

(19)



Евразийское
патентное
ведомство

(21) 201991741 (13) A1

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ

(43) Дата публикации заявки
2019.12.30

(51) Int. Cl. C01B 3/38 (2006.01)
C01B 3/48 (2006.01)
C01B 3/56 (2006.01)

(22) Дата подачи заявки
2018.01.26

(54) МАКСИМИЗАЦИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГОРЕНИЯ В УСТАНОВКЕ ПАРОВОГО РИФОРМИНГА МЕТАНА ПУТЕМ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО НАГРЕВА ТОПЛИВНОГО ГАЗА ПОСЛЕ ПРЕДРИФОРМИНГА

(31) 15/417,892

(32) 2017.01.27

(33) US

(86) PCT/US2018/015385

(87) WO 2018/140689 2018.08.02

(71) Заявитель:

Л'ЭР ЛИКИД, СОСЬЕТЕ
АНОНИМ ПУР Л'ЭТЮД Э
Л'ЭКСПЛУАТАСЬОН ДЕ ПРОСЕДЕ
ЖОРЖ КЛОД (FR)

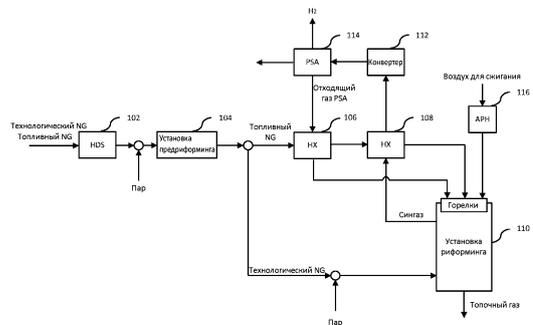
(72) Изобретатель:

Кан Тхэкю, Фань Жун, Пранда Павол,
Гаглиано Роберт А., Джуркик Дж.
Бенджамин Дж. (US)

(74) Представитель:

Харин А.В., Буре Н.Н., Стойко Г.В.
(RU)

(57) Предусмотрены улучшенная система генерирования водорода и способ ее использования. Система включает в себя установку гидрообессеривания (HDS), предназначенную для удаления серы из технологического газа и топливного газа, установку предриформинга, предназначенную преобразовывать в метан тяжелые углеводороды в составе технологического газа и топливного газа, первый теплообменник, предназначенный осушать топливный газ предриформинга, второй теплообменник, предназначенный нагревать сухой топливный газ предриформинга, и установку риформинга, предназначенную для получения сингаза и топчного газа.



201991741

A1

A1

201991741

МАКСИМИЗАЦИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГОРЕНИЯ В УСТАНОВКЕ ПАРОВОГО РИФОРМИНГА МЕТАНА ПУТЕМ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО НАГРЕВА ТОПЛИВНОГО ГАЗА ПОСЛЕ ПРЕДРИФОРМИНГА

Техническая область изобретения

Раскрыты системы и способы максимизации эффективности горения в установках парового риформинга метана (SMR) путем подогрева потока обессеренного топливного газа после предриформинга. В частности, топливный газ подвергают обессериванию и предварительному риформингу путем предварительной конверсии в SMR, и обессеренный топливный газ после предриформинга охлаждают с целью удаления воды, а затем нагревают перед подачей в установку риформинга.

Предпосылки изобретения

В крупномасштабных SMR примерно 50% тепловой энергии, подводимой в топочную камеру установки риформинга, переносится в трубы для риформинга установки SMR и используется для обеспечения энергии для эндотермической реакции парового риформинга метана: $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} + 206 \text{ кДж/моль} \rightleftharpoons \text{CO} + 3\text{H}_2$ с получением сингаза ($\text{CO} + \text{H}_2$). Поскольку реакцию риформинга обычно осуществляют при высокой температуре, например, от 750°C до 950°C, температура топочного газа, образующегося на горелке, обычно характеризуется этим или более высоким значением. В настоящее время высокотемпературный топочный газ в основном применяется для получения пара в котле-утилизаторе или дымогарном котле и/или для нагрева воздуха для горения. Пар может использоваться в качестве технологического пара в SMR и/или для подачи пара потребителю. Пар также может использоваться как рабочий пар в генераторе в зависимости от местных потребностей, которые могут быть разными в разных местах.

В документе US 8187363, выданном *Grover и др.*, раскрыт способ подогрева остаточного газа установки процесса адсорбции с колеблющимся давлением (PSA) с использованием низкоуровневого отходящего тепла в топочном газе или сингазе перед введением в систему сжигания топлива печи SMR. Однако, *Grover* и др. подробно не раскрывают осуществление этого способа и не раскрывают способ подогрева топливного газа.

Сущность изобретения

Настоящее изобретение направлено на систему и способ ее использования, которые удовлетворяют по меньшей мере одну из этих потребностей. Настоящее изобретение направлено на систему и способ ее применения, которые удовлетворяют потребность в

повышении эффективности использования тепла в SMR. Некоторые варианты осуществления настоящего изобретения относятся к конвертированию тяжелых углеводородов в метан в топливном газе и технологическом газе путем предриформинга с целью повышения количества метана в топливном газе и технологическом газе. Варианты осуществления данного изобретения способствуют более эффективной работе SMR, поскольку поток топливного газа после предриформинга осушают, используя, соответственно, технологический поток, имеющийся в системе.

В одном варианте осуществления система включает установку гидрообессеривания (HDS), предназначенную для обессеривания углеводородного газового потока с получением обессеренного углеводородного газового потока, установку предриформинга, предназначенную принимать обессеренный углеводородный газовый поток и преобразовывать тяжелые углеводороды в составе обессеренного углеводородного газового потока в метан с получением технологического газового потока предриформинга и топливного газового потока предриформинга, первый теплообменник, предназначенный охлаждать топливный газовый поток до температуры ниже точки росы воды, чтобы удалять воду, содержащуюся в топливном газовом потоке, с получением сухого топливного газового потока, второй теплообменник, предназначенный нагревать сухой топливный газовый поток с образованием нагретого сухого газового потока, установку риформинга, имеющую зону горения и зону реакции, где зона горения сообщается по текучей среде со вторым теплообменником и предназначена принимать нагретый сухой топливный газ из второго теплообменника, где зона реакции сообщается по текучей среде с установкой предриформинга и предназначена принимать технологический газовый поток из установки предриформинга, где установка риформинга предназначена для получения потока сингаза в зоне реакции и топочного газа в зоне горения в присутствии окислителя для горения, и установку процесса адсорбции с колеблющимся давлением (PSA), предназначенную для приема потока сингаза и получения продуктового потока водорода и потока отходящего газа PSA.

В одном варианте осуществления способ включает стадии: а) обессеривания углеводородного газового потока с получением обессеренного углеводородного газа, б) предриформинга обессеренного углеводородного газа в присутствии воды с получением технологического газа предриформинга и топливного газа предриформинга путем конверсии тяжелых углеводородов в обессеренном углеводородном газе в метан, в) осушения топливного газового потока охлаждением топливного газового потока до температуры ниже точки росы воды с получением сухого топливного газового потока, г) нагрева сухого топливного газового потока с образованием нагретого сухого газового

потока, е) преобразования метана в технологическом газовом потоке в монооксид углерода и водород, тем самым получая поток сингаза в реакционной зоне установки риформинга и потока топчного газа в зоне горения установки риформинга путем сжигания нагретого сухого топливного газового потока в зоне горения установки риформинга в присутствии окислителя для горения, где камера сгорания выполнена с возможностью теплообмена с зоной реакции, и f) введения потока сингаза в установку процесса абсорбции при колеблющемся давлении (PSA) в условиях, эффективных для получения продуктового потока водорода и потока отходящего газа PSA.

Необязательные варианты осуществления также предусматривают следующее:

- где в первом теплообменнике используется технологический поток, выбранный из группы, состоящей из воздуха для горения, отходящего газа PSA, углеводородного газового потока и их комбинаций, для осушения топливного газового потока;
- где во втором теплообменнике используется технологический поток, выбранный из группы, состоящей из горячего топчного газа, потока сингаза и их комбинаций, для нагрева топливного газового потока;
- где в первом теплообменнике для сушки топливного газового потока используется воздух для горения, а во втором теплообменнике используется поток горячего топчного газа для нагрева сухого топливного газового потока;
- где в первом теплообменнике используется отходящий газ PSA для сушки топливного газового потока, а во втором теплообменнике используется поток горячего топчного газа для нагрева сухого топливного газового потока;
- где в первом теплообменнике используется углеводородный газовый поток для сушки топливного газового потока, а во втором теплообменнике используется поток горячего топчного газа для нагрева сухого топливного газового потока;
- где в первом теплообменнике для сушки топливного газового потока используется воздух для горения, а во втором теплообменнике используется газовый поток сингаза для нагрева сухого топливного газового потока;
- где в первом теплообменнике используется отходящий газ PSA для сушки топливного газового потока, а во втором теплообменнике используется газовый поток сингаза для нагрева сухого топливного газового потока;
- где в первом теплообменнике используется углеводородный газовый поток для сушки топливного газового потока, а во втором теплообменнике используется газовый поток сингаза для нагрева сухого топливного газового потока;
- источник углеводорода, содержащий трубопровод природного газа;

- где установка риформинга представляет собой установку парового риформинга метана, а зона реакции содержит трубы для риформинга;
- где установка предриформинга представляет собой адиабатическую установку предриформинга, которая включает в себя теплоизолированную емкость, заполненную катализатором для предриформинга;
- где топливный газовый поток осушают на стадии с), используя технологический поток, выбранный из группы, состоящей из воздуха для горения, отходящего газа PSA, углеводородного газа и их комбинаций;
- где сухой топливный газовый поток нагревают на стадии d), используя технологический поток, выбранный из группы, состоящей из топочного газа, потока сингаза и их комбинаций;
- где углеводород представляет собой природный газ; и/или
- где окислитель для горения представляет собой воздух.

Краткое описание графических материалов

Для дальнейшего понимания природы и целей настоящего изобретения приведены ссылки на следующее подробное описание, взятое в сочетании с прилагаемыми графическими материалами, на которых сходные элементы имеют одинаковые или аналогичные ссылочные номера и где:

на фиг. 1 проиллюстрирована технологическая схема варианта осуществления системы SMR согласно настоящему изобретению;

на фиг. 2 проиллюстрирована технологическая схема второго варианта осуществления системы SMR согласно настоящему изобретению;

на фиг. 3 проиллюстрирована технологическая схема третьего варианта осуществления системы SMR согласно настоящему изобретению;

на фиг. 4 проиллюстрирована технологическая схема четвертого варианта осуществления системы SMR согласно настоящему изобретению;

на фиг. 5 проиллюстрирована технологическая схема пятого варианта осуществления системы SMR согласно настоящему изобретению;

на фиг. 6 проиллюстрирована технологическая схема шестого варианта осуществления системы SMR согласно настоящему изобретению; и

на фиг. 7 представлена блок-схема способа максимизации эффективности горения в системе SMR в соответствии с вариантом осуществления настоящего изобретения.

Подробное описание изобретения

Хотя настоящее изобретение будет описано в связи с несколькими вариантами осуществления, следует понимать, что настоящее изобретение не должно ограничиваться

теми вариантами осуществления. Напротив, предполагается, что настоящее изобретение охватывает все альтернативы, модификации и эквиваленты, которые могут находиться в пределах сущности и объема настоящего изобретения, определенных прилагаемой формулой изобретения.

Одной из трудностей, связанной с оптимальным конструктивным решением и эксплуатацией установки SMR, является то, что потребность в водороде может не совпадать с потребительским спросом на пар, вырабатываемый в установке риформинга. На многих нефтеперерабатывающих заводах потребительский спрос на экспорт пара, вырабатываемого на водородной установке, низок или отсутствует совсем, поэтому он считается неприбыльным. В случае, когда пар слишком дешев, а цена природного газа (NG) относительно высока, желательно использовать дополнительно энергию потока топочного газа и потока сингаза для других применений, отличающихся от производства пара.

Были предприняты многочисленные попытки повышения теплового коэффициента полезного действия стандартных установок SMR. Пинч-анализы показывают, что стандартные установки SMR уже тщательно оптимизированы в отношении тепла, и, следовательно, маловероятно, что дальнейшие усовершенствования конструкций теплообменников приведут к значительному улучшению. Однако варианты осуществления настоящего изобретения могут преимущественно усовершенствовать ранее известные способы за счет более эффективной утилизации отходящего тепла без попытки повторной оптимизации процесса путем преодоления трудностей, связанных с температурами в области Пинча.

В раскрываемых вариантах осуществления предложен прямой подход, заключающийся в том, что низкотемпературный поток используют для охлаждения обессеренного топливного газового потока, прошедшего предриформинг, до температуры ниже точки росы воды с получением сухого топливного газового потока, прошедшего предриформинг, а высокотемпературный поток используют для нагревания осушенного топливного газового потока, прошедшего предриформинг, с получением нагретого осушенного топливного газового потока, прошедшего предриформинг, поступающего в установку риформинга, с целью максимизации эффективности горения в установках SMR. Благодаря предриформингу топливного газового потока раскрываемые системы, процессы и способы могут повышать эффективность сгорания вплоть до 5% по сравнению с традиционными SMR.

В некоторых вариантах осуществления низкотемпературный поток может представлять собой технологический поток, температура которого является температурой

окружающей среды или близка к температуре окружающей среды. В другом варианте осуществления низкотемпературный поток может включать отходящий газ PSA, холодный воздух для горения с температурой окружающей среды, углеводородный газ (например, природный газ) при температуре окружающей среды для использования в качестве технологического газа и/или топливного газа, или их комбинацию.

В некоторых вариантах осуществления высокотемпературным потоком может быть технологический поток, имеющий температуру в области температуры реакции конверсии или температуры продукта (например, от 750°C до 950°C) в установке SMR. В другом варианте осуществления высокотемпературный поток может включать поток топочного газа и поток сингаза из установки риформинга, температура которых находится в области температуры реакции конверсии или температуры продукта конверсии. В некоторых вариантах осуществления как технологический, так и топливный газ подвергают обессериванию и предриформингу.

На фиг. 1 проиллюстрирована технологическая схема варианта осуществления системы SMR с использованием потока отходящего газа PSA в качестве низкотемпературного потока и с использованием потока сингаза в качестве высокотемпературного потока. Как проиллюстрировано, углеводородный газ, например природный газ, подогревают (не показано) и подают в установку гидрообессеривания (HDS) 102, где из природного газа удаляют серу.

После удаления серы природный газ смешивают с паром или водой и направляют на установку предриформинга 104 для расщепления длинноцепочечных или тяжелых углеводородов в природном газе до легких углеводородов (например, метана) с получением природного газа предриформинга для использования в качестве топлива и технологического газа, тем самым повышая содержание метана в природном газе и позволяя избежать образования отложений углерода или закоксовывания, вызываемого более тяжелыми или высокомолекулярными углеводородами, в установке риформинга 110 при повышении температуры продуктового газа.

В предпочтительном варианте осуществления катализатор предриформинга специально подбирают для удаления тяжелых углеводородов. Поэтому в метан преобразовываются только тяжелые углеводороды. В предпочтительном варианте осуществления установка HDS (здесь и далее HDS 102) находится выше по потоку от установки предриформинга, что обусловлено необходимостью удалять серу. Благодаря этому можно избежать отравления катализатора установки предриформинга серой и серной кислотой/конденсацией сульфата в низкотемпературной части канала топочного газа.

После предриформинга природный газ, прошедший предриформинг, делят на два потока. Один поток используют в качестве технологического газа; другой поток используют в качестве топливного газа. Установка риформинга 110 может включать зону реакции и зону горения, где зона реакции содержит множество трубок для риформинга, а зона горения содержит множество горелок и камеру сгорания, при этом камера сгорания выполнена с возможностью теплообмена с зоной реакции. Технологический газ подают в трубки для риформинга установки риформинга 110 в присутствии пара в условиях риформинга, эффективных для преобразования метана в потоке технологического газа в монооксид углерода (CO) и водород (H₂) по эндотермической реакции ($\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} + 206 \text{ кДж/моль} \rightleftharpoons \text{CO} + \text{H}_2$), тем самым получая поток сингаза (H₂ + CO).

На выходе из установки предриформинга 104, топливный газ, прошедший предриформинг, все еще является влажным. Хотя присутствие воды предпочтительно для технологического газа, прошедшего предриформинг (поскольку в реакции конверсии участвует вода), наличие водяного пара в топливном газе нежелательно, поскольку водяной пар не участвует в процессе горения и поэтому только поглощает тепло в процессе горения, тем самым снижая эффективность сгорания. Поэтому в вариантах осуществления данного изобретения прошедший предриформинг топливный газ осушают, что может выполняться путем охлаждения прошедшего предриформинг топливного газа до температуры ниже точки росы воды в низкотемпературном теплообменнике НХ 106. После осушки сухой топливный газовый поток предпочтительно нагревают в высокотемпературном теплообменнике НХ 108 перед отправкой его на горелки с целью повышения эффективности сгорания. На разных фигурах предоставлены разные примеры того, какие технологические потоки могут обеспечить низкотемпературное охлаждение в НХ 106 или высокотемпературный нагрев в НХ 108.

Возвращаясь к фиг. 1, прошедший предриформинг топливный газ охлаждают в НХ 106 путем теплообмена с отходящим газом PSA из установки PSA 114 до температуры ниже точки росы воды с получением сухого топливного газового потока. В данном случае благодаря удалению воды из топливного газа, относительное содержание природного газа или метана в топливном газе повышается, тем самым создавая возможность для значительного снижения затрат на топливо и более высокой эффективности сгорания в системе по сравнению с традиционными SMR. Кроме того, за счет охлаждения прошедшего предриформинг топливного газа нагревается отходящий газ PSA, и нагретый отходящий газ PSA направляют на горелки установки риформинга 110, где он используется в качестве топлива. Затем сухой топливный газовый поток нагревают в НХ 108 путем теплообмена там с потоком сингаза. Затем нагретый сухой топливный газовый

поток подают на горелки установки риформинга 110, где горелки сжигают нагретый сухой топливный газ, отходящий газ PSA в камере сжигания в присутствии подогретого воздуха для горения, вводимого из подогревателя воздуха (APH) 116, таким образом предоставляя тепло для эндотермической реакции конверсии, происходящей в трубках риформинга реакционной зоны установки риформинга 110, и образуя в результате топочный газ.

Топочный газ и сингаз отводят из установки риформинга 110, в которой сингаз используется для нагрева сухого топливного газа, прошедшего предриформинг, путем теплообмена в НХ 108, как описано выше (т.е., высокотемпературной рекуперацией тепла), в то время как топочный газ используется для рекуперации тепла с помощью различных процессов теплообмена, например, получением пара, нагрева воздуха для горения (не показано). После нагревания сухого топливного газового потока сингаз преобразуется в диоксид углерода (CO_2) и водород (H_2) в конвертере 112 по реакции водяного газа со сдвигом равновесия ($\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{CO}_2 + \text{H}_2$), с получением дополнительного количества H_2 , тем самым образуя газ после конверсии. Перед введением в установку PSA 114 газ после конверсии дополнительно охлаждают до температуры окружающей среды, чтобы удалить воду. Затем из установки PSA 114 получают продуктовый поток H_2 и поток отходящего газа PSA. Поток отходящего газа PSA содержит CO , CO_2 , H_2 и CH_4 .

В этом варианте осуществления перед возвращением в установку риформинга 110 и использованием в качестве топлива отходящий газ PSA пропускают через НХ 106 для охлаждения топливного газового потока, прошедшего предриформинг, до температуры ниже точки росы воды с получением сухого топливного газового потока, прошедшего предриформинг. Преимущество этого в том, что при этом подогревается также и отходящий газ PSA. Подогретый отходящий газ PSA затем возвращают на установку риформинга 110 для использования в качестве топлива. В приведенном варианте осуществления холодный воздух для горения, имеющий температуру окружающей среды, можно подогревать в APH 116 с получением подогретого воздуха для горения, направляемого в горелки установки риформинга 110 для сжигания нагретого сухого топливного газа и подогретого отходящего газа PSA в камере сгорания установки риформинга 110.

На фиг. 2 проиллюстрирована технологическая схема второго варианта осуществления системы SMR настоящего изобретения с использованием потока холодного воздуха для горения в качестве низкотемпературного потока и с использованием потока сингаза в качестве высокотемпературного потока. Разница между

вариантами осуществления, показанными на фиг. 2 и фиг. 1, заключается в том, что холодный воздух для горения, имеющий температуру окружающей среды, используется в НХ 106 на фиг. 2 для охлаждения обессеренного топливного газового потока, прошедшего предриформинг, чтобы удалить воду. В этом варианте осуществления отходящий газ PSA, полученный на установке PSA 114, в данном случае возвращают в установку риформинга 110 для использования в качестве топлива без подогрева. В альтернативном случае отходящий газ PSA, полученный на установке PSA 114, можно подогревать в теплообменнике путем теплообмена с отбросным потоком, таким как топочный газ или сингаз ниже по потоку от установки PSA 114, а затем возвращать в установку риформинга 110. Кроме того, прошедший предриформинг обессеренный топливный газ ниже по потоку от установки предриформинга 104 охлаждают в НХ 106 путем теплообмена с холодным воздухом для горения, имеющим температуру окружающей среды, до температуры ниже точки росы воды с получением сухого топливного газового потока. За счет охлаждения прошедшего предриформинг обессеренного топливного газа нагревается холодный воздух для горения, и нагретый воздух для горения затем дополнительно нагревают в АРН 116. Следом за этим дополнительно нагретый воздух для горения направляют в горелки установки риформинга 110 для использования в качестве воздуха для горения.

На фиг. 3 проиллюстрирована технологическая схема третьего варианта осуществления системы SMR настоящего изобретения с использованием углеводородного газа (например, природного газа), имеющего температуру окружающей среды, в качестве низкотемпературного потока и с использованием потока сингаза в качестве высокотемпературного потока. Разница между вариантами осуществления, проиллюстрированными на фиг. 3 и фиг. 2, заключается в том, что для охлаждения топливного газового потока с целью удаления воды из топливного газа в НХ 106 на фиг. 3 используют исходный углеводородный газ, имеющий температуру окружающей среды, а не холодный воздух для горения. В этом варианте осуществления исходный природный газ подогревают путем теплообмена с прошедшим предриформинг топливным газом в НХ 106. После подогрева природный газ направляют в установку HDS 102, где из природного газа удаляют серу. Топливный газ ниже по потоку от установки предриформинга 104 охлаждают в НХ 106 путем теплообмена с природным газом до температуры ниже точки росы воды, чтобы удалить воду и получить сухой топливный газовый поток. За счет охлаждения прошедшего предриформинг топливного газа нагревается природный газ, как описано выше. В данном случае холодный воздух для горения, имеющий температуру окружающей среды, подогревают в АРН 116, получая подогретый воздух для горения.

На фиг. 4 проиллюстрирована технологическая схема четвертого варианта осуществления системы SMR настоящего изобретения с использованием потока отходящего газа PSA в качестве низкотемпературного потока и с использованием потока топочного газа в качестве высокотемпературного потока. Разница между вариантами осуществления, проиллюстрированными на фиг. 4 и фиг. 1, заключается в том, что поток топочного газа используется в качестве высокотемпературного потока в HX 108 на фиг. 4 для нагрева сухого топливного газа.

На фиг. 5 проиллюстрирована технологическая схема пятого варианта осуществления системы SMR настоящего изобретения с использованием холодного воздуха для горения в качестве низкотемпературного потока и с использованием потока топочного газа в качестве высокотемпературного потока. Разница между вариантами осуществления, проиллюстрированными на фиг. 5 и фиг. 2, заключается в том, что поток топочного газа используется в качестве высокотемпературного потока в HX 108 на фиг. 5 для нагрева сухого топливного газа.

На фиг. 6 проиллюстрирована технологическая схема шестого варианта осуществления системы SMR настоящего изобретения с использованием углеводородного газа, имеющего температуру окружающей среды, в качестве низкотемпературного потока и с использованием потока топочного газа в качестве высокотемпературного потока. Разница между вариантами осуществления, проиллюстрированными на фиг. 6 и фиг. 3 заключается в том, что поток топочного газа используется в качестве высокотемпературного потока в HX 108 на фиг. 6 для нагрева сухого топливного газа.

На фиг. 7 представлена блок-схема способа максимизации эффективности горения в системе SMR настоящего изобретения. На стадии 702 углеводородный газ с температурой окружающей среды для использования в качестве технологического газа и топливный газ подогревают, а затем обессеривают в установке HDS с целью удаления серы, содержащейся в природном газе. На этапе 704 в присутствии технологического пара обессеренный природный газ подвергают предриформингу в установке предриформинга для расщепления тяжелых углеводородов, присутствующих в обессеренном природном газе, на легкие углеводороды (например, метан), тем самым увеличивая содержание метана в обессеренном природном газе и предотвращая образования отложений углерода. На стадии 706 поток обессеренного природного газа, прошедший предриформинг, делят на два потока; один используют для технологического газа, другой используют для топливного газа. На этапе 708 технологический газ можно подавать в установку риформинга, где в зоне реакции получают поток сингаза, а в зоне горения получают поток топочного газа. В некоторых вариантах осуществления зона реакции может содержать

множество труб для риформинга, и зона горения может также содержать множество горелок, при этом зона горения выполнена с возможностью теплообмена с зоной реакции.

В некоторых вариантах осуществления прошедший предриформинг технологический газ при смешивании с технологическим паром вступает в реакцию в трубках для риформинга в зоне реакции установки риформинга, тем самым производя поток сингаза. Множество горелок установки риформинга сжигают топливный газ и отходящий газ PSA в присутствии окислителя (например, воздуха для горения) в зоне горения установки риформинга с целью обеспечения тепла для эндотермической реакции риформинга с получением из них дымового газа. В контексте настоящего документа воздух для горения может также содержать газовый поток, обогащенный кислородом.

В некоторых вариантах осуществления технологический пар может быть добавлен к потоку технологического газа перед введением потока технологического газа в установку предриформинга. Технологический пар также может быть добавлен к прошедшему предриформинг технологическому газу перед введением прошедшего предриформинг технологического газа в установку риформинга. На стадии 710 CO в сингазе можно преобразовывать в диоксид углерода (CO_2) и водород (H_2) в присутствии технологического пара в конвертере, где происходит реакция со сдвигом равновесия, для получения большего количества H_2 .

Поток сингаза после конверсии дополнительно охлаждают до температуры окружающей среды, чтобы удалить воду перед введением в установку PSA. Затем из установки PSA получают продуктовый поток водорода и поток отходящего газа PSA. Отходящий газ PSA, содержащий CO, CO_2 , H_2 и CH_4 , возвращают в установку риформинга, где он используется в качестве топлива на стадии 712. На стадии 714, одновременно с процессом риформинга технологического газа в установке риформинга на стадии 708, топливный газовый поток осушается путем охлаждения до температуры ниже точки росы воды путем теплообмена с низкотемпературным потоком с образованием сухого топливного газового потока. Низкотемпературный поток можно выбирать из группы, состоящей из отходящего газа PSA, выходящего из установки риформинга, холодного воздуха для горения, имеющего температуру окружающей среды, исходного углеводорода, используемого в качестве технологического газа и топливного газа при температуре окружающей среды, или их комбинаций.

Как отмечалось ранее, в ходе охлаждения топливного газа, низкотемпературный поток предпочтительно нагревается, что обеспечивает дополнительный синергизм (например, отходящий газ PSA подогревается перед возвратом в установку риформинга, холодный воздух для горения подогревается перед введением в установку риформинга

для сгорания топливного газа и отходящего газа PSA, и/или природный газ для использования в качестве технологического газа и топливного газа также подогревается перед введением в установку HDS для удаления серы). В результате сырой топливный газ можно осушить посредством теплообмена без потерь тепла из прошедшего предриформинг топливного газа.

На стадии 716 сухой топливный газовый поток нагревают путем теплообмена с высокотемпературным потоком с образованием нагретого сухого топливного газового потока. Высокотемпературный поток можно выбирать из группы, состоящей из потока сингаза, потока топочного газа из установки риформинга и их комбинации. На стадии 718 нагретый сухой топливный газовый поток направляют на горелки установки риформинга для использования в качестве топлива. Наконец, на стадии 720 горелки сжигают нагретый сухой топливный газовый поток и отходящий газ PSA в присутствии подогретого воздуха для горения, вводимого из подогревателя воздуха в камеру сгорания установки риформинга, с получением топочного газа. Сингаз, получаемый на стадии 708, и/или топочный газ, получаемый на этой стадии, можно использовать в качестве высокотемпературного потока для нагрева сухого топливного газа здесь на стадии 716.

Раскрываемые варианты осуществления обладают несколькими преимуществами над традиционными SMR. Во-первых, благодаря предриформингу топливного газа тяжелые углеводороды в топливном газе (например, природном газе) расщепляются до легких углеводородов, т.е. метана, приводя к повышению содержания метана и/или природного газа в топливном газе, что создает возможность для значительного снижения затрат на топливо и более высокой эффективности сгорания в системе по сравнению с традиционными SMR.

Во-вторых, благодаря удалению воды из топливного газа, содержание природного газа или метана в топливном газе также относительно повышается, тем самым создавая возможность для значительного снижения затрат на топливо и более высокой эффективности сгорания в системе по сравнению с традиционными SMR. Кроме того, благодаря охлаждению обессеренного топливного газа, прошедшего предриформинг, до температуры ниже точки росы воды с целью удаления воды, низкотемпературные потоки, такие как отходящий газ PSA, холодный воздух для горения, питающий природный газ при температуре окружающей среды или их комбинация, могут предварительно подогреваться, тем самым возвращая тепло из обессеренного топливного газа, прошедшего предриформинг.

В-третьих, природный газ, используемый в качестве топливного газа и технологического газа, подвергается обессериванию. Это означает, что может быть

использована энергия либо топочного газа, либо сингаза ниже точки росы серной кислоты, и таким образом избежать конденсации серной кислоты в системе. Другими словами, поскольку сера удалена из потока технологического газа и топливного газового потока, температура дымового газа может быть уменьшена до температуры ниже точки росы серной кислоты без конденсации серной кислоты в системе SMR, что способствует исключению коррозии оборудования, работающего в низкотемпературном диапазоне. В некоторых вариантах осуществления это преимущественно позволяет использовать углеродистую сталь вместо нержавеющей стали.

Хотя настоящее изобретение было описано в сочетании с его конкретными вариантами осуществления, очевидно, что многие альтернативы, модификации и вариации будут очевидны для специалистов в данной области техники в свете вышеизложенного описания. Соответственно, оно предназначено охватывать все такие альтернативы, модификации и варианты, которые находятся в пределах сущности и широкого объема прилагаемой формулы изобретения. Настоящее изобретение может подходящим образом содержать, состоять из или по сути состоять из раскрытых элементов и может быть осуществлено на практике в отсутствие элемента, который не раскрыт. Кроме того, если присутствует словесное упоминание порядка, такое как первый и второй, его следует понимать в примерном смысле, а не в ограничительном смысле. Например, специалисты в данной области техники понимают, что определенные этапы можно объединить в один этап.

Следует отметить, что в настоящем документе термины «тяжелый углеводород», «более тяжелый углеводород», «высший углеводород» и «длинноцепочечный углеводород» относятся к углеводороду C_2 и C_{2+} и могут использоваться взаимозаменяемо.

Формы единственного числа включают ссылки на множественное число, если в контексте явно не указано иное.

Термины «близок», или «примерно», или «в области» в тексте или в формуле изобретения означают $\pm 10\%$ от указанного значения.

В формуле изобретения термин «содержащий» является открытым переходным термином, который обозначает, что идентифицированные далее элементы формулы изобретения являются неисключительным перечнем, т. е. что угодно может быть дополнительно включено и оставаться в пределах объема термина «содержащий». Термин «содержащий» определен в настоящем документе как обязательно охватывающий более ограниченные переходные термины «состоящий по сути из» и «состоящий из»; термин «содержащий» может, следовательно, быть заменен термином «состоящий по сути

из» или термином «состоящий из» и оставаться в пределах явно определенного объема термина «содержащий».

В формуле изобретения термин «обеспечение» определяется в значении предоставления, снабжения, обеспечения наличия или получения чего-либо. Этап может быть выполнен посредством любого участника, в отсутствие ясно выраженного языка в формуле изобретения, имеющего противоположный смысл.

Термины «необязательный» или «необязательно» означают, что описанные далее событие или обстоятельства могут произойти или не произойти. Описание включает случаи, когда событие или обстоятельство происходит, и случаи, когда оно не происходит.

Диапазоны могут быть выражены в настоящем документе в виде величин от примерно одного конкретного значения и/или до примерно другого конкретного значения. Когда выражен такой диапазон, следует понимать, что другой вариант осуществления представляет собой величину от одного конкретного значения и/или до другого конкретного значения наряду со всеми комбинациями в пределах указанного интервала.

Все ссылки, определенные в настоящем документе, включены таким образом в настоящую заявку посредством ссылки в их полном объеме, а также для конкретной информации, для которой они приведены.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Система для риформинга углеводородного газового потока в водород, причем система включает в себя:

установку гидрообессеривания, предназначенную для обессеривания углеводородного газового потока с получением обессеренного углеводородного газового потока;

установку предрифформинга, предназначенную принимать обессеренный углеводородный газовый поток и преобразовывать тяжелые углеводороды в составе обессеренного углеводородного газового потока в метан с получением технологического газового потока предрифформинга и топливного газового потока предрифформинга;

первый теплообменник, предназначенный охлаждать топливный газовый поток предрифформинга до температуры ниже точки росы воды, чтобы удалять воду, содержащуюся в топливном газовом потоке, с получением сухого топливного газового потока;

второй теплообменник, предназначенный нагревать сухой топливный газовый поток с образованием нагретого сухого топливного газового потока;

установку риформинга, имеющую зону горения и зону реакции, где зона горения сообщается по текучей среде со вторым теплообменником и предназначена принимать нагретый сухой топливный газ из второго теплообменника, где зона реакции сообщается по текучей среде с установкой предрифформинга и предназначена принимать технологический газовый поток из установки предрифформинга, где установка риформинга предназначена для получения потока сингаза в зоне реакции и топливного газа в зоне горения в присутствии окислителя для горения; и

установку процесса адсорбции с колеблющимся давлением (PSA), предназначенную для приема потока сингаза и получения продуктового потока водорода и потока отходящего газа PSA.

2. Система по п. 11, где в первом теплообменнике используется технологический поток, выбранный из группы, состоящей из воздуха для горения, отходящего газа PSA, углеводородного газового потока и их комбинаций, для осушения топливного газового потока.

3. Система по любому из пп. 1 или 2, где во втором теплообменнике используется технологический поток, выбранный из группы, состоящей из горячего топочного газа, потока сингаза и их комбинаций, для нагрева топливного газового потока.

4. Система по любому из предшествующих пунктов, где в первом теплообменнике для осушки топливного газового потока используется воздух для горения, а во втором

теплообменнике используется поток горячего топочного газа для нагрева сухого топливного газового потока.

5. Система по любому из пп. 1-3, где в первом теплообменнике используется отходящий газ PSA для осушки топливного газового потока, а во втором теплообменнике используется поток горячего топочного газа для нагрева сухого топливного газового потока.

6. Система по пп. 1-3, где в первом теплообменнике используется углеводородный газовый поток для осушки топливного газового потока, а во втором теплообменнике используется поток горячего топочного газа для нагрева сухого топливного газового потока.

7. Система по пп. 1-3, где в первом теплообменнике для осушки топливного газового потока используется воздух для горения, а во втором теплообменнике используется газовый поток сингаза для нагрева сухого топливного газового потока.

8. Система по пп. 1-3, где в первом теплообменнике используется отходящий газ PSA для осушки топливного газового потока, а во втором теплообменнике используется газовый поток сингаза для нагрева сухого топливного газового потока.

9. Система по пп. 1-3, где в первом теплообменнике используется углеводородный газовый поток для осушки топливного газового потока, а во втором теплообменнике используется газовый поток сингаза для нагрева сухого топливного газового потока.

10. Система по любому из предыдущих пунктов, дополнительно содержащая источник углеводорода, содержащий трубопровод природного газа.

11. Система по любому из предыдущих пунктов, где установка риформинга представляет собой установку парового риформинга метана, а зона реакции содержит трубки для риформинга.

12. Система по любому из предыдущих пунктов, где установка предриформинга представляет собой адиабатическую установку предриформинга, которая включает в себя теплоизолированную емкость, заполненную катализатором для предриформинга.

13. Способ риформинга углеводородного газового потока, причем способ содержит стадии:

а) обессеривания углеводородного газового потока с получением обессеренного углеводородного газа;

б) предриформинга обессеренного углеводородного газа в присутствии воды с получением технологического газа предриформинга и топливного газа предриформинга путем конверсии тяжелых углеводородов в обессеренном углеводородном газе в метан;

с) осушения топливного газового потока охлаждением топливного газового потока до температуры ниже точки росы воды с получением сухого топливного газового потока;

d) нагрева сухого топливного газового потока с образованием нагретого сухого топливного газового потока;

e) преобразования метана в технологическом газовом потоке в монооксид углерода и водород, тем самым получая поток сингаза в реакционной зоне установки риформинга и потока топочного газа в зоне горения установки риформинга путем сжигания нагретого сухого топливного газового потока в зоне горения установки риформинга в присутствии окислителя для горения, где камера сгорания выполнена с возможностью теплообмена с зоной реакции; и

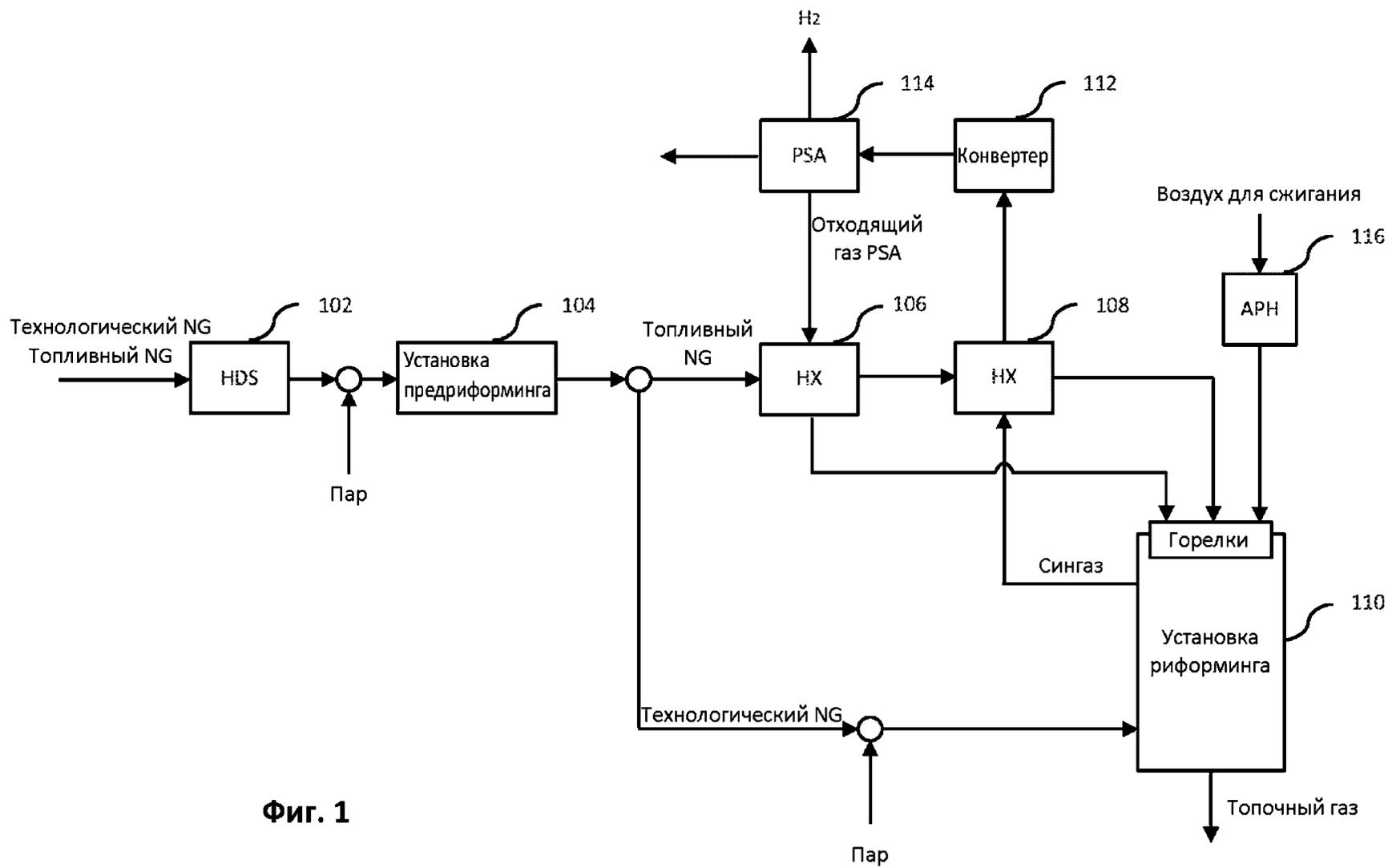
f) введения потока сингаза в установку процесса адсорбции с колеблющимся давлением (PSA) в условиях, эффективных для получения потока водорода в качестве продукта и потока отходящего газа PSA.

14. Способ, как заявлено в п. 13, где топливный газовый поток осушают на стадии с), используя технологический поток, выбранный из группы, состоящей из воздуха для горения, отходящего газа PSA, углеводородного газового потока и их комбинаций.

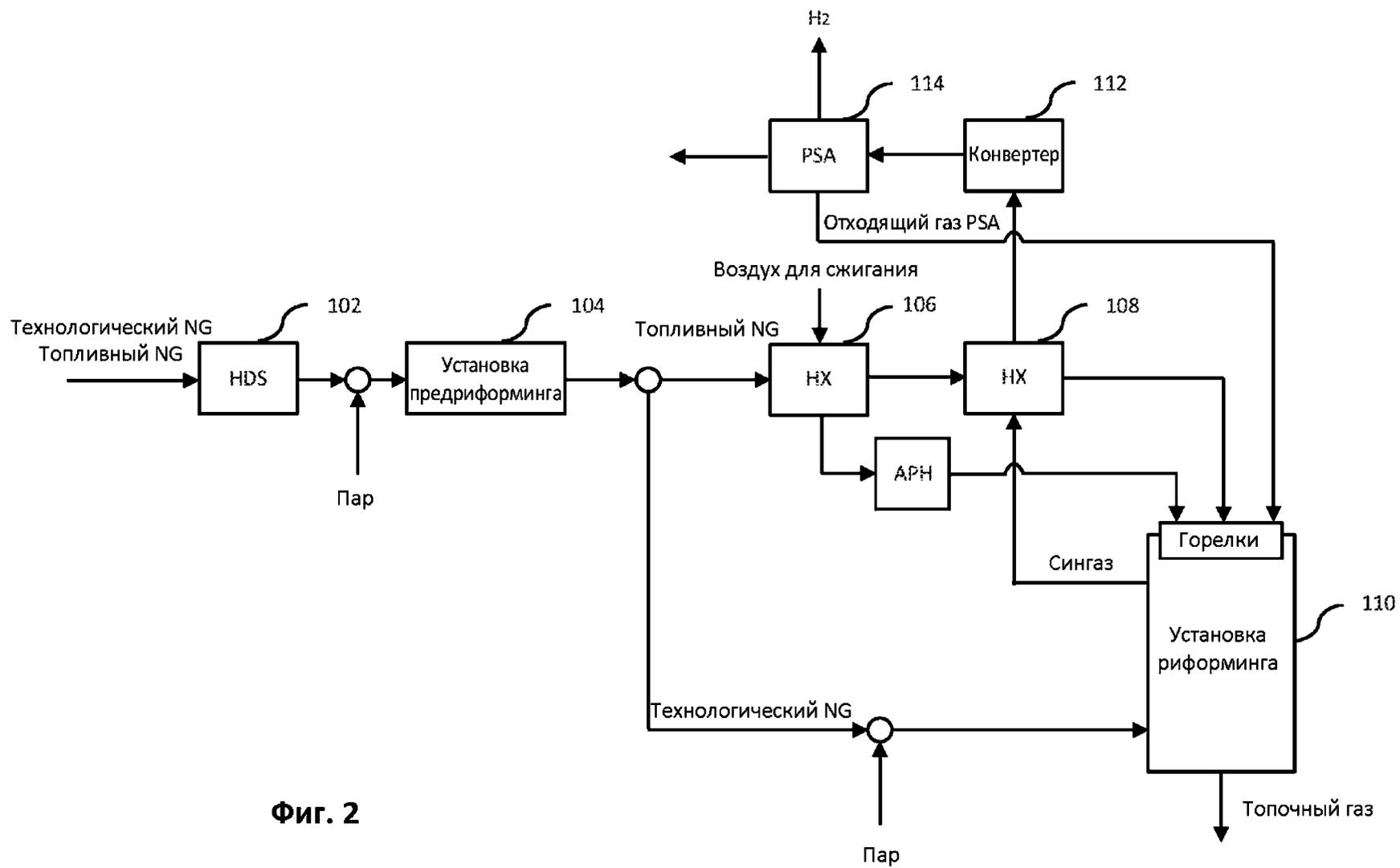
15. Способ, как заявлено в любом из пп. 13 или 14, где сухой топливный газовый поток нагревают на стадии d), используя технологический поток, выбранный из группы, состоящей из топочного газа, потока сингаза и их комбинаций.

16. Способ по любому из пп. 13-15, где углеводород представляет собой природный газ.

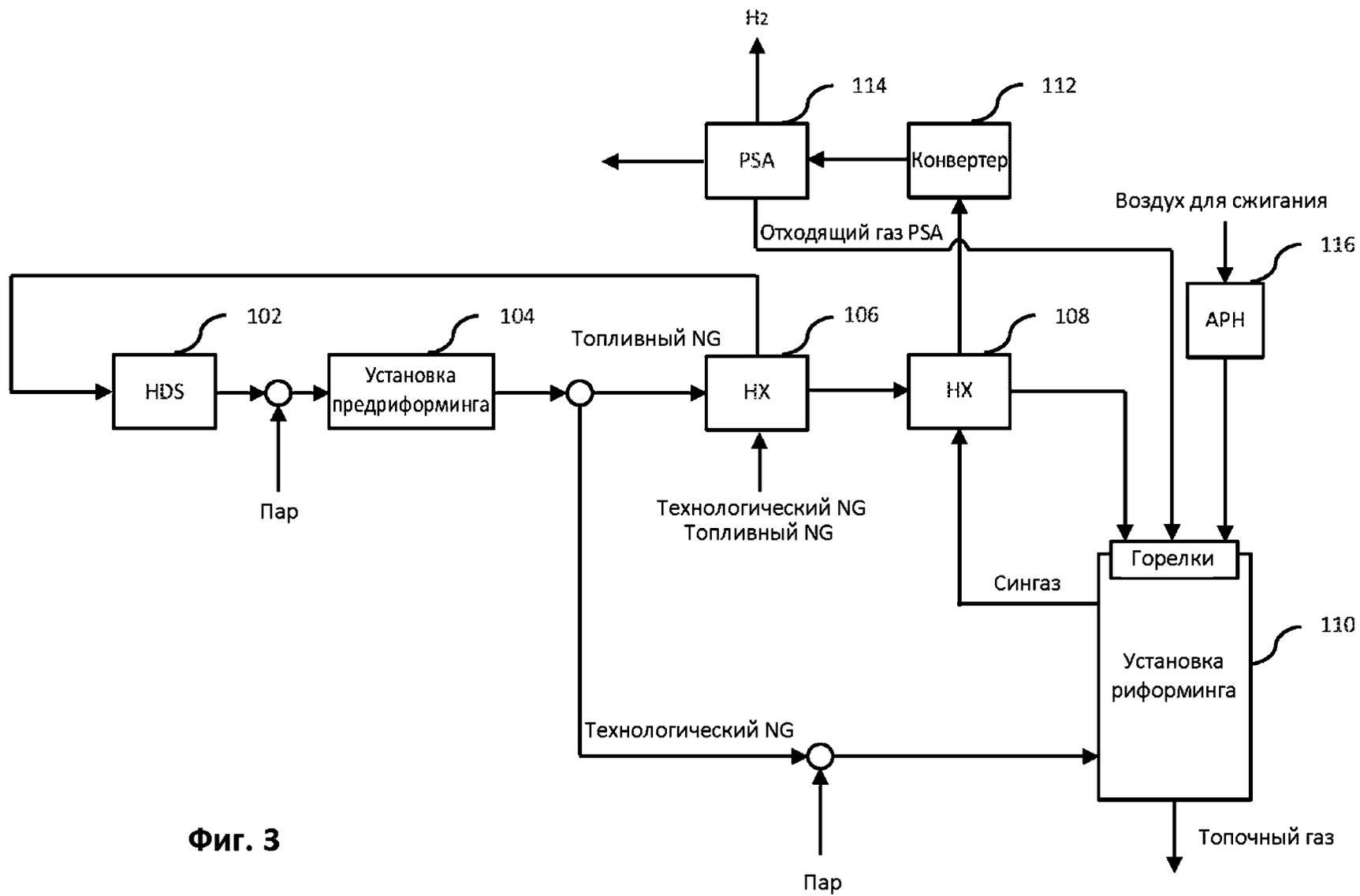
17. Способ по любому из пп. 13-16, где окислитель для горения представляет собой воздух.



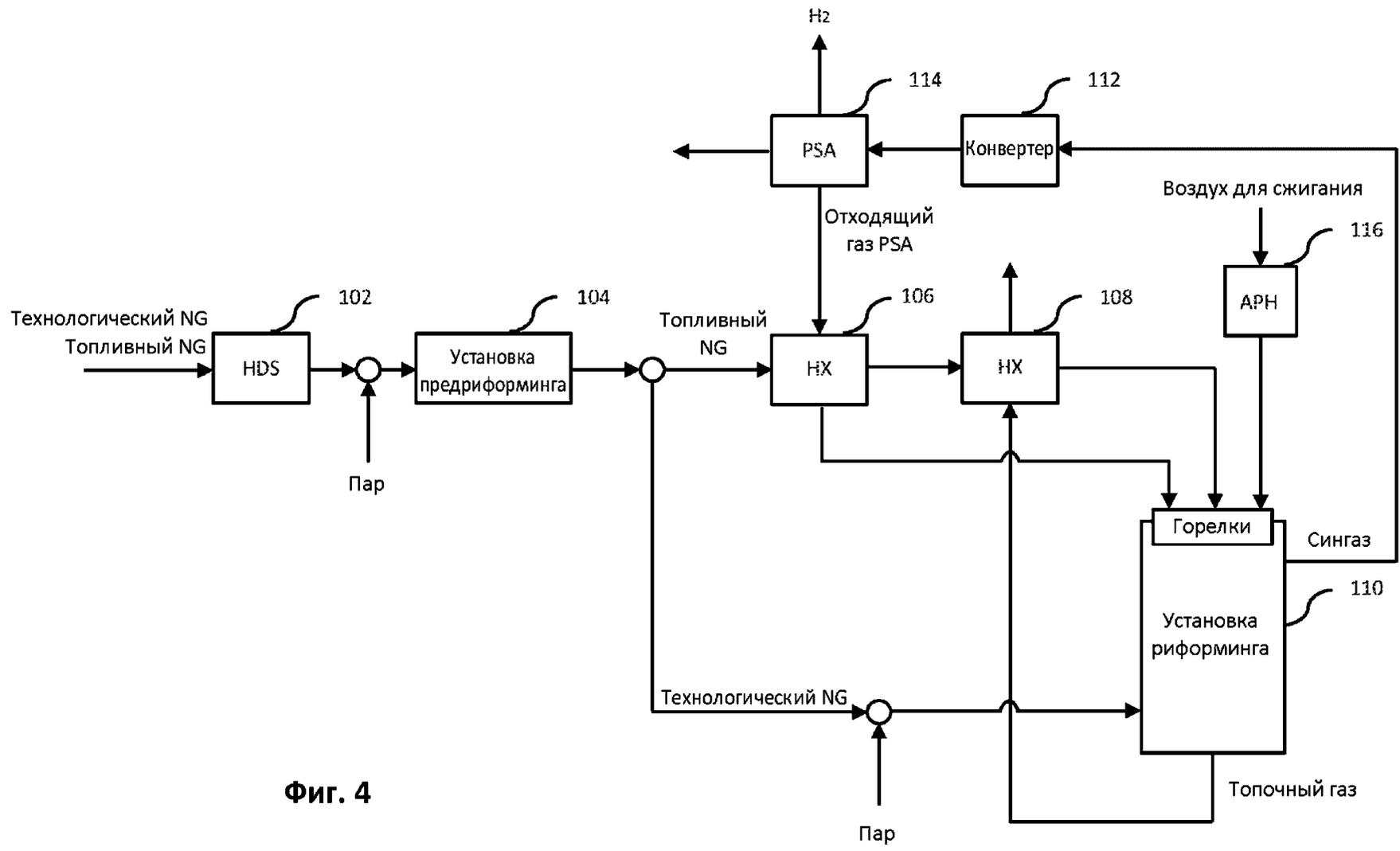
Фиг. 1



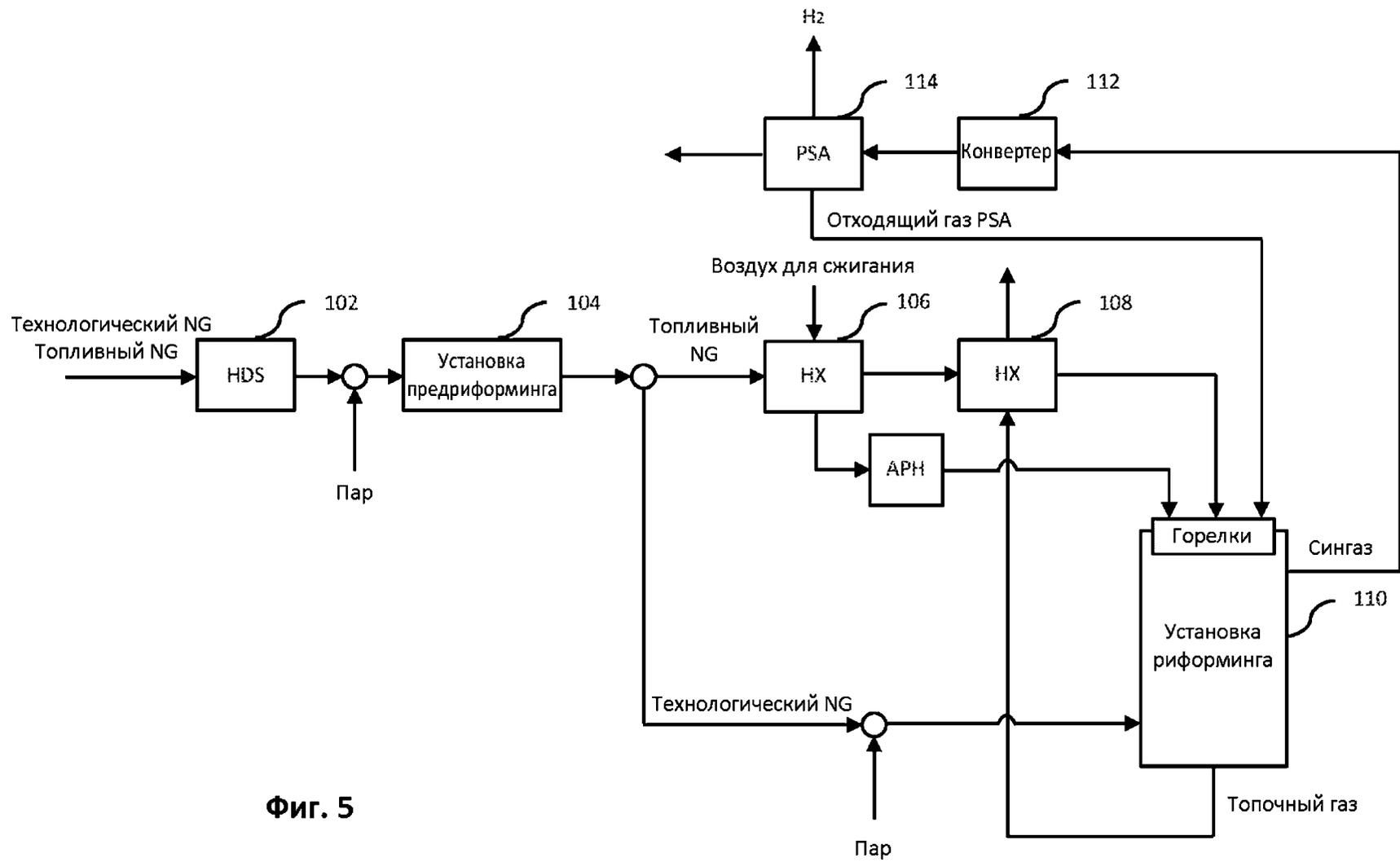
Фиг. 2



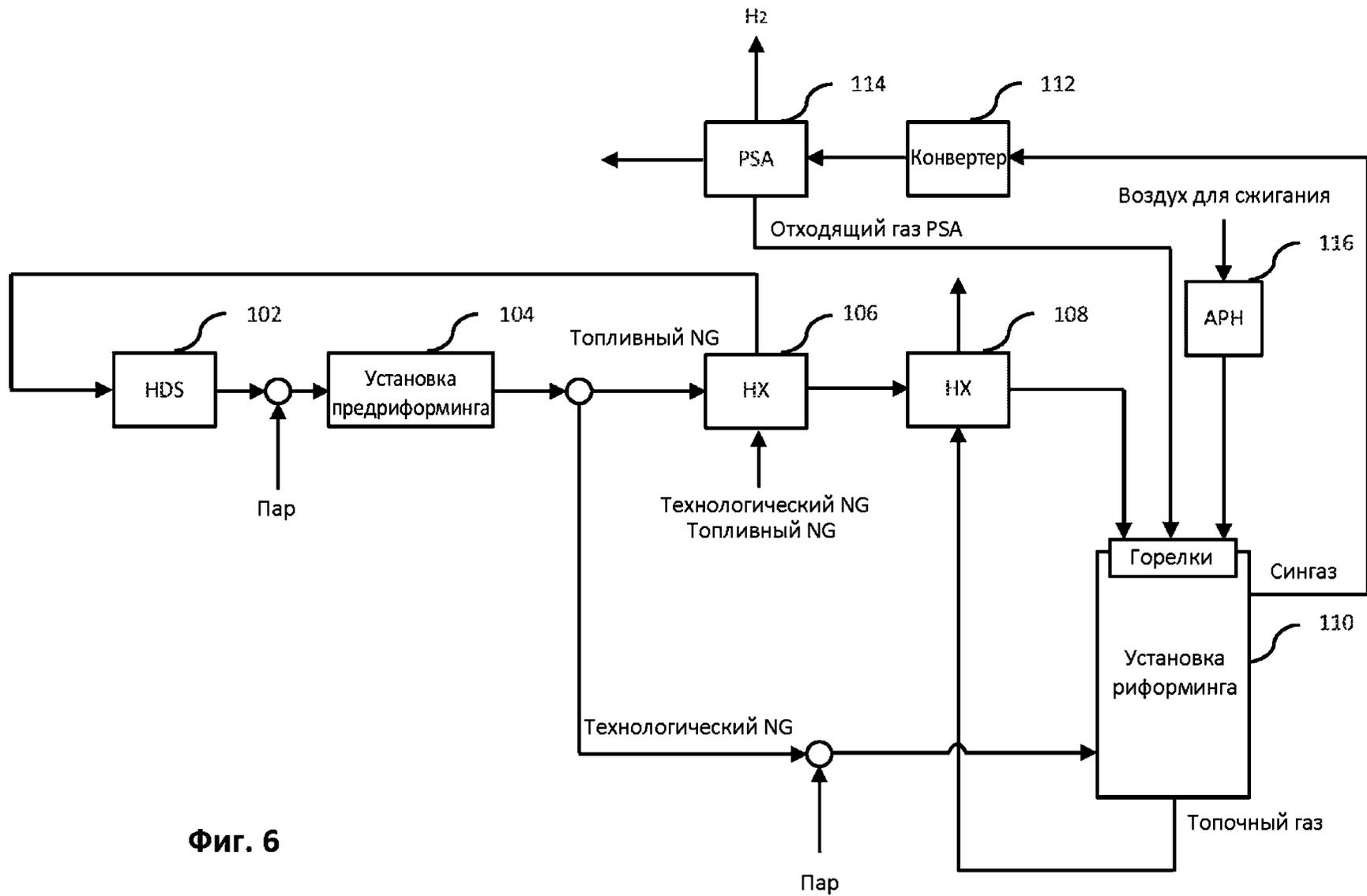
Фиг. 3



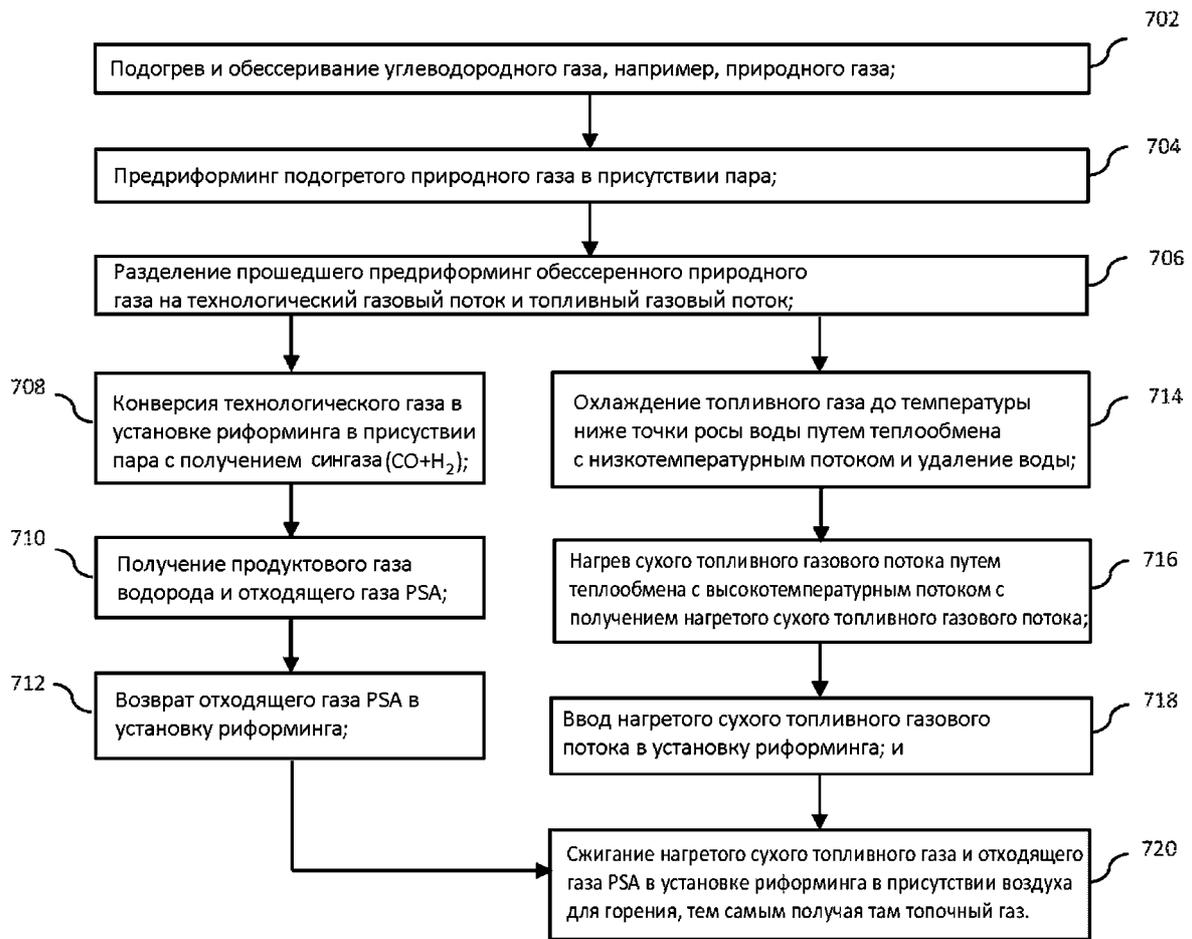
Фиг. 4



Фиг. 5



Фиг. 6



Фиг. 7