



ISSN 2071-2898 (Print)
ISSN 2071-2901 (Online)

Захаров И.В.

Модель для расчетно-теоретического обоснования технологии утилизации попутного нефтяного газа с использованием отводящих факельных газов

Рекомендуемая форма библиографической ссылки: Захаров И.В. Модель для расчетно-теоретического обоснования технологии утилизации попутного нефтяного газа с использованием отводящих факельных газов // Препринты ИПМ им. М.В.Келдыша. 2018. № 146. 21 с. doi:[10.20948/prepr-2018-146](https://doi.org/10.20948/prepr-2018-146)
URL: <http://library.keldysh.ru/preprint.asp?id=2018-146>

**Ордена Ленина
ИНСТИТУТ ПРИКЛАДНОЙ МАТЕМАТИКИ
имени М.В.Келдыша
Российской академии наук**

И.В.Захаров

**Модель для расчетно-теоретического
обоснования технологии утилизации
попутного нефтяного газа
с использованием отводящих
факельных газов**

Москва — 2018

Захаров И.В.

Модель для расчетно-теоретического обоснования технологии утилизации попутного нефтяного газа с использованием отводящих факельных газов

В данной работе представлены модель и проделанные на ее основе расчеты с целью обоснования новой технологии утилизации попутного нефтяного газа для использования на средних и удалённых месторождениях, для месторождений с неразвитой инфраструктурой, а также для морских нефтегазовых месторождений с использованием отводящих факельных газов. Предлагаемая технология позволяет снизить капитальные затраты на разработку и освоение месторождения, обеспечивая при этом высокую эффективность, быструю встраиваемость в существующую технологическую схему без внесения в неё дополнительных существенных изменений и минимальное вредное воздействие на окружающую среду. В работе также описаны недостатки существующих технологий утилизации газа, к которым можно отнести большие габариты и вес применяемых установок, что неприемлемо в условиях морской платформы, имеющей физические ограничения по допустимой весовой нагрузке и габаритам размещаемого оборудования.

Ключевые слова: математическое моделирование, попутный нефтяной газ, факельный газ, утилизация ПНГ, сепаратор, сжигание, шельфовые месторождения нефти и газа

Igor Vladimirovich Zakharov

Model for the calculation and theoretical justification for associated petroleum gas utilization technology with use of flare gases

The article presents model and calculations to justify a new technology for utilization of associated petroleum gas for use in medium and remote fields, fields with undeveloped infrastructure, as well as offshore oil and gas fields using flare gases. The proposed technology allows to reduce the capital costs for the development and exploitation of the field, while ensuring high efficiency, rapid integration into the existing flow scheme without introducing additional significant changes into it and with minimal harmful impact on the environment. The article also describes the limitations of existing technologies for gas utilization, such as large size and weight of used units, which is unacceptable in offshore platform, which has limitations on the permissible weight and dimensions of the equipment being placed.

Key words: mathematical modeling, associated petroleum gas, flare gas, utilization, gas-oil separation plant, combustion, offshore oil-and-gas field

Введение

Попутный нефтяной газ (ПНГ) – стратегически важный сырьевой ресурс промышленной нефтехимии, во многом определяющий экономический и промышленный потенциал страны. Однако его полезное использование – это не только экономическая, но и экологическая проблема, связанная со снижением негативного влияния нефтегазового комплекса на состояние окружающей среды.

На сегодняшний день проблема утилизации ПНГ состоит в том, что потери ПНГ формируются за счёт малых и средних удалённых месторождений, доля которых продолжает стремительно увеличиваться. Организация сбора газа с таких месторождений по схемам, предложенным для строительства крупных газоперерабатывающих заводов, является весьма капиталоемким мероприятием, требует значительного времени для реализации, не позволяет утилизировать нефтяные газы конечных ступеней сепарирования и фактически не применима к территориально разобщённым малым и средним месторождениям, включая морские месторождения-сателлиты.

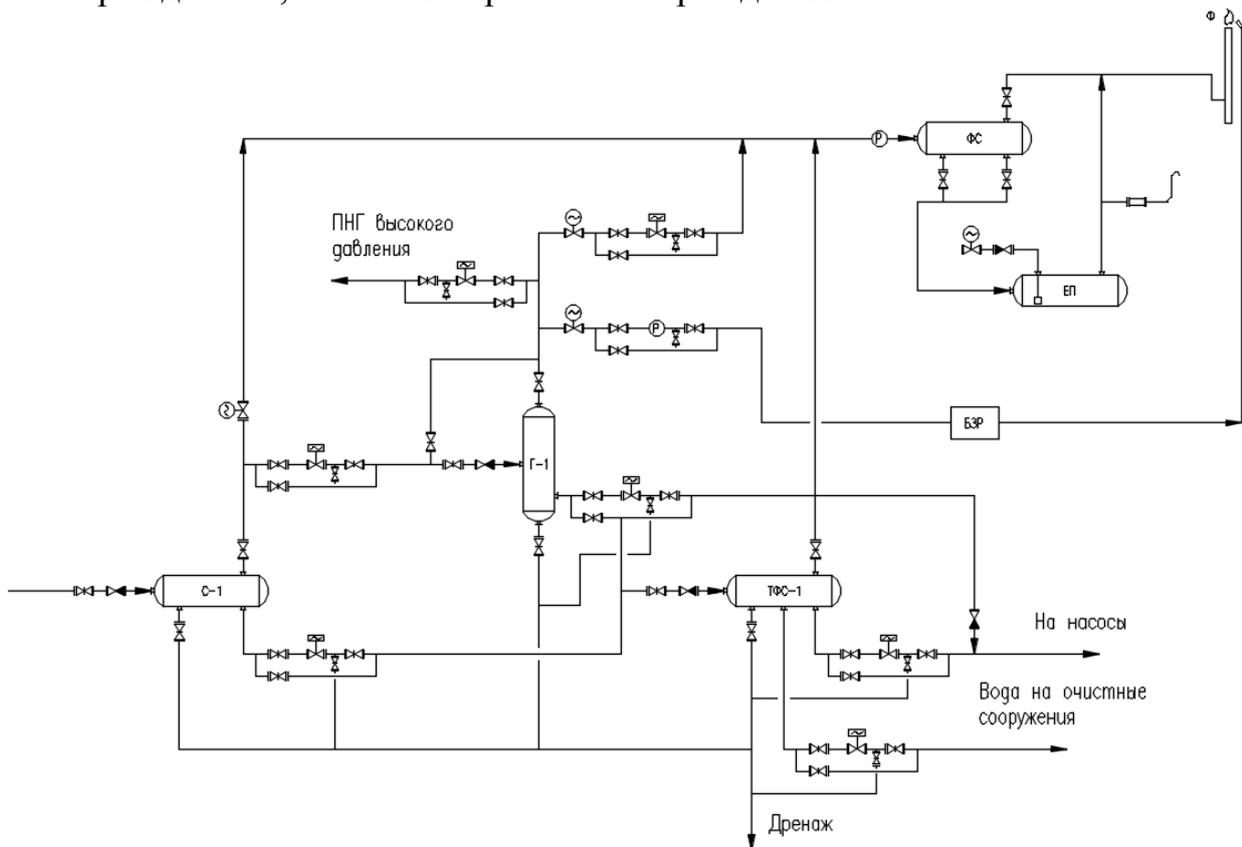


Рис. 1. Типовая схема установки предварительного сброса пластовой воды

В большинстве случаев типовая схема сбора нефти и газа на удалённых месторождениях предполагает первичную подготовку продукта до состояния, при котором возможно его транспортирование с минимальными потерями и

затратами. Первичная подготовка включает в себя сброс пластовой воды и отделение попутного нефтяного газа. Для осуществления этих процессов используется следующая технологическая цепочка (рис. 1): сырой продукт со скважин подаётся на входной двухфазный сепаратор, где происходит первичный отбор газа из продукта. Далее первично-дегазированный продукт подаётся на трёхфазный сепаратор, в котором происходит сброс пластовой воды и дополнительный отбор газа из продукта. При этом газ первичного отбора имеет достаточное давление для дальнейшей его транспортировки на перерабатывающие сооружения. А газ вторичного отбора, имеющий низкое давление, в большинстве случаев отправляется на сжигание на факельную установку. Учитывая, что объем газа вторичного отбора составляет около 10% от общего объема отделяемого газа, сжигается неоправданно большое количество ценного продукта.

К настоящему времени среди технологий, направленных на утилизацию газа, выделившегося при вторичном отборе, наибольшее распространение, в том числе и при обустройстве морских месторождений, получили следующие:

1. Утилизация на месте добычи без переработки. Суть данной технологии заключается в том, что отделённый и не переработанный газ либо закачивается в пласт с целью поддержания пластового давления, либо используется для водогазового воздействия на пласт, либо аккумулируется в подземные хранилища для извлечения в будущем [1,2]. Эти технологии хорошо изучены, надёжны и практически не зависят от состава газа, однако они достаточно энерго- и капиталоемкие, а их применение ограничено геологическими особенностями пласта.

2. Транспортировка газа или газожидкостной смеси многофазным транспортом на газоперерабатывающий завод (ГПЗ) [2]. В случае наличия развитой инфраструктуры по транспортировке газа отправка ПНГ на переработку на ГПЗ требует наименьших капитальных затрат. Недостатком этого направления для удалённых промыслов с неразвитой инфраструктурой является необходимость строительства дополнительных газоперекачивающих станций и сопутствующих линейных сооружений, а также наличие самого ГПЗ в районе добычи.

3. Использование на месте в качестве топливного газа на газопоршневых (ГПЭС) и газотурбинных электростанциях (ГТЭС) для выработки электроэнергии, идущей на собственные нужды [2]. При выделении достаточно больших объёмов ПНГ – использование в качестве топлива на крупных электростанциях для энергообеспечения других промышленных и гражданских объектов. К недостаткам этого направления можно отнести жёсткие требования широко распространённых традиционных ГТЭС и ГПЭС к составу топлива (содержание сероводорода не выше 0,1%), что требует строительства дополнительных систем газоочистки и эксплуатационных затрат на техническое обслуживание оборудования.

4. Закачка в газотранспортную сеть ПАО «Газпром». При этом также потребуется дополнительная подготовка для соответствия требованиям СТО Газпром 089-2010.

5. Переработка ПНГ в метанол на месте добычи, внедряемая российской компанией ПАО «НОВАТЭК»[3].

6. Сжигание ПНГ на нефтепромыслах с помощью факельных установок, обусловленное в большинстве случаев отсутствием эффективных систем утилизации ПНГ [2,4].

Помимо перечисленных технологий, разработан ряд других направлений по утилизации ПНГ, позволяющих осуществлять переработку ПНГ на месте добычи в гидратную или сжиженную форму с целью её дальнейшей транспортировки, что требует добавления различных катализаторов в процессе переработки ПНГ [5,6,7]. Недостатком таких технологий является большая стоимость необходимого оборудования, габариты и вес, что неприемлемо в условиях морской платформы, имеющей ограничения по допустимой весовой нагрузке и габаритам размещаемого оборудования.

Таким образом, оптимальной технологией утилизации ПНГ для малых и средних месторождений, значительно удалённых от основной инфраструктуры, является та технология, которая максимально снизит капитальные затраты на разработку и освоение месторождения, обеспечивая при этом высокую эффективность, быструю встраиваемость в существующую технологическую схему без внесения в неё дополнительных существенных изменений и минимальное вредное воздействие на окружающую среду.

Учитывая вышесказанное, для разработки новой технологии автором были проведены поиск и построение расчетной модели реальной системы. Ввиду большой сложности построения модели реальной системы было проведено обоснованное упрощение модели с включением только наиболее важных параметров, сохраняющих содержательность модели [8].

Главная трудность состояла в том, что создаваемая модель должна была быть достаточно сложной, чтобы ее свойства в достаточной мере соответствовали свойствам реальной системы, но в то же время достаточно упрощенной, чтобы ее можно было описать и решить заданную задачу. Успешное построение моделей таких больших систем удавалось решать лишь для нескольких относительно узких классов систем. В данной работе, как будет продемонстрировано далее, этот подход оказался успешным.

Цель настоящей работы – разработка упрощенной модели системы и решение задач оценки функциональных свойств новой технологии, отражающих суть происходящих процессов. Технология, основанная на разработанной модели, обеспечивает снижение доли сжигаемого на факельной установке попутного нефтяного газа, использование тепловой энергии факельной установки для повышения давления и температуры ПНГ с целью дальнейшей его транспортировки вместе с остальным добываемым продуктом.

1. Теоретические основы и модель технологического процесса

Основой модели разработанной технологии являются обратимые круговые процессы цикла Карно; при этом само предлагаемое решение с учётом сложившегося уровня техники не является очевидным. Основное положение принципа Карно состоит в том, что для получения работы в тепловой машине необходимы по крайней мере два источника теплоты с разными температурами.

Карно предложил так называемый «идеальный цикл тепловой машины», при котором используются два источника теплоты с постоянными температурами: горячий и холодный источники. Поскольку цикл идеальный, то он состоит из обратимых процессов теплообмена между рабочим телом и источниками теплоты, протекающих по двум изотермам, и двух идеальных адиабат перехода рабочего тела с одной изотермы на другую [9]. Получить работу возможно только при наличии разности температур у горячего и холодного источников теплоты. Максимальная работа цикла Карно теоретически была бы при температуре $T_2=0$, но в качестве холодного источника в тепловых машинах, как правило, используется окружающая среда (вода, воздух) с температурой около $T=300$ К. Кроме этого, достижение абсолютного нуля в природе невозможно [9].

2. Анализ основных механических и термодинамических процессов

Наиболее близким к предлагаемому процессу является процесс работы двигателя внешнего сгорания, а именно работа паровой машины. При работе паровой машины используется энергия водяного пара, которая преобразуется в механическую работу в результате возвратно-поступательного движения поршня, а затем во вращательное движение маховика.

В предлагаемом автором решении тепловая энергия преобразуется в энергию упругой деформации, последовательно сжимающей и растягивающей рабочее тело (ПНГ), тем самым определяя период с пониженным давлением и период с повышенным давлением рабочего тела. Используя это свойство, становится возможным создать подобие насоса объёмного типа, в котором изменение объёма рабочей камеры происходит за счёт подвода (отвода) тепловой энергии. Для более полного втягивания (вытеснения) ПНГ используется поршень.

Для осуществления данной технологии необходимо наличие следующих сооружений (рис. 2):

- факельный сепаратор;
- факельная установка;
- устройство сбора выхлопных газов;
- две рабочие камеры;

- ёмкость-отстойник;
- свеча рассеивания.

Технология реализуется следующим образом: часть ПНГ с низким давлением отбирается из факельного сепаратора 1 и подаётся через впускной клапан в рабочие камеры 4, в которых происходит его сжатие, сопровождающееся повышением температуры продукта. Далее через выпускной клапан ПНГ, имеющий уже высокое давление и повышенную температуру, отводится из рабочих камер и подаётся в нефтегазовый трубопровод, смешивается с основным добываемым продуктом и транспортируется на центральный пункт сбора 7.

Другая часть газа подаётся на факельную установку 2, в которой происходит его сжигание. На факельной установке предусматривается применение устройства сбора выхлопных газов 3, предназначенного для сбора и подачи выхлопных газов к рабочей камере 4. Передав тепловую энергию рабочей камере, отработанный газ отводится на свечу рассеивания 6.

Для охлаждения рабочего блока 4 используется отделённая в ёмкости-отстойнике 5 пластовая вода, которая в дальнейшем используется в системе повышения пластового давления (ППД) путём закачки её в скважины 8. В процессе теплообмена с рабочей камерой 4 температура воды повышается, способствуя возрастанию эффективности работы системы ППД.

Основным узлом, отвечающим за преобразование тепловой энергии в механическую, является рабочая камера 4. Рабочая камера (рис. 3) устроена следующим образом.

Рабочая камера разделена на два участка – нагреватель и холодильник. Внутри рабочей камеры между нагревателем и холодильником располагается подвижный поршень. Камера имеет впускной и выпускной клапаны. В процессе работы необходимо использование как минимум двух рабочих камер, имеющих жёсткую связь между поршнями с помощью кривошипа со смещением 90 градусов.

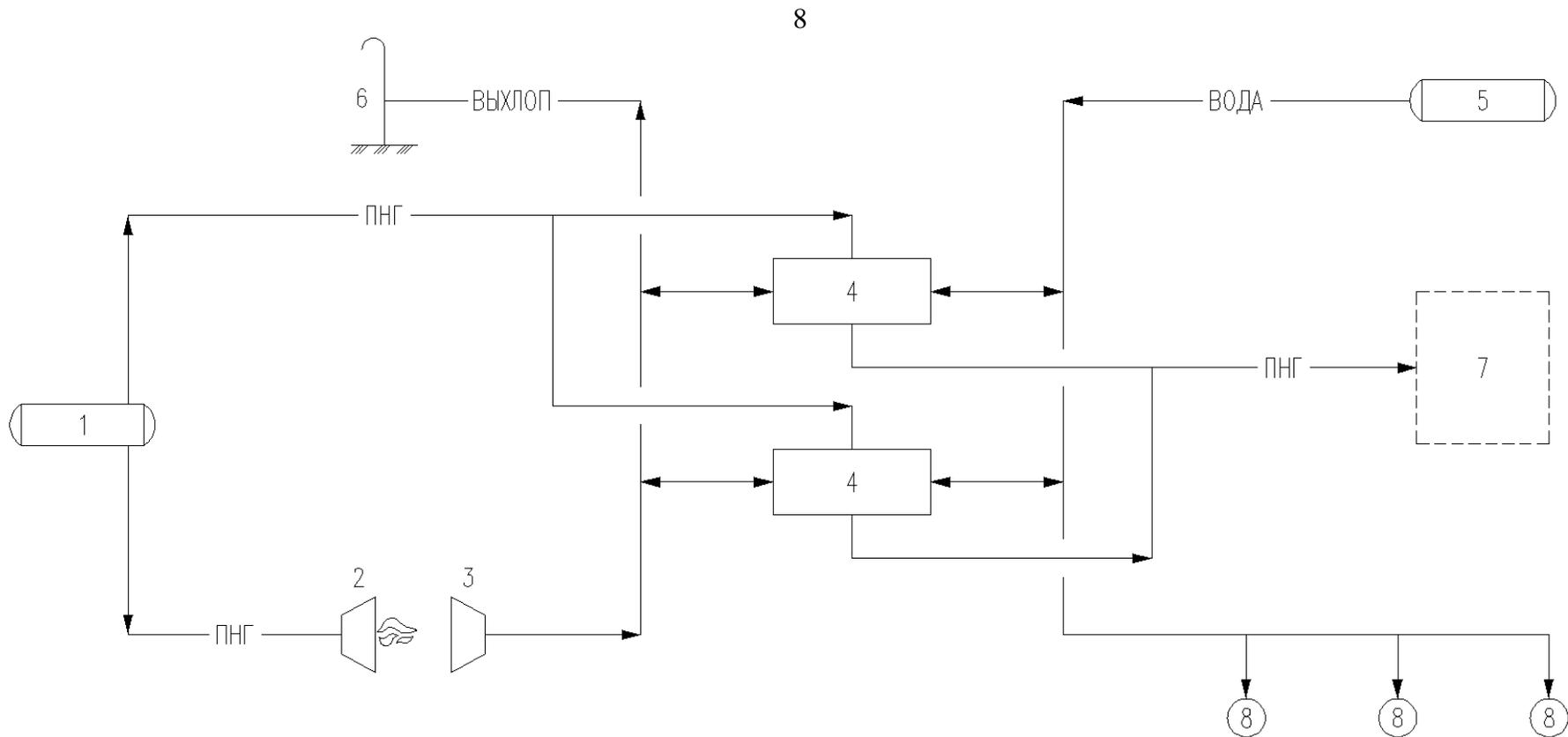


Рис. 2. Принципиальная схема технологии сбора и утилизации попутного нефтяного газа с использованием отводящих факельных газов. Описание элементов (позиций), представленных на рисунке, приведено ниже:

1 – факельный сепаратор; 2 – факельная установка; 3 – устройство сбора выхлопных газов; 4 – рабочая камера; 5 – ёмкость-отстойник; 6 – свеча рассеивания; 7 – центральный пункт сбора; 8 – нагнетательные скважины

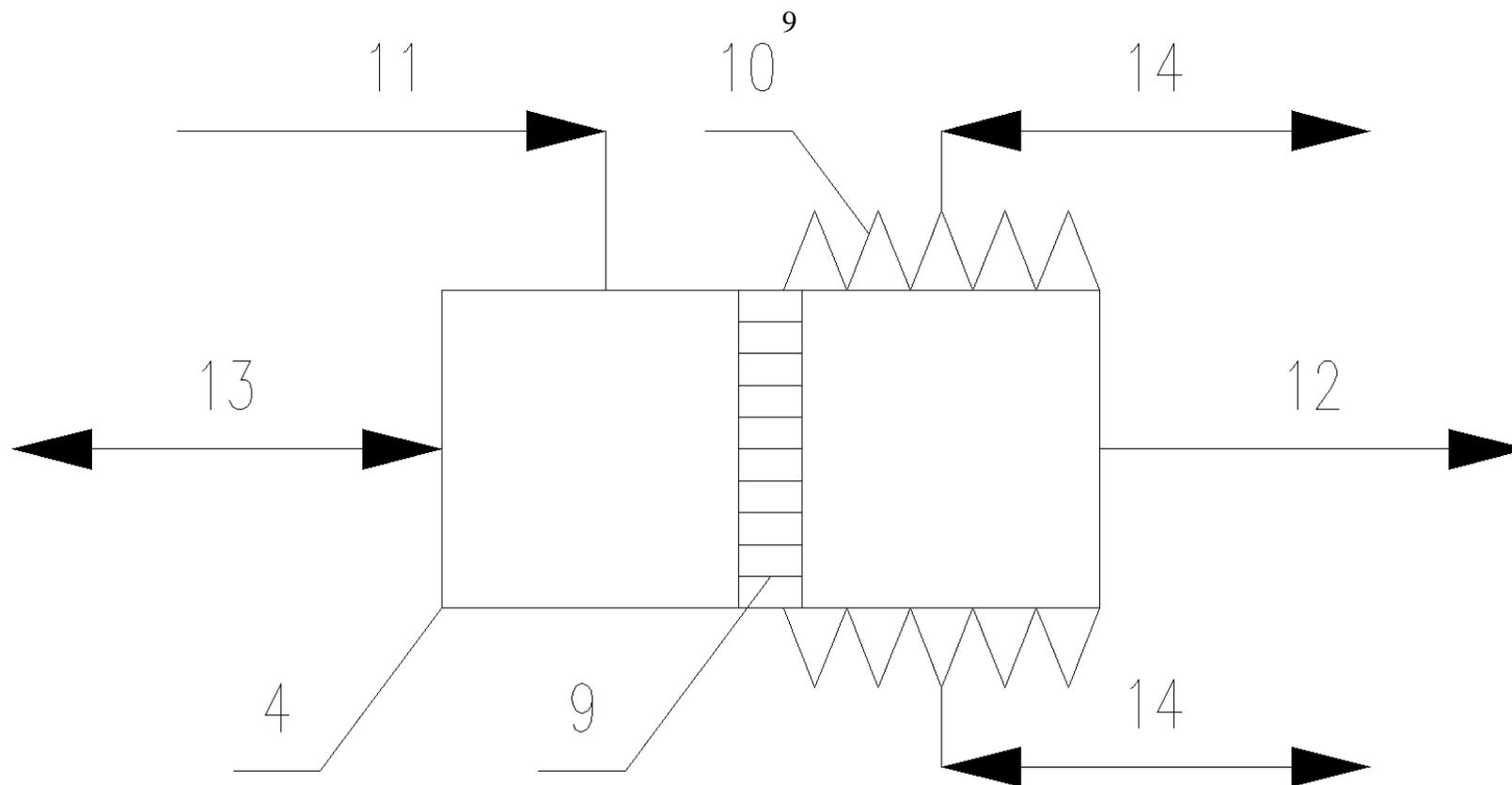


Рис. 3. Принципиальная схема рабочей камеры. Описание элементов (позиций), представленных на рисунке, приведено ниже:

4 – рабочая камера; 9 – поршень; 10 – холодильник; 11 – попутный нефтяной газ с низким давлением; 12 – попутный нефтяной газ с высоким давлением; 13 – горячие выхлопные газы; 14 – холодная вода

Нагреватель – это участок рабочей камеры, к которому подаются горячие выхлопные газы. В соответствии с законом Шарля, с ростом температуры наблюдается прямо пропорциональное увеличение давления в рабочей камере, которое, в свою очередь, толкает поршень в противоположную от нагревателя сторону. Противоположный участок рабочей камеры – холодильник – имеет ребра охлаждения, которые омываются отделённой в ёмкости-отстойнике водой. При движении поршня от нагревателя к холодильнику в первой камере поршень, имеющий жёсткую связь с поршнем из второй камеры, заставляет его двигаться в противоположную сторону, вытесняя весь горячий газ из нагревателя в холодильник. В холодильнике происходит резкое охлаждение и сжатие газа. Далее во второй камере с ростом температуры газа у нагревателя увеличивается его давление, толкающее поршень в сторону холодильника – и весь цикл повторяется снова.

3. Расчёт КПД установки

Рассчитаем КПД данной установки и определим основные параметры, влияющие на него. Для этого определяется общая работа цикла [9]:

$$A = R * T_1 * \ln \frac{V_1}{V_0} + \frac{R*(T_1+T_2)}{y-1} - R * T_2 * \ln \frac{V_2}{V_3} - \frac{R*(T_1+T_2)}{y-1}, \quad (1)$$

где R – универсальная газовая постоянная; y – показатель адиабаты.

Обозначим
$$\ln \beta = \ln \frac{V_2}{V_3} = \ln \frac{V_1}{V_0}, \quad (2)$$

тогда
$$A = Q_1 - Q_2 = R * (T_1 - T_2) * \ln \beta > 0. \quad (3)$$

Отсюда следует, что работа, совершаемая газом, больше работы внешних сил.

КПД η равен:

$$\eta = \frac{A}{Q_1} = \frac{Q_1 - Q_2}{Q_1} = \frac{RT_1 \ln \frac{V_2}{V_1} - RT_2 \ln \frac{V_3}{V_4}}{RT_1 \ln \frac{V_2}{V_1}} = \frac{T_1 - T_2}{T_1} * 100\%. \quad (4)$$

Из уравнения 4 видно, что $\eta < 1$, зависит от разности температур между нагревателем и холодильником (и не зависит от конструкции машины и рода рабочего тела).

4. Расчёт рабочих параметров установки

Ввиду большой сложности полной многопараметрической модели реальной системы проведем обоснованное упрощение модели с включением только наиболее важных, содержательных параметров. Наиболее важными параметрами модели, описывающей работу предлагаемой тепловой машины, являются давление p , объем V и температура T . Для расчёта давления и объема газа, создаваемых при работе данной установки, воспользуемся Объединённым газовым законом [10], который и будет использоваться для описания модели работы представленной установки:

$$\frac{P_1 * V_1}{T_1} = \frac{P_2 * V_2}{T_2} \text{ или } \frac{P * V}{T} = const. \quad (5)$$

Для решения поставленной задачи введём следующие исходные параметры:

1. Полный объем рабочей камеры примем 2 м^3 , или 2000 литров.
2. Начальная температура газа равна $50 \text{ }^\circ\text{C}$, или 323 Кельвина.
3. Конечная температура газа равна $850 \text{ }^\circ\text{C}$, или 1123 Кельвина.
4. Давление при входе в рабочую камеру примем 0,5 Мпа, или 500 кПа.
5. Учтём, что при движении поршня внутри камеры происходит изменение полезного объёма камеры. Ограничимся диапазоном от 1 до 2 м^3 полезного объёма рабочей камеры. При этом пренебрегаем объёмом самого поршня.

Находим конечное давление при объёме камеры 1 м^3 , или 1000 литров:

$$P_2 = \frac{P_1 * V_1 * T_2}{T_1 * V_2} = \frac{500 * 1000 * 1123}{323 * 1000} = 1738,39 \text{ кПа.} \quad (6)$$

Находим конечное давление при объёме камеры 2 м^3 , или 2000 литров:

$$P_2 = \frac{P_1 * V_1 * T_2}{T_1 * V_2} = \frac{500 * 1000 * 1123}{323 * 2000} = 869,19 \text{ кПа.} \quad (7)$$

На рис. 4 приведена диаграмма зависимости давления, создаваемого в камере, от различных объёмов камеры в момент пуска.

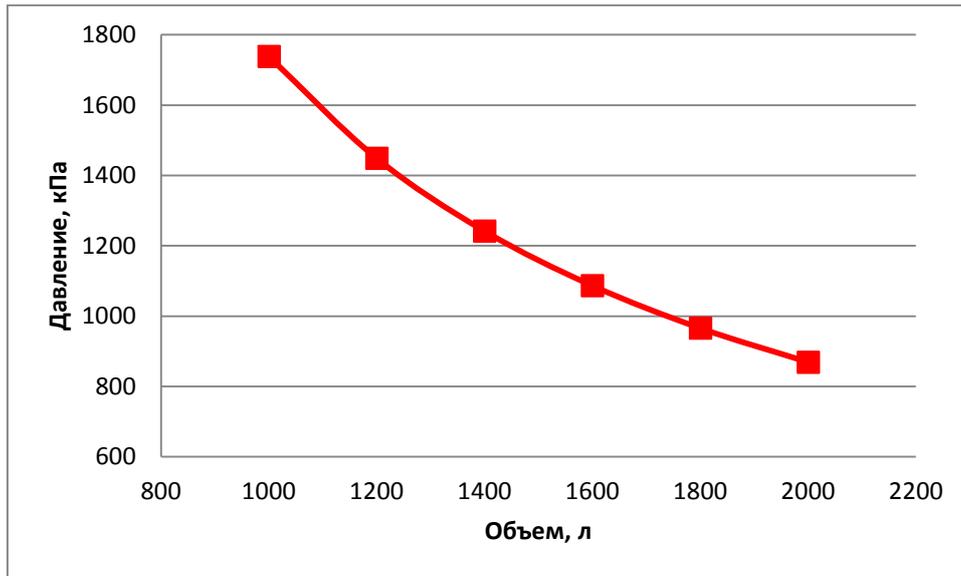


Рис. 4. Зависимость давления в камере от её полезного объёма в момент пуска

Необходимо отметить, что приведённые выше параметры соответствуют моменту пуска установки в работу, так как начальная температура газа при прохождении холодильника будет более низкой. Из этого соображения снова рассчитаем конечные давления, создаваемые представленной установкой:

Находим конечное давление при объёме камеры 1 м^3 , или 1000 литров:

$$P_2 = \frac{P_1 \cdot V_1 \cdot T_2}{T_1 \cdot V_2} = \frac{500 \cdot 1000 \cdot 1123}{278 \cdot 1000} = 2019,78 \text{ кПа.} \quad (8)$$

Находим конечное давление при объёме камеры уже 2 м^3 , или 2000 литров:

$$P_2 = \frac{P_1 \cdot V_1 \cdot T_2}{T_1 \cdot V_2} = \frac{500 \cdot 1000 \cdot 1123}{278 \cdot 2000} = 1009,89 \text{ кПа.} \quad (9)$$

На рис. 5 приведена диаграмма зависимости давления, создаваемого в камере, от различных объёмов камеры в течение основного цикла работы.

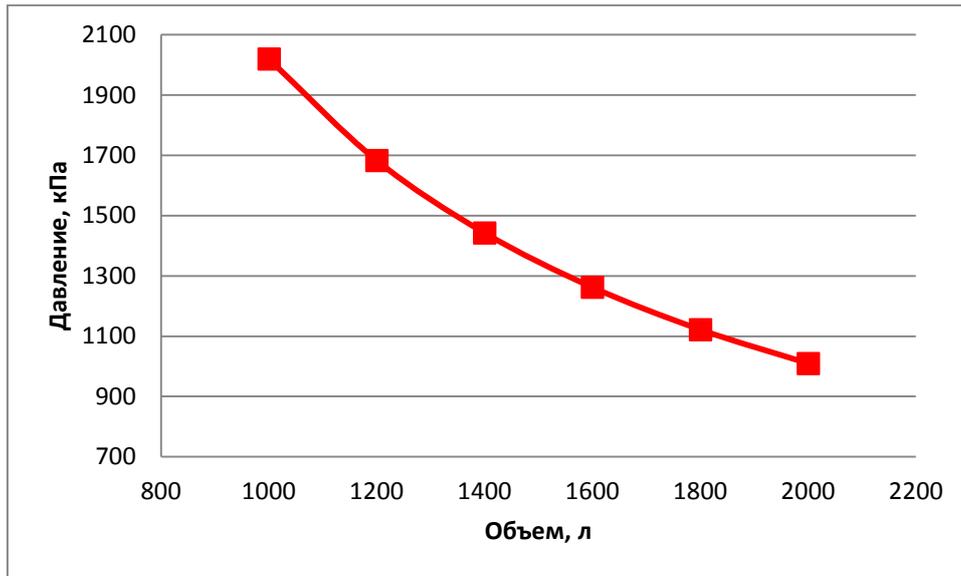


Рис. 5. Зависимость давления в камере от её полезного объёма в течение основного цикла работы

Как видно из уравнений, с уменьшением температуры омывающего холодильника компонента эффективность работы установки возрастает. Данный вывод соответствует выводу, приведенному в разделе 3 при расчете КПД установки.

Далее проведем анализ зоны работы установки при изменяющихся габаритах рабочей камеры, входных давлениях в рабочую камеру и конечной температуре нагрева ПНГ.

На рис. 6 приведена диаграмма зависимости давления в камере от ее полезного объёма для трех вариантов габаритов камеры. Вариант 1.1 – полный объем рабочей камеры 2 м³. Вариант 1.2 – полный объем рабочей камеры 0,2 м³. Вариант 1.3 – полный объем рабочей камеры 1,1 м³. Остальные параметры для 1.1, 1.2, 1.3 составляют:

- начальная температура ПНГ равна 5 °С, или 278 К;
- конечная температура ПНГ равна 850 °С, или 1123 К;
- давление при входе в рабочую камеру 0,5 МПа, или 500 кПа.

Пунктирной линией обозначена возможная зона работы установки.

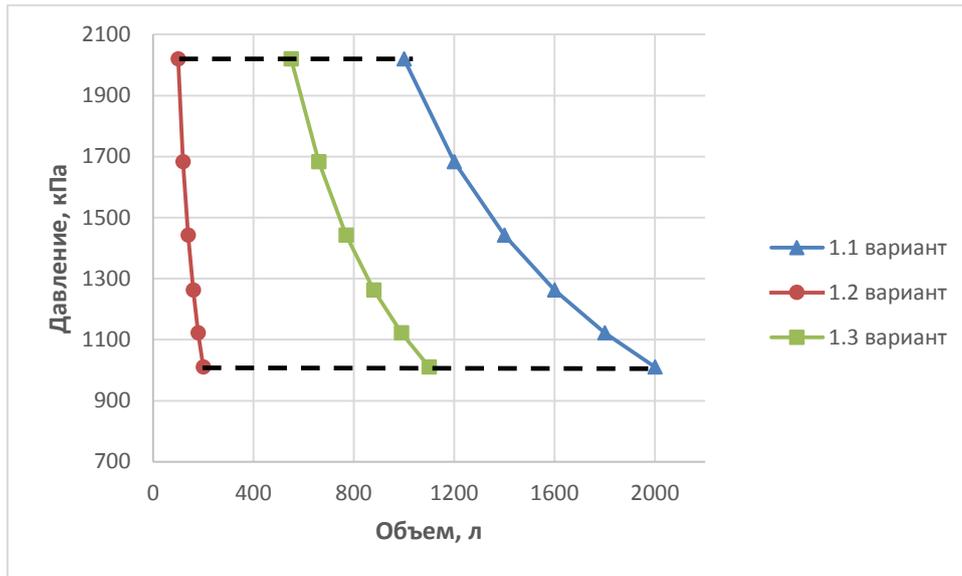


Рис. 6. Зависимость давления в камере от ее полезного объема для трех вариантов габаритов камеры

На рис. 7 приведена диаграмма зависимости давления в камере от ее полезного объема для трех вариантов входных давлений в камеру. Вариант 2.1 – входное давление 500 кПа. Вариант 2.2 – входное давление 100 кПа. Вариант 2.3 – входное давление 300 кПа. Остальные параметры для 2.1, 2.2, 2.3 составляют:

- начальная температура ПНГ равна 5 °С, или 278 К;
- конечная температура ПНГ равна 850 °С, или 1123 К;
- полный объем рабочей камеры 2 м³.

Пунктирной линией обозначена возможная зона работы установки.

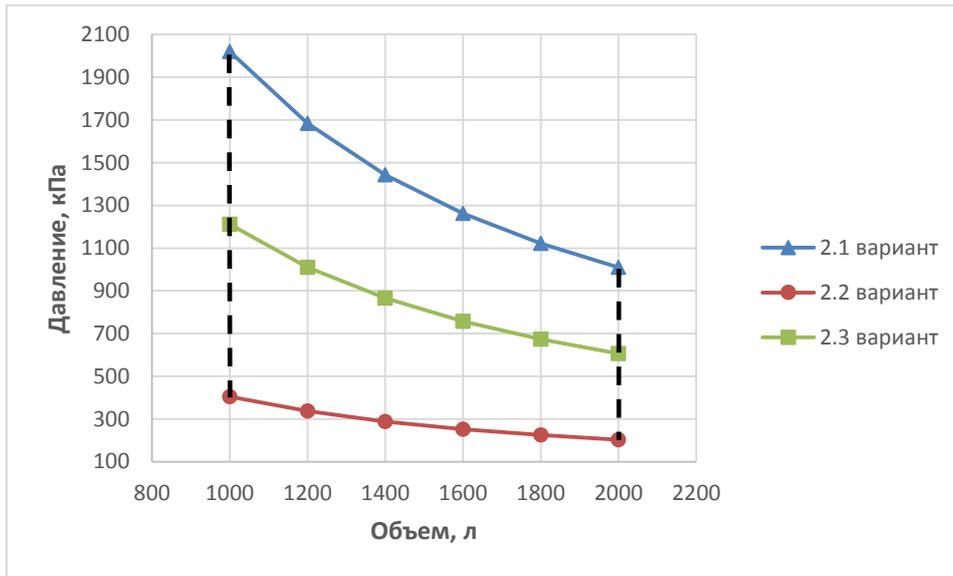


Рис. 7. Зависимость давления в камере от ее полезного объема для трех вариантов входных давлений

На рис. 8 приведена диаграмма зависимости давления в камере от ее полезного объема для трех вариантов конечной температуры нагрева газа. Вариант 3.1 – конечная температура ПНГ равна 850 °С, или 1123 К. Вариант 3.2 – конечная температура ПНГ равна 600 °С, или 873 К. Вариант 3.1 – конечная температура ПНГ равна 725 °С, или 998 К. Остальные параметры для 3.1, 3.2, 3.3 составляют:

- начальная температура ПНГ равна 5 °С, или 278 К;
- давление при входе в рабочую камеру 0,5 МПа, или 500 кПа;
- полный объем рабочей камеры 2 м³.

Пунктирной линией обозначена возможная зона работы установки.

В целом можно заключить, что работа установки возможна в широких пределах объемов, давлений и входных температур.

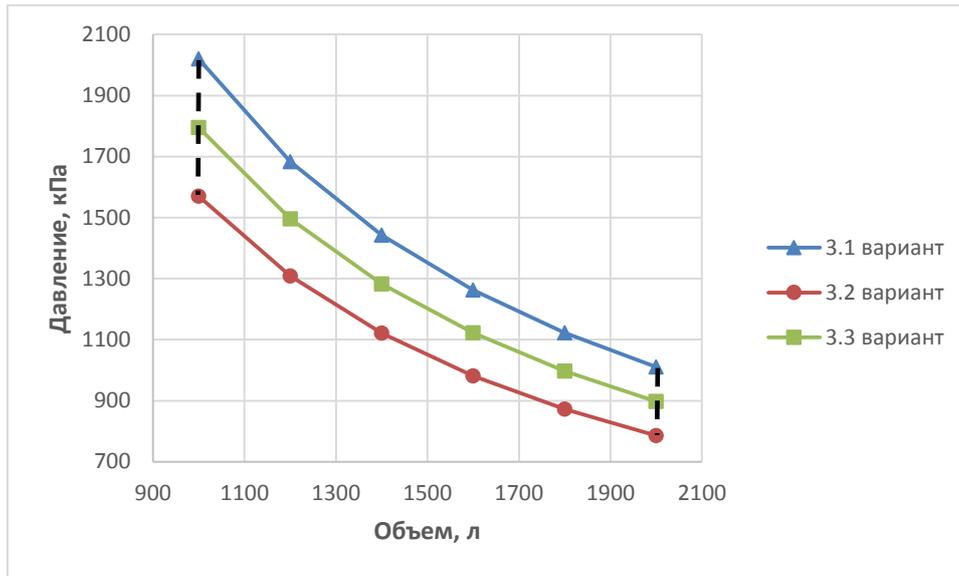


Рис. 8. Зависимость давления в камере от ее полезного объема для трех вариантов конечной температуры газа

Имея выше представленные данные, решим задачу нахождения количества газа, которое теоретически может перекачать данная установка при обозначенных выше параметрах для варианта 1.1.

Для решения поставленной задачи примем следующие исходные параметры (допущения):

- время совершения поршнем цикла движения от нагревателя к холодильнику и обратно $t = 2$ с, при этом время полезной работы составляет половину цикла;

- плотность газа равна $6,3$ кг/м³.

Получаем:

$$V_{\text{теор}} = \frac{t \cdot V_{\text{полезный}}}{2} \cdot 3600 = \frac{2 \cdot 1}{2} \cdot 3600 = 3600 \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (10)$$

Переводим м³/ч в кг/ч:

$$V = 3600 \cdot 6,3 = 22680 \text{ кг/час}. \quad (11)$$

В результате теоретически возможная перекачивающая способность одной рабочей камеры объемом 2 м³ составляет 945 кг/сут газа.

5. Анализ эффективности технологического процесса

Для решения задачи утилизации ПНГ выделившегося на последней ступени сепарации проведем анализ эффективности применимости разработанной технологии, сравним ее технические показатели и показатели технологии, основанной на использовании компрессорной установки.

Компрессорная установка предназначена для компримирования ПНГ с целью его последующего применения в качестве топлива для выработки электроэнергии и транспортировки по газопроводам для дальнейшей переработки. В минимальный состав компрессорной установки входит сам компрессор, механическая передача, двигатель и рама. Количественный состав элементов компрессорной установки меняется в зависимости от требований выполняемой задачи. Если сжимаемый газ сильно загрязнен либо же степень его загрязнения может возрасти со временем, то устанавливаются дополнительные фильтры, которые могут работать постоянно или подключаться к работе по мере необходимости. В условиях длительной бесперебойной работы, при которых оборудование не может быть остановлено для ремонта и технического обслуживания, наряду с рабочим компрессором или компрессорами располагают дополнительную резервную единицу. На рис. 9 продемонстрирована принципиальная схема компрессорной установки.

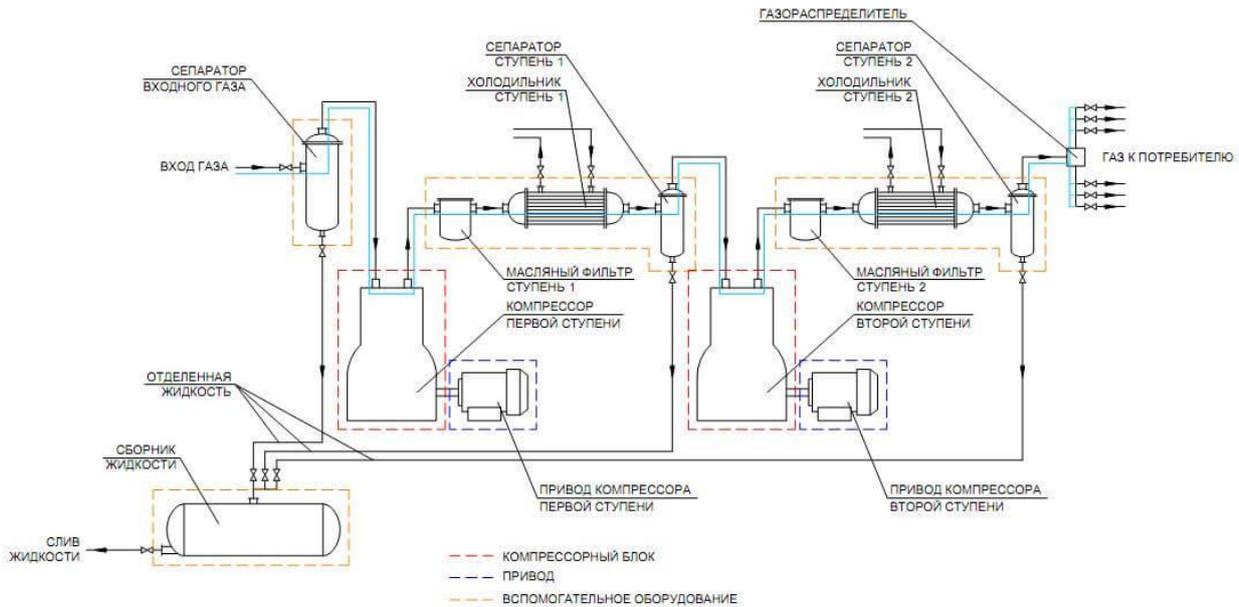


Рис. 9. Принципиальная схема компрессорной установки

Помимо основных элементов установка должна быть оборудована дополнительными вспомогательными системами и устройствами. Для увеличения срока службы основного оборудования применяются системы смазки и охлаждения (масляные или воздушные), а также различные фильтры для газовой среды, устанавливаемые как до компрессора, так и после него. Также предусматривают систему контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА) и интерфейсы управления, систему аварийного сброса газа, пожаротушения, кран и подъемные механизмы, система газового контроля. В случае, когда компрессорная установка представляет собой отдельный модуль, эксплуатируемый в тяжелых климатических условиях, его

комплектуется системами отопления и вентиляции для поддержания оптимальных условий внутри.

Для анализа имеющихся на сегодняшний день возможностей компрессорного оборудования примем следующие исходные данные:

Объем попутного газа, поступающего с последней ступени сепарации, составляет $155 \text{ м}^3/\text{ч} = 2,6 \text{ м}^3/\text{мин}$. Давление $0,1 \text{ МПа}$. Гидравлическую схему примем в соответствии с рис. 10, где поток 9 – это попутный газ, поступающий с последней ступени сепарации.

Также необходимо учесть, что основной задачей данной работы является разработка технологии утилизации ПНГ концевой ступени сепарации для малых и средних месторождений, значительно удаленных от основной инфраструктуры. Учтем также, что объем ПНГ, выделившегося на последней ступени сепарации, как было отмечено в разделе 1, составляет около 10% от общего объема отделяемого газа.

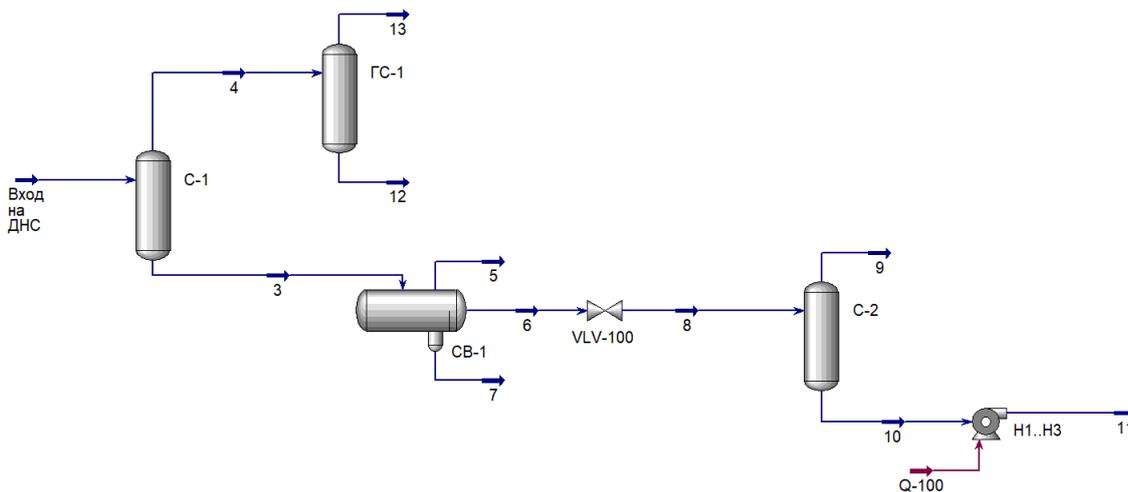


Рис. 10. Схема моделирования дожимной насосной станции

Из рассмотренного компрессорного оборудования для предлагаемых исходных данных выделим следующее:

Таблица 1

Технические характеристики компрессорного оборудования

Марка компрессора	Сжимаемая среда	Производительность, $\text{м}^3/\text{мин}$	Давление абс., МПа		Потреб. мощность, кВт	Габаритные размеры, м	Масса без эл. двигателя, т
			Всасывания	Нагнетания			
4ГМ2,5-2200/9-32	Попутный нефтяной газ	2,1-3,84	0,9-1,8	2,17-2,7	48	6,3 x 3,02 x 2,23	9,9
CSG-5,5-26-EE.01	Попутный нефтяной газ	5,1	0,5	2,6	160/75	6,06 x 2,438 x 2,62	15,0
CSG-3,5.11-6-EE.01	Попутный нефтяной газ	3,6	1,1	0,6	75	6,06 x 2,438 x 2,62	11,0

Как видно из таблицы 1, компрессоры обладают большой массой, габаритами, а также потребляемой мощностью, что особенно актуально при размещении их на морских платформах, имеющих жесткие ограничения по этим параметрам. Также имеются физико-химические ограничения по чистоте подаваемого продукта. Например, допустимое содержание сероводорода (H_2S) в продукте подаваемого на вход компрессора 4ГМ2,5-2200/9-32 составляет не более 100 ppm. В случае если содержание сероводорода превышает указанное выше значение, то необходимо использовать специальные системы очистки и фильтрации газа.

В то же время по разрабатываемой технологии имеем следующее.

Согласно разделу 4 рабочая камера объемом 2 м^3 обладает теоретически возможной перекачивающей способностью $60 \text{ м}^3/\text{мин}$ газа, что, несомненно, больше необходимых $2,6 \text{ м}^3/\text{мин}$. По давлению, как было отмечено в разделе 2, рабочая камера установки представляет собой подобие насоса объемного типа, то есть обладает способностью к самовсасыванию на приеме. Давление нагнетания, в соответствии с разделом 4, в среднем в 4 раза больше давления всасывания. При давлении всасывания $0,1 \text{ МПа}$ давление нагнетания составит $0,4 \text{ МПа}$. Однако, учитывая выводы, сделанные из раздела 1, о том, что в работе необходимо участие как минимум двух рабочих камер, и при этом если их «обвязать» последовательно, то становится возможным поднять давление еще в 4 раза, что составит уже $1,6 \text{ МПа}$. Давления $1,6 \text{ МПа}$ в большинстве случаев достаточно для обеспечения транспортировки газа на береговые перерабатывающие сооружения. Разработанная установка обладает простой конструкцией, не требующей подачи электроэнергии, небольшим весом, порядка 3 тонн, а также не имеет физико-химических ограничений по чистоте подаваемого продукта.

При этом необходимо учитывать, что предлагаемая установка не сможет утилизировать весь газ, идущий на факел, а только его треть (исходя из разности теплоемкостей дымового газа и ПНГ, $1277 \text{ Дж/кг}\cdot\text{К}$ и $4205 \text{ Дж/кг}\cdot\text{К}$ соответственно).

6. Прогноз эффективности технологии

Анализ разработанной упрощенной модели показывает, что предложенная технология позволяет достигнуть следующих технических результатов:

- снижение доли сжигаемого ПНГ на факельной установке;
- использование тепловой энергии факельной установки для повышения давления и температуры ПНГ с целью совместной транспортировки с добываемым продуктом. Снижается вязкость перекачиваемого продукта за счёт смешения с горячим ПНГ;
- использование отделившейся воды из ёмкости–отстойника для теплообмена с описываемой установкой. При этом отделившаяся вода, используемая в целях повышения пластового давления, приобретает

повышенную температуру, что, в свою очередь, способствует понижению вязкости добываемой продукции и увеличению дебита;

- снижение вредного воздействия на окружающую среду;
- снижение капитальных затрат на обустройство нефтегазовых месторождений за счёт простоты конструкции предложенной установки и возможности применения её на уже действующих объектах;
- отсутствие ограничений по физико-химическим свойствам ПНГ.

Вместе с тем использование данной технологии не ведёт к полному отказу от применения факельной установки на нефтегазопромысловых объектах ввиду возможных аварийных ситуаций на объекте, при которых кратковременное сжигание газа является оправданным, в том числе по экологическим причинам. В то же время значительно снижается уровень сжигаемого ПНГ. При этом для использования данной технологии не требуется какого-либо существенного перевооружения действующих нефтегазодобывающих объектов и связанных с этим капитальных затрат.

Все это позволяет заключить, что подход к построению упрощенной расчётной модели реальной системы с выделением наиболее важных параметров, таких как давление, объем и температура, оказался успешным. Нахождение этих параметров в итоге оказалось возможным свести к решению простых алгебраических уравнений.

7. Результаты и выводы

1. Разработаны модели для определения эффективной технологии утилизации ПНГ с использованием отводящих факельных газов.
2. Проведён расчёт КПД установки, показывающий основные параметры, влияющие на эффективность представленной установки.
3. Проведён расчёт нахождения давления и объёма газа создаваемых при работе установки.
4. Проанализирована эффективность разработанной технологии на примере сравнения ее технических показателей и показателей технологии, основанной на использовании компрессорной установки.

Автор благодарит заведующего отделом 13 ИПМ, д.ф.-м.н. Владимира Анатольевича Гасилова за ценные замечания и рекомендации при подготовке данной работы к выпуску.

Список литературы

1. Патент РФ №96913. Герметизированная система сбора и подготовки продукции скважин.
2. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела: Учебник для вузов. Уфа: Издательство «Дизайн ПолиграфСервис», 2002.

3. Юнусов Р.Р., Шевкунов С.Н., Дедовец С.А., Ушаков С.Н., Лятс К.Г., Самойлов А.П. Малотоннажные установки по производству метанола в газодобывающих районах Крайнего Севера // Газохимия. – 2008. – апрель-май 2008. – с. 58-61

4. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г. N 101).

5. Патент РФ №2442819. Способ работы устройства переработки попутных нефтяных газов.

6. Патент РФ №125191. Устройство переработки попутных нефтяных газов.

7. Патент РФ №2340841. Способ переработки попутного нефтяного газа и установка для его осуществления.

8. Хургин Я.И. Проблемы неопределенности в задачах нефти и газа. Москва – Ижевск: Издательство «Институт компьютерных исследований», 2004.

9. Карякин Н.И., Быстров К.Н., Киреев П.С. Краткий справочник по физике. Москва: Издательство «Высшая школа», 1964.

10. Сивухин Д.В. Общий курс физики. Том 2. Термодинамика и молекулярная физика. Москва: «ФИЗМАТЛИТ», 2005.

Оглавление

Введение	3
1. Теоретические основы и модель технологического процесса.....	6
2. Анализ основных механических и термодинамических процессов	6
3. Расчёт КПД установки.....	10
4. Расчёт рабочих параметров установки.....	11
5. Анализ эффективности технологического процесса	16
6. Прогноз эффективности технологии.....	19
7. Результаты и выводы	20
Список литературы.....	20