

Подход по внедрению установок генерации «голубого» водорода на нефтегазовых промыслах с целью снижения выбросов парниковых газов

Солоненко Р.В., Клочихина О.С., Прохорова А.А.

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия
solonenko.rv@yandex.ru

Аннотация

Одним из наиболее перспективных и быстроразвивающихся экологических видов топлива на текущий момент является водород, использование которого позволит ускорить достижение углеродной нейтральности компаний. В статье представлен подход к генерации водорода с помощью метода парового риформинга метана и интегрированию данной технологии в структуру производства электроэнергии на газотурбинных установках нефтегазового промысла с целью снижения выбросов парниковых газов, а также получения экологических и технологических преимуществ. Экологический эффект технологического решения достигается за счет улавливания и размещения диоксида углерода, выделяемого с производства, в геологические формации, а также применения водорода в качестве топлива. Применение водородного и водородосодержащего топлива и встраивание его в современную энергетическую систему позволят осуществить более мягкий и планомерный переход к «зеленому» будущему.

Материалы и методы

Анализ возможности применения метода парового риформинга метана для генерации водорода на нефтегазовом промысле.

Ключевые слова

голубой водород, паровой риформинг метана, парниковые газы, генерация водорода, газотурбинные установки, CCS

Для цитирования

Солоненко Р.В., Клочихина О.С., Прохорова А.А. Подход по внедрению установок генерации «голубого» водорода на нефтегазовых промыслах с целью снижения выбросов парниковых газов // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 8. С. 182–187.
DOI: 10.24412/2076-6785-2024-8-182-187

Поступила в редакцию: 19.11.2024

ECOLOGY

UDC 504.3.054 I Original Paper

Approach to introducing “blue” hydrogen generation plants in oil and gas fields to reduce greenhouse gas emissions

Solonenko R.V., Klochihina O.S., Prohorova A.A.

“LUKOIL-Engineering” LLC, Moscow, Russia
solonenko.rv@yandex.ru

Abstract

One of the most promising and rapidly developing environmentally friendly fuels at the moment is hydrogen, the use of which will accelerate the achievement of carbon neutrality by companies. The article presents an approach to generating hydrogen using the method of steam methane reforming and integrating this technology into the structure of electricity production at gas turbine units in the oil and gas industry in order to reduce greenhouse gas emissions, as well as to obtain environmental and technological advantages. The environmental impact of the technological solution is achieved by capturing and storing carbon dioxide emitted from production in geological formations, as well as using hydrogen as fuel. The use of hydrogen and hydrogen-containing fuel and its integration into the modern energy system will allow for a softer and more systematic transition to a “green” future.

Materials and methods

Analysis of the possibility of using the method of steam methane reforming for hydrogen generation in the oil and gas field.

Keywords

blue hydrogen, steam methane reforming, greenhouse gases, hydrogen generation, gas turbines, CCS

For citation

Solonenko R.V., Klochihina O.S., Prohorova A.A. Approach to introducing “blue” hydrogen generation plants in oil and gas fields to reduce greenhouse gas emissions. Exposition Oil Gas, 2024, issue 8, P. 182–187. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-8-182-187

Received: 19.11.2024

Введение

Изменение климата, вызванное увеличением антропогенных выбросов парниковых газов в атмосферу, в настоящее время является наиболее острой проблемой, которая требует безотлагательных действий всего человечества. Нефтегазодобывающие компании являются одними из значимых эмитентов парниковых газов, выбрасывающих не только диоксид углерода, но и метан, имеющий больший потенциал глобального потепления [1].

Нефтегазовые компании активно участвуют в инициативах, позволяющих снизить негативное воздействие на климат. Примером такой инициативы является хартия по декарбонизации, подписанная более чем 50 нефтегазодобывающими компаниями из 30 стран, объемы производства которых составляют 43 % всей мировой продукции нефти. В рамках хартии компании поставили перед собой несколько амбициозных целей: достичь нулевой эмиссии парниковых газов при добыче нефти к 2050 году, достичь близкой к нулю эмиссии метана, а также сократить до нуля объемы рутинного сжигания попутного нефтяного газа на факелах к 2030 году [2].

Также следует отметить инициативу CORSIA (Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation), сформулированную в 2021, включающую 126 сторон (государств) и направленную на снижение выбросов парниковых газов от сжигания топлива в авиационном секторе. В рамках данной инициативы ведутся разработки по созданию авиационного топлива с низким содержанием углерода (Lower Carbon Aviation Fuel), в том числе водородного, которое должно обеспечить 10 % сокращения выбросов парниковых газов на протяжении всего жизненного цикла топлива [3]. Также в рамках данной инициативы предъявляется требование по улавливанию и последующему размещению CO_2 , образованному при производстве топлива [4].

Выбросы парниковых газов на производственных объектах нефтегазодобывающих обществ представлены тремя охватами, два из которых могут быть определены с высокой степенью точности и являются управляемыми в рамках компаний: прямые выбросы от сжигания органического топлива (ПНГ, ДТ, бензина и т.п.), составляющими Охват 1 (Score 1), косвенные энергетические выбросы от использования приобретенной у сторонних организаций тепловой и электрической энергии, составляющие Охват 2 (Score 2).

Все источники прямых выбросов парниковых газов на производственных объектах представлены в следующих категориях: стационарное сжигание топлива (в т.ч. попутного нефтяного газа), сжигание попутного нефтяного газа на факелах, сжигание иных видов топлива в двигателях транспорта и дорожной техники, также фугитивные выбросы метана.

Газотурбинные и дизельные электростанции, эксплуатируемые на территории энергоцентров с целью выработки электрической энергии, котельные агрегаты, используемые для отопления административных и технологических помещений и объектов, путевые подогреватели нефти и свободной воды, технологические печи, использующие в качестве топлива попутный нефтяной газ, являются примерами источников прямых выбросов парниковых газов в самой значимой по объемам выбросов категории — стационарное сжигание.

Следующей по значимости категорией является сжигание попутного нефтяного газа в факельных установках. Основная доля попутного нефтяного газа, которая сжигается на факелах, представлена избытками ПНГ, высвободившимися при продувках технологического оборудования (емкостях, резервуарах, участках трубопроводов), залповых выбросах при превышении давления и других внештатных ситуациях. Остальные категории представлены незначительными объемами выбросов.

В связи со значительным вкладом и технологическими особенностями стационарных источников выбросов парниковых газов стационарное сжигание топлива является наиболее управляемой категорией и привлекает большое внимание недропользователей, которые озадачены вопросами снижения углеродного следа собственной продукции.

Мероприятия по декарбонизации, разрабатываемые в настоящее время для источников стационарного сжигания топлива, направлены в первую очередь на модернизацию технологического оборудования и процессов, на сокращение потребления топлива и увеличение КПД установок, а также производство топлива с более низким содержанием углерода. Более того, в связи с тем что стационарное сжигание топлива всегда сопровождается выбросами дымовых газов, мероприятия также разрабатываются в направлении их улавливания, выделения CO_2 и его размещения в геологических структурах (технологии CCS).

Как известно, одним из наиболее перспективных и быстроразвивающихся экологических видов топлива на текущий момент является водород. Водород представляет собой бесцветный газ с отсутствием запаха и одной из самых высоких теплотворных

способностей. Основным отличием, выделяющим данное топливо как экологически чистое и безвредное для окружающей среды, является отсутствие образования дымовых газов вследствие его горения.

Наиболее распространенной технологией производства водорода является технология паровой конверсии метана (Steam Methane Reforming (SMR)). Технологический процесс заключается в смешении природного газа с водородосодержащим паром, его нагреве до высоких температур, что приводит к реакции, в результате которой образуются водород и углекислый газ. В результате последующей очистки и сепарации газов получается высококачественный водород, который может быть использован в различных отраслях промышленности.

Однако данная технология, несмотря на невысокую стоимость, имеет существенный недостаток. В процессе производства самого водорода без использования возобновляемых источников энергии выделяется существенное количество выбросов парниковых газов, таких как диоксид углерода и метан. По данным исследований, на один килограмм водорода, получаемого с помощью природного газа, может приходиться до 9 кг выбросов CO_2 [5].

В связи с этим все больше компаний выбирают комплексное решение, позволяющее увеличить объемы полезного использования ПНГ на территории объектов нефтегазодобычи, а также КПД установок по производству электрической энергии, при этом снизив объемы потребления ПНГ и выбросы парниковых газов почти до нуля. Данным решением является технология паровой конверсии метана для производства/получения водорода, совмещенная с улавливанием диоксида углерода и их последующим разме-

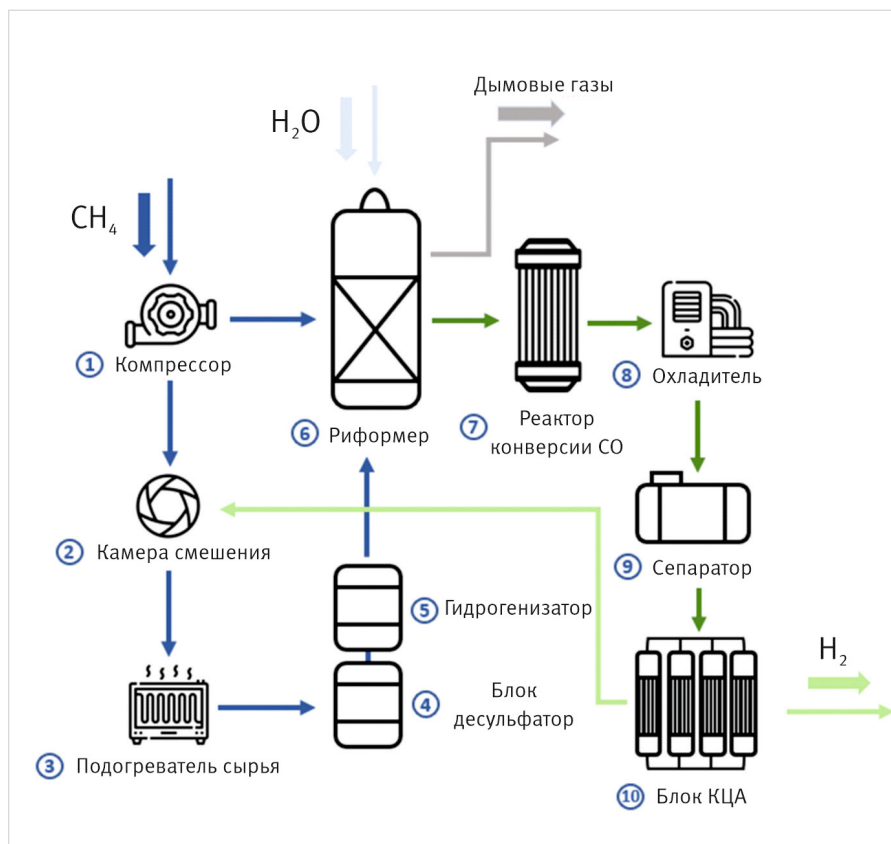


Рис. 1. Схема SMR-установки
Fig. 1. Unit Schematic SMR Diagram

щением в геологических структурах (CCS) [1], что согласно цветовой градации генерации водорода делает его «голубым».

Производство водорода путем парового риформинга метана

В качестве исходного сырья для производства «голубого» водорода способом парового риформинга метана современные установки способны использовать природный и попутный нефтяной газ. Во многом выбор данного вида сырья основывается на большом количестве содержания метана в составе газа, благодаря своему высокому соотношению водорода к углероду (H/C).

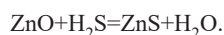
Схема установки по производству водорода методом паровой конверсии метана представлена на рисунке 1 и работает следующим образом.

Первоначально поток природного или попутного нефтяного газа при поступлении на установку SMR разделяется на два потока, при котором первая часть используется как топливо для сжигания и риформинга (1—6) на схеме SRM-установки, а вторая смешивается с рециркуляционным водородом (2) для последующего процесса гидрогенизации. Газовая смесь должна содержать не менее 4 % водорода по объему [6].

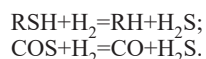
Далее смешанный поток газа поступает на теплообменный аппарат (блок) (3) (змеевиковый подогреватель конвективной секции риформера) для его подогрева до температуры 390 °C [7].

Стоит отметить, что природный и попутный нефтяной газ в своем составе содержат соединения серы (H_2S , CSn , RSH), которые являются каталитическими ядами для процессов паровой конверсии углеводородов. Таким образом перед, поступлением на технологический процесс конверсии газ должен быть очищен от сернистых соединений путем двухступенчатой схемы сероочистки.

Первая стадия удаления серосодержащих соединений (меркаптанов и сероуглеродов), содержащихся в виде сероводорода в поступающем газе, происходит в блоках десульфуратора (4), содержащего цинковый поглотитель:

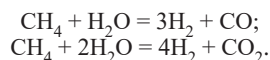


Последующий перевод меркаптанов и сероуглеродов в сероводород проходит в гидрогенизаторе (5) с кобальтомолибденовым катализатором при температуре 330–370 °C по следующим реакциям:

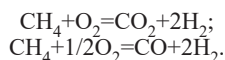


Общее содержание серы в очищенной смеси не должно превышать в общем объеме $0,5 \times 10^{-6}$ % [6].

Далее очищенный и технологический десульфуризированный поток газа проходит процесс смешения с технологическим перегретым паром (предварительно нагрет до 520 °C в соотношении 2,2:1 пар/углерод) и направляется на печь парового риформинга для последующего нагрева (6). Подготовленная смесь подается в трубы риформера, заполненные катализатором на никелевой основе и находящиеся в радиационной секции риформера, для процесса реакции конверсии природного газа с паром. Химическая реакция представляет собой:



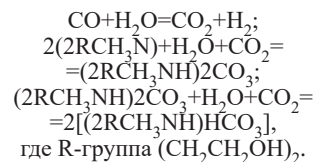
Далее парогазовая смесь поступает в шахтный конвертор (вторичный риформинг), в верхнюю часть которого под давлением подается технологический воздух. Окисление метана, водорода и окиси углерода позволяет в первую очередь избавиться от кислорода, который содержится в технологическом воздухе [8]. Основные реакции процесса будут следующие:



Очистка газа с помощью абсорбции раствором активированного метилдиэтанолamina осуществляется путем проведения процесса конверсии CO в CO_2 [9]. Процесс конверсии

разделен на две стадии. Первая стадия проходит в среднетемпературном конвертере (СТК) на железохромовом катализаторе при температуре 380–450 градусов Цельсия. Содержание CO после СТК не более 4 %. Вторая стадия происходит в низкотемпературном конвертере (НТК) на цинк-медном катализаторе при температуре 190–230 градусов Цельсия.

Реакция конверсии проходит следующим образом:



На выходе с реактора газ содержит большое количество влаги вследствие избытка окислителя (пара), которую необходимо удалить путем конденсации в результате охлаждения газа. Таким образом, после риформера газу требуется пройти через систему охлаждения (8) с целью удаления воды и сепаратор (9).

Последняя стадия процесса генерации водорода заключается в направлении риформированного газа в блок короткоциклового адсорбции (КЦА) (10) для отделения от таких примесей, как H_2O , CO , CO_2 и непрореагировавшего CH_4 [6]. Поток проходит через систему адсорберов с различным типом адсорбента, с помощью которого очищается водород путем процесса сорбции примесей на адсорбенте.

Полученный на выходе товарный водород разделяется на два потока, один из которых используется для повторного циклического смешения с метаном, в свою очередь основной поток направляется для дальнейшего сжатия или сжижения с целью доставки потребителю.

Применение водорода в качестве топлива

Одним из крупнейших потребителей водорода является энергетический сектор. Водород может использоваться как чистое топливо, так и в качестве добавок к топливному газу для выработки значительных объемов электрической энергии.

Газотурбинные и газопоршневые электростанции, работающие на попутном нефтяном и природном газе, являются одними из наиболее крупных источников выбросов парниковых газов в нефтегазодобыче. Применение водорода как добавки для получения водородосодержащей смеси на таких установках в качестве альтернативы обычному топливному газу (ПГ, ПНГ) послужит прямым катализатором снижения эмиссий.

Одной из важнейших задач для проработки служит определение оптимально допустимого количественного содержания водорода в топливных смесях для работающих энергоустановок. Предварительный расчет использования водородосодержащей смеси (BCG) в качестве топлива продемонстрировал, что добавление 20–30 % H_2 в топливный газ (природный/попутный нефтяной газ) может привести к снижению выбросов от процессов сжигания на 7–12 %, а переход на чистое водородное топливо — к углеродной нейтральности установки. Высокие энергетические характеристики водорода также могут повысить производительность ГТУ. Добавление водорода к топливному газу способно дать требуемую генерируемую мощность газовых

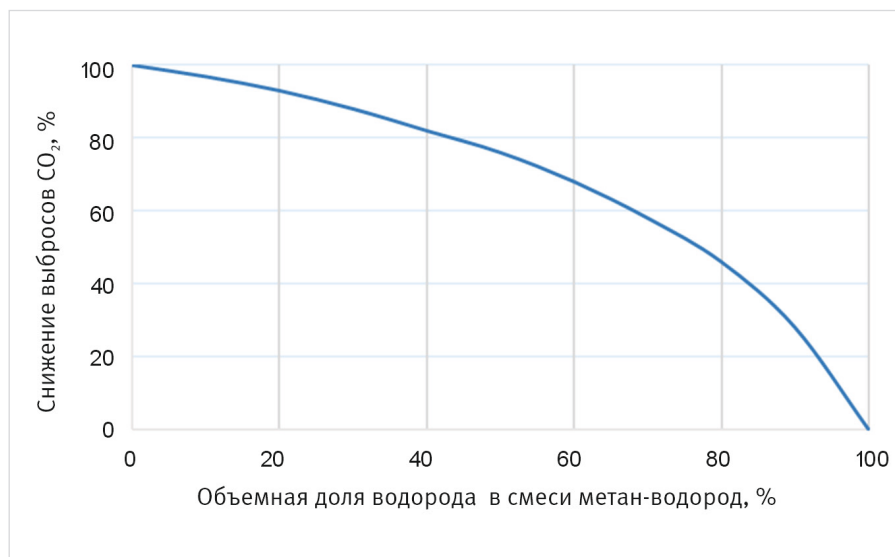


Рис. 2. Зависимость снижения выбросов CO_2 от объемной доли водорода в смеси «природный газ-водород»

Fig. 2. CO_2 emission reduction dependence on hydrogen volume fraction in natural gas-hydrogen mixture

турбин, параллельно снижая расход топливного газа за счет замещения его объема.

Зависимость снижения выбросов CO_2 от объемной доли водорода в смеси «природный газ-водород» представлена на рисунке 2 [10].

Для анализа совместимости и взаимозаменяемости газов, таких как природный газ и водород, используется число Воббе. Оно представляет собой отношение объемной теплоты сгорания (как низшей, так и высшей) к квадратному корню относительной плотности газа, которая определяется соотношением плотности газа и плотности воздуха при стандартных условиях. Газы с аналогичными или схожими значениями (допустимое отклонение до $\pm 5\%$) числа Воббе могут заменять друг друга при одинаковом давлении без необходимости замены оборудования [11].

Число Воббе у природного газа на 18 % выше, чем у водорода [10]. В результате для подачи водорода в горелки потребуются более высокое давление, что может отрицательно сказаться на его взрывобезопасности.

Для проведения процесса смешения природного/попутного нефтяного газа и водорода требуется проведение расчета числа Воббе. В зависимости от числа Воббе рассчитывается и объемная доля водорода в смеси. Организация процесса смешения водорода и природного/попутного нефтяного газа осуществляется следующей последовательностью:

1. Определение допустимого значения числа Воббе для топлива, применяемого на объекте.
2. Определение массовой низшей теплоты сгорания водородосодержащего газа и природного/попутного нефтяного газа.
3. Расчет допустимого диапазона

содержания водородосодержащего газа в топливной смеси.

4. Так как водородосодержащий газ производится под давлением ниже, чем природный/попутный нефтяной газ, необходимо выравнивание статистического давления либо редуцирование природного газа до давления водородосодержащего газа, а также возможно повышение давления водородосодержащего газа при помощи газодожимной компрессорной установки.

Так как в результате смешивания наблюдается рост турбулентности, что обычно вызывает увеличение давления и других сопутствующих параметров, необходимо устанавливать измерительные датчики на расстоянии от газосмесителя, позволяющем смеси находиться в гомогенном состоянии.

Если при сжигании в энергоустановках используется газовая смесь с высоким содержанием водорода (более 20 %), возникает необходимость в замене или модернизации горелки. Это связано с тем, что теплотворная способность водорода значительно ниже, чем у природного газа. Также кроме модернизации горелки потребуются и расширение проходных сечений газопроводов и другого оборудования системы подготовки топлива.

Применение установок парового риформинга на объектах нефтегазодобычи

Установки по производству водорода нашли широкое применение в нефтеперерабатывающем производстве. Водород на таких заводах применяется в процессе гидрирования бензола, гидроочистки дизеля, при производстве бензина и авиационного керосина, а также для изомеризации комплекса глубокой переработки нефти.

В настоящее время установки по производству водорода уже внедрены и применяются на территории Омского НПЗ «Газпромнефти», Нижегородского НПЗ ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез», Пермского НПЗ «ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез», Ярославнефтеоргсинтез ООО «ПАО «Славнефть-ЯНОС», АО «ТАНЕКО», ООО «РН-Туапсинский НПЗ» [12].

Снижение объемов использования топлива для более глубокой очистки нефти отмечается на всех вышеперечисленных предприятиях, однако проблема выбросов парниковых газов на нефтеперерабатывающем производстве остается нерешенной. Несмотря на сокращение общего объема потребления топлива, выбросы CO_2 при производстве водорода значительно превышают объемы сокращения от потенциального использования ПНГ на иные нужды. Более того, вблизи нефтеперерабатывающих предприятий отсутствуют действующие объекты для захоронения CO_2 и реализации технологий CCS, а транспортировка CO_2 , образованного на установке производства водорода, до потенциальных объектов хранения требует глубокой модернизации производства и материальных вложений.

Стоит отметить, что для выбора наиболее оптимального варианта размещения установок парового риформинга метана следует придерживаться следующих критериев:

- близость и доступность ресурсов (ПГ/ПНГ) для производства водорода;
- близость к месту использования водорода (пользователю);
- близость и доступность потенциальных геологических объектов для захоронения CO_2 .

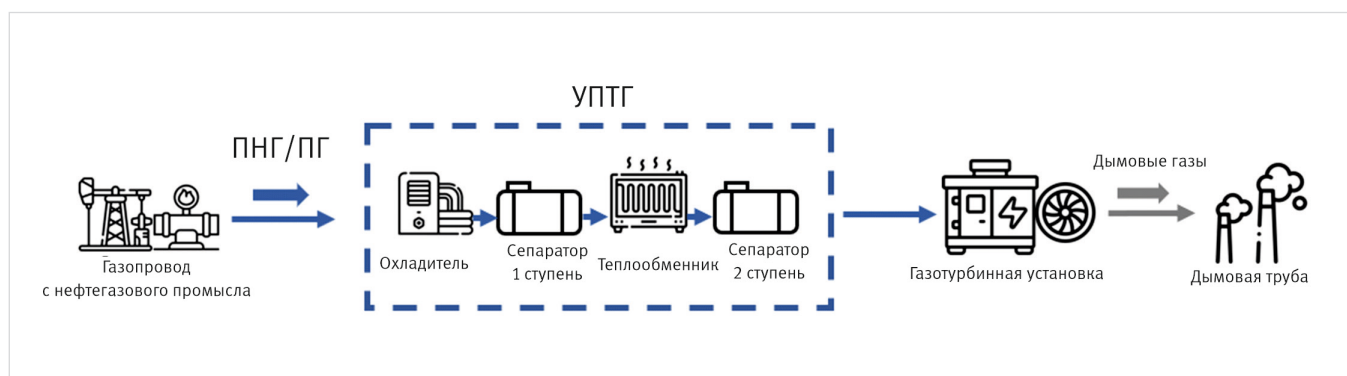


Рис. 3. Схема технологического процесса производства электроэнергии на газотурбинных установках

Fig. 3. Scheme of the technological process of electricity production at gas turbine power plants

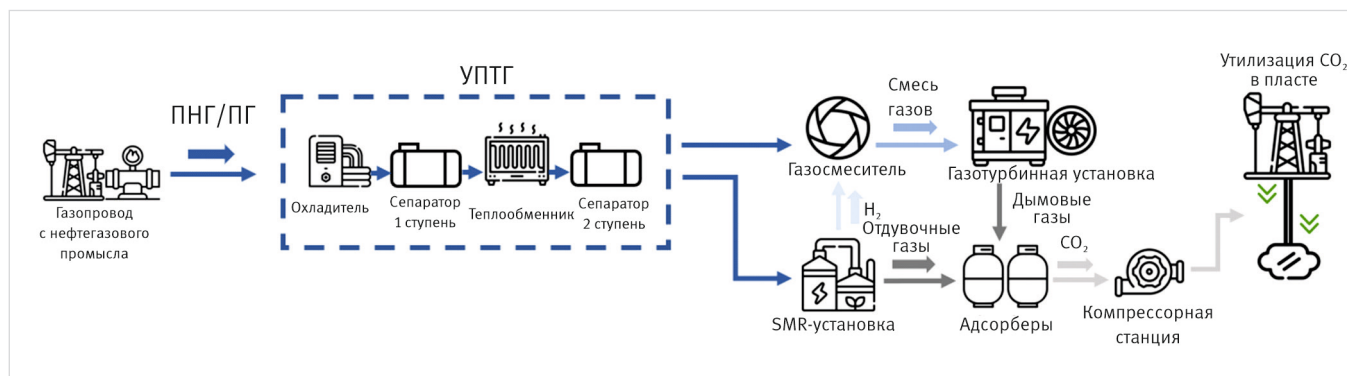


Рис. 4. Схема технологического процесса внедрения SMR установок в производство

Fig. 4. Scheme of the technological process of implementation of SMR installations in production

Все условия могут быть соблюдены непосредственно на объектах нефтегазодобычи и внести значительный вклад в достижение углеродной нейтральности.

Газотурбинные электростанции, использующие в качестве топлива ПНГ и эксплуатируемые на территории энергоцентров с целью выработки электрической энергии, по результатам проведенного анализа выбросов парниковых газов на объектах нефтегазодобычи являются крупнейшими источниками эмиссии. Доля образуемых парниковых газов колеблется от 70 до 80 % от всего объема выбросов объектов нефтегазодобычи.

Принципиальная схема выработки электрической энергии на газотурбинных электростанциях, реализуемая на действующих месторождениях, представлена на рисунке 3.

Попутный нефтяной газ, поступающий по газопроводу с нефтегазового промысла, для получения топливного газа соответствующего качества для дальнейшего производства электроэнергии первоначально поступает на установку подготовки топливного газа (УТПГ). Установка обеспечивает очистку от механических и жидких примесей, редуцирование, отделение жидкой фазы, удаление конденсата и осушку. После подготовки топливный газ совместно с сжатым компрессорным воздухом поступает в камеру сгорания газотурбинной установки для сгорания и выделения электроэнергии. Дымовые газы, выделяемые в результате сгорания топлива и содержащие в том числе парниковые газы, через дымовые трубы поступают в атмосферу.

При значительных объемах использования попутного нефтяного газа в соответствии с технологической документацией газотурбинных и газопоршневых установок среднее КПД, которое удастся достичь при производстве электрической энергии, колеблется от 20 до 35 %. В связи с этим для сокращения удельного расхода топлива на 1 МВт·ч выработанной электрической энергии и увеличения КПД на газотурбинных установках возможно применение смеси попутного нефтяного газа и водорода.

В качестве проектного решения предлагается интеграция установок парового риформинга (SMR) для генерации водорода с газотурбинными энергоблоками нефтегазового промысла. Для минимизации выбросов парниковых газов от установки производства топлива и от производства электрической энергии также предлагается внедрение в технологическую схему установки по улавливанию углерода и его последующего захоронения в геологических объектах. Поэтапная предлагаемая схема решения представлена на рисунке 4.

Отличие предлагаемого решения от применяемого повсеместно варианта заключается в том, что в новую технологическую цепочку добавляются газосмеситель, SMR-установка, адсорберы, дополнительные компрессорные станции и оборудование для закачки диоксида углерода в геологические формации.

Поступающий с месторождения попутный нефтяной и природный газ перед поступлением на электростанцию в качестве топлива проходит УТПГ. Стоит отметить, что имеющиеся на промыслах установки очистки, сепарирования, сбора конденсата и редуцирования позволяют также производить подготовку ПНГ и ПГ для использования в качестве ресурсов для направления на установки парового риформинга.

В новой схеме подготовленный, осушенный и сепарированный топливный газ, прежде чем направляться на газотурбинную установку, поступает на блок распределения, из которого часть потока направляется на SMR установку для дальнейшего преобразования в водород, в свою очередь основная часть газа следует в камеры смешения (газосмесители). SMR установки представляют собой стационарные установки, требующие значительного свободного места для размещения, таким образом при встраивании в единую систему важнейшим этапом является подготовка площадок. Размер установки и площадка размещения будут пропорционально расти с увеличением требуемой производительности и пропускной способности по газу.

Газосмесители могут применяться различной формы — от тройников до аэродинамических конструкций и требуются для проведения процесса смешения водорода, полученного от генерации с SMR установок, с подготовленным ПНГ/ПГ для получения водородосодержащей смеси.

Далее, после камеры смешения, смесь с водородом поступает на газотурбинные/газопоршневые установки в качестве топлива для генерации электроэнергии.

В рамках реализации и проектирования процесса CCS предполагается внедрение на объектах установок улавливания диоксида углерода. Таким образом, дымовые газы, выделяемые вследствие работы газотурбинных установок, совместно с отдувочными газами, выделяемыми при паровом риформинге метана, после смешения поступают на адсорберы для отделения диоксида углерода. Отделенный вследствие адсорбции CO_2 с помощью компрессорных станций направляется на подготовленные геологические объекты для дальнейшего захоронения и утилизации.

В связи с полномасштабной разработкой проектов CCS нефтегазовыми компаниями уже активно проводятся работы по поиску и подготовке потенциальных объектов для захоронения диоксида углерода. Также компании разрабатывают собственные методические рекомендации, учитывающие методологию пригодности участков недр для строительства и эксплуатации подземных сооружений, утвержденную в РФ [13], международный опыт оценки потенциальных ресурсов хранения диоксида углерода, а также особенности строения собственных недр. Так, компания ПАО «ЛУКОЙЛ» для оценки и подбора потенциальных участков недр сформировала корпоративные временные методические рекомендации по поиску объектов для размещения диоксида углерода и оценке перспективных ресурсов хранения на площади участков недр [14]. Рекомендации учитывают нормативные особенности пользования недрами, а также адаптируют международный подход по оценке емкостного потенциала геологических резервуаров.

Итоги

В качестве решения по снижению выбросов парниковых газов на производственных объектах нефтегазодобывающих обществ в статье представлен подход по внедрению установок парового риформинга метана. Данные установки позволяют генерировать водород, который после смешения с попутным нефтяным газом может быть использован в качестве более эффективного и экологического топлива для производства электрической энергии. Совмещение технологии производства

водорода с технологиями CCS непосредственно на производственных нефтегазовых объектах позволяет достичь снижения углеродного следа добываемой продукции.

Выводы

Интеграция процесса парового риформинга метана с дальнейшей утилизацией продуктов сгорания (диоксида углерода) является одной из наиболее реальных возможностей в удовлетворении потребностей в производстве водорода и достижении углеродной нейтральности. Внедрение установок риформинга в энергетическую инфраструктуру нефтегазового производства, представленное в статье, позволит достичь существенных экономических, экологических и технологических преимуществ, таких как:

- снижение объемов потребления топлива на генерирующих установках;
- увеличение производительности электростанций (ГТЭС/ГПЭС);
- снижение объемов выбросов парниковых газов от производства электрической энергии на установках;
- исключение издержек, связанных с транспортировкой водорода до потребителя;
- снижение инвестиционных затрат на подготовку газа для производства водорода;
- низкие эксплуатационные затраты при производстве водорода на установках SMR;
- возможность перевода проекта в разряд климатических для дальнейшего выпуска углеродных единиц.

Применение водородного и водородосодержащего топлива и встраивание его в современную энергетическую систему позволяют осуществить более мягкий и планомерный переход к «зеленому» будущему. Использование попутного нефтяного газа в качестве ресурса для производства водорода как альтернативный вариант рутинному сжиганию является демонстрацией бережливого производства и соответствует обязательствам по сокращению выбросов парниковых газов, принятым Всемирным климатическим саммитом.

Литература

1. Василенко Е., Лакниция Л., Логинова В., Мусаэльян Д., Сидоровский М. Мониторинг экологических стратегий крупнейших нефинансовых компаний // Аналитическая записка. 2023.
2. Хартия по декарбонизации нефти и газа. Глобальная инициатива // COP 28 UAE. URL: <https://www.ogdc.org/> (дата обращения: 03.11.2024). (In Eng).
3. Курсом турбулентности: роль водорода в декарбонизации авиатранспорта // «Нефть и газ», Институт развития технологий ТЭК. 01.2024.
4. Низкоуглеродное авиационное топливо. Международная организация гражданской авиации. URL: <https://www.icao.int/environmental-protection/Pages/LCAF.aspx> (дата обращения: 03.11.2024).
5. Аксютин О., Ишков А., Романов К., Тетеревлев Р. Роль российского природного газа в развитии водородной энергетики // Энергетическая политика. 2021. URL: <https://energypolicy.ru/oksyutin-a-ishkov-k-romanov-r-teterevlev-rol-rossijskogo-prirodnogo-gaza-v-razvitiivodorodnoj-energetiki/gaz/2021/12/25/> (дата обращения: 03.11.2024).
6. ИТС 25-2017. Добыча и обогащение железных руд. Москва: Бюро НДТ, 2017.

7. Водородные установки. Экогазсистем, URL: <https://gasonsite.ru/hydrogen-reforming?ysclid=m00rhd92yo958239161> (дата обращения: 03.11.2024).
8. Сухов Д.А., Мельников П.А. Способ увеличения производительности агрегата синтеза аммиака // Sciences of Europe. 2021. № 71-1. С. 9–12.
9. ИТС 2-2015. Производство аммиака, минеральных удобрений и неорганических кислот. Москва: Бюро НДТ, 2015.
10. Особенности сжигания и транспортировки водородосодержащих газов // Энергетика, экология, энергосбережение. Мосэнерго. 2023. № 4.
11. Буров В.Д., Рыбаков Б.А., Савитенко М.А. Сжигание водородосодержащих газов в газотурбинных установках // Турбины и дизели. 2021. № 2. С. 16–22.
12. Нефтепереработка. ИА «ДЕВОН». URL: https://iadevon.ru/news/petroleum/top-10_krupneyshih_npz_i_rf_i_ih_investproekti-14116 (дата обращения: 03.11.2024).
13. Методические рекомендации по обоснованию пригодности участков недр для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, с целью размещения углекислого газа. Москва: 2023.
14. Временные методические рекомендации по поиску объектов для подземного размещения диоксида углерода (CO₂) и оценке потенциальных ресурсов хранения на площади участков недр нефтегазодобывающих организаций Группы «ЛУКОЙЛ», ПАО «ЛУКОЙЛ». Москва: 2023.

ENGLISH

Results

As a solution to reduce greenhouse gas emissions at production facilities of oil and gas producing companies, the article presents an approach to the implementation of steam methane reforming units. These units allow generating hydrogen, which after mixing with associated petroleum gas can be used as a more efficient and environmentally friendly fuel for the production of electrical energy. Combining hydrogen production technology with CCS technologies directly at production oil and gas facilities allows achieving a reduction in the carbon footprint of the products produced.

Conclusions

Integration of the steam methane reforming process with subsequent utilization of combustion products (carbon dioxide) is one of the most realistic opportunities to meet the needs for hydrogen production and achieve carbon neutrality. The implementation of reforming units in the energy infrastructure of oil and gas production, presented in the article, will achieve significant economic, environmental and technological advantages, such as:

- reduction in fuel consumption at generating units;
- increase in the productivity of power plants (GTEP/GPP);
- reduction in greenhouse gas emissions from the production of electricity at the units;
- elimination of costs associated with the transportation of hydrogen to the consumer;
- reduction in investment costs for gas preparation for hydrogen production;
- low operating costs for hydrogen production at SMR units;
- possibility of transferring the project to the category of climate projects, for further release of carbon units.

The use of hydrogen and hydrogen-containing fuel and its integration into the modern energy system will allow for a smoother and more systematic transition to a “green” future. The use of associated petroleum gas as a resource for hydrogen production, as an alternative to routine combustion, is a demonstration of lean production and is consistent with the commitments to reduce greenhouse gas emissions adopted at the World Climate Summit.

References

1. Vasilenko E., Laknickaya V., Loginova V., Musaelyan D., Sidorovskiy M. Monitoring environmental strategies of the largest non-financial corporations. Analytical note, 2023. (In Russ).
2. OIL&GAS Decarbonization charter. Globally-Inclusive initiative // COP 28 UAE URL: <https://www.ogdc.org/> (accessed: 03.11.2024). (In Eng).
3. The course of turbulence: The role of hydrogen in the decarbonization of air transport // “Oil and Gas”, Institute for Development of Fuel and Energy Technologies. 01.2024 (In Eng).
4. Lower Carbon Aviation Fuels. International Civil Aviation Organization. URL: <https://www.icao.int/environmental-protection/Pages/LCAF.aspx> (accessed: 03.11.2024). (In Russ).
5. Aksyutin O., Ishkov A., Romanov K., Tetlev R. The role of Russian natural gas in the development of hydrogen energy // Energy Politic. 2021, URL: <https://energypolicy.ru/o-aksyutin-a-ishkov-k-romanov-r-teterevlev-rol-rossijskogo-prirodnogo-gaza-v-razviti-vodorodnoj-energetiki/gaz/2021/12/25/> (accessed: 03.11.2024) (In Russ).
6. Generation of reduction heat. ITS 25-2017. Information technology guide to the best available technologies. Mining and beneficiation of iron ores. (In Russ).
7. Hydrogen facilities. Ecogassystems, URL: <https://gasonsite.ru/hydrogen-reforming?ysclid=m00rhd92yo958239161> (accessed: 03.11.2024). (In Russ).
8. Sukhov D.A., Melnikov P.A. A method for increasing the productivity of an ammonia synthesis unit // Sciences of Europe, 2021, issue 71-1, P. 9–12. (In Russ).
9. ITS 2-2015. Manufacture of ammonia, fertilizers and inorganic acids. Moscow: Byuro NDT. (In Russ).
10. Features of combustion and transportation of hydrogen-containing gases // Energy, ecology, energy efficiency. Mosenergo, 2023, issue 4. (In Russ).
11. Burov V., Rybakov B., Savitenko M. Combustion of methane-hydrogen gases in gas turbine plants. Turbines and diesel, 2021, issue 2, P. 16–22. (In Russ).
12. Oil Refining. IA “DEVON”. URL: https://iadevon.ru/news/petroleum/top-10_krupneyshih_npz_i_rf_i_ih_investproekti-14116/ (accessed: 03.11.2024). (In Russ).
13. Methodological recommendations for substantiating the suitability of subsoil areas for the construction and operation of underground structures not related to mining for the purpose of storing carbon dioxide. Moscow. 2023. (In Russ).
14. Temporary guidelines for searching for facilities for underground storage of carbon dioxide (CO₂) and assessing potential storage resources on the subsoil areas of oil and gas producing organizations of the “LUKOIL” Group, “LUKOIL”, PJSC, 2023. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Солоненко Роман Вячеславович, инженер 2-й категории, отдел по декарбонизации и адаптации к изменениям климата, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия
Для контактов: solonenko.rv@yandex.ru

Клочихина Ольга Сергеевна, ведущий инженер, отдел по декарбонизации и адаптации к изменениям климата, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия

Прохорова Анастасия Александровна, инженер, отдел по декарбонизации и адаптации, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия

Solonenko Roman Vyacheslavovich, engineer 2nd category, department for decarbonization and climate change adaptation, “LUKOIL-Engineering” LLC, Moscow, Russia
Corresponding author: solonenko.rv@yandex.ru

Klochikhina Olga Sergeevna, senior engineer, department for decarbonization and climate change adaptation, “LUKOIL-Engineering” LLC, Moscow, Russia

Prokhorova Anastasia Alexandrovna, engineer, department for decarbonization and climate change adaptation, “LUKOIL-Engineering” LLC, Moscow, Russia