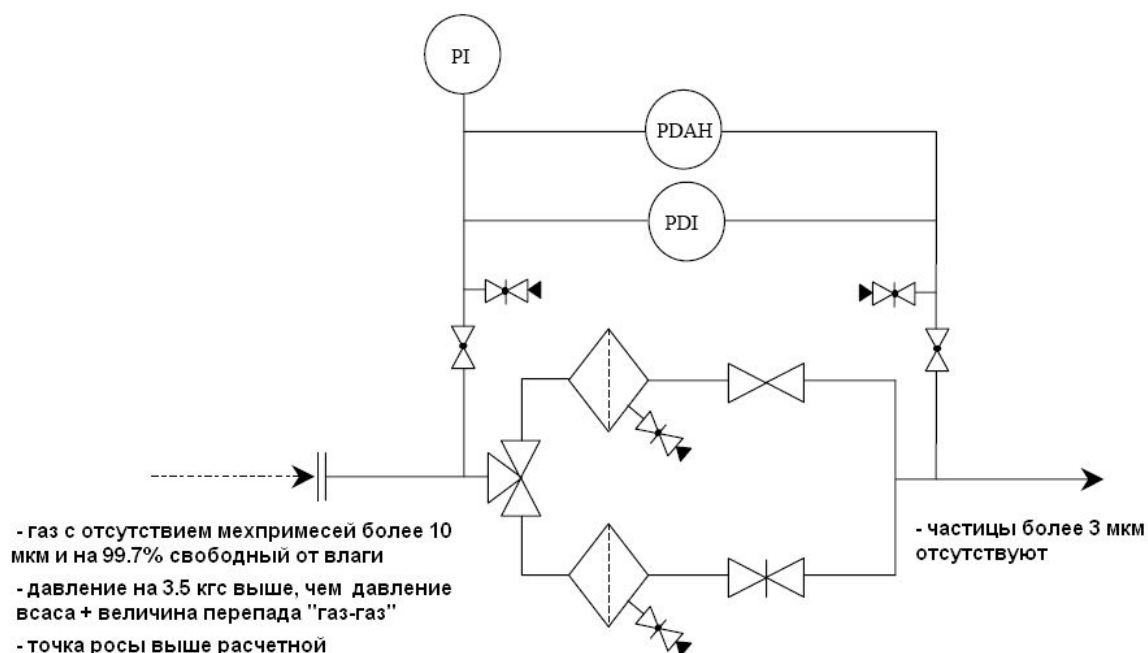


Рис 9. Типовая технологическая схема модуля фильтрации

Управление и контроль. Широкое распространение получили два основных метода контроля - это контроль перепада «газ-газ» и контроль расхода уплотняющего газа. Система контроля перепада обеспечивает постоянное заданное значение превышения давления уплотняющего газа над давлением всаса. Перепад «газ-газ» достигается за счет редуцирования уплотняющего газа на клапане регуляторе, управляемого по выбранному закону регулирования.

Управление расходом уплотняющего газа осуществляется либо ручными игольчатыми вентилями по показанию расходомера, либо в автоматическом режиме клапаном регулятором, управляемым по выбранному закону регулирования. В линии подачи газа к СГУ необходимо установить обратные клапаны на случай увеличения давления со стороны нагнетателя.

САУ ГПА обеспечивает информирование оператора о снижении расхода или перепада ниже установленных значений и срабатывание предупредительной сигнализации (аварийного останова).

Базовым назначением системы управления и контроля является обеспечение перетока газа через лабиринтное уплотнение в задуммисную полость нагнетателя, исключающего возможности реверсивного потока неочищенного процесс-газа в установочную полость картриджа СГУ и его прокачки через уплотнительную поверхность пары. Индустриальный стандарт расхода газа 5 м/с. При таком расходе обеспечивается минимальная допустимая скорость газового потока через лабиринт, при которой исключена возможность загрязнения поверхностей уплотнительной пары.

Скорость истечения газа через внутреннее лабиринтное уплотнение может изменяться в реальных условиях эксплуатации в зависимости от величины зазора между валом и лабиринтом. Представляется целесообразным обеспечить работоспособность системы управления расхода уплотняющего газа до скоростей равных 10 м/с. Такой подход позволит обеспечить работоспособность систем СГУ при увеличенных значениях зазора между лабиринтом и валом, что может произойти при длительной эксплуатации компрессора.

Вторым важным фактором является снижение расхода уплотняющего газа. Большая его часть перетекает в полость компрессора и лишь крайне незначительное количество действительно требуется для работы уплотняющей пары. Такая рециркуляция газа через компрессор снижает энергетическую эффективность аппарата и увеличивает стоимость систем СГУ, вследствие увеличения геометрических размеров вспомогательного оборудования (фильтров, вентилях, диаметр трубопроводов).

Для достижения постоянных заданных скоростей газа и минимизации расхода уплотнительного газа предпочтительно использовать контроль расхода уплотняющего газа. Преимуществом данного способа является и отказ от необходимости измерения давления в полости нагнетателя, что дополнительно снижает стоимость оборудования.

Для демонстрации превосходства метода контроля расхода следует рассмотреть диаграмму. На рисунке 12 изображен массовый расход газа, скорость газа на лабиринте, перепад давлений на лабиринте для углеводородного газа в зависимости от способа контроля. Данные для графика были получены при перепада «газ-газ» 0.7 кгс/см^2 и скорости газа 10 м/с, соответственно. Следует заметить, что эквивалентный массовый расход для разных типов контроля достигается лишь при давлениях около 200 кгс/см^2 . В диапазонах давления уплотняющего газа от 46 до 75 кгс/см^2 , характерных для эксплуатации газоперекачивающего оборудования, при использовании метода контроля перепада давления «газ-газ», массовый расход уплотняющего газа примерно на 70-80% больше, чем при использовании альтернативного способа.

Мониторинг технического состояния картриджа уплотнения. Как уже упоминалось выше по тексту, для непосредственной работы СГУ используется небольшое количество газа, который затем сбрасывается на свечу.

Как видно из графиков (рис. 13) величина утечки через картридж СГУ (в данном случае John Crane Type 28 AT) составляет 50-100 л/мин на характерных режимах работы ГПА и зависит от конструкции; скорости вращения вала; температуры, давления и состава уплотнительного газа.

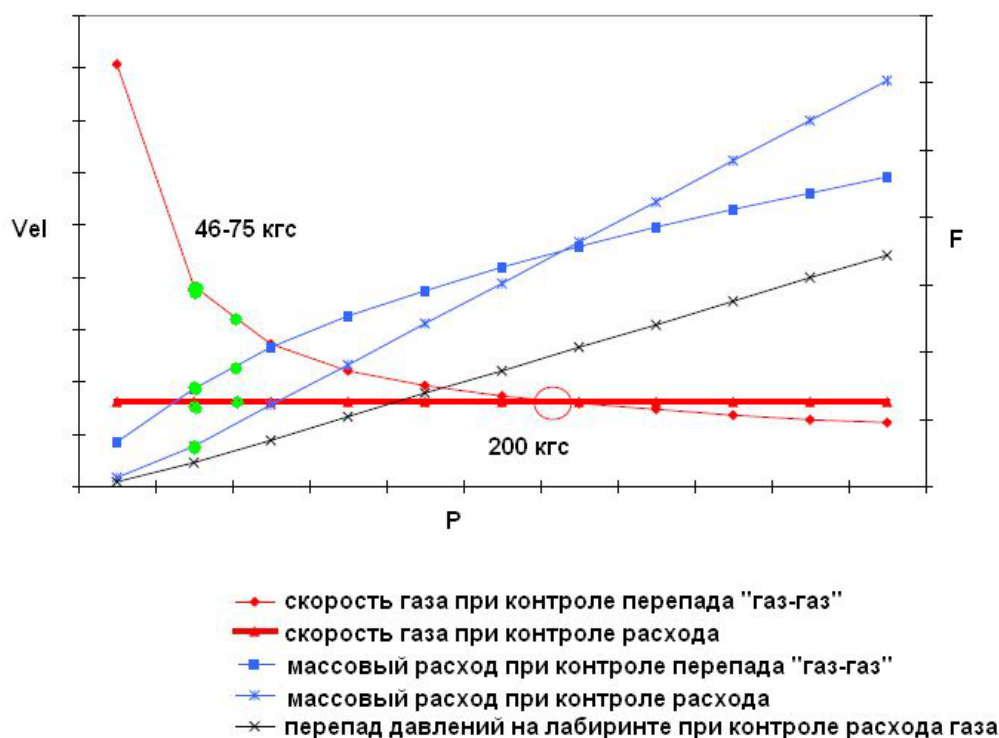


Рис 12. Диаграмма расхода газа через лабиринт (молярный вес 25)

Основным методом мониторинга технического состояния картриджа является контроль величины утечки через уплотнительный зазор. Резкое увеличение расхода газа через свечу сигнализирует о выходе из строя первой ступени СГУ. САУ ГПА должно предоставлять функции графического представления трендов утечек, накопление статистической информации и обеспечить срабатывание предупредительной сигнализации при достижении опасных величин утечек. При превышении определенным производителем СГУ значения агрегат должен быть нормально остановлен. Длительная работа на второй ступени уплотнения не рекомендуется требованиями к безопасности процесса.

На случай катастрофического выхода из строя торцевого уплотнения необходимо предусмотреть установку предохранительных клапанов на линиях свечных трубопроводов.

Требование к модулю буферного газа. Буферный газ требуется для работы барьерного уплотнения. Давления буферного газа должно соответствовать, заявленному фирмой производителем барьерного уплотнения, с учетом потери давления в технологических трубопроводах. Наиболее часто в качестве буферного газа используется инструментальный воздух. Его использование требует уделять повышенное внимание безопасным приемам эксплуатации системы СГУ. Наиболее предпочтительным является использование в качестве буферного газа азота.

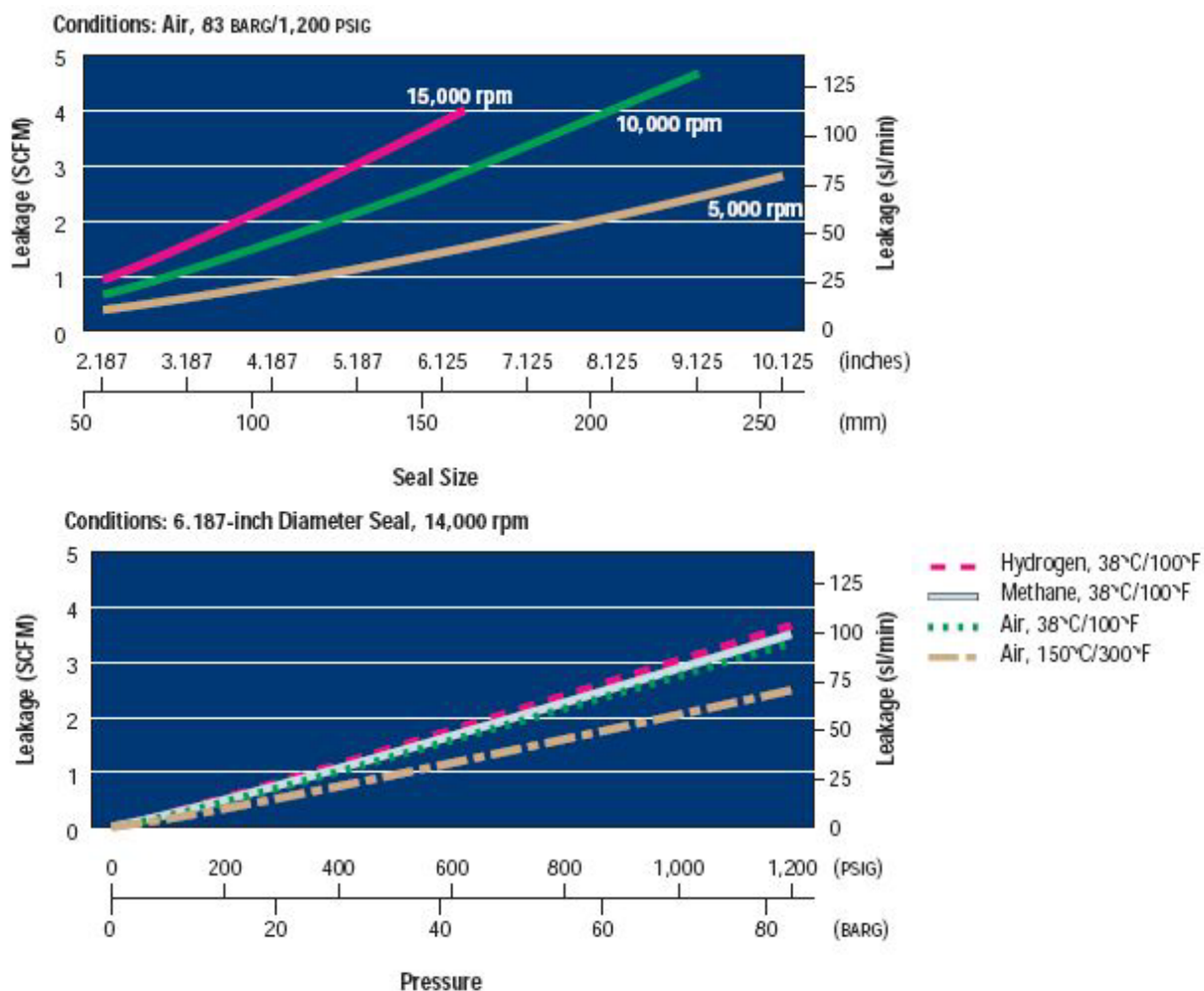


Рис 13. Факторы, влияющие на величину утечки через уплотнительный зазор картриджа СГУ фирмы «John Crane»

К буферному газу предъявляются более мягкие требования к степени фильтрации.

В точке подвода воздуха степень фильтрации должна составлять примерно 10 микрон и степень очистки от влаги 99,97%

Буферный газ подлежит фильтрации сразу после точки подключения. Стандарт API 614 требует наличия 2-х параллельно включенных фильтров. Наличие одного фильтра в корпусе из нержавеющей стали является вполне приемлемым и более экономически выгодным решением. Фильтр оборудуется байпасной линией для проведения технического обслуживания и замены фильтрующих элементов. Так же как и в случае фильтрации уплотнительного газа требуется наличие коалесцирующих фильтрующих элементов 5 мкм (абсолютная фильтрация).

Фильтры должны быть оборудованы системой контроля перепада давления на фильтрах. При достижении максимально допустимого перепада необходимо срабатывание предупредительной сигнализации.

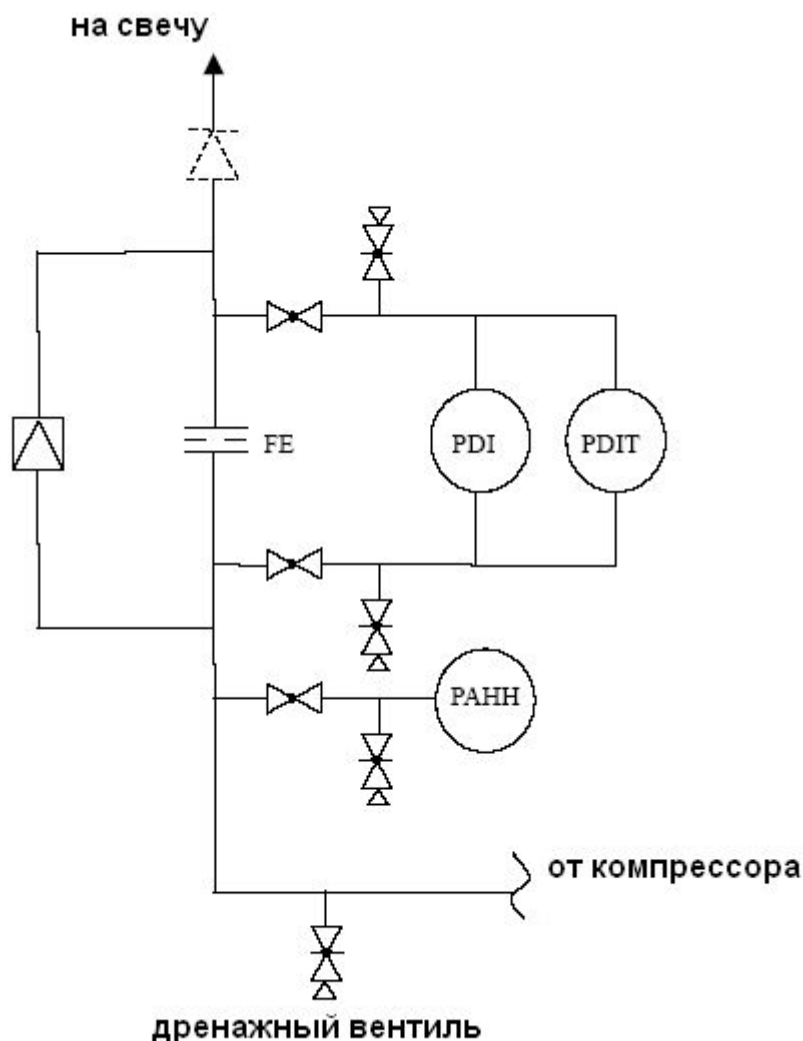


Рис 14. Типовая технологическая схема модуля сброса газа на свечу после первого каскада СГУ

API 614 требует наличия системы контроля перепада между давлением буферного газа и давлением газа после второй ступени картриджа СГУ. Контроль осуществляется при помощи автоматического пневматического регулятора. Перепад давления между давлением газа после второй ступени СГУ и буферным газом обычно должен быть $0.2-0.35 \text{ кгс/см}^2$ для лабиринтного и $0.35-0.75 \text{ кгс/см}^2$ для сегментного барьерного уплотнения.

Необходима индикация перепада давления между буферным воздухом и давлением в вентиляционной полости 2-го каскада СГУ.

Наличие давления буферного газа является необходимым условием алгоритма запуска ГПА. САУ обеспечивает блокировку ПНС на запуске и выполнение вынужденного останова при исчезновении расхода буферного газа (воздуха) на режиме.

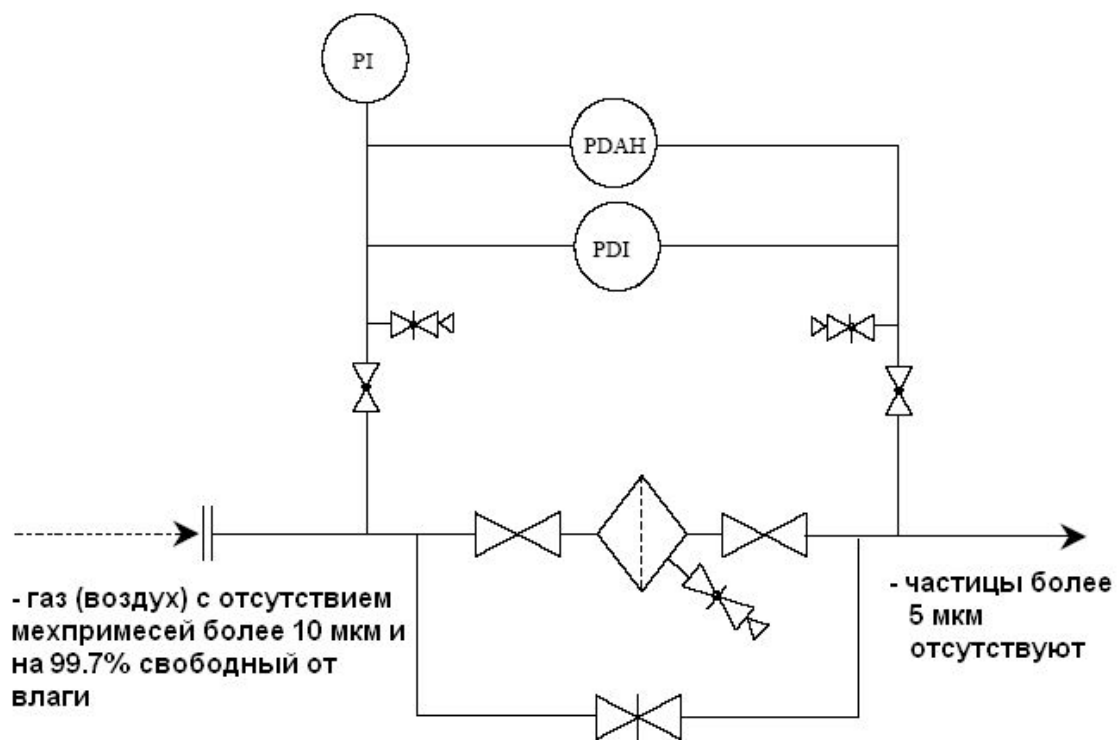


Рис 15. Типовая технологическая схема модуля фильтрации буферного газа (воздуха)

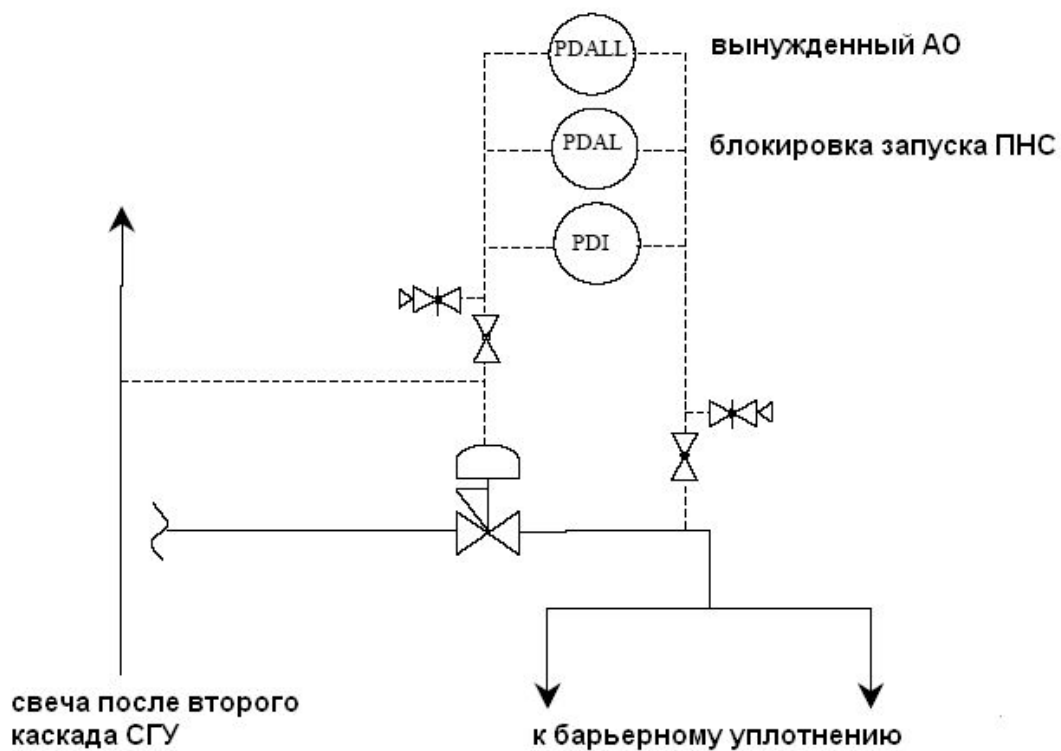


Рис 16. Типовая технологическая схема модуля контроля перепада буферного газа (воздуха)

Свеча после второго каскада СГУ. Мониторинг технического состояния второго каскада СГУ по аналогии с первым каскадом не представляется возможным, т.к. величина утечки через второй картридж крайне незначительна. Необходимо оборудовать свечи дренажными вентилями, т.к. эффективность работы барьерного уплотнения можно определить по наличию конденсата масла в трубопроводах. Если перепад между давлением буферного воздуха и давлением в вентиляционной камере после второго картриджа СГУ отсутствует, то возможна миграция масла к уплотнительным поверхностям второго картриджа и наличие масла в дренаже свечных трубопроводов. Длительная работа с системой подвода буферного воздуха, которая не соответствует спецификациям фирмы изготовителя, может приводить к преждевременному выходу из строя второй ступени картриджа СГУ. И наоборот, если при продувке дренажных вентилях влага отсутствует, то это говорит о нормальном функционировании барьерного уплотнения и второго каскада СГУ. В инструкции для обслуживающего персонала должны быть включены действия по продувке дренажных линий и в процессе нормальной работы.

При использовании буферного воздуха в качестве разделительного газа и природного газа в качестве процесс-газа необходимо уделять повышенное внимание безопасной эксплуатации системы. Как известно метан в смеси с воздухом способен образовывать взрывоопасные смеси при концентрациях 5-15% об. Таким образом, концентрация метана в смеси, сбрасываемой после второй свечи должна быть заведомо ниже нижней границы образования взрывоопасной смеси. Обычно расчет ведется с 50% запасом от нижней границы с учетом возможности выхода из строя первого каскада СГУ.

Проблемы, возникающие при эксплуатации систем СГУ. В последнее время выявился ряд недостатков конструкции СГУ, приводивших к случаям массовых отказов. Основной причиной выхода из строя являлось загрязнение уплотняющих поверхностей картриджами СГУ на нестационарных режимах работы компрессорного оборудования.

При попадании примесей в уплотнительный зазор возможны как значительное увеличение величины утечки газа, так и выход из строя уплотнительной пары с ее последующей заменой. Вследствие резкого увеличения силы трения происходит перегрев вращающихся поверхностей, что приводит к деформациям О-образных уплотнительных колец, нарушению геометрии, разрушению вращающегося кольца и т.д.

Можно выделить следующие источники загрязнения уплотнительных поверхностей:

- контакт с процесс-газом.
- миграция масла в полость картриджа уплотнений со стороны подшипниковых камер.
- несоответствие характеристик уплотняющего газа заявленным производителем

СГУ (степень фильтрации ниже 3мкм).

Загрязнения поверхностей уплотнительной пары характерны для компрессорного оборудования, использующего газ после сжатия в качестве уплотнительного. Проблема возникает на нестационарных режимах работы, для которых характерна низкая степень сжатия, из-за отсутствия перепада «газ-газ»

или расхода уплотнительного газа ниже номинальных значений. Такие ситуации возникают при запуске оборудования, при работе на низких степенях сжатия, при останове и разгерметизации компрессора.

Наличие опасности загрязнений СГУ требует принятия мер, направленных на исключения контакта уплотняющих поверхностей с процесс-газом и миграции масла в зону второго картриджа. Если есть возможность, то для работы СГУ на нестационарных режимах работы необходимо использовать уплотняющий газ из дополнительных источников; свести к минимуму число пусков-остановов ГПА.

Наиболее очевидным техническим решением проблемы является установка в систему СГУ дополнительного компрессора низкой производительности для принудительного увеличения давления уплотнительного газа на нестационарных режимах работы. Преимуществом такого подхода является возможность модернизации существующего оборудования. Конкретный вариант будет рассмотрен ниже.

Специалистами фирмы «Caydon Corp.» предложено оригинальное решение, связанное с модификацией компрессора. Вместо лабиринтного уплотнения устанавливается сегментное уплотнение оригинальной конструкции, которое пропускает поток газа только при наличии перепада газа выше определенного значения и только в сторону газовой полости нагнетателя. При недостаточном давлении уплотнительного газа запирающий поршень (кольцо) под действием пружин прижимается к поверхности картриджа СГУ и изолирует полость установки картриджа газового уплотнения от доступа «процесс-газа», предотвращая возможность загрязнения. При появлении расхода газа с давлением, превышающим давление в задуммисной полости компрессора, поршень перемещается в нормально открытое положение. Таким образом, при предъявлении более жестких требований к системам СГУ неизбежно дальнейшее увеличение их стоимости.

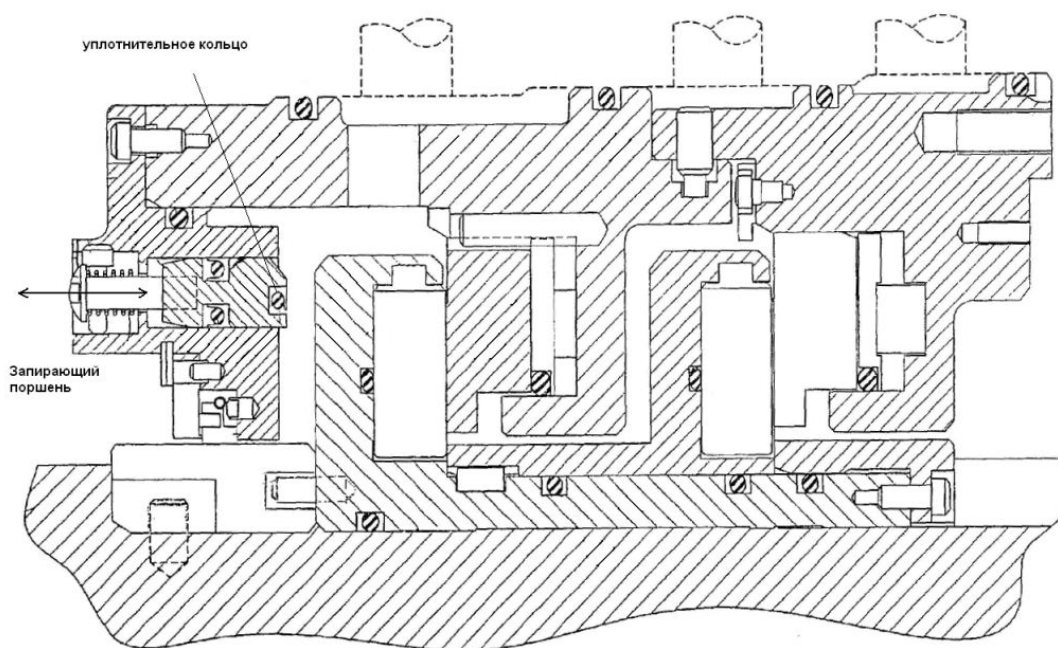


Рис 17. Сегментное уплотнение

4. Преимущества газовых уплотнений

Прекращение загрязнения сжимаемого газа маслом. Замасливание проточной части нагнетателя, теплообменников и трубопроводов является весьма нежелательным для технологических процессов. Так, в результате загрязнения газа маслом пропускная способность газопровода снижается на 1-2%. При применении торцевых масляных уплотнений наличие масла высокого давления, кроме того, может привести к утечкам масла в отсеках нагнетателя и снижает общую экологическую чистоту производства.

Снижение расхода электроэнергии. Ввиду того, что для сухих уплотнителей не требуется дополнительных насосных систем высокого давления для циркуляции масла, при их установке нет "побочного" оборудования, потребляющего электроэнергию. Системы с масляными уплотнениями могут потреблять от 50 до 100 кВтч электроэнергии, в то время как системы СГУ используют не более 5 кВтч.

Существенно уменьшаются (в 10 и более раз) потери мощности на трение в уплотнении. Отсутствуют значительные потери механической энергии на привод насоса высокого давления. Эффект от применения сухих газовых уплотнений усиливается в нагнетателях с газотурбинным приводом, так как при снижении потребляемой нагнетателем мощности на 1% расход топлива на газовой турбине уменьшается на несколько процентов. Таким образом, несмотря на эффект от падения мощности ГТУ из-за отбора буферного воздуха, ГПА, оснащенные системами СГУ, имеют лучшие энергетические характеристики.

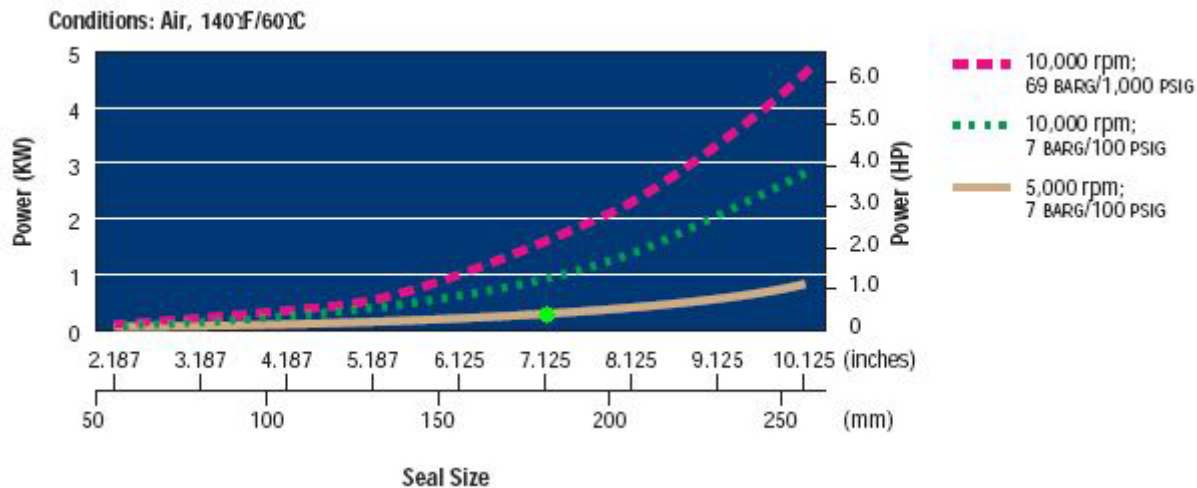


Рис 18. Энергопотребление СГУ фирмы «John Crane»

На приведенной диаграмме можно увидеть, что энергопотребление газовых затворов, установленных на ГПА-12 «Урал», меньше 1 кВт. Для сравнения, на привод насоса ГПА-Ц-6.3 расходуется около 30 кВт, или 0.5% от мощности, развиваемой энергоустановкой ГПА.

При экстренных остановах ГПА стационарное кольцо под действием пружин запирает уплотнительный зазор, обеспечивая надежную герметизацию газовой полости. При использовании масляных систем уплотнение в экстренных

ситуациях обеспечивается за счет гидроаккумулятора и ограничено по времени, снижая общую степень надежности агрегата.

Техническое обслуживание сухих уплотнений минимальное (один раз в 1-3 года для отечественных разработок и 3-5 лет для импортных), причем предусматривается визуальный осмотр и замена при необходимости фильтрующих элементов и O-колец уплотнений. Ресурс сухого уплотнения рассчитан на весь срок работы нагнетателя. В системах с торцевыми масляными уплотнениями сложное вспомогательное оборудование масляного хозяйства требует значительный объем ремонтных работ и работ по техническому обслуживанию. Системы СГУ имеют меньшее число вспомогательных узлов, что и обеспечивает повышение общей надежности и снижение количества времени простоев компрессора. В денежном выражении экономия от снижения затрат на ТО может достигать 70 000 долл. в год.

По данным американской организации EPA (Environmental Protection Agency) в рамках программы Natural Gas STAR при установленных масляных уплотнениях уровень дополнительной эмиссии от дегазации циркулирующего масла превышает уровень утечек через газовый затвор и составляет от 1.1 до 5.6 м³/мин, в зависимости от размера и рабочего давления компрессора. К сожалению, проверить это утверждение оборудованием, имеющимся в распоряжении производственно-санитарной лаборатории Изобильненского ЛПУМГ, не удалось. СГУ, установленные на КС «Ставропольская» имеют максимальный уровень утечек примерно 7 м³/ч. Предполагаемая экономия топливного газа изображена на диаграмме, исходя из работы станции 3-мя агрегатами по 8000 ч. в год.

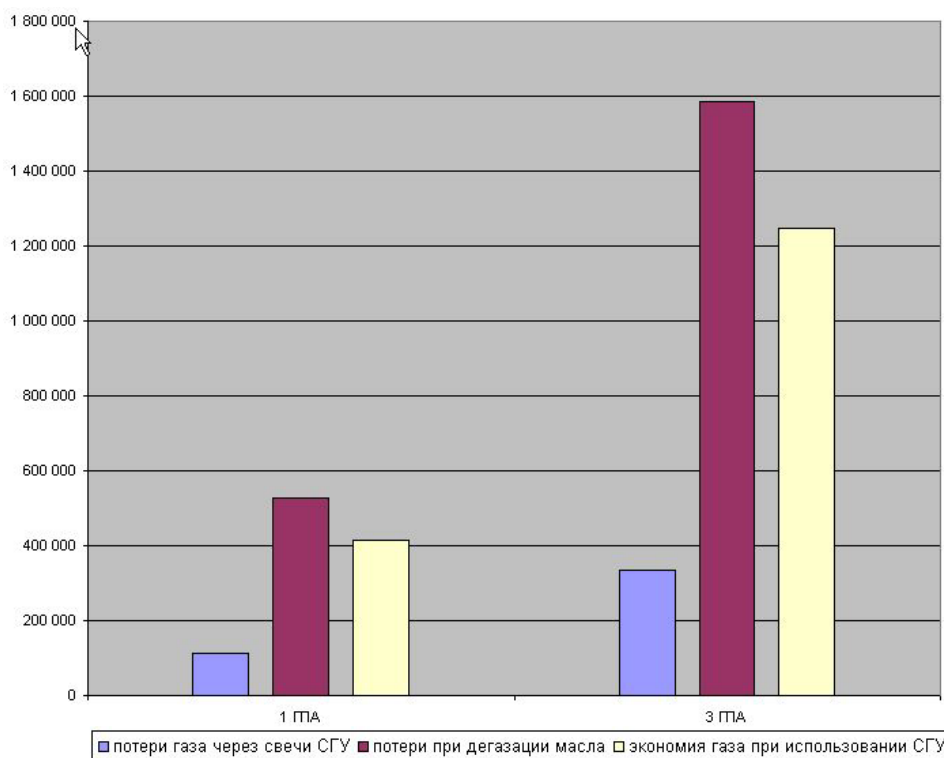


Рис 19. Предполагаемая минимальная экономия газа на собственные нужды при использовании систем СГУ вместо масляных уплотнителей

Таким образом, экономия газа на собственные нужды является основным экономическим фактором, оправдывающим применение систем СГУ в газовой промышленности. При проведении анализа необходимости замены масляных уплотнителей на работающем ГПА сбережения от сокращения эмиссии метана должны учитываться наряду с капитальными и эксплуатационными затратами. По предварительным оценкам срок окупаемости систем с газовыми уплотнителями составляет от 8 до 24 месяцев.

Необходимо отметить, что помимо технологических и экономических факторов снижение эмиссии метана убедительный довод экологического характера. Метан является «парниковым» газом и его значительные выбросы в атмосферу крайне нежелательны и опасны.

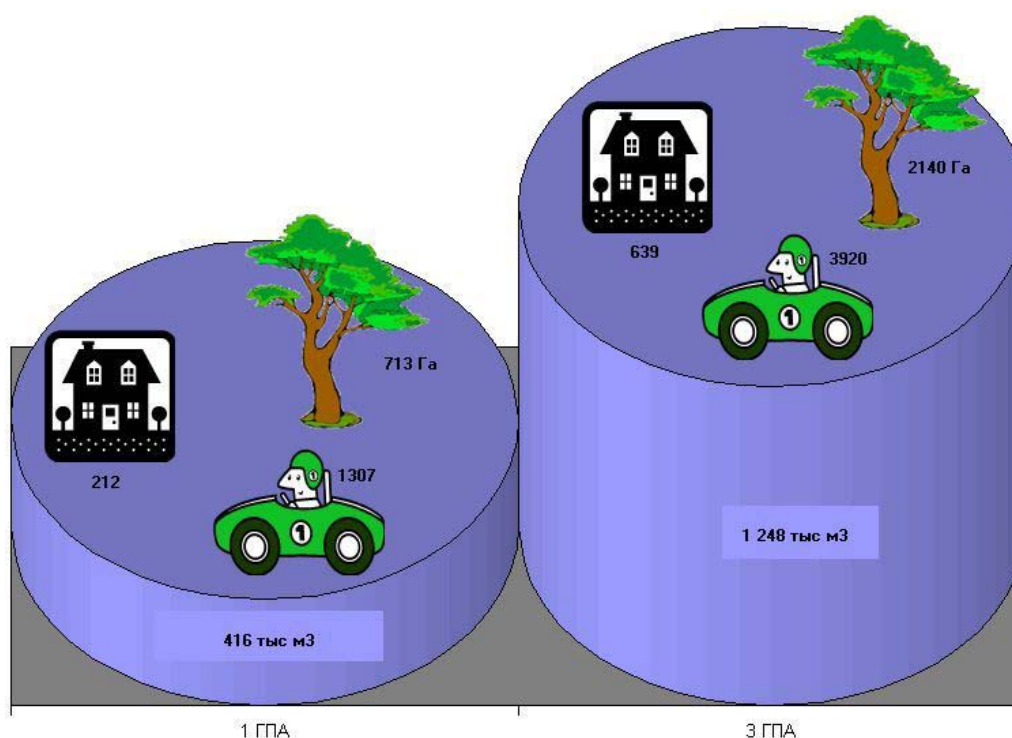


Рис 20. Экологический эффект от использования СГУ в эквивалентной форме

На рисунке 20 изображено эквивалентное количество лесных насаждений, необходимых для поглощения метана; эквивалентное количество «убранных» с улиц автомобилей и количество домовладений, расходующих эквивалентное количество газа в течение года.

Литература

1. Микаэлян Э.А. Эксплуатация газотурбинных газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций газопроводов. - М.: Недра, 1994. - 304 с.
2. Fundamentals of centrifugal compressors. - Hiroshima, 2003. / Учебное пособие фирмы MHI Turbo-Techno Co.
3. Rabuteau M., Auber P. Gas seals pressure profile and anti "hang-up" sleeve design. - France, Dresser-Rand Co.
4. Stanley John S. Design, Operation and maintenance considerations for improved dry gas seal reliability in centrifugal compressors. - Dresser-Rand Co., 2003.
5. Uptgrave S.O., Harris T.A., Halzner P.O. Economic justification of magnetic bearings and mechanical dry gas seals for centrifugal compressors. American society of mechanical engineers gas turbine conference. - 1987.
6. Захаров К.А., Воронин Н.А. Применение технологии ионного травления при создании сухих газовых уплотнений - ИМАШ РАН, Москва
7. Проспект фирмы Kaydon Ring and Seal Inc. - 1998.
8. Проспект фирмы John-Crane. - 2003.
9. Проспект фирмы Flowserve. - 2004.
10. United States Patent № US 6708981 B2. Seal assembly: / Holl L., Read W. John Crane UK; Оpubл. 2001.
11. United States Patent № US 6345954 B1. Dry gas seal contamination prevention system: /Thair J., Carlson J. Flowserve Company; Оpubл. 2002.
12. United States Patent № US 6789804 B2. Dry gas shutdown seal: /Wilhelm H. Kaydon Corp; Оpubл. 2004.
13. <http://www.hydrocarbonprocessing.com/>
14. <http://epa.gov/>
15. <http://turbolab.tamu.edu/>