



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК  
F02C 3/00 (2006.01); F02C 3/34 (2006.01)

(21)(22) Заявка: 2016102635, 24.06.2014

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
24.06.2014

Дата регистрации:  
21.02.2018

Приоритет(ы):

(30) Конвенционный приоритет:  
28.06.2013 US 61/841,234;  
23.06.2014 US 14/312,659

(43) Дата публикации заявки: 02.08.2017 Бюл. № 22

(45) Опубликовано: 21.02.2018 Бюл. № 6

(85) Дата начала рассмотрения заявки РСТ на  
национальной фазе: 28.01.2016

(86) Заявка РСТ:  
US 2014/043971 (24.06.2014)

(87) Публикация заявки РСТ:  
WO 2014/210079 (31.12.2014)

Адрес для переписки:  
129090, Москва, ул. Б.Спасская, 25, строение 3,  
ООО "Юридическая фирма Городисский и  
Партнеры"

(72) Автор(ы):

ТАТЧЕР Джонатан Карл (US),  
УЭСТ Джеймс А. (US),  
ВОРЕЛ Аарон Лейвен (US)

(73) Патентообладатель(и):

ЭКСОНМОБИЛ АПСТРИМ РИСЕРЧ  
КОМПАНИ (US)

(56) Список документов, цитированных в отчете  
о поиске: US 5771868 A, 30.06.1998. EP  
2597288 A2, 29.05.2013. US 2010/058758 A1,  
11.03.2010. RU 2012131310 A, 27.01.2014.

C2  
2  
9  
3  
5  
4  
6  
U

R  
U

2  
6  
4  
5  
3  
9  
2

C  
2

(54) СИСТЕМЫ И СПОСОБЫ УПРАВЛЕНИЯ ПОТОКОМ ВЫХЛОПНОГО ГАЗА В  
ГАЗОТУРБИННЫХ СИСТЕМАХ С РЕЦИРКУЛЯЦИЕЙ ВЫХЛОПНОГО ГАЗА

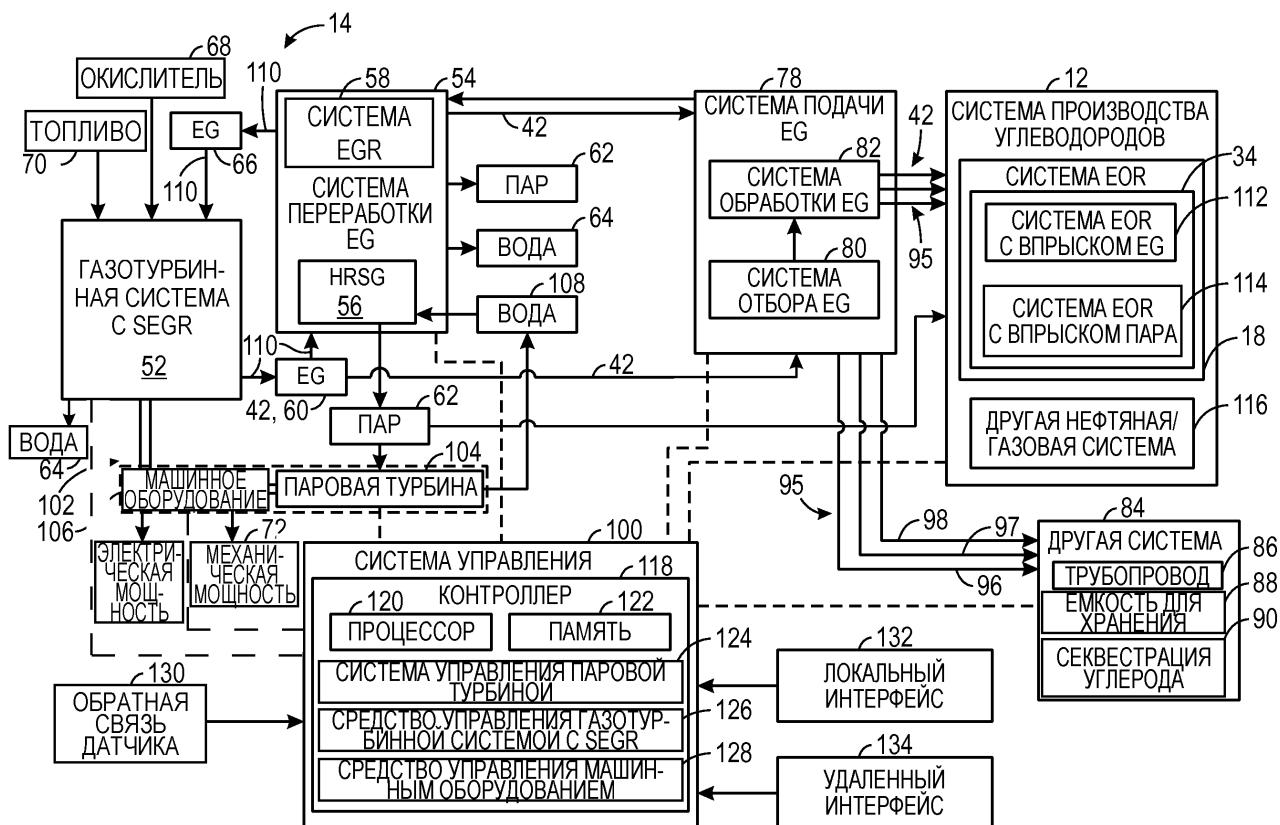
(57) Реферат:

Изобретение относится к газотурбинным двигателям и, в частности, к газотурбинным системам с рециркуляцией выхлопного газа (EGR). Технический результат включает в себя улучшенную оперативность при управлении газотурбинными системами с EGR. Способ управления газотурбинной системой с рециркуляцией выхлопного газа (EGR), при котором регулируют угол множества впускных направляющих лопаток компрессора выхлопного

газа газотурбинной системы с EGR. Множество впускных направляющих лопаток имеют первый диапазон движения, ограниченный минимальным углом и максимальным углом, причем угол регулируют на основе одного или более отслеживаемых или моделируемых параметров газотурбинной системы с EGR. Регулируют шаг множества лопаток нагнетателя рециркуляционного нагнетателя, расположенного по потоку перед компрессором выхлопного газа.

Множество лопаток нагнетателя имеют второй диапазон движения, ограниченный минимальным шагом и максимальным шагом, и шаг множества лопаток нагнетателя регулируют на основе по меньшей мере угла множества впускных направляющих лопаток. Газотурбинная система содержит компрессор выхлопного газа, расположенный вдоль тракта EGR и выполненный с возможностью сжатия рециркулированного выхлопного газа. Рециркуляционный нагнетатель, содержащий множество лопаток нагнетателя и электрический двигатель и расположенный вдоль тракта EGR и по потоку перед компрессором выхлопного газа. Контроллер, соединенный с элементом управления потоком и с рециркуляционным

нагнетателем. Контроллер выполнен с возможностью управления положением элемента управления потоком на основе измеряемого или модулируемого параметра газотурбинной системы с EGR, выполнен с возможностью управления одним или более эксплуатационным параметром рециркуляционного нагнетателя для управления потоком рециркулированного выхлопного газа к секции впуска на основе положения элемента управления потоком. Указанный один или более эксплуатационный параметр включает скорость вращения нагнетателя, управляемого указанным электрическим двигателем, шаг множества лопаток нагнетателя или любую их комбинацию. 3 н. и 22 з.п. ф-лы, 10 ил., 2 табл.



ФИГ. 2

FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

## (12) ABSTRACT OF INVENTION

(52) CPC  
F02C 3/00 (2006.01); F02C 3/34 (2006.01)

(21)(22) Application: 2016102635, 24.06.2014

(24) Effective date for property rights:  
24.06.2014Registration date:  
21.02.2018

Priority:

(30) Convention priority:  
28.06.2013 US 61/841,234;  
23.06.2014 US 14/312,659

(43) Application published: 02.08.2017 Bull. № 22

(45) Date of publication: 21.02.2018 Bull. № 6

(85) Commencement of national phase: 28.01.2016

(86) PCT application:  
US 2014/043971 (24.06.2014)(87) PCT publication:  
WO 2014/210079 (31.12.2014)Mail address:  
129090, Moskva, ul. B.Spasskaya, 25, stroenie 3,  
OOO "Yuridicheskaya firma Gorodisskij i Partnery"

(72) Inventor(s):

TATCHER Dzhonatan Karl (US),  
UEST Dzhejms A. (US),  
VOREL Aaron Lejven (US)

(73) Proprietor(s):

EKSONMOBIL APSTRIM RISERCH  
KOMPANI (US)R U  
2 6 4 5 3 9 2  
C 2  
C 9  
C 3  
C 4  
C 6  
R U(54) SYSTEMS AND METHODS FOR CONTROLLING FLOW OF EXHAUST GAS IN GAS TURBINE  
SYSTEMS WITH RECIRCULATION OF EXHAUST GAS

(57) Abstract:

FIELD: engines and pumps.

SUBSTANCE: method of controlling a gas turbine system with exhaust gas recirculation (EGR) in which the angle of plurality of inlet guide blades of the exhaust gas compressor of the gas turbine system with EGR is adjusted. The plurality of inlet guide blades has a first range of motion limited by a minimum angle and a maximum angle, at that, the angle is adjusted based on one or more monitored or modelled parameters of the gas turbine system with EGR. The pitch of plurality of blades of the supercharger of the recirculation blower arranged upstream of the exhaust gas compressor is

adjusted. The plurality of supercharger blades has a second range of motion limited by a minimum pitch and a maximum pitch, and the pitch of the plurality of supercharger blades is adjusted based on at least the angle of the plurality of inlet guide blades. The gas turbine system comprises an exhaust gas compressor disposed along the EGR path and configured to compress recirculated exhaust gas. A recirculation supercharger comprising a plurality of supercharger blades and an electric motor and located along the EGR path and upstream of the exhaust gas compressor. The controller is connected to the flow control element and

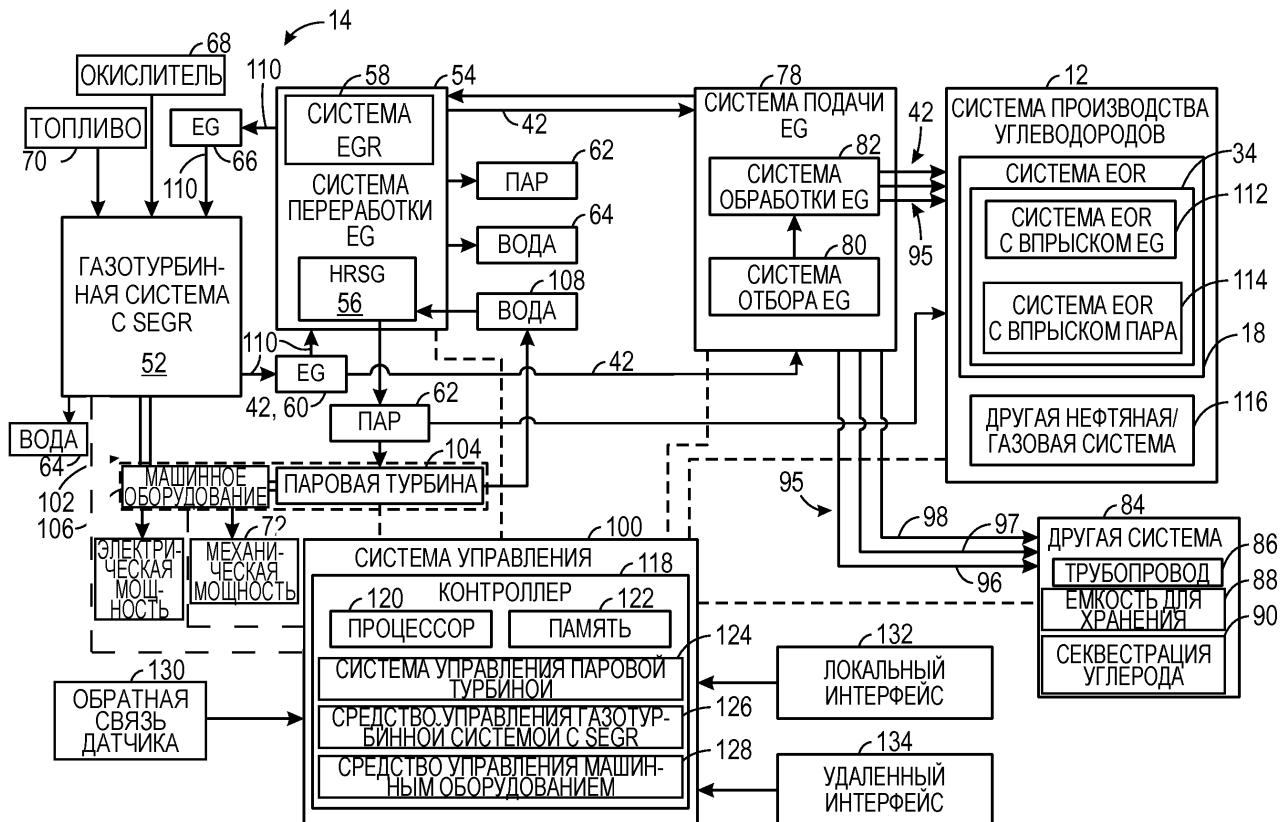
R U 2 6 4 5 3 9 2 C 2

the recirculation supercharger. The controller is arranged to control the position of the flow control element based on the measured or modulated parameter of the gas turbine system with EGR, and is configured to control one or more operational parameters of the recirculation blower for controlling the flow of recirculated exhaust gas to the inlet section based on the position of the flow control element. Said one or

more operation parameter includes a rotational speed of a supercharger controlled by said electric motor, a pitch of a plurality of supercharger blades, or any combination thereof.

EFFECT: improved responsiveness for controlling gas turbine systems with exhaust gas recirculation.

25 cl, 10 dwg, 2 tbl



ФИГ. 2

C 2  
2 6 4 5 3 9 2  
R U

### Уровень техники

Объект изобретения, раскрытый здесь, относится к газотурбинным двигателям и, в частности, к газотурбинным системам с рециркуляцией выхлопного газа (EGR).

Газотурбинные двигатели используются в широком множестве применений, таких как генерация мощности, авиация и различное машинное оборудование. Газотурбинные двигатели в общем сжигают топливо с окислителем (например, воздухом) в секции камеры сгорания для генерации горячих продуктов сгорания, которые далее приводят в движение одну или более ступеней турбины секции турбины. Ступени турбины при приведении в движение горячими продуктами сгорания передают мощность вращения валу. Вращающийся вал в свою очередь приводит в движение одну или более ступеней компрессора секции компрессора и также может приводить в движение электрический генератор для производства электрической энергии. Газотурбинные двигатели могут включать в себя множество средств управления для улучшения производительности и эффективности, при этом также уменьшая загрязнения в выхлопном газе. К сожалению, средства управления становятся сложными для газотурбинных систем с рециркуляцией выхлопного газа. В связи с этим может быть необходимо улучшение средств управления для газотурбинных двигателей с рециркуляцией выхлопного газа.

### Краткое описание изобретения

Определенные варианты выполнения, сопоставимые по объему охраны с первоначально заявленным объектом изобретения, обобщены ниже. Эти варианты выполнения не предназначены для ограничения объема охраны заявленного изобретения, а точнее эти варианты выполнения предназначены только для обеспечения краткой сущности возможных форм изобретения. Более того, настоящее раскрытие может охватывать множество форм, которые могут быть подобными или отличными от вариантов выполнения, изложенных ниже.

В одном варианте выполнения газотурбинная система с рециркуляцией выхлопного газа (EGR) включает в себя компрессор выхлопного газа, расположенный вдоль тракта EGR и выполненный с возможностью сжатия рециркулированного выхлопного газа для производства разбавителя выхлопного газа. Компрессор выхлопного газа включает в себя секцию впуска, имеющую элемент управления потоком, выполненный с возможностью модуляции потока рециркулированного выхлопного газа в компрессор выхлопного газа на основе положения элемента управления потоком. Дополнительно положение элемента управления потоком способно изменяться от положения максимального открытия до положения минимального открытия. Система включает в себя рециркуляционный нагнетатель, расположенный вдоль тракта EGR и по потоку перед компрессором выхлопного газа, причем рециркуляционный нагнетатель выполнен с возможностью обеспечения потока рециркулированного выхлопного газа к секции впуска, и причем поток рециркулированного выхлопного газа изменяется от минимального выхода нагнетателя до максимального выхода нагнетателя. Система также включает в себя контроллер, соединенный с элементом управления потоком и с рециркуляционным нагнетателем, причем контроллер выполнен с возможностью управления положением элемента управления потоком на основе измеряемого или моделируемого параметра газотурбинной системы с EGR. Дополнительно контроллер выполнен с возможностью управления одним или более эксплуатационными параметрами рециркуляционного нагнетателя для управления потоком рециркулированного выхлопного газа к секции впуска на основе положения элемента управления потоком.

В другом варианте выполнения способ управление газотурбинной системой с

рециркуляцией выхлопного газа (EGR) включает в себя этап, на котором регулируют угол множества впускных направляющих лопаток компрессора выхлопного газа газотурбинной системы с EGR, причем множество впускных направляющих лопаток имеет первый диапазон движения, ограниченный минимальным углом и максимальным углом, и причем угол регулируют на основе одного или более отслеживаемых или моделируемых параметров газотурбинной системы с EGR. Способ дополнительно включает в себя этап, на котором регулируют шаг множества лопаток нагнетателя рециркуляционного нагнетателя, расположенного по потоку перед компрессором выхлопного газа, причем множество лопаток нагнетателя имеет второй диапазон движения, ограниченный минимальным шагом и максимальным шагом, и шаг множества лопаток нагнетателя регулируют на основе по меньшей мере угла множества впускных направляющих лопаток.

В другом варианте выполнения энергонезависимая считываемая компьютером среда хранит инструкции, выполняемые процессором электронного устройства. Инструкции включают в себя инструкции по регулировке угла множества впускных направляющих лопаток секции компрессора газотурбинной системы на основе одного или более моделируемых или измеряемых параметров газотурбинной системы, причем угол изменяется от минимального угла до максимального угла. Инструкции также включают в себя инструкции по регулировке шага множества лопаток нагнетателя нагнетателя, соединенного по текучей среде с впуском секции компрессора, причем шаг изменяется от минимального шага до максимального шага, причем шаг регулируется на основе угла множества впускных направляющих лопаток относительно минимального угла.

#### Краткое описание чертежей

Эти и другие признаки, аспекты и преимущества настоящего изобретения станут более понятны при прочтении следующего далее подробного описания со ссылкой на прилагаемые чертежи, на которых одинаковыми ссылочными позициями обозначены одинаковые части на всех чертежах, на которых:

Фиг. 1 - изображение варианта выполнения системы, имеющей систему ресурсов на основе турбины, соединенную с системой производства углеводородов;

Фиг. 2 - изображение варианта выполнения системы с Фиг. 1, дополнительно иллюстрирующее систему управления и систему комбинированного цикла;

Фиг. 3 - изображение варианта выполнения системы с Фиг. 1 и 2, дополнительно иллюстрирующее детали газотурбинного двигателя, системы подачи выхлопного газа и системы переработки выхлопного газа;

Фиг. 4 - блок-схема варианта выполнения процесса эксплуатации системы с Фиг. 1-3;

Фиг. 5 - изображение варианта выполнения системы управления для управления газотурбинной системой со стехиометрической рециркуляцией выхлопного газа (SEGR) с Фиг. 1-3, иллюстрирующее компоненты участка рециркуляции выхлопного газа газотурбинной системы с SEGR;

Фиг. 6 - график, иллюстрирующий температуру выхлопа рециркуляционной газовой турбины (RGT) для варианта выполнения газотурбинной системы с SEGR с Фиг. 5 в зависимости времени при независимом изменении угла впускной направляющей лопатки (IGV) и лопатки нагнетателя (BV);

Фиг. 7 - график, иллюстрирующий вариант выполнения стратегии управления, ориентированной на эффективность, для использования при определении пригодного угла IGV и пригодного шага BV при увеличении нагрузки газотурбинной системы с SEGR;

Фиг. 8 - график, иллюстрирующий вариант выполнения стратегии управления, ориентированной на оперативность, для использования при определении пригодного угла IGV и пригодного шага BV при увеличении нагрузки газотурбинной системы с SEGR;

5 Фиг. 9 - изображение, иллюстрирующее примерные ограничения и входные данные, которые контроллер может использовать для определения пригодного угла IGV и пригодного шага BV при управлении эксплуатацией газотурбинной системы с SEGR в соответствии с вариантом выполнения настоящего подхода; и

10 Фиг. 10 - набор графиков, иллюстрирующих температуру выхлопа или воспламенения, угол IGV и шаг BV газотурбинной системы с SEGR во время эксплуатации в соответствии с вариантом выполнения настоящего подхода.

#### Подробное описание изобретения

Один или более конкретных вариантов выполнения настоящего изобретения будут описаны ниже. При попытке обеспечения краткого описания этих вариантов выполнения 15 все признаки фактического варианта выполнения могут быть не описаны в описании. Следует принимать во внимание, что при разработке любого такого фактического варианта выполнения, как и в инженерном проекте или проекте разработки, выполняются многочисленные решения для конкретного варианта выполнения для достижения конкретных целей, таких как соблюдение относящихся к системе и/или 20 варианта выполнения ограничений, которые могут изменяться от одного варианта выполнения к другому. Более того, следует принимать во внимание, что такая попытка может быть сложной и трудоемкой, но будет тем не менее представлять собой обычное предприятие разработки, изготовления и производства для специалиста в области техники, имеющего преимущество этого раскрытия.

25 Подробные примерные варианты выполнения раскрыты здесь. Однако конкретные конструктивные и функциональные детали, раскрытые здесь, являются всего лишь характерными для целей описания примерных вариантов выполнения. Варианты выполнения настоящего изобретения могут, однако, быть выполнены во многих альтернативных формах и не должны подразумеваться как ограниченные только 30 вариантами выполнения, изложенными здесь.

Соответственно, при том, что примерные варианты выполнения способны к различным преобразованиям и альтернативным формам, их варианты выполнения проиллюстрированы путем примера на фигурах и будут здесь описаны подробно. Следует понимать, однако, что отсутствует намерение ограничивать примерные 35 варианты выполнения особыми раскрытыми формами, а, наоборот, примерные варианты выполнения должны охватывать все преобразования, эквиваленты и альтернативы, находящиеся в пределах объема охраны настоящего изобретения.

40 Терминология, используемая здесь, предназначена для описания только особых вариантов выполнения и не предназначена быть ограничивающей примерные варианты выполнения. Как используется здесь, формы единственного числа предназначены для включения в себя также форм множественного числа, если контекст ясно не указывает иначе. Выражения «содержит», «содержащий», «включает в себя» и/или «включающий в себя» при использовании здесь уточняют наличие изложенных признаков, целых 45 чисел, этапов, операций, элементов и/или компонентов, но не исключают наличия или добавления одного или более других признаков, целых чисел, этапов, операций, элементов, компонентов и/или их групп.

Несмотря на то, что выражения «первый», «второй», «основной», «вспомогательный» и т.д. могут использоваться здесь для описания различных элементов, эти элементы не

должны ограничиваться этими выражениями. Эти выражения используются только для отличия одного элемента от другого. Например, но не ограничиваясь этим, первый элемент может быть назван вторым элементом и, подобным образом, второй элемент может быть назван первым элементом без отклонения от объема охраны примерных 5 вариантов выполнения. Как используется здесь, выражение «и/или» включает в себя любые и все совокупности одного или более связанных перечисленных элементов.

Определенная терминология может использоваться здесь только для удобства читателя, и ее не следует принимать в качестве ограничения объема охраны изобретения. Например, слова, такие как «высший», «низший», «левый», «правый», «передний», 10 «задний», «верхний», «нижний», «горизонтальный», «вертикальный», «ближний», «далний», «впереди», «сзади» и т.п.; всего лишь описывают конфигурацию, показанную на Фиг. Более того, элемент или элементы варианта выполнения настоящего изобретения могут быть ориентированы в любом направлении, и терминологию в связи с этим следует понимать как охватывающую такие изменения, если не определено иначе.

15 Как рассмотрено подробно ниже, раскрытие варианты выполнения относятся в общем к газотурбинным системам с рециркуляцией выхлопного газа (EGR) и особенно стехиометрической эксплуатации газотурбинных систем, использующих EGR. Например, газотурбинные системы могут быть выполнены с возможностью рециркуляции выхлопного газа по тракту рециркуляции выхлопа, стехиометрического сжигания 20 топлива и окислителя вместе с по меньшей мере некоторой частью рециркулированного выхлопного газа и улавливания выхлопного газа для использования в различных целевых системах. В дополнение к управлению потоком топлива и/или окислителя, рециркуляция выхлопного газа вместе со стехиометрическим сгоранием может содействовать увеличению уровня концентрации CO<sub>2</sub> в выхлопном газе, который может 25 далее подвергаться последующей обработке для сепарации и очистки CO<sub>2</sub> и азота (N<sub>2</sub>) для использования в различных целевых системах. Газотурбинные системы также могут применять различную переработку выхлопного газа (например, утилизацию тепла, 30 реакции с катализатором и т.д.) по тракту рециркуляции выхлопа, тем самым увеличивая уровень концентрации CO<sub>2</sub>, уменьшая уровни концентрации других выбросов (например, монооксида углерода, оксидов азота и несгоревших углеводородов) и увеличивая 35 утилизацию энергии (например, с блоками утилизации тепла).

Более того, некоторые преимущества могут быть реализованы с использованием 40 рециркулированного выхлопного газа внутри газотурбинной системы с EGR в соответствии с настоящим раскрытием, включающие в себя увеличенное время эксплуатации для различных компонентов, более широкие эксплуатационные диапазоны для различных компонентов за счет увеличенных охлаждающих способностей и т.д. Такие варианты выполнения описаны более подробно ниже, причем сначала 45 представлены общие компоненты газотурбинной системы с EGR, сопровождаемые конкретными примерами образа, которым рециркулированный выхлопной газ может использоваться внутри газотурбинной системы с EGR.

Раскрытие варианты выполнения относятся к управлению параметрами 45 газотурбинной системы с EGR (например, температурой выхлопного газа или температурой воспламенения) путем управления потоком выхлопного газа по тракту рециркуляции выхлопа. В частности настоящие варианты выполнения обеспечивают системы и способы управления эксплуатационными параметрами газотурбинной системы с EGR путем управления потоком выхлопного газа через рециркуляционный нагнетатель и в секцию рециркуляционного компрессора, расположенную вдоль тракта

рециркуляции выхлопа. Более того, как изложено подробно ниже, раскрытие в настоящее время системы управления и способы могут обеспечивать регулировку параметров газотурбинной системы с EGR (например, температуры выхлопа или воспламенения) оперативным и эффективным образом. Например, с помощью

5 улучшения управления газотурбинной системой с EGR настоящий подход может содействовать обеспечению поддержания системой стехиометрического или близкого к стехиометрическому сгорания, ограничения температуры сгорания (например, для ограничения производства  $\text{NO}_x$  во время сгорания) и/или улучшения качества выхлопного газа для последующих применений.

10 С учетом вышеупомянутого, Фиг. 1 представляет собой изображение варианта выполнения системы 10, имеющей систему 12 производства углеводородов, связанную с системой 14 ресурсов на основе турбины. Как рассмотрено более подробно ниже, различные варианты выполнения системы 14 ресурсов на основе турбины выполнены с возможностью обеспечения различных ресурсов, таких как электрическая мощность,

15 механическая мощность и текучие среды (например, выхлопной газ) к системе 12 производства углеводородов для обеспечения производства или извлечения нефти и/или газа. В проиллюстрированном варианте выполнения системы 12 производства углеводородов включает в себя систему 16 отбора нефти/газа и систему 18 улучшенной нефтеотдачи (EOR), которые соединены с подземным резервуаром 20 (например,

20 резервуаром нефти, газа или углеводородов). Система 16 отбора нефти/газа включает в себя множество поверхностного оборудования 22, такого как фонтанная арматура или эксплуатационная арматура 24, соединенные с нефтяной/газовой скважиной 26. Более того, скважина 26 может включать в себя одну или более труб 28,

25 продолжающихся через пробуренное отверстие 30 в земле 32 до подземного резервуара 20. Арматура 24 включает в себя один или более клапанов, заслонок, изоляционных

втулок, противовыбросовых превенторов и различных устройств управления потоком, которые регулируют давления и управляют потоками к и из подземного резервуара 20. Несмотря на то, что арматура 24 в общем используется для управления потоком добываемой текучей среды (например, нефти или газа) из подземного резервуара 20,

30 система 18 EOR может увеличивать производство нефти или газа путем впрыска одной или более текучих сред в подземный резервуар 20.

Соответственно система 18 EOR может включать в себя систему 34 впрыска текучей среды, которая имеет одну или более труб 36, продолжающихся через отверстие 38 в земле 32 до подземного резервуара 20. Например, система 18 EOR может направлять

35 одну или более текучих сред 40, таких как газ, пар, вода, химические вещества или их любую совокупность, в систему 34 впрыска текучей среды. Например, как рассмотрено более подробно ниже, система 18 EOR может быть соединена с системой 14 ресурсов на основе турбины так, что система 14 направляет выхлопной газ 42 (например, по существу или полностью не содержащий кислород) к системе 18 EOR для использования

40 в качестве впрыскиваемой текучей среды 40. Система 34 впрыска текучей среды направляет текучую среду 40 (например, выхлопной газ 42) через одну или более труб 36 в подземный резервуар 20, как обозначено стрелками 44. Впрыскиваемая текучая среда 40 поступает в подземный резервуар 20 через трубу 36 на расстоянии 46 смещения в сторону от трубы 28 нефтяной/газовой скважины 26. Соответственно впрыскиваемая текучая среда 40 вытесняет нефть/газ 48, расположенные в подземном резервуаре 20,

45 и приводит в движение нефть/газ 48 вверх через одну или более труб 28 системы 12 производства углеводородов, как обозначено стрелками 50. Как рассмотрено более подробно ниже, впрыскиваемая текучая среда 40 может включать в себя выхлопной

газ 42, поступающий из системы 14 ресурсов на основе турбины, которая способна генерировать выхлопной газ 42 на месте, как необходимо системе 12 производства углеводородов. Другими словами, система 14 на основе турбины может одновременно генерировать один или более ресурсов (например, электрическую мощность,

5 механическую мощность, пар, воду (например, охлажденную воду) и выхлопной газ (например, по существу не содержащий кислород) для использования системой 12 производства углеводородов, тем самым уменьшая или исключая зависимость от внешних источников таких ресурсов.

В проиллюстрированном варианте выполнения система 14 ресурсов на основе

10 турбины включает в себя газотурбинную систему 52 со стехиометрической рециркуляцией выхлопного газа (SEGR) и систему 54 переработки выхлопного газа (EG). Газотурбинная система 52 может быть выполнена с возможностью эксплуатации в режиме эксплуатации стехиометрического сгорания (например, стехиометрическом режиме управления) и режиме эксплуатации нестехиометрического сгорания (например, 15 нестехиометрическом режиме управления), таком как режим управления с недостатком топлива или режим управления с избытком топлива. В стехиометрическом режиме управления сгорание в общем возникает в по существу стехиометрическом отношении топлива и окислителя, тем самым приводя к по существу стехиометрическому сгоранию. В частности стехиометрическое сгорание в общем включает в себя потребление по

20 существу всего топлива и окислителя в реакции сгорания так, что продукты сгорания по существу или полностью не содержат несгоревшее топливо и окислитель. Одна мера стехиометрического сгорания представляет собой отношение эквивалентности или фи ( $\phi$ ), которое представляет собой отношение фактического отношения топлива/ окислителя относительно стехиометрического отношения топлива/окислителя.

25 Отношение эквивалентности больше 1,0 приводит к сгоранию с избытком топлива топлива и окислителя, тогда как отношение эквивалентности менее 1,0 приводит к сгоранию с недостатком топлива топлива и окислителя. В отличие от этого, отношение эквивалентности, равное 1,0, приводит к сгоранию, которое не имеет ни избытка, ни недостатка топлива, тем самым по существу потребляя все топливо и окислитель в

30 реакции сгорания. В контексте раскрытых вариантов выполнения выражение «стехиометрический» или «по существу стехиометрический» может относиться к отношению эквивалентности приблизительно 0,95 - приблизительно 1,05. Однако раскрытые варианты выполнения также могут включать в себя отношение эквивалентности, равное 1,0 плюс или минус 0,01, 0,02, 0,03, 0,04, 0,05 или более. Снова

35 стехиометрическое сгорание топлива и окислителя в системе 14 ресурсов на основе турбины может приводить к продуктам сгорания или выхлопному газу (например, 42) по существу без остаточного несгоревшего топлива или окислителя. Например, выхлопной газ 42 может иметь менее 1, 2, 3, 4 или 5 процентов по объему окислителя (например, кислорода), несгоревшего топлива или углеводородов (например, HCs),

40 оксидов азота (например,  $\text{NO}_X$ ), монооксида углерода (CO), оксидов серы (например,  $\text{SO}_X$ ), водорода и других продуктов неполного сгорания. В качестве дополнительного примера выхлопной газ 42 может иметь менее приблизительно 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 200, 300, 400, 500, 1000, 2000, 3000, 4000 или 5000 миллионных долей по

45 объему окислителя (например, кислорода), несгоревшего топлива или углеводородов (например, HCs), оксидов азота (например,  $\text{NO}_X$ ), монооксида углерода (CO), оксидов серы (например,  $\text{SO}_X$ ), водорода и других продуктов неполного сгорания. Однако раскрытые варианты выполнения также могут производить другие диапазоны уровней

остаточного топлива, окислителя и других выбросов в выхлопном газе 42. Как используется здесь, выражения «выбросы», «уровни выбросов» и «нормы по выбросам» могут относиться к уровням концентрации определенных продуктов сгорания (например, NO<sub>X</sub>, CO, SO<sub>X</sub>, O<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, HCs и т.д.), которые могут быть представлены в

5 рециркулированных струях газа, отходящих струях газа (например, выпускаемых в атмосферу) и струях газа, используемых в различных целевых системах (например, системе 12 производства углеводородов).

Несмотря на то, что газотурбинная система 52 с SEGR и система 54 переработки EG могут включать в себя множество компонентов в различных вариантах выполнения,

10 проиллюстрированная система 54 переработки EG включает в себя

теплоутилизационный парогенератор (HRSG) 56 и систему 58 рециркуляции выхлопного газа (EGR), которая принимает и перерабатывает выхлопной газ 60, поступающий из газотурбинной системы 52 с SEGR. HRSG 56 может включать в себя один или более теплообменников, конденсаторов и различное оборудование утилизации тепла, которые

15 совместно функционируют с возможностью передачи тепла от выхлопного газа 60

струе воды, тем самым генерируя пар 62. Пар 62 может использоваться в одной или

более паровых турбинах, системе 18 EOR или любом другом участке системы 12

производства углеводородов. Например, HRSG 56 может генерировать пар 62 низкого

давления, среднего давления и/или высокого давления, который может выборочно

20 подаваться к ступеням паровой турбины низкого, среднего и высокого давления или

другим применением системы 18 EOR. В дополнение к пару 62, обработанная вода 64,

такая как опресненная вода, может генерироваться HRSG 56, системой 58 EGR и/или

другим участком системы 54 переработки EG или газотурбинной системы 52 с SEGR.

Обработанная вода 64 (например, опресненная вода) может быть особенно полезна в

25 областях с нехваткой воды, таких как внутриматериковые или пустынные области.

Обработанная вода 64 может генерироваться по меньшей мере частично за счет

большого объема воздуха, приводящего в действие сгорание топлива внутри

газотурбинной системы 52 с SEGR. Несмотря на то, что генерация на месте пара 62 и

воды 64 может быть благоприятна во многих применениях (включающих в себя систему

30 12 производства углеводородов), генерация на месте выхлопного газа 42, 60 может

быть особенно благоприятна для системы 18 EOR за счет ее низкого содержания

кислорода, высокого давления и тепла, получаемого от газотурбинной системы 52 с

SEGR. Соответственно, HRSG 56, система 58 EGR и/или другой участок системы 54

переработки EG может выводить или рециркулировать выхлопной газ 66 в

35 газотурбинную систему 52 с SEGR, при этом также направляя выхлопной газ 42 к

системе 18 EOR для использования с системой 12 производства углеводородов.

Подобным образом, выхлопной газ 42 может отбираться непосредственно из

газотурбинной системы 52 с SEGR (т.е. без прохождения через систему 54 переработки

EG) для использования в системе 18 EOR системы 12 производства углеводородов.

40 Рециркуляция выхлопного газа осуществляется системой 58 EGR системы 54

переработки EG. Например, система 58 EGR включает в себя один или более каналов, клапанов, нагнетателей, систем обработки выхлопного газа (например, фильтры, блоки

удаления частиц, блоки сепарации газа, блоки очистки газа, теплообменники, блоки

45 утилизации тепла, блоки удаления влаги, блоки катализатора, блоки впрыска химических

веществ или их любая совокупность) и средств управления для рециркуляции выхлопного

газа по тракту циркуляции выхлопного газа от выхода (например, выпускаемого

выхлопного газа 60) до входа (например, выхлопного газа 66 на впуске) газотурбинной

системы 52 с SEGR. В проиллюстрированном варианте выполнения газотурбинная

система 52 с SEGR впускает выхлопной газ 66 в секцию компрессора, имеющую один или более компрессоров, тем самым сжимая выхлопной газ 66 для использования в секции камеры сгорания вместе с впуском окислителя 68 и одного или более топлив 70. Окислитель 68 может включать в себя наружный воздух, чистый кислород, обогащенный кислородом воздух, обедненный кислородом воздух, смеси кислорода и азота или любой пригодный окислитель, который обеспечивает сгорание топлива 70. Топливо 70 может включать в себя одно или более газовых топлив, жидких топлив или их любую совокупность. Например, топливо 70 может включать в себя природный газ, сжиженный природный газ (LNG), сингаз, метан, этан, пропан, бутан, нафту, керосин, дизельное топливо, этанол, метanol, биотопливо или их любую совокупность.

Газотурбинная система 52 с SEGR смешивает и сжигает выхлопной газ 66, окислитель 68 и топливо 70 в секции камеры сгорания, тем самым генерируя горячие газы сгорания или выхлопной газ 60 для приведения в движение одной или более ступеней турбины в секции турбины. В определенных вариантах выполнения каждая камера сгорания в

секции камеры сгорания включает в себя одно или более топливных сопел предварительного смешивания, одно или более диффузионных топливных сопел или их любую совокупность. Например, каждое топливное сопло предварительного смешивания может быть выполнено с возможностью смешивания окислителя 68 и топлива 70 внутри в топливном сопле и/или частично перед топливным соплом, тем

самым впрыскивая смесь окислителя и топлива из топливного сопла в зону сгорания для предварительно смешанного сгорания (например, предварительно смешанного пламени). В качестве дополнительного примера каждое диффузионное топливное сопло может быть выполнено с возможностью изоляции потоков окислителя 68 и топлива 70 внутри топливного сопла, тем самым отдельно впрыскивая окислитель 68 и топливо

70 из топливного сопла в зону сгорания для диффузионного сгорания (например, диффузионного пламени). В частности диффузионное сгорание, обеспечиваемое диффузионными топливными соплами, препятствует смешиванию окислителя 68 и топлива 70 до точки первоначального сгорания, т.е. области пламени. В вариантах выполнения, применяющих диффузионные топливные сопла, диффузионное пламя

может обеспечивать увеличенную устойчивость пламени, так как диффузионное пламя в общем образуется в точке стехиометрии между отдельными струями окислителя 68 и топлива 70 (т.е. при смешивании окислителя 68 и топлива 70). В определенных вариантах выполнения один или более разбавителей (например, выхлопной газ 60, пар, азот или другой инертный газ) могут предварительно смешиваться с окислителем 68,

топливом 70 или обоими в либо диффузионном топливном сопле, либо топливном сопле предварительного смешивания. В дополнение один или более разбавителей (например, выхлопной газ 60, пар, азот или другой инертный газ) могут впрыскиваться в камеру сгорания в или после точки сгорания внутри каждой камеры сгорания.

Использование этих разбавителей может содействовать сдерживанию пламени (например, пламени предварительного смешивания или диффузионного пламени), тем самым содействуя уменьшению выбросов  $\text{NO}_x$ , таких какmonoоксид азота (NO) и диоксид азота ( $\text{NO}_2$ ). Независимо от типа пламени, сгорание производит горячие газы сгорания или выхлопной газ 60 для приведения в движение одной или более ступеней турбины. Когда каждая ступень турбины приводится в движение выхлопным газом 60,

газотурбинная система 52 с SEGR генерирует механическую мощность 72 и/или электрическую мощность 74 (например, с помощью электрического генератора). Система 52 также выводит выхлопной газ 60 и может дополнительно выводить воду 64. Снова вода 64 может представлять собой обработанную воду, такую как опресненная

вода, которая может быть полезна во множестве применений на месте или вне места.

Отбор выхлопа также обеспечивается газотурбинной системой 52 с SEGR, использующей одну или более точек 76 отбора. Например, проиллюстрированный 5 вариант выполнения включает в себя систему 78 подачи выхлопного газа (EG), имеющую систему 80 отбора выхлопного газа (EG) и систему 82 обработки выхлопного газа (EG), которые принимают выхлопной газ 42 из точек 76 отбора, обрабатывают выхлопной газ 42 и далее подают или распределяют выхлопной газ 42 к различным целевым 10 системам. Целевые системы могут включать в себя систему 18 EOR и/или другие системы, такие как трубопровод 86, емкость 88 для хранения или система 90 секвестрации углерода. Система 80 отбора EG может включать в себя один или более каналов, 15 клапанов, средств управления и сепараций потока, которые обеспечивают изоляцию выхлопного газа 42 от окислителя 68, топлива 70 и других загрязнений, при этом также управляя температурой, давлением и скоростью потока отобранного выхлопного газа 42. Система 82 обработки EG может включать в себя один или более теплообменников 20 (например, блоки утилизации тепла, такие как теплоутилизационные парогенераторы, конденсаторы, охладители или нагреватели), системы катализатора (например, системы окислительного катализатора), системы удаления частиц и/или воды (например, блоки осушки газа, инерционные сепараторы, коалесцирующие фильтры, водонепроницаемые фильтры и другие фильтры), системы впрыска химических веществ, системы обработки 25 на основе растворителя (например, абсорбера, испарительные емкости и т.д.), системы улавливания углерода, системы сепарации газа, системы очистки газа и/или системы обработки на основе растворителя, компрессоры выхлопного газа, их любую совокупность. Эти подсистемы системы 82 обработки EG обеспечивают управление температурой, давлением, скоростью потока, содержанием влаги (например, количеством удаления 30 воды), содержанием частиц (например, количеством удаления частиц) и композицией газа (например, процентным содержанием CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> и т.д.).

Отобранный выхлопной газ 42 обрабатывается одной или более подсистемами 35 системы 82 обработки EG в зависимости от целевой системы. Например, система 82 обработки EG может направлять весь или часть выхлопного газа 42 через систему 40 улавливания углерода, систему сепарации газа, систему очистки газа и/или систему обработки на основе растворителя, которая управляется с возможностью сепарации и очистки углеродсодержащего газа (например, диоксида углерода) 92 и/или азота (N<sub>2</sub>) 45 94 для использования в различных целевых системах. Например, варианты выполнения системы 82 обработки EG могут выполнять сепарацию и очистку газа для производства множества различных струй 95 выхлопного газа 42, таких как первая струя 96, вторая струя 97 и третья струя 98. Первая струя 96 может иметь первую композицию, которая богата диоксидом углерода и/или бедна азотом (например, струя, богатая CO<sub>2</sub> и бедная N<sub>2</sub>). Вторая струя 97 может иметь вторую композицию, которая имеет промежуточные 50 уровни концентрации диоксида углерода и/или азота (например, струя с промежуточной концентрацией CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>). Третья струя 98 может иметь третью композицию, которая бедна диоксидом углерода и/или богата азотом (например, струя, бедная CO<sub>2</sub> и богатая N<sub>2</sub>). Каждая струя 95 (например, 96, 97 и 98) может включать в себя блок осушки газа, 55 фильтр, газовый компрессор или их любую совокупность для обеспечения доставки струи 95 к целевой системе. В определенных вариантах выполнения струя 96, богатая CO<sub>2</sub> и бедная N<sub>2</sub>, может иметь уровень чистоты или концентрации CO<sub>2</sub> более 60 приблизительно 70, 75, 80, 85, 90, 95, 96, 97, 98 или 99 процентов по объему, и уровень

чистоты или концентрации N<sub>2</sub> менее приблизительно 1, 2, 3, 4, 5, 10, 15, 20, 25 или 30 процентов по объему. В отличие от этого, струя 98, бедная CO<sub>2</sub> и богатая N<sub>2</sub>, может иметь уровень чистоты или концентрации CO<sub>2</sub> менее приблизительно 1, 2, 3, 4, 5, 10, 15, 20, 25 или 30 процентов по объему, и уровень чистоты или концентрации N<sub>2</sub> более приблизительно 70, 75, 80, 85, 90, 95, 96, 97, 98 или 99 процентов по объему. Струя 97 с промежуточной концентрацией CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> может иметь уровень чистоты или концентрации CO<sub>2</sub> и/или уровень чистоты или концентрации N<sub>2</sub> между приблизительно 30-70, 35-65, 40-60 или 45-55 процентов по объему. Несмотря на то, что упомянутые диапазоны 5 представляют собой всего лишь неограничивающие примеры, струя 96, богатая CO<sub>2</sub> и бедная N<sub>2</sub>, и струя 98, бедная CO<sub>2</sub> и богатая N<sub>2</sub>, могут быть особенно хорошо 10 пригодными для использования с системой 18 EOR и другими системами 84. Однако любая из этих струй 95, богатой CO<sub>2</sub>, бедной CO<sub>2</sub> или с промежуточной концентрацией 15 CO<sub>2</sub>, может использоваться отдельно или в различных совокупностях с системой 18 EOR и другими системами 84. Например, каждая из системы 18 EOR и других систем 84 (например, трубопровод 86, емкость 88 для хранения и система 90 секвестрации углерода) может принимать одну или более струй, богатых CO<sub>2</sub> и бедных N<sub>2</sub>, одну или 20 более струй 98, бедных CO<sub>2</sub> и богатых N<sub>2</sub>, одну или более струй 97 с промежуточной концентрацией CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> и одну или более необработанных струй выхлопного газа 42 (т.е. обходящих систему 82 обработки EG).

Система 80 отбора EG отбирает выхлопной газ 42 в одной или более точек 76 отбора 25 вдоль секции компрессора, секции камеры сгорания и/или секции турбины так, что выхлопной газ 42 может использоваться в системе 18 EOR и других системах 84 с пригодными температурами и давлениями. Система 80 отбора EG и/или система 82 обработки EG также может циркулировать потоки текучей среды (например, выхлопной газ 42) к и от системы 54 переработки EG. Например, часть выхлопного газа 42, проходящего через систему 54 переработки EG, может отбираться системой 80 отбора 30 EG для использования в системе 18 EOR и других системах 84. В определенных вариантах выполнения система 78 подачи EG и система 54 переработки EG могут быть независимыми или за одно целое друг с другом и, таким образом, могут использовать 35 независимые или общие подсистемы. Например, система 82 обработки EG может использоваться и системой 78 подачи EG, и системой 54 переработки EG. Выхлопной газ 42, отобранный из системы 54 переработки EG, может подвергаться множественным этапам обработки газа, таким как одному или более этапам обработки газа в системе 54 переработки EG, сопровождаемым одним или более дополнительными этапами обработки газа в системе 82 обработки EG.

В каждой точке 76 отбора отобранный выхлопной газ 42 может по существу не 40 содержать окислитель 68 и топливо 70 (например, несгоревшее топливо или углеводороды) за счет по существу стехиометрического сгорания и/или обработки газа в системе 54 переработки EG. Более того, в зависимости от целевой системы отобранный выхлопной газ 42 может подвергаться дополнительной обработке в системе 82 обработки EG системы 78 подачи EG, тем самым дополнительно уменьшая любой 45 остаточный окислитель 68, топливо 70 или другие нежелательные продукты сгорания. Например, либо до, либо после обработки в системе 82 обработки EG отобранный выхлопной газ 42 может иметь менее 1, 2, 3, 4 или 5 процентов по объему окислителя (например, кислорода), несгоревшего топлива или углеводородов (например, HCs),

оксидов азота (например,  $\text{NO}_X$ ),monoоксида углерода (CO), оксидов серы (например,  $\text{SO}_X$ ), водорода и других продуктов неполного сгорания. В качестве дополнительного примера либо до, либо после обработки в системе 82 обработки EG отобранный 5 выхлопной газ 42 может иметь менее приблизительно 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 200, 300, 400, 500, 1000, 2000, 3000, 4000 или 5000 миллионных долей по объему окислителя (например, кислорода), несгоревшего топлива или углеводородов (например, HCs), оксидов азота (например,  $\text{NO}_X$ ), monoоксида углерода (CO), оксидов серы (например,  $\text{SO}_X$ ), водорода и других продуктов неполного сгорания. Таким образом, 10 выхлопной газ 42 особенно хорошо пригоден для использования с системой 18 EOR.

Эксплуатация с EGR турбинной системы 52 особенно обеспечивает отбор выхлопа в большом количестве местоположений 76. Например, секция компрессора системы 52 может использоваться для сжатия выхлопного газа 66 без какого-либо окислителя 68 (т.е. только сжатия выхлопного газа 66) так, что по существу не содержащий кислород 15 выхлопной газ 42 может отбираться из секции компрессора и/или секции камеры сгорания до поступления окислителя 68 и топлива 70. Точки 76 отбора могут быть расположены в отверстиях промежуточной ступени между смежными ступенями компрессора, в отверстиях вдоль выпускного кожуха компрессора, в отверстиях вдоль каждой камеры сгорания в секции камеры сгорания или их любой совокупности. В 20 определенных вариантах выполнения выхлопной газ 66 может не смешиваться с окислителем 68 и топливом 70 до тех пор, пока он не достигнет головного концевого участка и/или топливных сопел каждой камеры сгорания в секции камеры сгорания. Более того, один или более сепараторов потока (например, стенки, разделители, перегородки или т.п.) могут использоваться для изоляции окислителя 68 и топлива 70 25 от точек 76 отбора. С этими сепараторами потока точки 76 отбора могут быть расположены непосредственно вдоль стенки каждой камеры сгорания в секции камеры сгорания.

Как только выхлопной газ 66, окислитель 68 и топливо 70 протекают через головной концевой участок (например, через топливные сопла) в участок сгорания (например, 30 камеру сгорания) каждой камеры сгорания, газотурбинная система 52 с SEGR управляет с возможностью обеспечения по существу стехиометрического сгорания выхлопного газа 66, окислителя 68 и топлива 70. Например, система 52 может поддерживать отношение эквивалентности приблизительно 0,95 - приблизительно 1,05. В результате продукты сгорания смеси выхлопного газа 66, окислителя 68 и топлива 35 70 в каждой камере сгорания по существу не содержат кислород и несгоревшее топливо. Таким образом, продукты сгорания (или выхлопной газ) могут отбираться из секции турбины газотурбинной системы 52 с SEGR для использования в качестве выхлопного газа 42, направляемого к системе 18 EOR. Вдоль секции турбины точки 76 отбора могут быть расположены на любой ступени турбины, например, в отверстиях промежуточной 40 ступени между смежными ступенями турбины. Таким образом, с использованием любой из упомянутых точек 76 отбора система 14 ресурсов на основе турбины может генерировать, отбирать и доставлять выхлопной газ 42 к системе 12 производства углеводородов (например, системе 18 EOR) для использования при производстве нефти/газа 48 из подземного резервуара 20.

45 Фиг. 2 представляет собой изображение варианта выполнения системы 10 на Фиг. 1, иллюстрирующее систему 100 управления, соединенную с системой 14 ресурсов на основе турбины и системой 12 производства углеводородов. В проиллюстрированном варианте выполнения система 14 ресурсов на основе турбины включает в себя систему

102 комбинированного цикла, которая включает в себя газотурбинную систему 52 с SEGR в качестве верхнего цикла, паровую турбину 104 в качестве нижнего цикла и HRSG 56 для утилизации тепла от выхлопного газа 60 для генерации пара 62 для приведения в движение паровой турбины 104. Снова газотурбинная система 52 с SEGR 5 принимает, смешивает и стехиометрически сжигает выхлопной газ 66, окислитель 68 и топливо 70 (например, пламя предварительного смешивания и/или диффузионное пламя), тем самым производя выхлопной газ 60, механическую мощность 72, электрическую мощность 74 и/или воду 64. Например, газотурбинная система 52 с SEGR 10 может приводить в движение одну или более нагрузок или машинное оборудование 106, такое как электрический генератор, компрессор окислителя (например, основной воздушный компрессор), редуктор, насос, оборудование системы 12 производства углеводородов или их любую совокупность. В некоторых вариантах выполнения 15 машинное оборудование 106 может включать в себя другие приводы, такие как электрические двигатели или паровые турбины (например, паровую турбину 104), вместе с газотурбинной системой 52 с SEGR. Соответственно выход машинного оборудования 106, приводимого в движение системой 52 газовых турбин с SEGR (и любыми дополнительными приводами), может включать в себя механическую мощность 72 и электрическую мощность 74. Механическая мощность 72 и/или электрическая 20 мощность 74 могут использоваться на месте для питания мощностью системы 12 производства углеводородов, электрическая мощность 74 может распределяться к сети 25 мощности, или их любая совокупность. Выход машинного оборудования 106 также может включать в себя сжатую текучую среду, такую как сжатый окислитель 68 (например, воздух или кислород) для впуска в секцию сгорания газотурбинной системы 52 с SEGR. Каждый из этих выходов (например, выхлопной газ 60, механическая мощность 72, электрическая мощность 74 и/или вода 64) могут считаться ресурсом системы 14 ресурсов на основе турбины.

Газотурбинная система 52 с SEGR производит выхлопной газ 42, 60, который может по существу не содержать кислород, и направляет этот выхлопной газ 42, 60 к системе 54 переработки EG и/или системе 78 подачи EG. Система 78 подачи EG может 30 обрабатывать и доставлять выхлопной газ 42 (например, струи 95) к системе 12 производства углеводородов и/или другим системам 84. Как рассмотрено выше, система 54 переработки EG может включать в себя HRSG 56 и систему 58 EGR. HRSG 56 может включать в себя один или более теплообменников, конденсаторов и различное оборудование утилизации тепла, которое может использоваться для утилизации или 35 передачи тепла от выхлопного газа 60 воде 108 для генерации пара 62 для приведения в движение паровой турбины 104. Подобно газотурбинной системе 52 с SEGR, паровая турбина 104 может приводить в движение одну или более нагрузок или машинное оборудование 106, тем самым генерируя механическую мощность 72 и электрическую мощность 74. В проиллюстрированном варианте выполнения газотурбинная система 40 52 с SEGR и паровая турбина 104 выполнены вместе с возможностью приведения в движение одного и того же машинного оборудования 106. Однако в других вариантах выполнения газотурбинная система 52 с SEGR и паровая турбина 104 могут по отдельности приводить в движение различное машинное оборудование 106 для независимой генерации механической мощности 72 и/или электрической мощности 74. 45 Когда паровая турбина 104 приводится в движение паром 62 из HRSG 56, температура и давление пара 62 постепенно уменьшаются. Соответственно паровая турбина 104 рециркулирует используемый пар 62 и/или воду 108 обратно в HRSG 56 для дополнительной генерации пара с помощью утилизации тепла от выхлопного газа 60.

В дополнение к генерации пара, HRSG 56, система 58 EGR и/или другой участок системы 54 переработки EG может производить воду 64, выхлопной газ 42 для использования с системой 12 производства углеводородов и выхлопной газ 66 для использования в качестве входа в газотурбинную систему 52 с SEGR. Например, вода 64 может

- 5 представлять собой обработанную воду 64, такую как охлажденная вода, для использования в других применениях. Охлажденная вода может быть особенно полезна в областях с низкой доступностью воды. Относительно выхлопного газа 60 варианты выполнения системы 54 переработки EG могут быть выполнены с возможностью рециркуляции выхлопного газа 60 через систему 58 EGR с или без прохождения
- 10 выхлопного газа 60 через HRSG 56.

В проиллюстрированном варианте выполнения газотурбинная система 52 с SEGR имеет тракт 110 рециркуляции выхлопа, который продолжается от выхлопного выпуска до выхлопного впуска системы 52. По тракту 110 выхлопной газ 60 проходит через систему 54 переработки EG, которая включает в себя HRSG 56 и систему 58 EGR в

- 15 проиллюстрированном варианте выполнения. Система 58 EGR может включать в себя один или более каналов, клапанов, нагнетателей, систем обработки газа (например, фильтры, блоки удаления частиц, блоки сепарации газа, блоки очистки газа, теплообменники, блоки утилизации тепла, такие как теплоутилизационные парогенераторы, блоки удаления влаги, блоки катализатора, блоки впрыска химических веществ или их любая совокупность) в последовательных и/или параллельных расположениях вдоль тракта 110. Другими словами, система 58 EGR может включать в себя любые компоненты управления потоком, компоненты управления давлением, компоненты управления температурой, компоненты управления влагой и компоненты управления композицией газа вдоль тракта 110 рециркуляции выхлопа между выхлопным
- 20 выпуском и выхлопным впуском системы 52. Соответственно в вариантах выполнения с HRSG 56 вдоль тракта 110 HRSG 56 может считаться компонентом системы 58 EGR. Однако в определенных вариантах выполнения HRSG 56 может быть расположен вдоль тракта выхлопа независимо от тракта 110 рециркуляции выхлопа. Независимо от того, находится ли HRSG 56 вдоль отдельного тракта или общего тракта с системой 58 EGR,
- 25 HRSG 56 и система 58 EGR впускают выхлопной газ 60 и выводят либо рециркулированный выхлопной газ 66, выхлопной газ 42 для использования с системой 78 подачи EG (например, для системы 12 производства углеводородов и/или других систем 84), либо другой выход выхлопного газа. Снова газотурбинная система 52 с SEGR впускает, смешивает и стехиометрически сжигает выхлопной газ 66, окислитель
- 30 68 и топливо 70 (например, предварительно смешанное пламя и/или диффузионное пламя) для производства по существу не содержащего кислород и не содержащего топливо выхлопного газа 60 для распределения к системе 54 переработки EG, системе 12 производства углеводородов или другим системам 84.

- 35 Как отмечено выше со ссылкой на Фиг. 1, система 12 производства углеводородов может включать в себя множество оборудования для обеспечения утилизации или производства нефти/газа 48 из подземного резервуара 20 через нефтяную/газовую скважину 26. Например, система 12 производства углеводородов может включать в себя систему 18 EOR, имеющую систему 34 впрыска текучей среды. В проиллюстрированном варианте выполнения система 34 впрыска текучей среды
- 40 включает в себя систему 112 EOR с впрыском выхлопного газа и систему 114 EOR с впрыском пара. Несмотря на то, что система 34 впрыска текучей среды может принимать текучие среды из множества источников, проиллюстрированный вариант выполнения может принимать выхлопной газ 42 и пар 62 из системы 14 ресурсов на основе турбины.

Выхлопной газ 42 и/или пар 62, производимые системой 14 ресурсов на основе турбины, также могут направляться к системе 12 производства углеводородов для использования в других нефтяных/газовых системах 116.

Количество, качество и поток выхлопного газа 42 и/или пара 62 могут управляться

5 системой 100 управления. Система 100 управления может быть полностью предназначена для системы 14 ресурсов на основе турбины, или система 100 управления может возможно также обеспечивать управление (или по меньшей мере некоторые данные для обеспечения управления) для системы 12 производства углеводородов и/или других систем 84. В проиллюстрированном варианте выполнения система 100 управления

10 включает в себя контроллер 118, имеющий процессор 120, память 122, средство 124 управления паровой турбиной, средство 126 управления газотурбинной системой с SEGR и средство 128 управления машинным оборудованием. Процессор 120 может включать в себя один процессор или два или более резервных процессоров, например, три резервных процессора для управления системой 14 ресурсов на основе турбины.

15 Память 122 может включать в себя энергозависимую и/или энергонезависимую память. Например, память 122 может включать в себя один или более жестких дисков, флэш-память, память только для чтения, память с произвольным доступом или их любую совокупность. Средства 124, 126 и 128 управления могут включать в себя средства управления программным обеспечением и/или аппаратным обеспечением. Например,

20 средства 124, 126 и 128 управления могут включать в себя различные инструкции или код, хранящиеся в памяти 122 и выполняемые процессором 120. Средство 124 управления выполнено с возможностью управления эксплуатацией паровой турбины 104, средство 126 управления газотурбинной системой с SEGR выполнено с возможностью управления системой 52, и средство 128 управления машинным оборудованием выполнено с

25 возможностью управления машинным оборудованием 106. Таким образом, контроллер 118 (например, средства 124, 126 и 128 управления) может быть выполнен с возможностью координации различных подсистем системы 14 ресурсов на основе турбины для обеспечения пригодной струи выхлопного газа 42 к системе 12 производства углеводородов.

30 В определенных вариантах выполнения системы 100 управления каждый элемент (например, система, подсистема и компонент), проиллюстрированный на чертежах или описанный здесь, включает в себя (например, непосредственно внутри, перед или после такого элемента) один или более признаков промышленного управления, таких как датчики и устройства управления, которые коммуникативно соединены друг с другом

35 по сети промышленного управления вместе с контроллером 118. Например, устройства управления, связанные с каждым элементом, могут включать в себя контроллер специализированного устройства (например, включающий в себя процессор, память и инструкции управления), один или более приводов, клапаны, переключатели и оборудование промышленного управления, которые обеспечивают управление на

40 основе обратной связи 130 датчика, сигналов управления от контроллера 118, сигналов управления от пользователя или их любой совокупности. Таким образом, любая из функциональности управления, описанная здесь, может быть осуществлена с помощью инструкций управления, хранящихся и/или выполняемых контроллером 118, контроллеров специализированного устройства, связанных с каждым элементом, или 45 их совокупности.

Для того, чтобы обеспечивать такую функциональность управления, система 100 управления включает в себя один или более датчиков, распределенных по всей системе 10, для получения обратной связи 130 датчика для использования при выполнении

различных средств управления, например, средств 124, 126 и 128 управления. Например, обратная связь 130 датчика может быть получена от датчиков, распределенных по всей газотурбинной системе 52 с SEGR, машинному оборудованию 106, системе 54 переработки EG, паровой турбине 104, системе 12 производства углеводородов, или 5 любых других компонентов по всей системе 14 ресурсов на основе турбины или системе 12 производства углеводородов. Например, обратная связь 130 датчика может включать в себя обратную связь по температуре, обратную связь по давлению, обратную связь по скорости потока, обратную связь по температуре пламени, обратную связь по динамике сгорания, обратную связь по композиции окислителя на впуске, обратную 10 связь по композиции топлива на впуске, обратную связь композиции выхлопного газа, уровень на выходе механической мощности 72, уровень на выходе электрической мощности 74, количество на выходе выхлопного газа 42, 60, количество или качество на выходе воды 64 или их любую совокупность. Например, обратная связь 130 датчика может включать в себя композицию выхлопного газа 42, 60 для обеспечения 15 стехиометрического сгорания в газотурбинной системе 52 с SEGR. Например, обратная связь 130 датчика может включать в себя обратную связь от одного или более датчиков окислителя на впуске вдоль тракта подачи окислителя окислителя 68, одного или более датчиков топлива на впуске вдоль тракта подачи топлива топлива 70 и одного или более датчиков выхлопных выбросов, расположенных вдоль тракта 110 рециркуляции 20 выхлопа и/или внутри газотурбинной системы 52 с SEGR. Датчики окислителя на впуске, датчики топлива на впуске и датчики выхлопных выбросов могут включать в себя датчики температуры, датчики давления, датчики скорости потока и датчики композиции. Датчики выбросов могут включать в себя датчики для оксидов азота (например, датчики  $\text{NO}_x$ ), оксидов углерода (например, датчики  $\text{CO}$  и датчики  $\text{CO}_2$ ), 25 оксидов серы (например, датчики  $\text{SO}_x$ ), водорода (например, датчики  $\text{H}_2$ ), кислорода (например, датчики  $\text{O}_2$ ), несгоревших углеводородов (например, датчики  $\text{HC}$ ) или других продуктов неполного сгорания или их любую совокупность.

С использованием этой обратной связи 130 система 100 управления может 30 регулировать (например, увеличивать, уменьшать или поддерживать) поток на впуске выхлопного газа 66, окислителя 68 и/или топлива 70 в газотурбинную систему 52 с SEGR (в числе других эксплуатационных параметров) для поддержания отношения эквивалентности в пределах пригодного диапазона, например, между приблизительно 0,95 - приблизительно 1,05, между приблизительно 0,95 - приблизительно 1,0, между 35 приблизительно 1,0 - приблизительно 1,05 или по существу на 1,0. Например, система 100 управления может анализировать обратную связь 130 для отслеживания выхлопных выбросов (например, уровней концентрации оксидов азота, оксидов углерода, таких как  $\text{CO}$  и  $\text{CO}_2$ , оксидов серы, водорода, кислорода, несгоревших углеводородов и других продуктов неполного сгорания) и/или определения отношения эквивалентности, и далее 40 управлять одним или более компонентами для регулирования выхлопных выбросов (например, уровней концентрации в выхлопном газе 42) и/или отношения эквивалентности. Управляемые компоненты могут включать в себя любые из компонентов, проиллюстрированных и описанных со ссылкой на чертежи, включающих в себя, но не ограниченных ими, клапаны вдоль трактов подачи для окислителя 68, 45 топлива 70 и выхлопного газа 66; компрессор окислителя, топливный насос или любые компоненты в системе 54 переработки EG; любые компоненты газотурбинной системы 52 с SEGR или их любую совокупность. Управляемые компоненты могут регулировать (например, увеличивать, уменьшать или поддерживать) скорости потока, температуры,

давления или процентные содержания (например, отношение эквивалентности) окислителя 68, топлива 70 и выхлопного газа 66, которые сгорают внутри газотурбинной системы 52 с SEGR. Управляемые компоненты также могут включать в себя одну или более систем обработки газа, таких как блоки катализатора (например, блоки окислительного катализатора), подачи для блоков катализатора (например, окислительное топливо, тепло, электричество и т.д.), блоки очистки и/или сепарации газа (например, сепараторы на основе растворителя, абсорбера, испарительные емкости и т.д.) и блоки фильтрации. Системы обработки газа могут содействовать уменьшению различных выхлопных выбросов по тракту 110 рециркуляции выхлопа, вентиляционному тракту (например, выпускаемых в атмосферу) или тракту отбора к системе 78 подачи EG.

В определенных вариантах выполнения система 100 управления может анализировать обратную связь 130 и управлять одним или более компонентами для поддержания или уменьшения уровней выбросов (например, уровней концентрации в выхлопном газе 15 42, 60, 95) до целевого диапазона, например, менее приблизительно 10, 20, 30, 40, 50, 100, 200, 300, 400, 500, 1000, 2000, 3000, 4000, 5000 или 10000 миллионных долей по объему. Эти целевые диапазоны могут быть одинаковыми или различными для каждого из выхлопных выбросов, например, уровней концентрации оксидов азота,monoоксида углерода, оксидов серы, водорода, кислорода, несгоревших углеводородов и других 20 продуктов неполного сгорания. Например, в зависимости от отношения эквивалентности система 100 управления может выбороочно управлять выхлопными выбросами (например, уровнями концентрации) окислителя (например, кислорода) в пределах целевого диапазона менее приблизительно 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 250, 500, 750 или 1000 миллионных долей по объему; monoоксида углерода (CO) в пределах 25 целевого диапазона менее приблизительно 20, 50, 100, 200, 500, 1000, 2500 или 5000 миллионных долей по объему; и оксидов азота (NO<sub>X</sub>) в пределах целевого диапазона менее приблизительно 50, 100, 200, 300, 400 или 500 миллионных долей по объему. В определенных вариантах выполнения, эксплуатируемых с по существу 30 стехиометрическим отношением эквивалентности, система 100 управления может выбороочно управлять выхлопными выбросами (например, уровнями концентрации) окислителя (например, кислорода) в пределах целевого диапазона менее приблизительно 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90 или 100 миллионных долей по объему; и monoоксида углерода (CO) в пределах целевого диапазона менее приблизительно 500, 1000, 2000, 3000, 4000 или 5000 миллионных долей по объему. В определенных вариантах 35 выполнения, эксплуатируемых с отношением эквивалентности с недостатком топлива (например, между приблизительно 0,95-1,0), система 100 управления может выбороочно управлять выхлопными выбросами (например, уровнями концентрации) окислителя (например, кислорода) в пределах целевого диапазона менее приблизительно 500, 600, 700, 800, 900, 1000, 1100, 1200, 1300, 1400 или 1500 миллионных долей по объему; 40 monoоксида углерода (CO) в пределах целевого диапазона менее приблизительно 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 150 или 200 миллионных долей по объему; и оксидов азота (например, NO<sub>X</sub>) в пределах целевого диапазона менее приблизительно 50, 100, 150, 200, 250, 300, 350 или 400 миллионных долей по объему. Вышеупомянутые целевые диапазоны представляют собой всего лишь примеры и не предназначены для 45 ограничения объема охраны раскрытых вариантов выполнения.

Система 100 управления также может быть соединена с локальным интерфейсом 132 и удаленным интерфейсом 134. Например, локальный интерфейс 132 может включать в себя компьютерную рабочую станцию, расположенную на месте в системе 14 ресурсов

на основе турбины и/или системе 12 производства углеводородов. В отличие от этого, удаленный интерфейс 134 может включать в себя компьютерную рабочую станцию, расположенную вне места от системы 14 ресурсов на основе турбины и системы 12 производства углеводородов, например, посредством интернет-соединения. Эти

5 интерфейсы 132 и 134 обеспечивают отслеживание и управление системой 14 ресурсов на основе турбины, например, с помощью одного или более графических отображений обратной связи 130 датчика, эксплуатационных параметров и так далее.

Снова, как отмечено выше, контроллер 118 включает в себя множество средств 124, 126 и 128 управления для обеспечения управления системой 14 ресурсов на основе турбины. Средство 124 управления паровой турбиной может принимать обратную связь 130 датчика и выводить команды управления для обеспечения эксплуатации паровой турбины 104. Например, средство 124 управления паровой турбиной может принимать обратную связь 130 датчика от HRSG 56, машинного оборудования 106, датчиков температуры и давления вдоль тракта пара 62, датчиков температуры и давления вдоль тракта воды 108 и различных датчиков, указывающую на механическую мощность 72 и электрическую мощность 74. Подобным образом, средство 126 управления газотурбинной системой с SEGR может принимать обратную связь 130 датчика от одного или более датчиков, расположенных вдоль газотурбинной системы 52 с SEGR, машинного оборудования 106, системы 54 переработки EG или их любой совокупности. Например, обратная связь 130 датчика может быть получена от датчиков температуры, датчиков давления, датчиков зазора, датчиков вибрации, датчиков пламени, датчиков композиции топлива, датчиков композиции выхлопного газа или их любой совокупности, расположенных внутри или за пределами газотурбинной системы 52 с SEGR. Наконец, средство 128 управления машинным оборудованием может принимать обратную связь 130 датчика от различных датчиков, связанных с механической мощностью 72 и электрической мощностью 74, а также датчиков, расположенных внутри машинного оборудования 106. Каждое из этих средств 124, 126 и 128 управления использует обратную связь 130 датчика для улучшения эксплуатации системы 14 ресурсов на основе турбины.

30 В проиллюстрированном варианте выполнения средство 126 управления газотурбинной системой с SEGR может выполнять инструкции для управления количеством и качеством выхлопного газа 42, 60, 95 в системе 54 переработки EG, системе 78 подачи EG, системе 12 производства углеводородов и/или других системах 84. Например, средство 126 управления газотурбинной системой с SEGR может поддерживать уровень окислителя (например, кислорода) и/или несгоревшего топлива в выхлопном газе 60 ниже порогового значения, пригодного для использования с системой 112 EOR с впрыском выхлопного газа. В определенных вариантах выполнения уровня порогового значения могут быть менее 1, 2, 3, 4 или 5 процентов окислителя (например, кислорода) и/или несгоревшего топлива по объему выхлопного газа 42, 60; 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 200, 300, 400, 500, 1000, 2000, 3000, 4000 или 5000 миллионных долей по объему в выхлопном газе 42, 60. В качестве дополнительного примера для того, чтобы достигать эти низкие уровни окислителя (например, кислорода) и/или несгоревшего топлива, средство 126 управления газотурбинной системой с SEGR может поддерживать отношение эквивалентности для сгорания в газотурбинной системе 52 с SEGR между приблизительно 0,95 и приблизительно 1,05. Средство 126 управления газотурбинной системой с SEGR также может управлять системой 80 отбора EG и

системой 82 обработки EG для поддержания температуры, давления, скорости потока и композиции газа выхлопного газа 42, 60, 95 в пределах пригодных диапазонов для системы 112 EOR с впрыском выхлопного газа, трубопровода 86, емкости 88 для хранения и системы 90 секвестрации углерода. Как рассмотрено выше, система 82

5 обработки EG может управляться с возможностью очистки и/или сепарации выхлопного газа 42 на одну или более струй 95 газа, таких как струя 96, богатая CO<sub>2</sub> и бедная N<sub>2</sub>, струя 97 с промежуточной концентрацией CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> и струя 98, бедная CO<sub>2</sub> и богатая N<sub>2</sub>. В дополнение к средствам управления для выхлопного газа 42, 60 и 95, средства 124, 10 126 и 128 управления могут выполнять одну или более инструкций для поддержания механической мощности 72 в пределах пригодного диапазона мощности или поддержания электрической мощности 74 в пределах пригодного диапазона частоты и мощности.

Фиг. 3 представляет собой изображение варианта выполнения системы 10, 15 дополнительно иллюстрирующие детали газотурбинной системы 52 с SEGR для использования с системой 12 производства углеводородов и/или другими системами 84. В проиллюстрированном варианте выполнения газотурбинная система 52 с SEGR включает в себя газотурбинный двигатель 150, соединенный с системой 54 переработки EG. Проиллюстрированный газотурбинный двигатель 150 включает в себя выхлопную секцию 152 компрессора, секцию 154 камеры сгорания и секцию детандера или секцию 20 156 турбины. Выхлопная секция 152 компрессора включает в себя один или более компрессоров выхлопного газа или ступеней 158 компрессора, например, 1-20 ступеней вращающихся лопаток компрессора, расположенных в последовательном расположении. Подобным образом, секция 154 камеры сгорания включает в себя одну или более камер 25 160 сгорания, например, 1-20 камер 160 сгорания, распределенных по окружности вокруг оси 162 вращения газотурбинной системы 52 с SEGR. Более того, каждая камера 160 сгорания может включать в себя одно или более топливных сопел 164, выполненных с возможностью впрыска выхлопного газа 66, окислителя 68 и/или топлива 70. Например, головной концевой участок 166 каждой камеры 160 сгорания может вмещать 30 1, 2, 3, 4, 5, 6 или более топливных сопел 164, которые могут впрыскивать струи или смеси выхлопного газа 66, окислителя 68 и/или топлива 70 в участок 168 сгорания (например, камеру сгорания) камеры 160 сгорания.

40 Топливные сопла 164 могут включать в себя любую совокупность топливных сопел 164 предварительного смешивания (например, выполненных с возможностью предварительного смешивания окислителя 68 и топлива 70 для генерации пламени предварительного смешивания окислителя/топлива) и/или диффузионных топливных сопел 164 (например, выполненных с возможностью впрыска отдельных потоков окислителя 68 и топлива 70 для генерации диффузионного пламени окислителя/топлива). Варианты выполнения топливных сопел 164 предварительного смешивания могут включать в себя закручивающие лопатки, смесительные камеры или другие признаки 45 для внутреннего смешивания окислителя 68 и топлива 70 внутри сопел 164 до впрыска и сгорания в камере 168 сгорания. Топливные сопла 164 предварительного смешивания также могут принимать по меньшей мере некоторое количество частично смешанных окислителя 68 и топлива 70. В определенных вариантах выполнения каждое диффузионное топливное сопло 164 может изолировать потоки окислителя 68 и топлива 70 до точки впрыска, при этом также изолируя потоки одного или более разбавителей (например, выхлопного газа 66, пара, азота или другого инертного газа) до точки впрыска. В других вариантах выполнения каждое диффузионное топливное сопло 164 может изолировать потоки окислителя 68 и топлива 70 до точки впрыска, при этом

частично смешивая один или более разбавителей (например, выхлопной газ 66, пар, азот или другой инертный газ) с окислителем 68 и/или топливом 70 до точки впрыска. В дополнение, один или более разбавителей (например, выхлопной газ 66, пар, азот или другой инертный газ) могут впрыскиваться в камеру сгорания (например, в горячие 5 продукты сгорания) либо в, либо после зоны сгорания, тем самым содействуя уменьшению температуры горячих продуктов сгорания и уменьшению выбросов  $\text{NO}_X$  (например,  $\text{NO}$  и  $\text{NO}_2$ ). Независимо от типа топливного сопла 164 газотурбинная система 10 52 с SEGR может управляться с возможностью обеспечения по существу стехиометрического сгорания окислителя 68 и топлива 70.

15 В вариантах выполнения диффузионного сгорания, использующих диффузионные топливные сопла 164, топливо 70 и окислитель 68 в общем не смешиваются перед диффузионным пламенем, а точнее топливо 70 и окислитель 68 смешиваются и вступают в реакцию непосредственно на поверхности пламени, и/или поверхность пламени существует в местоположении смешивания между топливом 70 и окислителем 68. В 20 частности топливо 70 и окислитель 68 по отдельности приближаются к поверхности пламени (или границе/поверхности раздела диффузии) и далее диффундируют (например, с помощью молекулярной и вязкой диффузии) по поверхности пламени (или границе/поверхности раздела диффузии) для генерации диффузионного пламени. Необходимо отметить, что топливо 70 и окислитель 68 могут иметь по существу стехиометрическое 25 отношение на этой поверхности пламени (или границе/поверхности раздела диффузии), что может приводить к большей температуре пламени (например, пиковой температуре пламени) на этой поверхности пламени. Стехиометрическое отношение топлива/окислителя в общем приводит к большей температуре пламени (например, пиковой температуре пламени) по сравнению с отношением топлива/окислителя с недостатком 30 топлива или избытком топлива. В результате диффузионное пламя может быть по существу более устойчивым, чем пламя предварительного смешивания, так как диффузия топлива 70 и окислителя 68 содействует поддержанию стехиометрического отношения (и большей температуры) на поверхности пламени. Несмотря на то, что большие 35 температуры пламени также могут приводить к большим выхлопным выбросам, таким как выбросы  $\text{NO}_X$ , раскрытие варианты выполнения используют один или более разбавителей для содействия управлению температурой и выбросами, при этом по-прежнему избегая какого-либо предварительного смешивания топлива 70 и окислителя 68. Например, раскрытие варианты выполнения могут вводить один или более 40 разбавителей отдельно от топлива 70 и окислителя 68 (например, после точки сгорания и/или после диффузионного пламени), тем самым содействуя уменьшению температуры и уменьшению выбросов (например, выбросов  $\text{NO}_X$ ), производимых диффузионным пламенем.

45 При эксплуатации, как проиллюстрировано, выхлопная секция 152 компрессора принимает и сжимает выхлопной газ 66 из системы 54 переработки EG и выводит сжатый выхлопной газ 170 к каждой из камер 160 сгорания в секции 154 камеры сгорания. При сгорании топлива 60, окислителя 68 и выхлопного газа 170 внутри каждой камеры 160 сгорания дополнительный выхлопной газ или продукты сгорания 172 (т.е. газ сгорания) направляются в секцию 156 турбины. Подобно выхлопной секции 152 компрессора секция 156 турбины включает в себя одну или более турбин или ступеней 174 турбины, которые могут включать в себя последовательность вращающихся лопаток турбины. Эти лопатки турбины далее приводятся в движение продуктами сгорания 172, генерируемыми в секции 154 камеры сгорания, тем самым приводя во вращение вал

- 176, соединенный с машинным оборудованием 106. Снова машинное оборудование 106 может включать в себя множество оборудования, соединенного с любым концом газотурбинной системы 52 с SEGR, например, машинное оборудование 106, 178, соединенное с секцией 156 турбины, и/или машинное оборудование 106, 180, соединенное с выхлопной секцией 152 компрессора. В определенных вариантах выполнения машинное оборудование 106, 178, 180 может включать в себя один или более электрических генераторов, компрессоров окислителя для окислителя 68, топливных насосов для топлива 70, редукторов или дополнительных приводов (например, паровую турбину 104, электрический двигатель и т.д.), соединенных с газотурбинной системой 52 с SEGR.
- 10 Неограничивающие примеры рассмотрены более подробно ниже со ссылкой на Таблицу 1. Как проиллюстрировано, секция 156 турбины выводит выхлопной газ 60 для рециркуляции по тракту 110 рециркуляции выхлопа от выхлопного выпуска 182 секции 156 турбины до выхлопного впуска 184 в выхлопную секцию 152 компрессора. По тракту 110 рециркуляции выхлопа выхлопной газ 60 проходит через систему 54 переработки EG (например, HRSG 56 и/или систему 58 EGR), как рассмотрено подробно выше.
- 15

Снова каждая камера 160 сгорания в секции 154 камеры сгорания принимает, смешивает и стехиометрически сжигает сжатый выхлопной газ 170, окислитель 68 и топливо 70 для производства дополнительного выхлопного газа или продуктов сгорания 172 для приведения в движение секции 156 турбины. В определенных вариантах выполнения окислитель 68 сжимается системой 186 сжатия окислителя, такой как основная система сжатия окислителя (MOS) (например, основная система сжатия воздуха (MAC)), имеющая один или более компрессоров окислителя (MOS). Система 186 сжатия окислителя включает в себя компрессор 188 окислителя, соединенный с приводом 190. Например, привод 190 может включать в себя электрический двигатель, двигатель внутреннего сгорания или их любую совокупность. В определенных вариантах выполнения привод 190 может представлять собой турбинный двигатель, такой как газотурбинный двигатель 150. Соответственно система 186 сжатия окислителя может представлять собой цельную часть машинного оборудования 106. Другими словами, компрессор 188 может непосредственно или опосредованно приводиться в движение механической мощностью 72, подаваемой валом 176 газотурбинного двигателя 150. В таком варианте выполнения привод 190 может быть исключен, так как компрессор 188 зависит от выхода мощности из турбинного двигателя 150. Однако в определенных вариантах выполнения, применяющих более одного компрессора окислителя, первый компрессор окислителя (например, компрессор окислителя низкого давления (LP)) может приводиться в движение приводом 190, тогда как вал 176 приводит в движение второй компрессор окислителя (например, компрессор окислителя высокого давления (HP)), или наоборот. Например, в другом варианте выполнения HP MOS приводится в движение приводом 190, а компрессор окислителя LP приводится в движение валом 176. В проиллюстрированном варианте выполнения система 186 сжатия окислителя отделена от машинного оборудования 106. В каждом из этих вариантов выполнения система 186 сжатия сжимает и подает окислитель 68 к топливным соплам 164 и камерам 160 сгорания. Соответственно некоторое или все из машинного оборудования 106, 178, 180 может быть выполнено с возможностью увеличения эксплуатационной эффективности системы 186 сжатия (например, компрессора 188 и/или дополнительных компрессоров).

Множество компонентов машинного оборудования 106, обозначенных позициями 106A, 106B, 106C, 106D, 106E и 106F элементов, могут быть расположены по линии вала

176 и/или параллельно линии вала 176 в одном или более последовательных расположений, параллельных расположений или любой совокупности последовательных и параллельных расположений. Например, машинное оборудование 106, 178, 180 (например, 106A-106F) может включать в себя любое последовательное и/или

- 5 параллельное расположение в любом порядке: один или более редукторов (например, параллельный вал, эпиклический редуктор), один или более компрессоров (например, компрессоры окислителя, вспомогательные компрессоры, такие как вспомогательные компрессоры EG), один или более блоков генерации мощности (например, электрические генераторы), один или более приводов (например, паротурбинные двигатели,
- 10 электрические двигатели), блоки теплообмена (например, прямые или непрямые теплообменники), муфты или их любую совокупность. Компрессоры могут включать в себя аксиальные компрессоры, радиальные или центробежные компрессоры, или их любую совокупность, причем каждый из них имеет одну или более ступеней сжатия. Относительно теплообменников, прямые теплообменники могут включать в себя
- 15 распылительные охладители (например, распылительные промежуточные охладители), которые впрыскивают жидкий распылитель в поток газа (например, поток окислителя) для прямого охлаждения потока газа. Непрямые теплообменники могут включать в себя по меньшей мере одну стенку (например, кожухотрубчатый теплообменник), сепарирующую первый и второй потоки, такие как поток текучей среды (например, поток окислителя), сепарированный от потока охладителя (например, воды, воздуха, хладагента или любой другой жидкости или газового охладителя), причем поток охладителя передает тепло от потока текучей среды без какого-либо прямого контакта. Примеры непрямых теплообменников включают в себя теплообменники с
- 20 промежуточным охладителем и блоки утилизации тепла, такие как теплоутилизационные
- 25 парогенераторы. Теплообменники также могут включать в себя нагреватели. Как рассмотрено более подробно ниже, каждый из этих компонентов машинного оборудования может использоваться в различных совокупностях, как обозначено неограничивающими примерами, изложенными в Таблице 1.

В общем машинное оборудование 106, 178, 180 может быть выполнено с

- 30 возможностью увеличения эффективности системы 186 сжатия путем, например, регулировки эксплуатационных скоростей одного или более компрессоров окислителя в системе 186, обеспечения сжатия окислителя 68 посредством охлаждения и/или отбора избыточной мощности. Раскрытые варианты выполнения предназначены для включения в себя любых и всех перестановок вышеупомянутых компонентов в машинном
- 35 оборудовании 106, 178, 180 в последовательных и параллельных расположениях, причем один, более одного, все или ни один из компонентов получают мощность от вала 176. Как проиллюстрировано ниже, Таблица 1 изображает некоторые неограничивающие примеры расположений машинного оборудования 106, 178, 180, расположенного вблизи и/или соединенного с компрессором и секциями 152, 156 турбины.

40

Таблица 1

106A	106B	106C	106D	106E	106F
MOC	GEN				
MOC	GBX	GEN			
LP MOC	HP MOC	GEN			
HP MOC	GBX	LP MOC	GEN		
MOC MOC	GBX	GEN			
HP MOC	GBX	GEN	LP MOC		
MOC MOC	GBX GBX	GEN DRV			

DRV	GBX	LP MOC	HP MOC	GBX	GEN
DRV	GBX	HP MOC	LP MOC	GEN	
HP MOC	GBX CLR	LP MOC	GEN		
HP MOC	GBX CLR	LP MOC	GBX	GEN	
HP MOC	GBX HTR STGN	LP MOC	GEN		
MOC	GEN	DRV			
MOC	DRV	GEN			
DRV	MOC	GEN			
DRV	CLU	MOC	GEN		
DRV	CLU	MOC	GBX	GEN	

Как проиллюстрировано выше в Таблице 1, блок охлаждения представлен CLR, муфта представлена CLU, привод представлен DRV, редуктор представлен GBX, генератор представлен GEN, блок нагрева представлен HTR, основной блок компрессора окислителя представлен МОС с разновидностями низкого давления и высокого давления, представленными LP MOC и HP MOC соответственно, а блок парогенератора представлен STGN. Несмотря на то, что Таблица 1 иллюстрирует машинное оборудование 106, 178, 180 последовательно по направлению к выхлопной секции 152 компрессора или секции 156 турбины, Таблица 1 также предназначена для охвата обратной последовательности машинного оборудования 106, 178, 180. В Таблице 1 любая ячейка, включающая в себя два или более компонентов, предназначена для охвата параллельного расположения компонентов. Таблица 1 не предназначена для исключения каких-либо непроиллюстрированных перестановок машинного оборудования 106, 178, 180. Эти компоненты машинного оборудования 106, 178, 180 могут обеспечивать управление с обратной связью температурой, давлением и скоростью потока окислителя 68, отправляемого к газотурбинному двигателю 150. Как рассмотрено более подробно ниже, окислитель 68 и топливо 70 могут подаваться газотурбинному двигателю 150 в местоположениях, особенно выбранных для обеспечения изоляции и отбора сжатого выхлопного газа 170 без какого-либо окислителя 68 или топлива 70, ухудшающих качество выхлопного газа 170.

Система 78 подачи EG, которая проиллюстрирована на Фиг. 3, расположена между газотурбинным двигателем 150 и целевыми системами (например, системой 12 производства углеводородов и другими системами 84). В частности система 78 подачи EG, например, система 80 отбора EG (EGES) может быть соединена с газотурбинным двигателем 150 в одной или более точках 76 отбора вдоль выхлопной секции 152 компрессора, секции 154 камеры сгорания и/или секции 156 турбины. Например, точки 76 отбора могут быть расположены между смежными ступенями компрессора, например, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 или 10 точек 76 отбора промежуточной ступени между ступенями компрессора. Каждая из этих точек 76 отбора промежуточной ступени обеспечивает различную температуру и давление отобранного выхлопного газа 42. Подобным образом, точки 76 отбора могут быть расположены между смежными ступенями турбины, например, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 или 10 точек 76 отбора промежуточной ступени между ступенями турбины. Каждая из этих точек 76 отбора промежуточной ступени обеспечивает различную температуру и давление отобранного выхлопного газа 42. В качестве дополнительного примера точки 76 отбора могут быть расположены в большом количестве местоположений по всей секции 154 камеры сгорания, что может обеспечивать различные температуры, давления, скорости потока и композиции газа. Каждая из этих точек 76 отбора может включать в себя канал отбора EG, один или

более клапанов, датчиков и средств управления, которые могут использоваться для выборочного управления потоком отобранного выхлопного газа 42 к системе 78 подачи EG.

Отобранный выхлопной газ 42, который распределяется системой 78 подачи EG,

5 имеет управляемую композицию, пригодную для целевых систем (например, системы 12 производства углеводородов и других систем 84). Например, в каждой из этих точек 76 отбора выхлопной газ 170 может по существу изолироваться от точек впрыска (или потоков) окислителя 68 и топлива 70. Другими словами, система 78 подачи EG может быть особенно выполнена с возможностью отбора выхлопного газа 170 из  
10 газотурбинного двигателя 150 без каких-либо добавленных окислителя 68 или топлива 70. Более того, с учетом стехиометрического сгорания в каждой из камер 160 сгорания, отобранный выхлопной газ 42 может по существу не содержать кислород и топливо. Система 78 подачи EG может направлять отобранный выхлопной газ 42 непосредственно или опосредованно к системе 12 производства углеводородов и/или другим системам  
15 84 для использования в различных процессах, таких как улучшенная нефтеотдача, секвестрация углерода, хранение или перемещение к местоположению вне рабочего места. Однако в определенных вариантах выполнения системы 78 подачи EG включает в себя систему 82 обработки EG (EGTS) для дополнительной обработки выхлопного газа 42 до использования с целевыми системами. Например, система 82 обработки EG  
20 может очищать и/или сепарировать выхлопной газ 42 на одну или более струй 95, таких как струя 96, богатая CO<sub>2</sub> и бедная N<sub>2</sub>, струя 97 с промежуточной концентрацией CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> и струя 98, бедная CO<sub>2</sub> и богатая N<sub>2</sub>. Эти обработанные струи 95 выхлопного газа могут использоваться по отдельности или в любой совокупности с системой 12  
25 производства углеводородов и другими системами 84 (например, трубопроводом 86, емкостью 88 для хранения и системой 90 секвестрации углерода).

Подобно обработкам выхлопного газа, выполняемым в системе 78 подачи EG,

система 54 переработки EG может включать в себя множество компонентов 192 обработки выхлопного газа (EG), таких как обозначенные позициями 94, 196, 198, 200, 202, 204, 206, 208 и 210 элементов. Эти компоненты 192 обработки EG (например, 194-30 210) могут быть расположены вдоль тракта 110 рециркуляции выхлопа в одном или более последовательных расположений, параллельных расположений или любой совокупности последовательных и параллельных расположений. Например, компоненты 192 обработки EG (например, 194-210) могут включать в себя любое последовательное и/или параллельное расположение в любом порядке: один или более теплообменников (например, блоков утилизации тепла, таких как теплоутилизационные парогенераторы, конденсаторы, охладители или нагреватели), системы катализатора (например, системы окислительного катализатора), системы удаления частиц и/или воды (например, инерционные сепараторы, коалесцирующие фильтры, водонепроницаемые фильтры и другие фильтры), системы впрыска химических веществ, системы обработки на основе растворителя (например, абсорбера, испарительные емкости и т.д.), системы 35 улавливания углерода, системы сепарации газа, системы очистки газа и/или система обработки на основе растворителя или их любая совокупность. В определенных вариантах выполнения системы катализатора могут включать в себя окислительный катализатор, катализатор уменьшения моноксида углерода, катализатор уменьшения оксидов азота, оксид алюминия, оксид циркония, оксид кремния, оксид титана, оксид 40 платины, оксид палладия, оксид кобальта или смешанные оксиды металлов или их совокупность. Раскрытие варианты выполнения предназначены для включения в себя любых и всех перестановок вышеупомянутых компонентов 192 в последовательных и

параллельных расположениях. Как проиллюстрировано ниже, Таблица 2 изображает некоторые неограничивающие примеры расположений компонентов 192 вдоль тракта 110 рециркуляции выхлопа.

Таблица 2								
194	196	198	200	202	204	206	208	210
CU	HRU	BB	MRU	PRU				
CU	HRU	HRU	BB	MRU	PRU	DIL		
CU	HRSG	HRSG	BB	MRU	PRU			
OCU	HRU	OCU	HRU	OCU	BB	MRU	PRU	
HRU CU	HRU CU	BB	MRU	PRU				
HRSG OCU	HRSG OCU	BB	MRU	PRU	DIL			
OCU	HRSG OCU	OCU	HRSG OCU	OCU	BB	MRU	PRU	DIL
OCU	HRSG ST	HRSG ST	BB	COND	INER	WFIL	CFIL	DIL
OCU HRSG ST	OCU HRSG ST	BB	COND	INER	FIL	DIL		
OCU	HRSG ST	HRSG ST	OCU	BB	MRU HE COND	MRU WFIL	PRU INER	PRU FIL CFIL
CU	HRU COND	HRU COND	HRU COND	BB	MRU HE COND WFIL	PRU INER	PRU FIL CFIL	DIL

Как проиллюстрировано выше в Таблице 2, блок катализатора представлен CU, блок окислительного катализатора представлен OCU, вспомогательный нагнетатель 20 представлен BB, теплообменник представлен HX, блок утилизации тепла представлен HRU, теплоутилизационный парогенератор представлен HRSG, конденсатор представлен COND, паровая турбина представлена ST, блок удаления частиц представлен PRU, блок удаления влажности представлен MRU, фильтр представлен FIL, коалесцирующий фильтр представлен CFIL, водонепроницаемый фильтр представлен WFIL, инерционный 25 сепаратор представлен INER и система подачи разбавителя (например, пара, азота или другого инертного газа) представлен DIL. Несмотря на то, что Таблица 2 иллюстрирует компоненты 192 последовательно от выхлопного выпуска 182 секции 156 турбины по направлению к выхлопному впуску 184 выхлопной секции 152 компрессора, Таблица 2 также предназначена для охвата обратной последовательности проиллюстрированных 30 компонентов 192. В Таблице 2 любая ячейка, включающая в себя два или более компонентов, предназначена для охвата интегрированного блока с компонентами, параллельного расположения компонентов или их любой совокупности. Более того, в контексте Таблицы 2 HRU, HRSG и COND представляют собой примеры HE; HRSG 35 представляет собой пример HRU; COND, WFIL и CFIL представляют собой примеры WRU; INER, FIL, WFIL и CFIL представляют собой примеры PRU; и WFIL и CFIL представляют собой примеры FIL. Снова Таблица 2 не предназначена для исключения каких-либо непроиллюстрированных перестановок компонентов 192. В определенных вариантах выполнения проиллюстрированные компоненты 192 (например, 194-210) могут быть частично или полностью интегрированы в HRSG 56, систему 58 EGR или 40 их любую совокупность. Эти компоненты 192 обработки EG могут обеспечивать управление с обратной связью температурой, давлением, скоростью потока и композицией газа, при этом также удаляя влагу и частицы из выхлопного газа 60. Более того, обработанный выхлопной газ 60 может отбираться в одной или более точках 76 отбора для использования в системе 78 подачи EG и/или рециркулироваться к 45 выхлопному впуску 184 выхлопной секции 152 компрессора.

Как и обработанный, рециркулированный выхлопной газ 66 проходит через выхлопную секцию 152 компрессора, газотурбинная система 52 с SEGR может спускать участок сжатого выхлопного газа по одной или более линиям 212 (например, спускным

каналам или обходным каналам). Каждая линия 212 может направлять выхлопной газ в один или более теплообменников 214 (например, блоков охлаждения), тем самым охлаждая выхлопной газ для рециркуляции обратно в газотурбинную систему 52 с SEGR. Например, после прохождения через теплообменник 214 участок охлажденного выхлопного газа может направляться к секции 156 турбины по линии 212 для охлаждения и/или уплотнения корпуса турбины, бандажей турбины, подшипников и других компонентов. В таком варианте выполнения газотурбинная система 52 с SEGR не направляет никакой окислитель 68 (или другие потенциальные загрязнения) через секцию 156 турбины в целях охлаждения и/или уплотнения и, таким образом, никакая утечка охлажденного выхлопного газа не будет загрязнять горячие продукты сгорания (например, рабочий выхлопной газ), протекающий через и приводящий в движение ступени турбины секции 156 турбины. В качестве дополнительного примера после прохождения через теплообменник 214 участок охлажденного выхлопного газа может направляться по линии 216 (например, обратному каналу) до ближней ступени компрессора выхлопной секции 152 компрессора, тем самым улучшая эффективность сжатия выхлопной секции 152 компрессора. В таком варианте выполнения теплообменник 214 может быть выполнен в виде блока охлаждения промежуточной ступени для выхлопной секции 152 компрессора. Таким образом, охлажденный выхлопной газ содействует увеличению эксплуатационной эффективности газотурбинной системы 52 с SEGR, при этом одновременно содействуя поддержанию чистоты выхлопного газа (например, по существу не содержащего окислитель и топливо).

Фиг. 4 представляет собой блок-схему варианта выполнения эксплуатационного процесса 220 системы 10, проиллюстрированной на Фиг. 1-3. В определенных вариантах выполнения процесс 220 может представлять собой осуществляемый компьютером процесс, который имеет доступ к одной или более инструкциям, хранящимся в памяти 122, и выполняет инструкции в процессоре 120 контроллера 118, показанного на Фиг. 2. Например, каждый этап в процессе 220 может включать в себя инструкции, выполняемые контроллером 118 системы 100 управления, описанной со ссылкой на Фиг. 2.

Процесс 220 может начинаться с активации режима запуска газотурбинной системы 52 с SEGR на Фиг. 1-3, как обозначено блоком 222. Например, режим запуска может включать в себя постепенный вывод на режим газотурбинной системы 52 с SEGR для поддержания термических градиентов, вибрации и зазора (например, между вращающимися и неподвижными частями) в пределах допустимых пороговых значений. Например, во время режима 222 запуска процесс 220 может начинать подачу сжатого окислителя 68 к камерам 160 сгорания и топливным соплам 164 секции 154 камеры сгорания, как обозначено блоком 224. В определенных вариантах выполнения сжатый окислитель может включать в себя сжатый воздух, кислород, обогащенный кислородом воздух, обедненный кислородом воздух, смеси кислорода и азота или их любую совокупность. Например, окислитель 68 могут сжимать с помощью системы 186 сжатия окислителя, проиллюстрированной на Фиг. 3. Процесс 220 также может начинать подачу топлива к камерам 160 сгорания и топливным соплам 164 во время режима 222 запуска, как обозначено блоком 226. Во время режима 222 запуска процесс 220 также может начинать подачу выхлопного газа (по возможности) к камерам 160 сгорания и топливным соплам 164, как обозначено блоком 228. Например, топливные сопла 164 могут производить одно или более диффузионных пламеней, пламеней предварительного смешивания или совокупность диффузионных пламеней и пламеней предварительного смешивания. Во время режима 222 запуска выхлопной газ 60, генерируемый

газотурбинным двигателем 156, может быть недостаточным или неустойчивым по количеству и/или качеству. Соответственно во время режима запуска процесс 220 может подавать выхлопной газ 66 из одного или более блоков хранения (например, емкости 88 для хранения), трубопровода 86, других газотурбинных систем 52 с SEGR или других

5 источников выхлопного газа.

Процесс 220 может далее сжигать смесь сжатого окислителя, топлива и выхлопного газа в камерах 160 сгорания для производства горячего газа 172 сгорания, как обозначено блоком 230. В частности процессом 220 могут управлять с помощью системы

10 100 управления на Фиг. 2 для обеспечения стехиометрического сгорания (например,

15 стехиометрического диффузионного сгорания, сгорания предварительного смешивания или и того, и другого) смеси в камерах 160 сгорания секции 154 камеры сгорания. Однако во время режима 222 запуска может быть особенно сложно поддерживать

20 стехиометрическое сгорание смеси (и, таким образом, низкие уровни окислителя и несгоревшего топлива могут быть представлены в горячем газе 172 сгорания). В

25 результате в режиме 222 запуска горячий газ 172 сгорания может иметь большие количества остаточного окислителя 68 и/или топлива 70, чем во время режима

установившегося состояния, который рассмотрен более подробно ниже. По этой причине

30 процесс 220 может выполнять одну или более инструкций управления для уменьшения или исключения остаточного окислителя 68 и/или топлива 70 в горячем газе 172 сгорания

во время режима запуска.

Процесс 220 далее приводит в движение секцию 156 турбины с горячим газом 172 сгорания, как обозначено блоком 232. Например, горячий газ 172 сгорания может приводить в движение одну или более ступеней 174 турбины, расположенных внутри

35 секции 156 турбины. После секции 156 турбины процесс 220 может обрабатывать

выхлопной газ 60 из последней ступени 174 турбины, как обозначено блоком 234.

Например, обработка 234 выхлопного газа может включать в себя фильтрацию,

каталитическую реакцию любого остаточного окислителя 68 и/или топлива 70,

химическую обработку, утилизацию тепла с HRSG 56 и так далее. Процесс 220 также

может рециркулировать по меньшей мере некоторую часть выхлопного газа 60 обратно

30 к выхлопной секции 152 компрессора газотурбинной системы 52 с SEGR, как обозначено

блоком 236. Например, рециркуляция 236 выхлопного газа может включать в себя

прохождение по тракту 110 рециркуляции выхлопа, имеющему систему 54 переработки

EG, как проиллюстрировано на Фиг. 1-3.

В свою очередь, рециркулированный выхлопной газ 66 могут сжимать в выхлопной

35 секции 152 компрессора, как обозначено блоком 238. Например, газотурбинная система

52 с SEGR может последовательно сжимать рециркулированный выхлопной газ 66 в

одной или более ступенях 158 компрессора выхлопной секции 152 компрессора.

Впоследствии сжатый выхлопной газ 170 могут подавать к камерам 160 сгорания и

топливным соплам 164, как обозначено блоком 228. Этапы 230, 232, 234, 236 и 238

40 могут далее повторяться до того, как процесс 220 в итоге переходит в режим

установившегося состояния, как обозначено блоком 240. При переходе 240 процесс

220 может продолжать выполнение этапов 224-238, но также может начинать отбор

выхлопного газа 42 с помощью системы 78 подачи EG, как обозначено блоком 242.

Например, выхлопной газ 42 могут отбирать из одной или более точек 76 отбора вдоль

45 выхлопной секции 152 компрессора, секции 154 камеры сгорания и секции 156 турбины,

как обозначено на Фиг. 3. В свою очередь процесс 220 может подавать отобранный

выхлопной газ 42 из системы 78 подачи EG к системе 12 производства углеводородов,

как обозначено блоком 244. Система 12 производства углеводородов может далее

впрыскивать выхлопной газ 42 в землю 32 для улучшенной нефтеотдачи, как обозначено блоком 246. Например, отобранный выхлопной газ 42 может использоваться системой 112 EOR с впрыском выхлопного газа системы 18 EOR, проиллюстрированной на Фиг. 1-3.

- 5 Может быть принято во внимание, что, когда выхлопной газ 42 отбирают из одной или более точек 76 отбора, как обозначено на Фиг. 3, газотурбинная система 52 с SEGR может в общем стремиться к поддержанию массового баланса. То есть может быть в общем необходимо, чтобы поток выхлопного газа, отбираемый из одной или более точек 76 отбора, был приблизительно равен потоку топлива 70 и окислителя 68,
- 10 добавляемым в камеры 160 сгорания газотурбинной системы 52 с SEGR. Соответственно поддержание этого массового баланса может позволять газотурбинной системе 52 с SEGR поддерживать пригодные давления во время эксплуатации.

Фиг. 5 схематически изображает вариант выполнения системы 260 управления, выполненной с возможностью управления эксплуатацией газотурбинной системы 52 с SEGR. В частности система 260 управления обеспечивает управление одним или более параметрами (например, скоростью потока или давлением) выхлопного газа 60, когда он рециркулируется по тракту 110 рециркуляции выхлопа. В числе различных признаков регулировки потока система 260 управления включает в себя контроллер 118, который может включать в себя последовательность модулей или компьютерных программ, способных к осуществлению технологий управления потоком, описанных здесь. В одном варианте выполнения контроллер 118 может включать в себя одну или более материальных энергонезависимых машиносчитываемых сред, совместно хранящих один или более наборов инструкций, и одно или более устройств обработки, выполненных с возможностью выполнения хранящихся инструкций для выполнения технологий управления выхлопным потоком, описанных здесь. Один или более наборов инструкций, например, могут совместно или по отдельности включать в себя модули регулировки одного или более выхлопных потоков через газотурбинную систему 52 с SEGR. Следует отметить, что модули, раскрытие которых здесь, могут осуществляться на централизованной рабочей станции (например, местной или внешней рабочей станции 30 в качестве одного или более применений) или распределенной системе, в которой одна или более рабочих станций, панели или автоматизированные контроллеры могут быть распределены по всей газотурбинной системе 52 с SEGR, например, вблизи различных клапанов управления, переходов каналов и так далее. Следует также отметить, что только определенные признаки системы 260 управления и газотурбинной системы 52 с SEGR проиллюстрированы на Фиг. 5 в целях рассмотрения; однако определенные варианты выполнения системы 260 управления могут включать в себя другие признаки (например, признаки, изложенные на Фиг. 1-4), которые ясно не показаны на Фиг. 5.

Газотурбинная система 52 с SEGR, проиллюстрированная на Фиг. 5, включает в себя вариант выполнения системы 54 переработки EG, имеющей особые компоненты для обеспечения перемещения и подготовки выхлопного газа внутри газотурбинной системы 52 с SEGR. В частности проиллюстрированная система 54 переработки EG включает в себя два элемента 56A и 56B HRSG, расположенных на противоположных сторонах (например, ближней стороне и дальней стороне) рециркуляционного нагнетателя 262 (также называемого вспомогательным нагнетателем) вдоль тракта 110 рециркуляции газотурбинной системы 52 с SEGR. В других вариантах выполнения более одного рециркуляционного нагнетателя 262 могут быть соединены с трактом 110 рециркуляции выхлопа либо последовательно, либо параллельно. Дополнительно рециркуляционный нагнетатель 262 может включать в себя блок 257 управления для управления

эксплуатацией рециркуляционного нагнетателя. Например, в определенных вариантах выполнения блок 257 управления может управлять одним или более двигателями 259 и приводами 261 рециркуляционного нагнетателя 262 на основе инструкций от контроллера 118, как рассмотрено подробно ниже.

5 Рециркуляционный нагнетатель 262 может включать в себя несколько лопаток (BV) 264 нагнетателя, чье положение может управляться одним или более приводами 261 рециркуляционного нагнетателя 262. На основе шага или угла 263 BV 264 (например, относительно радиального направления 265) скорость потока выхлопа через рециркуляционный нагнетатель 262 может быть увеличена или уменьшена. Например, 10 в определенных вариантах выполнения, когда BV 264 имеют минимальный шаг 263 BV, (например, 0, 1, 2, 3, 4, 5, 10, 15, 20, 25, 30 или 35 градусов или другой пригодно низкий шаг BV) рециркуляционный нагнетатель 262 может обеспечивать минимальный выход (например, минимальный поток выхлопного газа или рост минимального давления на рециркуляционном нагнетателе 262). И наоборот, в таких вариантах 15 выполнения, когда BV 264 установлены на максимальный шаг 263 BV (например, 40, 45, 50, 55, 60, 65, 70, 75, 80, 85, 90 градусов или другой пригодный относительно более высокий угол), рециркуляционный нагнетатель 262 может обеспечивать максимальный выход (например, максимальный поток выхлопного газа и/или рост максимального давления). В качестве конкретного примера в определенных вариантах выполнения 20 BV 264 могут иметь диапазон движения, который продолжается между 25 градусами и 80 градусами. Может быть принято во внимание, что в других вариантах выполнения шаг 263 BV может быть определен относительно другого направления (например, аксиального проектного исходного направления 267) и, соответственно, минимальный шаг 263 BV может соответствовать максимальному выходу рециркуляционного 25 нагнетателя 262, и наоборот. Дополнительно может быть принято во внимание, что в определенных вариантах выполнения один или более приводов 261 могут регулироваться с возможностью влияния на шаг 263 BV с соблюдением зоны нечувствительности (например, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 или 10 градусов) или непрерывно изменяемым образом.

Блок 257 управления рециркуляционного нагнетателя 262, проиллюстрированный 30 на Фиг. 5, коммуникативно соединен с контроллером 118, чтобы позволять контроллеру 118 отслеживать и регулировать шаг 263 BV для того, чтобы управлять выходом выхлопного газа рециркуляционного нагнетателя 262. Например, как рассмотрено подробно ниже, контроллер 118 может заставлять блок 257 управления регулировать шаг 263 BV (например, с использованием одного или более приводов 261) для изменения 35 скорости потока выхлопного газа 60 после рециркуляционного нагнетателя 262, роста давления потока выхлопного газа на рециркуляционном нагнетателе 262 и так далее. В определенных вариантах выполнения любой или совокупность других параметров (например, мощность, напряжение или обороты в минуту) рециркуляционного нагнетателя 262 могут дополнительно или альтернативно регулироваться (например, 40 контроллером 118 и блоком 257 управления) для управления выходом выхлопного газа рециркуляционного нагнетателя 262 в соответствии с настоящим подходом. Дополнительно, как рассмотрено подробно ниже, во время эксплуатации газотурбинной системы 52 с SEGR контроллер 118 может учитывать несколько параметров и 45 ограничений различных компонентов газотурбинной системы 52 с SEGR для определения пригодного выхода для рециркуляционного нагнетателя 262 (например, пригодного шага 263 BV) при особом наборе условий.

После прохождения системы 54 переработки EG, проиллюстрированной на Фиг. 5, выхлопной газ 60 может продолжать стекать по тракту 110 рециркуляции выхлопа для

достижения выхлопной секции 152 компрессора. Конкретнее тракт 110 рециркуляции выхлопа может направлять выхлопной газ 60 к выхлопному впуску 184 выхлопной секции 152 компрессора так, что выхлопной газ 60 может вводиться в выхлопную секцию 152 компрессора для сжатия, как рассмотрено выше. Дополнительно выхлопной

- 5 впуск 184 выхлопной секции 152 компрессора, проиллюстрированной на Фиг. 5, включает в себя механизм управления потоком, такой как одна или более впускных направляющих лопаток (IGV) 266 или другой пригодный механизм управления потоком для управления или регулировки потока выхлопного газа в выхлопную секцию 152 компрессора. Механизм управления потоком (например, IGV 266) может быть
- 10 установлен в особое положение для ограничения или блокировки (например, управления или регулировки) прохождения участка потока выхлопного газа через выхлопной впуск 184 и в выхлопную секцию 152 компрессора. Например, IGV 266 могут регулироваться до особого угла (например, угла 271 впускной направляющей лопатки (IGV)) одним или более приводами 269 для обеспечения особого количества потока выхлопного газа,
- 15 принимаемого в выхлопном впуске 184 для попадания в выхлопную секцию 152 компрессора для сжатия.

Соответственно один или более приводов 269 IGV 266, проиллюстрированных на Фиг. 5, коммуникативно соединены с контроллером 118, чтобы позволять контроллеру 118 отслеживать и регулировать угол 271 IGV для управления тем, сколько потока 20 выхлопного газа вводится в выхлопную секцию 152 компрессора. Например, IGV 266 может периодически устанавливаться контроллером 118 в положение максимального открытия, такое как приблизительно 0 градусов, или другой пригодный малый угол (например, между 0 и 25 градусами, между 1 и 20 градусами, между 2 и 15 градусами или между 3 и 10 градусами, между 4 и 5 градусами) относительно аксиального 25 проектного исходного направления 267 для обеспечения максимального выхлопного потока в выхлопную секцию 152 компрессора. Дополнительно IGV 266 может периодически устанавливаться контроллером 118 в положение минимального открытия, такое как приблизительно 75 градусов, или другой пригодного высокой угол (например, между 25 и 75 градусами, между 35 и 65 градусами, между 45 и 60 градусами или между 30 50 и 55 градусами) относительно аксиального проектного исходного направления 267 для обеспечения минимального выхлопного потока в выхлопную секцию 152 компрессора. В определенных вариантах выполнения один или более приводов 269 могут регулировать угол 271 IGV с соблюдением зоны нечувствительности (например, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 или 10 градусов) или непрерывно изменяемым образом. В качестве 35 конкретного примера в определенных вариантах выполнения шаг 263 BV может регулироваться с соблюдением зон нечувствительности, тогда как угол 271 IGV может регулироваться непрерывно изменяемым образом. Может быть принято во внимание, что в других вариантах выполнения угол 271 IGV может быть определен относительно другого направления (например, радиального направления 265) и, соответственно, 40 максимальный угол IGV может соответствовать максимальному потоку выхлопного газа в выхлопную секцию 152 компрессора, и наоборот. Как рассмотрено подробно ниже, во время эксплуатации газотурбинной системы 52 с SEGR контроллер 118 может учитывать определенные параметры и ограничения компонентов газотурбинной системы 52 с SEGR для определения пригодного угла 271 IGV.

- 45 Как изложено выше, поток выхлопного газа 60 по тракту 110 рециркуляции выхлопного газа, проиллюстрированному на Фиг. 5, регулируется по меньшей мере частично с помощью положения элемента управления потоком (например, IGV 266) в выхлопном впуске 184 выхлопной секции 152 компрессора и выходе рециркуляционного

нагнетателя 262. Соответственно в определенных вариантах выполнения контроллер 118 может управлять потоком выхлопного газа 60 по тракту 110 рециркуляции выхлопного газа путем управления и углом 271 IGV, и шагом 263 BV. Дополнительно может быть принято во внимание, что в определенных вариантах выполнения

5 контроллер 118 может регулировать угол 271 IGV и шаг 263 BV для поддержания (например, на целевом значении в пределах целевого диапазона или ниже особого порогового значения) определенных параметров газотурбинной системы 52 с SEGR, при этом по-прежнему учитывая ограничения компонентов газотурбинной системы 52 с SEGR.

10 Например, контроллер 118 может использовать один или более датчиков (например, датчик 268 температуры) для определения температуры выхлопного газа 60, выходящего из секции 156 турбины. В определенных вариантах выполнения контроллер 118 может в общем регулировать положения IGV 266 и/или BV 264 для поддержания температуры выхлопного газа ниже порогового значения или на значении особой установленной

15 точки. Дополнительно или альтернативно контроллер 118 может моделировать (например, с использованием программного обеспечения компьютерного моделирования в реальном времени или близком к реальному времени) температуру воспламенения (например, температуру сгорания) внутри секции 154 камеры сгорания газотурбинной системы 52 с SEGR на основе температуры выхлопа, измеряемой одним или более

20 датчиками (например, датчиком 268 температуры) и может эксплуатироваться с возможностью поддержания температуры воспламенения ниже порогового значения или в пределах особого эксплуатационного диапазона по меньшей мере частично путем управления IGV 266 и/или BV 264.

С учетом вышеупомянутого, Фиг. 6 иллюстрирует, как температура выхлопа 25 рециркуляционной газовой турбины (RGT) газотурбинной системы 52 с SEGR может подвергаться воздействию изменений угла 271 IGV по сравнению с изменениями шага 263 BV. То есть график 280 на Фиг. 6 демонстрирует, как температура выхлопа RGT может изменяться в зависимости от времени при регулировке либо угла 271 IGV (линия 282), либо шага 263 BV (линия 284) образом без обратной связи, тогда как другие 30 эффекторы газотурбинной системы 52 с SEGR являются в общем неизменными. Как будет принято во внимание со ссылкой на график 280, линия 282 иллюстрирует резкое изменение температуры выхлопа RGT при уменьшении угла 271 IGV на угловую величину (например, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 или 10 градусов), что обеспечивает даже 35 больший выхлопной поток через выхлопной выпуск 184 в выхлопную секцию 152 компрессора. За счет увеличенного потока выхлопного газа 60 температура воспламенения и в результате температура выхлопа RGT уменьшаются за счет наличия более разбавленного выхлопного газа относительно топлива и окислителя в процессе сгорания.

В отличие от этого, линия 284 графика 280 на Фиг. 6 иллюстрирует более постепенное 40 изменение температуры выхлопа RGT при увеличении шага 263 BV на угловую величину (например, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 или 10 градусов), обеспечивающее больший поток выхлопа к выхлопному выпуску 184. Для сравнения двух линий 282 и 284 штриховая линия 286 обозначает особую точку во времени (например, 5, 7, 10 или 15 секунд после любой регулировки). Во время 286 изменение температуры выхлопа RGT, обеспеченное 45 регулировкой шага 263 BV (т.е. линией 284), отражает изменение температуры выхлопа RGT, которое приблизительно на 40% меньше, чем изменение, обеспеченное регулировкой угла 271 IGV (например, линией 282). В связи с этим график 280 иллюстрирует, что так как BV 264 дальше удалены от секции 154 камеры сгорания, чем

IGV 266 (т.е. которые проиллюстрированы на Фиг. 5), изменения шага 263 BV могут в общем не влиять на температуру выхлопа RGT (или температуру воспламенения внутри секции 154 камеры сгорания) так же быстро, как (или в такой же степени, как) изменения угла 271 IGV.

- 5 Соответственно температура выхлопа или воспламенения RGT газотурбинной системы 52 с SEGR может в общем реагировать быстрее на изменения угла 271 IGV, чем на изменения шага 263 BV. С дополнительным учетом рециркуляционный нагнетатель 262 может в общем потреблять больше мощности, когда BV 264 установлены на более высокий шаг 263 BV, или выход рециркуляционного нагнетателя 10 262 в противном случае увеличивается. С учетом этого может быть благоприятным с точки зрения эффективности в одной стратегии управления эксплуатировать рециркуляционный нагнетатель 262 только минимальное количество времени. Например, возвращаясь к Фиг. 7, график 290 иллюстрирует стратегию управления, ориентированную на эффективность, которую контроллер 118 может использовать 15 для определения пригодного угла 271 IGV и пригодного шага 263 BV для реагирования на увеличивающуюся нагрузку RGT, которая соответствует увеличивающимся температурам воспламенения и выхлопа RGT в газотурбинной системе 52 с SEGR. Другими словами, для стратегии управления, проиллюстрированной на Фиг. 7, рециркуляционный нагнетатель 262 работает минимальное количество времени.
- 20 График 290 на Фиг. 7 иллюстрирует, что при увеличении нагрузки RGT угол 271 IGV (проиллюстрированный линией 292) может уменьшаться контроллером 118, обеспечивая больший поток выхлопного газа в выхлопную секцию 152 компрессора. В итоге, если нагрузка RGT продолжает увеличиваться, угол 271 IGV может достигать минимального угла (например, минимальной установленной точки, такой как 0°), причем IGV 266 25 могут находиться в положении максимального открытия, обеспечивая максимальный поток через IGV 266. За пределами этой точки, если нагрузка RGT продолжает дополнительно увеличиваться, далее шаг 263 BV (проиллюстрированный ссылочной позицией 294) рециркуляционного нагнетателя 262 может увеличиваться (например, с минимального шага) контроллером 118, заставляя рециркуляционный нагнетатель 262 30 потреблять дополнительную мощность. Однако, как изложено выше, регулировка шага 263 BV не влияет на температуру выхлопа или воспламенения RGT газотурбинной системы 52 с SEGR так же быстро, как регулировка угла 271 IGV. Соответственно, тогда как стратегия управления, проиллюстрированная на Фиг. 7, усиливает эффективность (например, минимальное использование рециркуляционного нагнетателя 262), точное 35 управление или оперативность температуры выхлопа или воспламенения RGT газотурбинной системы 52 с SEGR может значительно уменьшаться по всей области 296, которая представляет собой период времени, в течение которого рециркуляционный нагнетатель 262 используется для управления температурой выхлопа или воспламенения RGT. Подобным образом, газотурбинная система 52 с SEGR также может быть 40 ограничена в ее способности быстро реагировать на изменения требования по нагрузке, будучи управляемой, как проиллюстрировано на Фиг. 7.

Фиг. 8 иллюстрирует график 300, изображающий пример другой стратегии управления (ориентированной на оперативность), которую контроллер 118 может использовать для определения пригодного угла 271 IGV и пригодного шага 263 BV для реагирования 45 на увеличивающуюся нагрузку RGT. Как отмечено выше, увеличивающаяся нагрузка RGT может соответствовать увеличивающимся температурам воспламенения и выхлопа RGT в газотурбинной системе 52 с SEGR. На графике 300 на Фиг. 8 при установившемся увеличении нагрузки RGT газотурбинной системы 52 с SEGR угол 271 IGV

(проиллюстрированный линией 302) может первоначально уменьшаться контроллером 118, обеспечивая больший поток выхлопного газа 60 в выхлопную секцию 152 компрессора. Однако, в отличие от графика 290, когда нагрузка RGT продолжает увеличиваться, IGV 266 может в итоге достигать угла или положения 301 особой установленной точки (например, 5 градусов или 5% от положения максимального открытия). Может быть принято во внимание, что угол или положение 301 особой установленной точки IGV 266 может представлять собой любой пригодной угол или положение, которое обеспечивает достаточное свободное пространство 303 для целей управления, изложенных выше и ниже.

Например, в определенных вариантах выполнения угол или положение 301 особой установленной точки IGV 266 может составлять приблизительно 50%, 45%, 40%, 35%, 30%, 25%, 20%, 15%, 10%, 7%, 5% или 3% диапазона движения IGV 266 от положения максимального открытия для обеспечения требуемого свободного пространства 303. В определенных вариантах выполнения угол или положение 301 особой установленной точки ВНЛ 266 может составлять между приблизительно 50% и приблизительно 2%, между приблизительно 40% и приблизительно 3%, между приблизительно 30% и приблизительно 4%, между приблизительно 20% и 5% или между приблизительно 10% и приблизительно 5% диапазона движения IGV 266 от положения максимального открытия. В качестве дополнительного примера в определенных вариантах выполнения угол или положение 301 особой установленной точки IGV 266 может составлять приблизительно 50, 45, 40, 35, 30, 25, 20, 15, 10, 7, 5 или 3 градуса от положения максимального открытия. В определенных вариантах выполнения угол или положение особой установленной точки IGV 266 может составлять между приблизительно 50 градусами и приблизительно 2 градусами, между приблизительно 40 градусами и приблизительно 3 градусами, между приблизительно 30 градусами и приблизительно 4 градусами, между приблизительно 20 градусами и приблизительно 5 градусами или между приблизительно 10 градусами и приблизительно 5 градусами от положения максимального открытия.

Как проиллюстрировано на графике 300 на Фиг. 8, как только IGV 266 достигает угла или положения 301 установленной точки, если нагрузка RGT продолжает увеличиваться, шаг 263 BV (проиллюстрированный линией 304) может далее регулироваться для увеличения выхода рециркуляционного нагнетателя 262 так, что угол или положение 301 установленной точки IGV 266 может в общем поддерживаться. Другими словами, шаг 263 BV может регулироваться так, что IGV 266 поддерживают особое свободное пространство 303 (например, 5 градусов или 5% от положения максимального открытия IGV 266). Может быть принято во внимание, что, как рассмотрено выше в отношении Фиг. 6, свободное пространство 303 может обеспечивать достаточное перемещение IGV 266 так, что контроллер 118 может регулировать угол 271 IGV для быстрой регулировки температуры выхлопа или воспламенения RGT газотурбинной системы 52 с SEGR.

Как проиллюстрировано на Фиг. 8, в области 306, когда нагрузка RGT газотурбинной системы 52 с SEGR продолжает увеличиваться, BV 264 могут в итоге достигать максимального шага BV 263, соответствующего максимальному выходу рециркуляционного нагнетателя 262 (который проиллюстрирован линией 307). В этой точке, если нагрузка RGT газотурбинной системы 52 с SEGR дополнительно увеличивается, контроллер 118 может воздерживаться от поддержания свободного пространства 303 и может уменьшать угол 271 IGV для увеличения выхлопного потока в выхлопную секцию 152 компрессора для удовлетворения других ограничений

газотурбинной системы 52 с SEGR (например, ограничения температуры выхлопа или воспламенения RGT, рассмотренного ниже). Может быть принято во внимание, что для стратегии управления, проиллюстрированной на Фиг. 8, температура выхлопа или воспламенения RGT газотурбинной системы 52 с SEGR может регулироваться более

- 5 оперативным образом по всей области 306. Дополнительно, тогда как стратегия управления, представленная на Фиг. 8, может быть немного менее эффективна, чем стратегия управления, представленная на Фиг. 7 (например, из-за дополнительного потребления мощности рециркуляционным нагнетателем 262 при поддержании вышеупомянутого свободного пространства 303 IGV), этот подход может в общем 10 позволять контроллеру 118 использовать более оперативные входные данные (например, угол 271 IGV) для управления температурой выхлопа или воспламенения RGT по всей области 306.

Фиг. 9 представляет собой изображение гибридной блок-схемы, иллюстрирующей ограничения и входные данные, которые контроллер 118 может использовать в определенных вариантах выполнения для определения пригодного угла 271 IGV и пригодного шага 263 BV при управлении эксплуатацией газотурбинной системы 52 с SEGR. Для варианта выполнения, проиллюстрированного на Фиг. 9, контроллер 118 может определять подходящий угол 271 IGV на основе текущей измеренной температуры выхлопа RGT или текущей смоделированной температуры 312 воспламенения RGT 20 газотурбинной системы 52 с SEGR. Контроллер 118 может соответственно определять, увеличивать или уменьшать угол 271 IGV на основе текущей температуры 312 выхлопа или воспламенения относительно ограничения 314 температуры выхлопа или воспламенения RGT (например, высшего порогового значения, низшего порогового значения или диапазона).

25 Дополнительно, как проиллюстрировано на Фиг. 9, контроллер 118 также может учитывать определенные ограничения газотурбинной системы 52 с SEGR (например, ограничения IGV 266 и выхлопной секции 152 компрессора) при определении подходящего угла 271 IGV. Например, в определенных вариантах выполнения контроллер 118 может ограничивать угол 271 IGV, чтобы оставаться ниже (например, 30 оставаться более открытым, чем) угла или положения минимального открытия на основе по меньшей мере частично ограничения 316 по срыву рециркуляционного компрессора для предотвращения срыва выхлопной секции 152 компрессора. Дополнительно в определенных вариантах выполнения контроллер 118 может дополнительно ограничивать угол 271 IGV на основе по меньшей мере частично 35 ограничения 318 минимального открытия IGV и ограничения 320 максимального открытия IGV, которые могут определять механические ограничения для диапазона движения IGV 266. Другими словами, контроллер 118 может выбирать подходящий угол 271 IGV, который удовлетворяет всем ограничениям газотурбинной системы 52 с SEGR (например, ограничению 314 температуры выхлопа или воспламенения RGT, 40 ограничению 316 по срыву рециркуляционного компрессора, ограничению 318 минимального открытия IGV и ограничению 320 максимального открытия IGV) на основе текущей температуры 312 выхлопа или воспламенения RGT газотурбинной системы 52 с SEGR.

Подобным образом, как проиллюстрировано на Фиг. 9, пригодный шаг 263 BV 45 может быть определен контроллером 118 на основе различных входных данных и ограничений газотурбинной системы 52 с SEGR. Для варианта выполнения, проиллюстрированного на Фиг. 9, контроллер 118 определяет подходящий шаг 263 BV на основе текущего угла 271 IGV относительно ограничения 320 максимального

открытия IGV. То есть в определенных вариантах выполнения контроллер 118 может быть запрограммирован с возможностью регулировки шага 263 BV для обеспечения IGV 266 особым свободным пространством 303 (которое проиллюстрировано на Фиг. 8), причем текущее свободное пространство 303 может быть определено разницей 5 между текущим углом 271 IGV и ограничением 318 максимального открытия IGV или другим пригодным ограничением максимального открытия IGV 266.

Однако, как проиллюстрировано на Фиг. 9, контроллер 118 также может учитывать другие ограничения газотурбинной системы 52 с SEGR (например, ограничения рециркуляционного нагнетателя 262 и выхлопной секции 152 компрессора) при 10 определении подходящего шага 263 BV. Например, как проиллюстрировано на Фиг. 9, контроллер 118 может учитывать ограничение 326 максимального давления на впуске компрессора, которое определяет высшие ограничения шага 263 BV (например, выход высших границ рециркуляционного нагнетателя 266) для обеспечения пригодности к 15 эксплуатации газотурбинной системы 52 с SEGR. Дополнительно в варианте выполнения, проиллюстрированном на Фиг. 9, контроллер 118 может учитывать ограничение 328 по срыву рециркуляционного нагнетателя, ограничение 330 минимального давления рециркуляции выхлопного газа (EGR) и ограничение 332 роста минимального давления EGR, которые могут определять низшие ограничения шага 263 BV (например, выход низших границ рециркуляционного нагнетателя 266) для обеспечения пригодности к 20 эксплуатации газотурбинной системы 52 с SEGR. Другими словами, контроллер 118 может выбирать подходящий шаг 263 BV, который удовлетворяет всем ограничениям газотурбинной системы 52 с SEGR и рециркуляционного нагнетателя 266 (например, ограничению 326 максимального давления на впуске компрессора, ограничению 328 по срыву рециркуляционного нагнетателя, ограничению 330 минимального давления 25 рециркуляции выхлопного газа (EGR) и ограничению 332 роста минимального давления EGR) на основе текущего угла 271 IGV относительно ограничения 320 максимального открытия IGV. Более того, в определенных вариантах выполнения, которые проиллюстрированы линией 333, контроллер 118 также может учитывать текущий шаг 263 BV при определении пригодного угла 271 IGV. Например, в определенных вариантах 30 выполнения контроллер 118 может определять, что шаг 263 BV достиг максимального шага 263 BV и, соответственно, контроллер 118 может воздерживаться от поддержания свободного пространства 303 (например, как изложено при рассмотрении Фиг. 8 выше).

Фиг. 10 представляет собой набор графиков 340, иллюстрирующих различные параметры варианта выполнения газотурбинной системы 52 с SEGR, использующей 35 стратегию управления на Фиг. 8 и 9. В частности верхний график 342 на Фиг. 10 представляет температуру 312 выхлопа или воспламенения RGT газотурбинной системы 52 с SEGR во время эксплуатации. Средний график 344 на Фиг. 10 представляет угол 271 IGV, а нижний график 346 представляет шаг 263 BV, который установлен контроллером 118. Более того, набор графиков 340 иллюстрирует четыре точки во 40 времени, проиллюстрированные линиями 348, 350, 352 и 354 соответственно, для обеспечения рассмотрения изменений этих параметров газотурбинной системы 52 с SEGR во время эксплуатации.

Как проиллюстрировано верхним графиком 342 на Фиг. 10, во время эксплуатации газотурбинной системы 52 с SEGR температура 312 выхлопа или воспламенения RGT 45 газотурбинной системы 52 с SEGR первоначально медленно увеличивается по направлению к ограничению 314 температуры выхлопа или воспламенения RGT, например, из-за колебания топливной смеси или нагрузки RGT. Дополнительно, как проиллюстрировано на среднем графике 344, угол 271 IGV может первоначально

поддерживаться контроллером 118 на или выше угла или положения 301 особой установленной точки для обеспечения свободного пространства 303 и для управления температурой 312 выхлопа или воспламенения RGT. Более того, как проиллюстрировано на нижнем графике 346, шаг 263 BV может первоначально быть относительно низким, 5 так как угол 271 IGV находится на или выше (например, более открытый, чем) угла или положения 301 установленной точки.

Как проиллюстрировано верхним графиком 342 на Фиг. 10, во время 348 температура 312 выхлопа или воспламенения RGT превышает ограничение 314 температуры выхлопа или воспламенения RGT. В ответ, как проиллюстрировано средним графиком 344 во 10 времени 348, контроллер 118 может регулировать угол 271 IGV так, что он падает ниже требуемого свободного пространства 303, связанного с углом или положением 301 особой установленной точки, которое изложено выше. Дополнительно, как проиллюстрировано нижним графиком 346 во время 348, когда контроллер 118 определяет, что угол 271 IGV упал ниже требуемого свободного пространства 303 во 15 времени 348, контроллер 118 может увеличивать шаг 263 BV в попытке приводить угол 271 IGV обратно к углу установленной точки и требуемому свободному пространству 303.

Как проиллюстрировано верхним графиком 342, во время 350 в ответ на измененный угол 271 IGV, а также измененный шаг 263 BV, температура 312 выхлопа или 20 воспламенения RGT начинает стабилизироваться. Однако, так как температура 312 выхлопа или воспламенения RGT по-прежнему превышает ограничение 314 температуры выхлопа или воспламенения RGT, как проиллюстрировано средним графиком 344 во время 350, угол 271 IGV может уменьшаться контроллером 118, обеспечивая больше выхлопного газа в выхлопную секцию 152 компрессора, в попытке приводить 25 температуру 312 выхлопа или воспламенения RGT обратно ниже ограничения. Более того, как проиллюстрировано нижним графиком 346 во время 350, контроллер 118 также может определять, что предыдущая регулировка шага 263 BV была недостаточна для приведения угла 271 IGV обратно к углу или положению 301 установленной точки для обеспечения требуемого свободного пространства 303 и, соответственно, может 30 дополнительно увеличивать шаг 263 BV, как проиллюстрировано.

Как проиллюстрировано верхним графиком 342 во время 352, в ответ на измененный угол 271 IGV, а также измененный шаг 263 BV, температура 312 выхлопа или воспламенения RGT падает ниже ограничения 314 температуры выхлопа или воспламенения RGT. В связи с этим на среднем графике 344 во время 352 контроллер 35 118 может увеличивать угол 271 IGV по направлению к углу или положению 301 установленной точки для обеспечения требуемого свободного пространства 303. Однако, так как угол 271 IGV по-прежнему находится ниже угла или положения 301 установленной точки для обеспечения требуемого свободного пространства 303, как проиллюстрировано нижним графиком 346 во время 352, контроллер 118 может 40 продолжать увеличивать шаг 263 BV рециркуляционного нагнетателя 262.

Как проиллюстрировано на верхнем графике 342 во время 354, причина для колебания температуры устранена (например, нагрузка RGT уменьшена), и температура 312 выхлопа или воспламенения RGT продолжает падать ниже ограничения 314 температуры выхлопа или воспламенения RGT. Более того, на графике 342 во время 354 угол 271 45 IGV был отрегулирован контроллером 118 обратно до угла или положения 301 установленной точки для обеспечения требуемого свободного пространства 303. Дополнительно, как проиллюстрировано на графике 344 во время 354, так как угол 271 IGV находится на или выше угла установленной точки, восстанавливющего

требуемое свободное пространство 303, контроллер 118 может уменьшать шаг 263 BV для сохранения мощности.

- Технические результаты настоящего подхода включают в себя улучшенную оперативность при управлении газотурбинными системами с EGR, такими как газотурбинные системы с SEGR. В частности настоящий подход обеспечивает контроллер для управления параметрами газотурбинной системы с SEGR, такими как температура выхлопа или воспламенения рециркуляционной газовой турбины (RGT), оперативным образом путем управления различными входными данными (например, углом IGV и шагом BV) особым образом вдоль тракта рециркуляции выхлопа.
- Конкретнее в определенных вариантах выполнения настоящий подход позволяет контроллеру регулировать шаг BV так, что IGV рециркуляционного компрессора поддерживают особое свободное пространство. Дополнительно это свободное пространство IGV позволяет контроллеру использовать более оперативные входные данные (например, угол IGV) для управления температурой выхлопа или воспламенения RGT газотурбинной системы с SEGR во время эксплуатации.

#### **Дополнительное описание**

Как изложено выше, настоящие варианты выполнения обеспечивают системы и способы использования обработанного выхлопного газа для управления температурой, управления давлением, управления влажностью, продувки, управления зазором и/или уплотнения различных компонентов систем ресурсов на основе турбины. Следует отметить, что любой или совокупность признаков, описанных выше, могут использоваться в любой пригодной совокупности. Более того, все перестановки таких совокупностей в настоящее время предусматриваются. Путем примера следующие пункты предложены в качестве дополнительного описания настоящего раскрытия:

- Вариант выполнения 1. Газотурбинная система с рециркуляцией выхлопного газа (EGR), содержащая: компрессор выхлопного газа, расположенный вдоль тракта EGR и выполненный с возможностью сжатия рециркулированного выхлопного газа для производства разбавителя выхлопного газа, причем компрессор выхлопного газа содержит секцию впуска, содержащую элемент управления потоком, выполненный с возможностью модуляции потока рециркулированного выхлопного газа в компрессор выхлопного газа на основе положения элемента управления потоком, причем положение элемента управления потоком способно изменяться от положения максимального открытия до положения минимального открытия; рециркуляционный нагнетатель, расположенный вдоль тракта EGR и по потоку перед компрессором выхлопного газа, причем рециркуляционный нагнетатель выполнен с возможностью обеспечения потока рециркулированного выхлопного газа к секции впуска, причем поток рециркулированного выхлопного газа изменяется от минимального выхода нагнетателя до максимального выхода нагнетателя; и контроллер, соединенный с элементом управления потоком и с рециркуляционным нагнетателем, причем контроллер выполнен с возможностью управления положением элемента управления потоком на основе измеряемого или модулируемого параметра газотурбинной системы с EGR, причем контроллер выполнен с возможностью управления одним или более эксплуатационными параметрами рециркуляционного нагнетателя для управления потоком рециркулированного выхлопного газа к секции впуска на основе положения элемента управления потоком.

Вариант выполнения 2. Система по любому предыдущему варианту выполнения, в которой элемент управления потоком содержит множество впускных направляющих лопаток.

Вариант выполнения 3. Система по любому предыдущему варианту выполнения, в которой контроллер выполнен с возможностью управления одним или более эксплуатационными параметрами рециркуляционного нагнетателя для управления потоком рециркулированного выхлопного газа к секции впуска на основе положения элемента управления потоком относительно положения максимального открытия.

5 Вариант выполнения 4. Система по любому предыдущему варианту выполнения, в которой измеряемый или модулируемый параметр содержит температуру выхлопа, температуру воспламенения или их совокупность газотурбинной системы с EGR.

10 Вариант выполнения 5. Система по любому предыдущему варианту выполнения, в которой положение минимального открытия основано на ограничении по срыву компрессора выхлопного газа и ограничении минимального открытия элемента управления потоком.

15 Вариант выполнения 6. Система по любому предыдущему варианту выполнения, в которой положение максимального открытия основано на ограничении максимального открытия элемента управления потоком.

20 Вариант выполнения 7. Система по любому предыдущему варианту выполнения, в которой минимальный выход нагнетателя основан на ограничении по срыву рециркуляционного нагнетателя, ограничению минимального давления рециркуляционного нагнетателя и ограничению роста минимального давления рециркуляционного нагнетателя.

Вариант выполнения 8. Система по любому предыдущему варианту выполнения, в которой максимальный выход нагнетателя основан на ограничении максимального давления в секции впуска.

25 Вариант выполнения 9. Система по любому предыдущему варианту выполнения, в которой рециркуляционный нагнетатель содержит множество лопаток нагнетателя, и в которой один или более эксплуатационных параметров содержат шаг множества лопаток нагнетателя.

30 Вариант выполнения 10. Система по любому предыдущему варианту выполнения, в которой один или более эксплуатационных параметров содержат скорость вращения рециркуляционного нагнетателя, величину электрической мощности, подаваемой к рециркуляционному нагнетателю, или их совокупность.

35 Вариант выполнения 11. Система по любому предыдущему варианту выполнения, в которой контроллер выполнен с возможностью управления одним или более эксплуатационными параметрами рециркуляционного нагнетателя для управления потоком рециркулированного выхлопного газа к секции впуска так, что положение элемента управления потоком в общем остается в положении установленной точки.

40 Вариант выполнения 12. Система по любому предыдущему варианту выполнения, в которой положение установленной точки больше приблизительно 75% диапазона от положения минимального открытия до положение максимального открытия.

45 Вариант выполнения 13. Система по любому предыдущему варианту выполнения, в которой положение установленной точки больше приблизительно 90% диапазона от положения минимального открытия до положения максимального открытия.

Вариант выполнения 14. Система по любому предыдущему варианту выполнения, в которой положение установленной точки составляет приблизительно 95% диапазона от положения минимального открытия до положения максимального открытия.

Вариант выполнения 15. Система по любому предыдущему варианту выполнения, в которой элемент управления потоком выполняется контроллером с возможностью в общем оставаться в положении установленной точки до установки потока выхлопного

газа на минимальном выходе нагнетателя или максимальном выходе нагнетателя контроллером.

Вариант выполнения 16. Система по любому предыдущему варианту выполнения, причем газотурбинная система с EGR представляет собой газотурбинную систему со стехиометрической рециркуляцией выхлопного газа (SEGR).

Вариант выполнения 17. Система по любому предыдущему варианту выполнения, содержащая камеру сгорания турбины, выполненную с возможностью сжигания топлива при наличии окислителя и разбавителя выхлопного газа с отношением эквивалентности между приблизительно 0,95 и 1,05.

Вариант выполнения 18. Способ управления газотурбинной системой с рециркуляцией выхлопного газа (EGR), содержащий этапы, на которых: регулируют угол множества впускных направляющих лопаток компрессора выхлопного газа газотурбинной системы с EGR, причем множество впускных направляющих лопаток имеют первый диапазон движения, ограниченный минимальным углом и максимальным углом, и причем угол 10 регулируют на основе одного или более отслеживаемых или моделируемых параметров газотурбинной системы с EGR; и регулируют шаг множества лопаток нагнетателя рециркуляционного нагнетателя, расположенного по потоку перед компрессором выхлопного газа, причем множество лопаток нагнетателя имеют второй диапазон 15 движения, ограниченный минимальным шагом и максимальным шагом, и шаг множества лопаток нагнетателя регулируют на основе по меньшей мере угла множества впускных 20 направляющих лопаток.

Вариант выполнения 19. Способ по любому предыдущему варианту выполнения, в котором этап, на котором регулируют шаг множества лопаток нагнетателя, содержит этап, на котором регулируют шаг множества лопаток нагнетателя на основе угла 25 множества впускных направляющих лопаток относительно минимального угла множества впускных направляющих лопаток.

Вариант выполнения 20. Способ по любому предыдущему варианту выполнения, в котором множество параметров содержат температуру выхлопа, температуру воспламенения газотурбинной системы с EGR или их совокупность.

Вариант выполнения 21. Способ по любому предыдущему варианту выполнения, в котором шаг множества лопаток нагнетателя регулируют на основе по меньшей мере частично ограничения по срыву рециркуляционного нагнетателя, ограничения минимального давления рециркуляционного нагнетателя и ограничения роста минимального давления рециркуляционного нагнетателя.

Вариант выполнения 22. Способ по любому предыдущему варианту выполнения, в котором этап, на котором регулируют шаг, содержит этап, на котором регулируют шаг, чтобы позволять углу множества впускных направляющих лопаток по существу оставаться на угле установленной точки.

Вариант выполнения 23. Способ по любому предыдущему варианту выполнения, в 40 котором угол установленной точки составляет менее приблизительно 20% второго диапазона движения множества впускных направляющих лопаток от минимального угла до максимального угла множества впускных направляющих лопаток.

Вариант выполнения 24. Способ по любому предыдущему варианту выполнения, в котором угол установленной точки составляет приблизительно 5% диапазона движения 45 множества впускных направляющих лопаток от минимального угла до максимального угла множества впускных направляющих лопаток.

Вариант выполнения 25. Способ по любому предыдущему варианту выполнения, содержащий этап, на котором в общем поддерживают угол множества впускных

направляющих лопаток на угле установленной точки после того, как шаг множества лопаток нагнетателя отрегулировали до минимального шага или максимального шага.

Вариант выполнения 26. Способ по любому предыдущему варианту выполнения, в котором газотурбинная система с EGR представляет собой газотурбинную систему со стехиометрической рециркуляцией выхлопного газа (SEGR).

Вариант выполнения 27. Энергонезависимая считываемая компьютером среда, хранящая инструкции, выполняемые процессором электронного устройства, причем инструкции содержат: инструкции по регулировке угла множества впускных направляющих лопаток секции компрессора газотурбинной системы на основе одного или более моделируемых или измеряемых параметров газотурбинной системы, причем угол изменяется от минимального угла до максимального угла; и инструкции по регулировке шага множества лопаток нагнетателя нагнетателя, соединенного по текучей среде с впуском секции компрессора, причем шаг изменяется от минимального шага до максимального шага, причем шаг регулируется на основе угла множества впускных направляющих лопаток относительно минимального угла.

Вариант выполнения 28. Среда по любому предыдущему варианту выполнения, в которой инструкции регулируют шаг множества лопаток нагнетателя для поддержания свободного пространства между углом множества впускных направляющих лопаток и минимальным углом.

Вариант выполнения 29. Среда по любому предыдущему варианту выполнения, причем свободное пространство меньше или равно приблизительно 10% диапазона угла множества впускных направляющих лопаток.

Вариант выполнения 30. Среда по любому предыдущему варианту выполнения, причем свободное пространство меньше или равно приблизительно 5% диапазона угла множества впускных направляющих лопаток.

Вариант выполнения 31. Среда по любому предыдущему варианту выполнения, причем секция компрессора представляет собой секцию рециркуляционного компрессора, и нагнетатель представляет собой рециркуляционный нагнетатель турбинной системы с рециркуляцией выхлопного газа (EGR).

Вариант выполнения 32. Среда по любому предыдущему варианту выполнения, причем газотурбинная система представляет собой газотурбинной систему со стехиометрической рециркуляцией выхлопного газа (SEGR).

Несмотря на то, что только определенные признаки изобретения проиллюстрированы и описаны здесь, многие преобразования и изменения будут очевидны специалисту в данной области техники. В связи с этим следует понимать, что приложенная формула изобретения предназначена для охвата всех таких преобразований и изменений, которые находятся в пределах истинного духа изобретения.

### (57) Формула изобретения

1. Газотурбинная система с рециркуляцией выхлопного газа (EGR), содержащая:

компрессор выхлопного газа, расположенный вдоль тракта EGR и выполненный с возможностью сжатия рециркулированного выхлопного газа для производства разбавителя выхлопного газа, при этом компрессор выхлопного газа содержит секцию впуска, содержащую элемент управления потоком, выполненный с возможностью модуляции потока рециркулированного выхлопного газа в компрессор выхлопного газа на основе положения элемента управления потоком, причем положение элемента управления потоком способно изменяться от положения максимального открытия до положения минимального открытия;

рециркуляционный нагнетатель, содержащий множество лопаток нагнетателя и электрический двигатель и расположенный вдоль тракта EGR и по потоку перед компрессором выхлопного газа, при этом рециркуляционный нагнетатель выполнен с возможностью направления потока рециркулированного выхлопного газа к секции впуска, причем поток рециркулированного выхлопного газа изменяется от минимального выхода нагнетателя до максимального выхода нагнетателя; и

контроллер, соединенный с элементом управления потоком и с рециркуляционным нагнетателем, при этом контроллер выполнен с возможностью управления положением элемента управления потоком на основе измеряемого или модулируемого параметра газотурбинной системы с EGR, причем контроллер выполнен с возможностью управления одним или более эксплуатационным параметром рециркуляционного нагнетателя для управления потоком рециркулированного выхлопного газа к секции впуска на основе положения элемента управления потоком, при этом указанный один или более эксплуатационный параметр включает скорость вращения нагнетателя, управляемого указанным электрическим двигателем, шаг множества лопаток нагнетателя или любую их комбинацию.

2. Газотурбинная система по п. 1, в которой элемент управления потоком содержит множество впускных направляющих лопаток.

3. Газотурбинная система по п. 1, в которой контроллер выполнен с возможностью

управления одним или более эксплуатационными параметрами рециркуляционного нагнетателя для управления потоком рециркулированного выхлопного газа к секции впуска на основе положения элемента управления потоком относительно положения максимального открытия.

4. Газотурбинная система по п. 1, в которой измеряемый или модулируемый параметр представляет собой температуру выхлопа, температуру воспламенения или их совокупность газотурбинной системы с EGR.

5. Газотурбинная система по п. 1, в которой положение минимального открытия основано на ограничении по срыву компрессора выхлопного газа и ограничении минимального открытия элемента управления потоком, причем положение максимального открытия основано на ограничении максимального открытия элемента управления потоком.

6. Газотурбинная система по п. 1, в которой минимальный выход нагнетателя основан на ограничении по срыву рециркуляционного нагнетателя, ограничении минимального давления рециркуляционного нагнетателя и ограничении роста минимального давления рециркуляционного нагнетателя, причем максимальный выход нагнетателя основан на ограничении максимального давления в секции впуска.

7. Газотурбинная система по п. 1, в которой рециркуляционный нагнетатель содержит множество лопаток нагнетателя, причем один или более эксплуатационный параметр включает величину электрической мощности, подаваемой к рециркуляционному нагнетателю.

8. Газотурбинная система по п. 1, содержащая камеру сгорания турбины, выполненную с возможностью сжигания топлива при наличии окислителя и разбавителя выхлопного газа с отношением эквивалентности между приблизительно 0,95 и 1,05.

9. Газотурбинная система по п. 1, в которой контроллер выполнен с возможностью управления одним или более эксплуатационными параметрами рециркуляционного нагнетателя для управления потоком рециркулированного выхлопного газа к секции впуска таким образом, что положение элемента управления потоком в общем остается в положении установленной точки.

10. Газотурбинная система по п. 9, в которой элемент управления потоком управляется контроллером с возможностью в общем оставаться в положении установленной точки до установки потока выхлопного газа на минимальном выходе нагнетателя или максимальном выходе нагнетателя контроллером.

5 11. Газотурбинная система по п. 9, в которой положение установленной точки больше приблизительно 75% диапазона от положения минимального открытия до положения максимального открытия.

10 12. Газотурбинная система по п. 9, в которой положение установленной точки больше приблизительно 90% диапазона от положения минимального открытия до положения максимального открытия.

13. Способ управления газотурбинной системой с рециркуляцией выхлопного газа (EGR), при котором:

регулируют угол множества впускных направляющих лопаток компрессора выхлопного газа газотурбинной системы с EGR, при этом множество впускных

15 направляющих лопаток имеют первый диапазон движения, ограниченный минимальным углом и максимальным углом, причем угол регулируют на основе одного или более отслеживаемых или моделируемых параметров газотурбинной системы с EGR; и

регулируют шаг множества лопаток нагнетателя рециркуляционного нагнетателя, расположенного по потоку перед компрессором выхлопного газа, при этом множество

20 лопаток нагнетателя имеют второй диапазон движения, ограниченный минимальным шагом и максимальным шагом, и шаг множества лопаток нагнетателя регулируют на основе по меньшей мере угла множества впускных направляющих лопаток.

14. Способ по п. 13, при котором при регулировке шага множества лопаток нагнетателя регулируют шаг множества лопаток нагнетателя на основе угла множества 25 впускных направляющих лопаток относительно минимального угла множества впускных направляющих лопаток.

15. Способ по п. 13, при котором множество параметров представляет собой температуру выхлопа, температуру воспламенения газотурбинной системы с EGR или их совокупность.

30 16. Способ по п. 13, при котором шаг множества лопаток нагнетателя регулируют на основе по меньшей мере частично ограничения по срыву рециркуляционного нагнетателя, ограничения минимального давления рециркуляционного нагнетателя и ограничения роста минимального давления рециркуляционного нагнетателя.

35 17. Способ по п. 13, при котором при регулировании шага регулируют шаг таким образом, чтобы позволять углу множества впускных направляющих лопаток по существу оставаться на угле установленной точки.

18. Способ по п. 17, при котором угол установленной точки составляет менее приблизительно 20% второго диапазона движения множества впускных направляющих лопаток от минимального угла до максимального угла множества впускных 40 направляющих лопаток.

19. Способ по п. 17, при котором угол установленной точки составляет приблизительно 5% диапазона движения множества впускных направляющих лопаток от минимального угла до максимального угла множества впускных направляющих лопаток.

45 20. Способ по п. 17, при котором в общем поддерживают угол множества впускных направляющих лопаток на угле установленной точки после того, как шаг множества лопаток нагнетателя отрегулировали до минимального шага или максимального шага.

21. Энергонезависимая считываемая компьютером среда, хранящая инструкции,

выполняемые процессором электронного устройства, причем инструкции включают:

инструкции по регулировке угла множества впускных направляющих лопаток секции компрессора газотурбинной системы на основе одного или более моделируемых или измеряемых параметров газотурбинной системы, причем угол изменяется от

5 минимального угла до максимального угла; и

инструкции по регулировке шага множества лопаток нагнетателя, соединенного по текучей среде с впуском секции компрессора, при этом шаг изменяется от минимального шага до максимального шага, причем шаг регулируется на основе угла множества впускных направляющих лопаток относительно минимального угла.

10 22. Среда по п. 21, в которой секция компрессора представляет собой секцию рециркуляционного компрессора, а нагнетатель представляет собой рециркуляционный нагнетатель турбинной системы с рециркуляцией выхлопного газа (EGR).

23. Среда по п. 21, в которой инструкции регулируют шаг множества лопаток нагнетателя для поддержания свободного пространства между углом множества

15 впускных направляющих лопаток и минимальным углом.

24. Среда по п. 23, в которой свободное пространство меньше или равно приблизительно 10% диапазона угла множества впускных направляющих лопаток.

25. Среда по п. 23, в которой свободное пространство меньше или равно приблизительно 5% диапазона угла множества впускных направляющих лопаток.

20

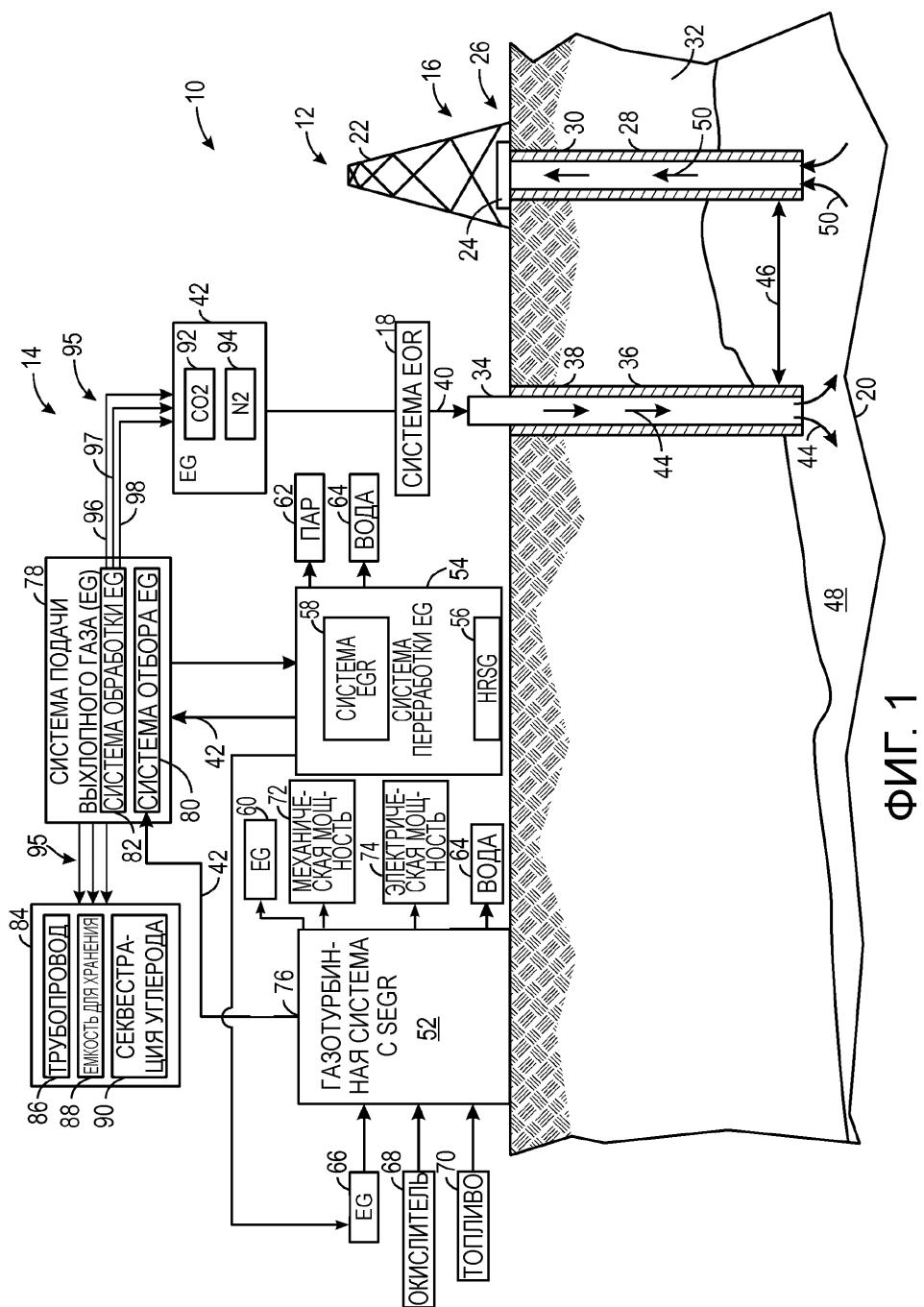
25

30

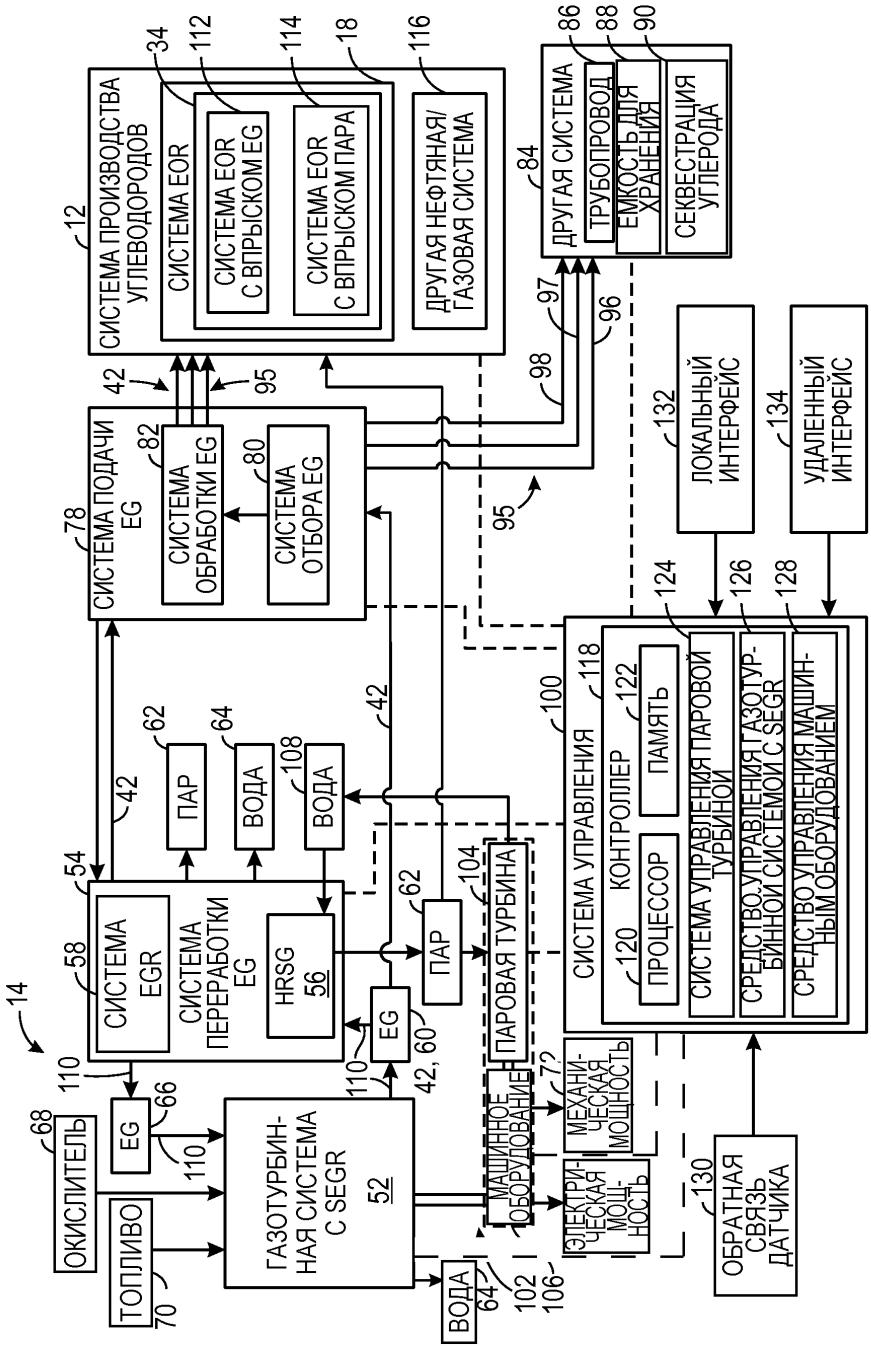
35

40

45

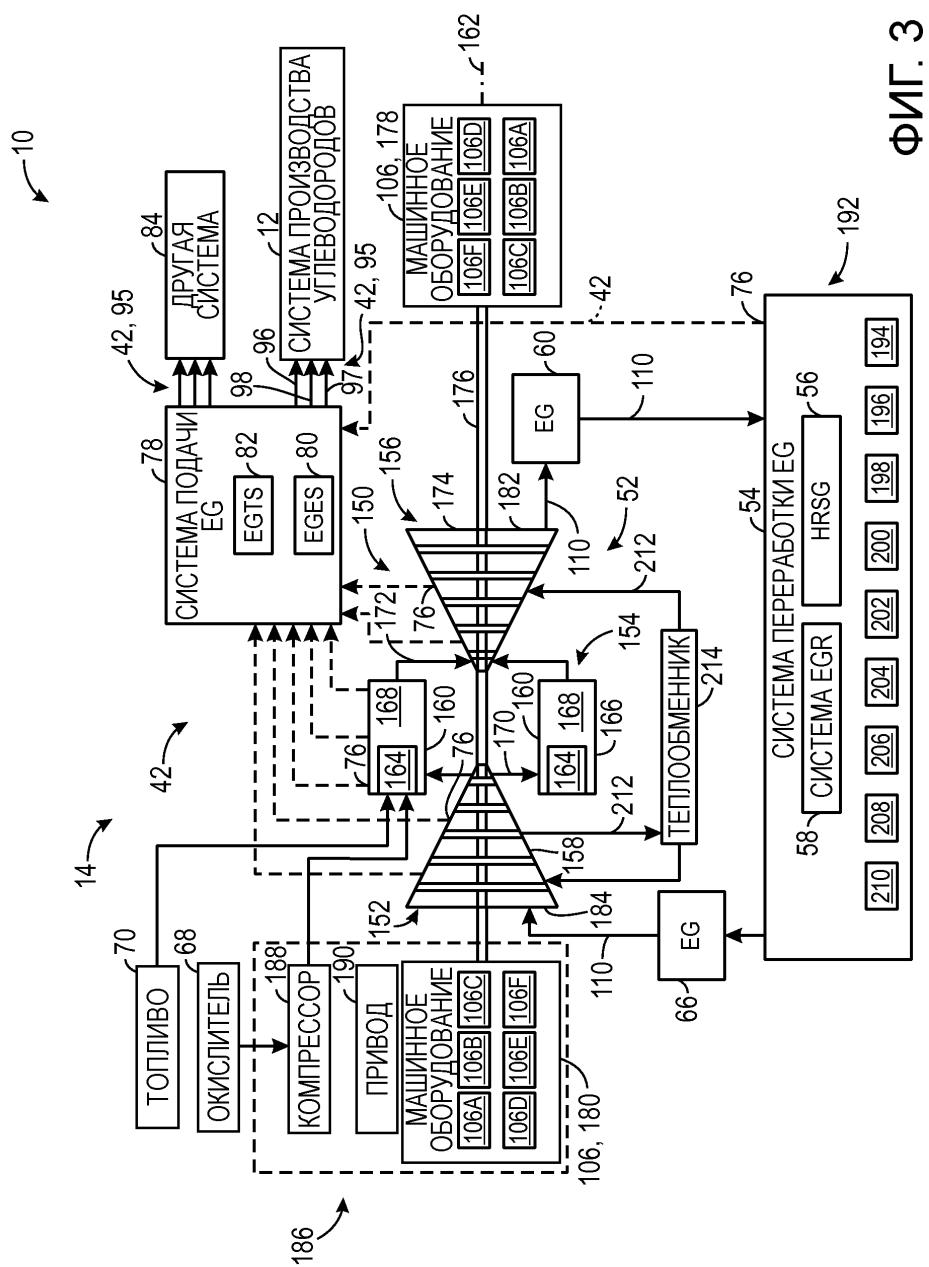


ΦΙΓ. 1



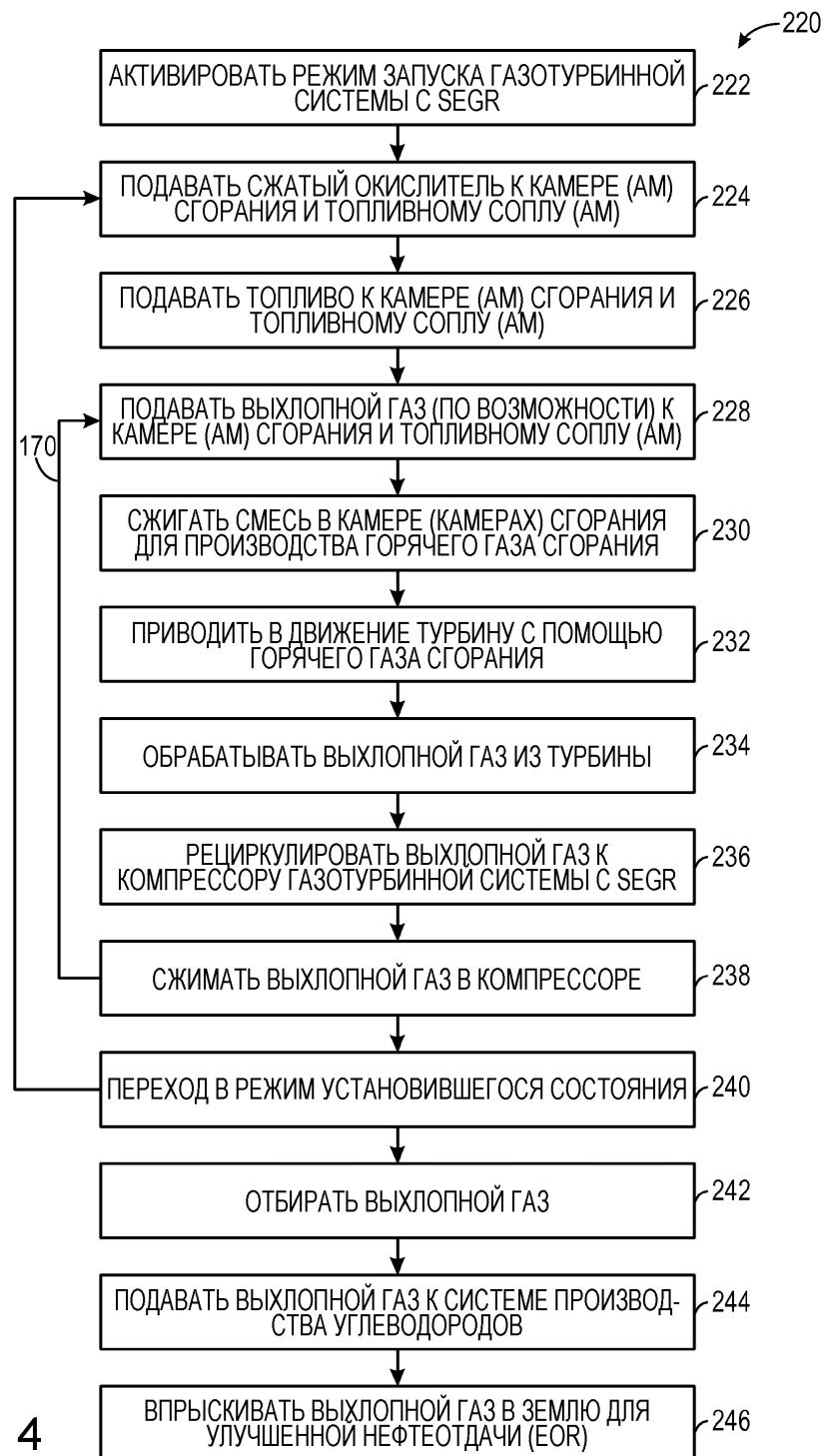
ΦΙΓ. 2

3/9



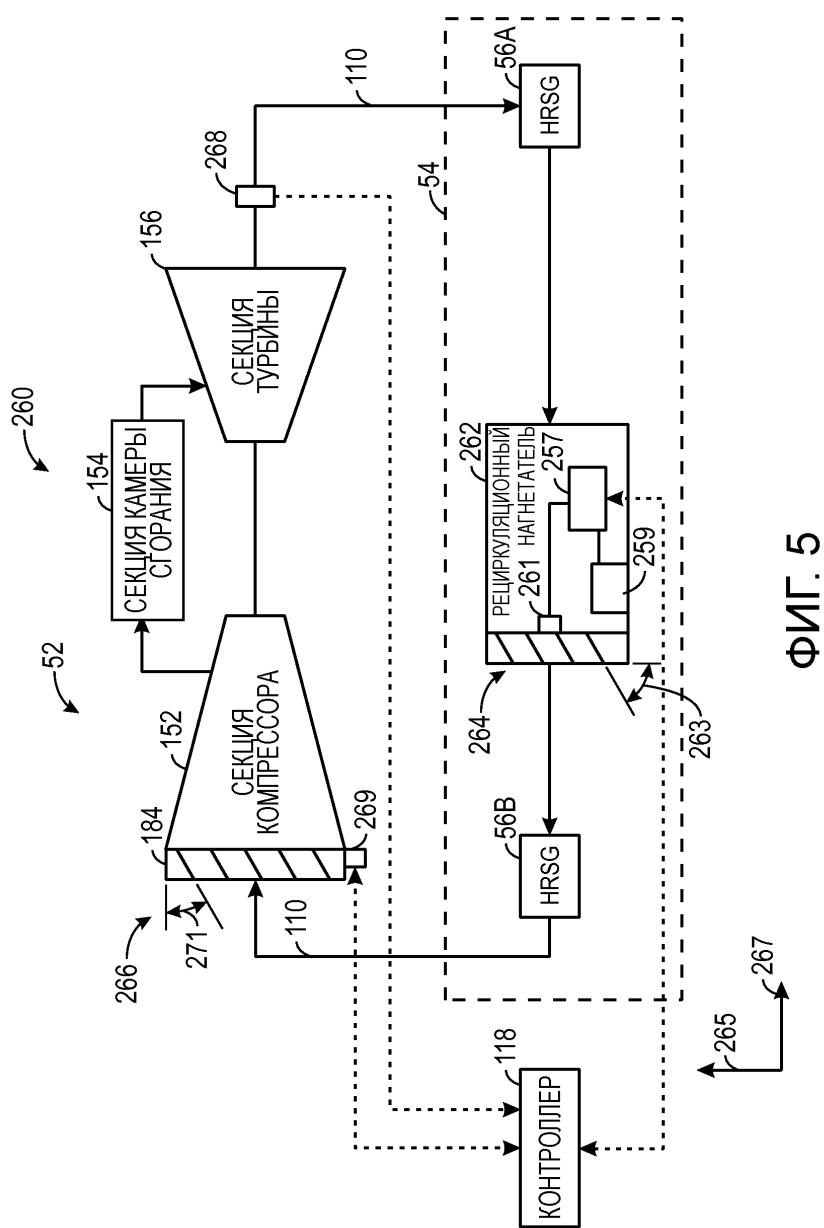
ФИГ. 3

4/9

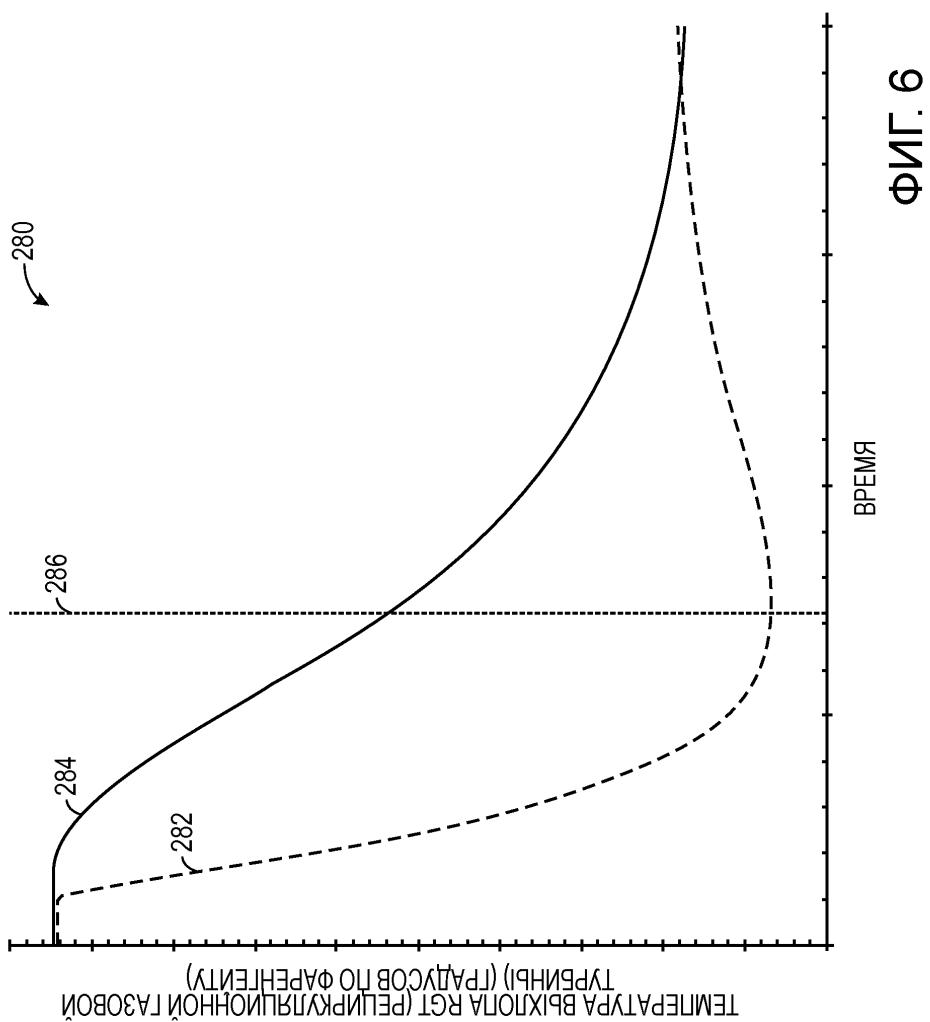


ФИГ. 4

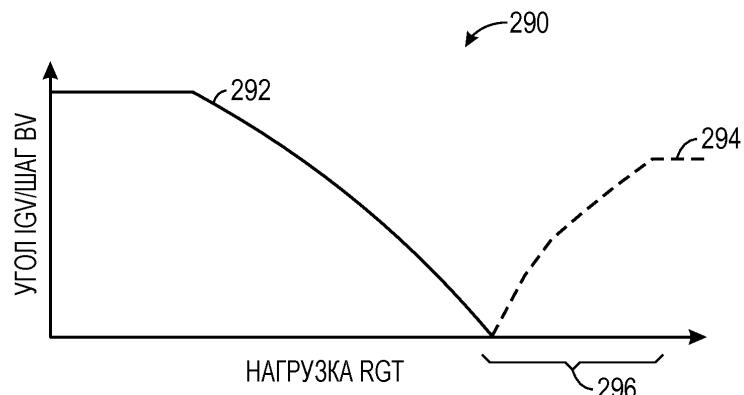
5/9



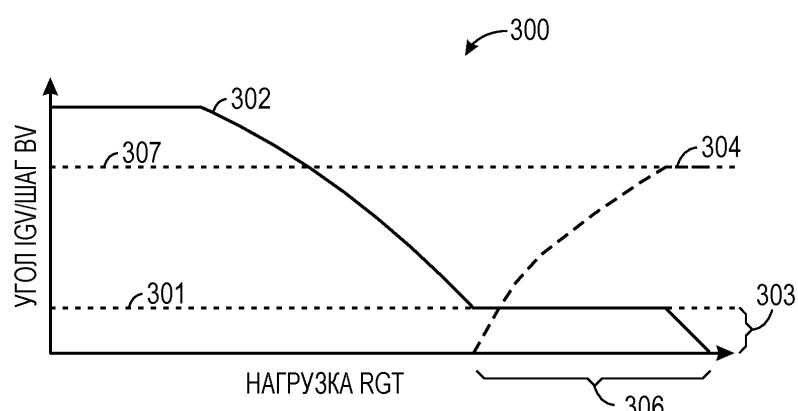
6/9



7/9

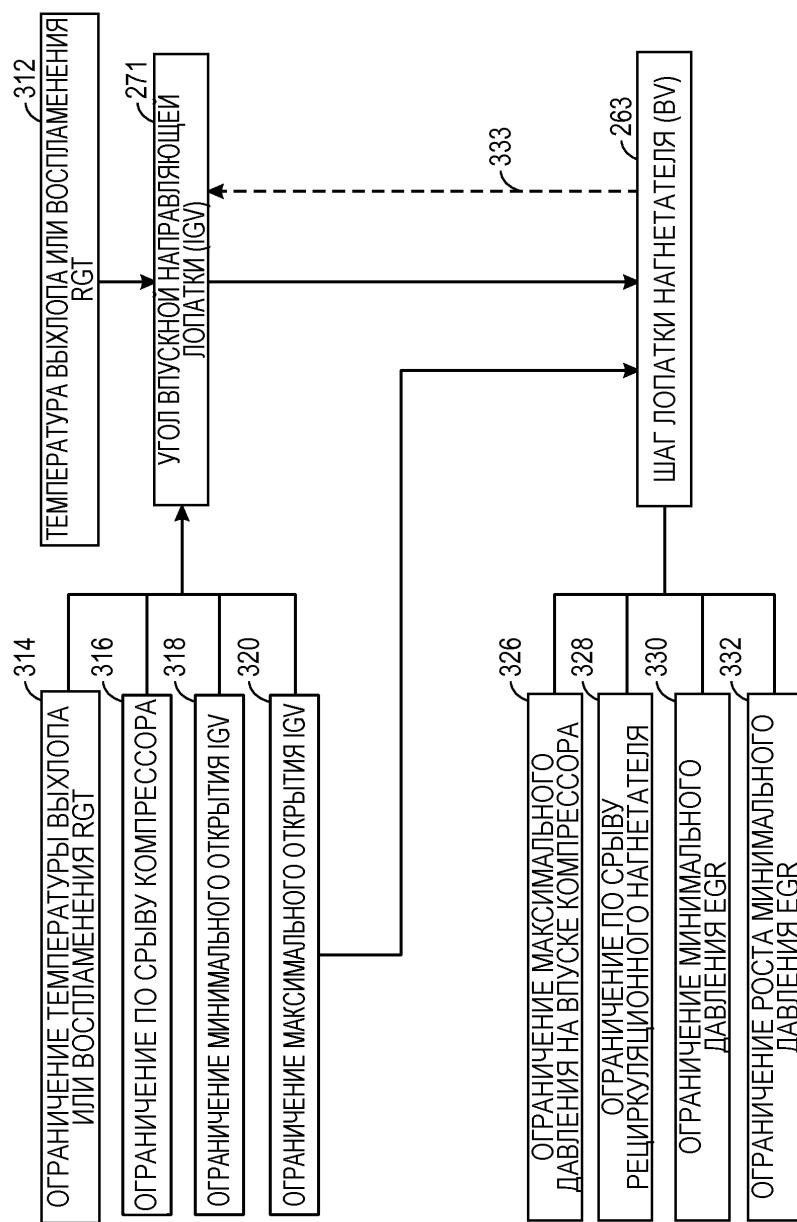


ФИГ. 7



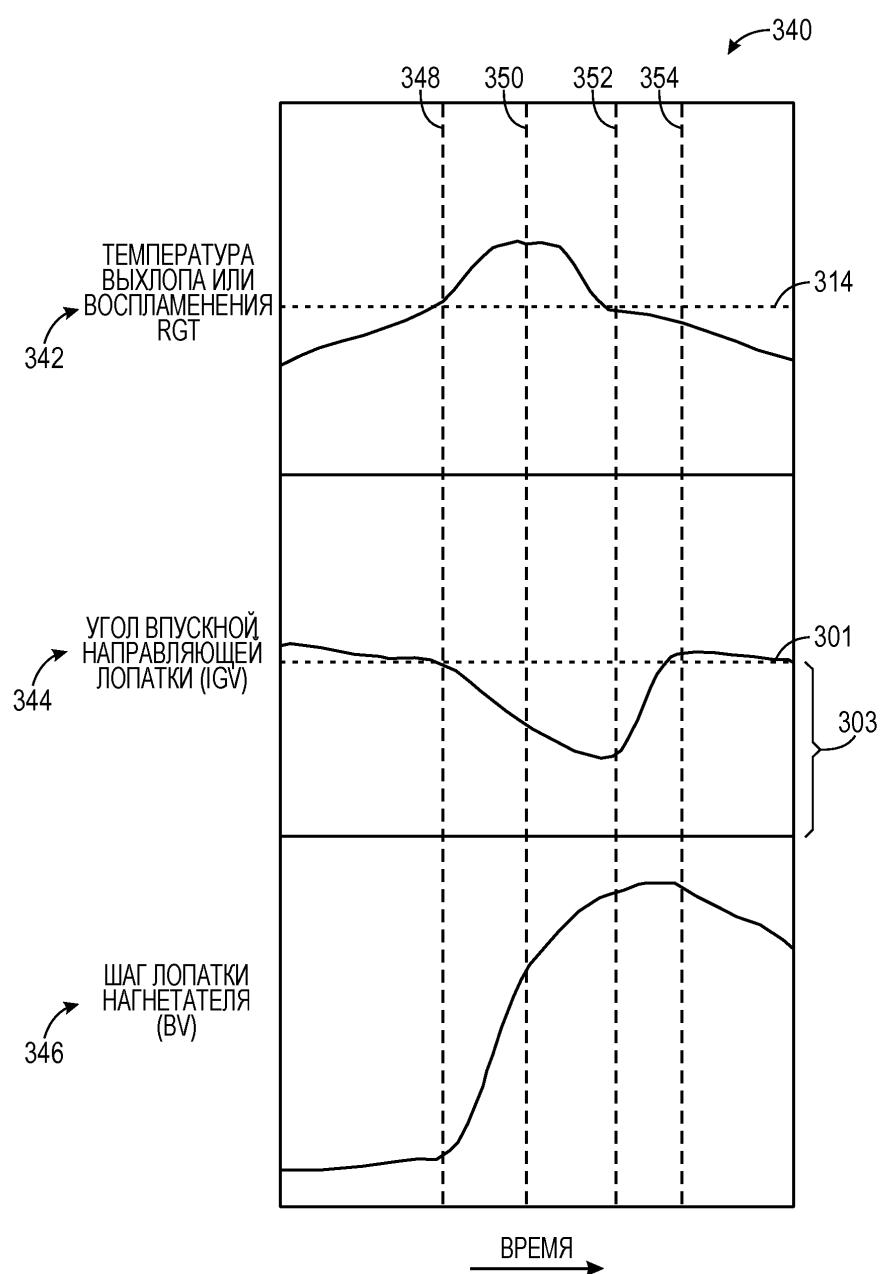
ФИГ. 8

8/9



ФИГ. 9

9/9



ФИГ. 10