

# ПРОИЗВОДСТВО ВОДОРОДА — АЛЬТЕРНАТИВНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ МОНЕТИЗАЦИИ ПРОДУКЦИИ ОТДАЛЕННЫХ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

С.В. Бучельников, Р.М. Юсупов, Р.Р. Шакиров

ООО «Кынско-Часельское нефтегаз»<sup>1</sup>

## Сведения об авторах

Сергей Владимирович Бучельников, менеджер

Радимир Магнаевич Юсупов, начальник отдела

Равиль Рамилевич Шакиров, начальник управления

В статье на примере одного из крупных газовых месторождений на п-ове Гыдан освещен вопрос монетизации природного газа отдаленных газовых (газоконденсатных) месторождений, расположенных в районах с неразвитой газотранспортной инфраструктурой. В том числе рассматривается вопрос переработки природного газа в водород, его дальнейший транспорт конечному потребителю, а также пути решения возникающих при этом технологических и экологических задач.

**Ключевые слова:** добыча газа, отдаленное месторождение, паровая конверсия метана, водород, углеродный след.

Одной из актуальных глобальных задач нефтегазовой отрасли Российской Федерации сегодня является ввод в разработку отдаленных от рынков сбыта и транспортных систем нефтяных и газовых месторождений, расположенных в Арктической зоне. Другим технологическим вызовом перед нефтегазодобывающими компаниями и перед странами — экспортерами углеводородного топлива стала тенденция снижения так называемого «углеродного следа» в продукции конечного потребителя в странах — импортерах топлива, что неуклонно приводит к росту себестоимости углеводородов за счет включения дополнительной налоговой нагрузки, а также к снижению спроса на газ в странах-импортерах.

В качестве одной из альтернатив при решении этой задачи представляется вариант переработки газа в месте его добычи в востребованные продукты, такие как СПГ, СУГ, водород.

По данным Центра энергетики Московской школы управления «Сколково», текущую структуру потребления водорода в общем можно представить следующим образом [1]:

- химическая промышленность (получение аммиака, метанола, уксусной кислоты, диметилового эфира) — 63%;
- нефтепереработка (процессы гидрооблагораживания и гидроочистки бензиновых, керосиновых, дизельных и других нефтяных фракций при производстве топлив и смазочных материалов) — 31%;

- обрабатывающая промышленность (черная металлургия, пищевая промышленность) — 6%;
- сжиженный водород (ракетное топливо, полупроводниковая промышленность, автомобильное топливо) — менее 1%.

В то же время эксперты энергетической отрасли сходятся во мнении, что в ближайшее время будет наблюдаться расширение сфер потребления водорода. В частности, водород плотно укоренится в транспортной отрасли, а также тепло- и электроэнергетике.

С учетом расширения сфер использования объема потребления водорода в качестве топлива, по различным оценкам, вырастут в среднем в 23 раза с 2025 по 2040 год (рис. 1) [2].

При этом мировой автопарк водородных автомобилей уже к 2030 году прогнозируется на уровне 3,5 млн шт. [1].

Сегодня водород получают различными способами: паровой конверсией углеводородного газа, электролизом воды, газификацией угля и др. С учетом проблематики, поднимаемой в статье (монетизация газа отдаленного газового/газоконденсатного месторождения), сравним технологии получения водорода из природного газа [3].

1. Паровая конверсия метана в печах риформинга. Осуществляется в печах риформинга, реакционные трубки которых заполнены никелевым катализатором. Температура процесса — 800–1000°C, давление — 2,0–2,5 МПа, при высоком соотношении пар/сырье — 2,5–3,0. Преимуществом указанной технологии является широкая распространенность в мировой практике, что обуславливает высокую инвестиционную

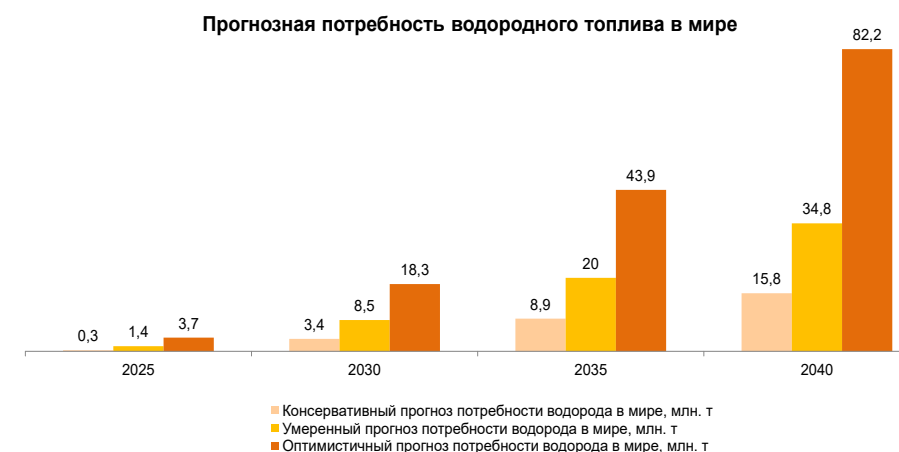


Рис. 1. Прогнозная потребность водородного топлива в мире

наджность. В данном процессе используются риформеры с внешним обогревом реакционных труб дымовыми газами, что характеризуется повышенным расходом природного газа на собственные нужды, высокими капитальными затратами на печи риформинга и вспомогательное оборудование по очистке и концентрированию водорода.

2. Паровая конверсия метана в мембранных реакторах. Осуществляется в мембранном реакторе, заполненном промышленным никелевым катализатором, используемом в классическом процессе парового риформинга. Реактор представляет собой цилиндрический корпус с установленными внутри мембранными секциями. Каждая секция состоит из реакционной камеры и камеры отвода водорода. Процесс конверсии углеводородов в водород идет параллельно в каждой секции реактора. Мембрана реактора выполнена из сплава Pd-Ru. Температура процесса — 500–550°C, соотношение пар/сырье — 3:5. Преимуществами технологии являются: снижение операционных затрат на нагрев за счет снижения температуры процесса в сравнении с риформингом в печах, снижение капитальных затрат за счет сокращения количества вспомогательного оборудования по очистке и концентрированию водорода, обусловленного получением водорода высокой чистоты. К недостаткам технологии можно отнести отсутствие на текущий момент установок, реализованных в промышленных масштабах по данной технологии, что характеризуется высокими инвестиционными рисками.
3. Паровая конверсия метана в микроканальных реакторах. Осуществляется в микроканальном реакторе с диаметром каналов менее 1 мм. Реактор состоит из множества чередующихся слоев, каждый из которых состоит из пористой подложки/катализатора, активной мембраны и керамических каналов. Процесс конверсии протекает в керамических каналах реактора. Паровой риформинг природного газа в микроканальных реакторах характеризуется улучшенным теплообменом в сравнении с традиционным процессом, а также большей скоростью реакции, что позволяет сократить сажеобразование и повысить тем самым производительность процесса. Это позволяет снизить капитальные затраты при промышленной реализации установки риформинга. Недостатком технологии является отсутствие на текущий момент установок, реализованных в промышленных масштабах по

данной технологии, что характеризуется высокими инвестиционными рисками.

4. Паровая конверсия метана в комбинированных реакторах. Осуществляется в реакторах риформинга, тепло к которым подводится от высокотемпературных атомных реакторов. Преимуществом технологии является повышение экологичности (сокращение «углеродного следа» вырабатываемого водорода) и энергоэффективности производства водорода за счет отсутствия сжигания природного газа в качестве топлива в печах риформинга и электростанциях собственных нужд. К недостаткам технологии можно отнести большие капитальные затраты на внедрение в техно-

логическую цепочку выработки водорода высокотемпературного атомного реактора, а также отсутствие на текущий момент установок, реализованных в промышленных масштабах по данной технологии, что характеризуется высокими инвестиционными рисками.

5. Углекислотная конверсия метана. Протекает при температуре 900–1100°C с применением никелевых, кобальтовых катализаторов и катализаторов, основанных на благородных металлах. К недостаткам данного процесса можно отнести получение водорода в смеси с угарным газом в соотношении 1:1, что требует большей очистки водорода от CO, обуславливающей увеличение капитальных затрат в сравнении с процессом парового риформинга.
6. Парциальное окисление метана. Протекает при температуре 1200–1500°C (без использования катализатора) и 800–900°C (с использованием катализатора), с давлением 2,5–8,0 МПа (без использования катализатора) и 2,5–3,5 МПа (с использованием катализатора). Используемые катализаторы — Co и Ni, Rh и Pt. В случае использования второй группы катализаторов условия протекания процесса парциального окисления природного газа становятся мягче — реакция протекает при более низкой температуре, чем при использовании кобальт-никелевого катализатора. Основным недостатком технологии парциального окисления метана можно назвать большие капитальные затраты на установку выделения кислорода из воздуха и вспомогательное оборудование по очистке и концентрированию водорода (соотношение H<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub> равно 2:1) в сравнении с паровой конверсией (соотношение H<sub>2</sub>/CO равно 3:1), а также сложность технологического процесса в части обеспечения промышленной безопасности производства водорода при работе с кислородом.

Наиболее распространенной в промышленности технологией является паровая конверсия природного газа. Следует отметить, что с учетом высокой развитости данная технология на сегодняшний день является наиболее экономически привлекательной.

Паровая конверсия углеводородного газа протекает следующим образом (рис. 2) [4]. Сырьевой углеводородный газ с давлением 2,0–2,5 Мпа, предварительно подогретый до 300–400°C в конвекционной секции печи риформинга П-1, подается в реактор Р-1 для гидроочистки газа от сернистых соединений, разрушающих катализаторы конверсии. Далее в адсорбере Р-2 из природного газа выделяется сероводород, образующийся при гидри-

<sup>1</sup> ООО «Кынско-Часельское нефтегаз» 625048, Российская Федерация, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 14

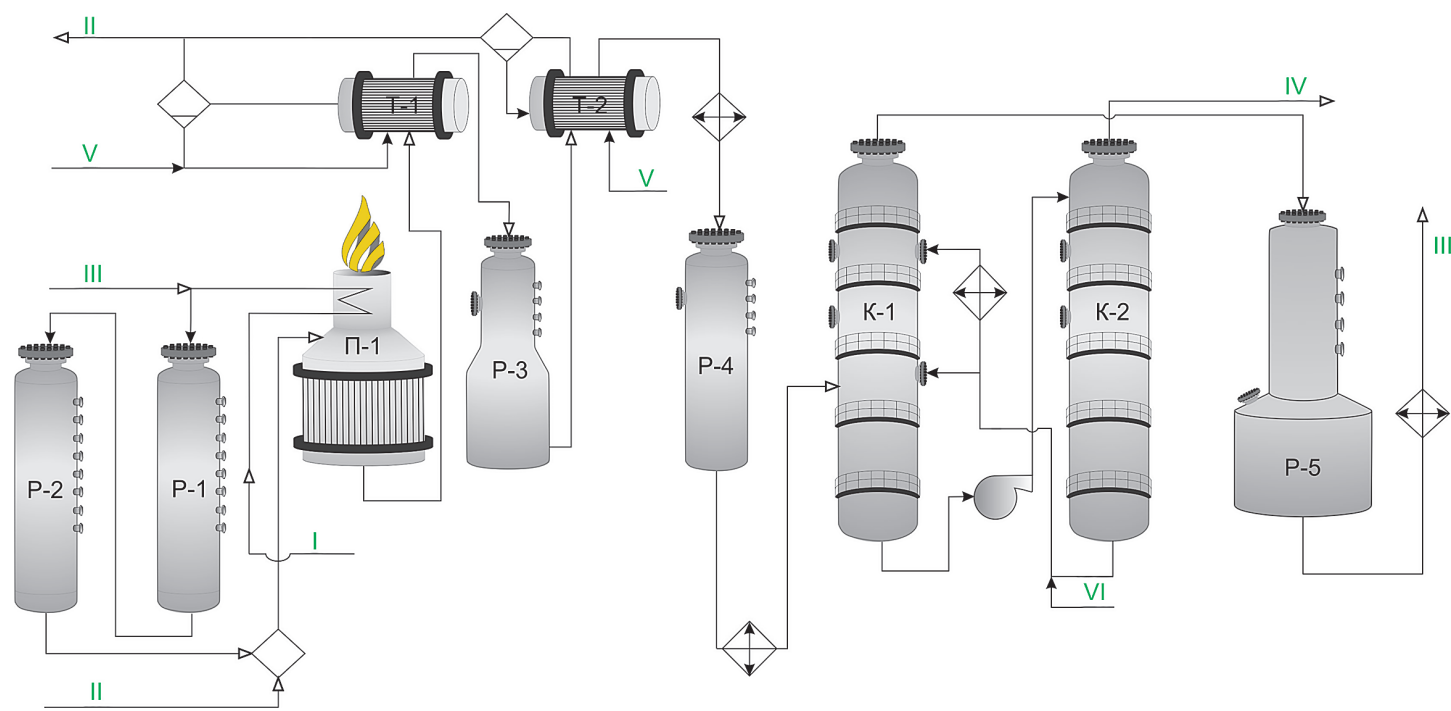


Рис. 2. Принципиальная схема производства водорода путем парового риформинга углеводородного газа

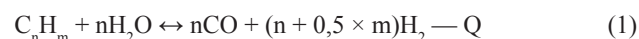
P-1 — реактор гидроочистки (гидрогенолиз сернистых соединений на  $\text{Co}+\text{Mo}/\text{Al}_2\text{O}_3$ );  
 P-2 — реактор адсорбции  $\text{H}_2\text{S}$ , выделившегося в P-1; P-3 — реактор среднетемпературной конверсии CO (железохромовый катализатор);  
 P-4 — реактор низкотемпературной конверсии CO (цинк-хром-медный катализатор); K-1 — абсорбер (отделение  $\text{CO}_2$ );  
 K-2 — регенератор раствора  $\text{K}_2\text{CO}_3$ ; P-5 — метанизатор; I — сырьевой природный газ; II — водяной пар; III — водород;  
 IV — углекислый газ; V — вода; VI — карбонат калия.

ровании природного газа. Очищенный от сернистых соединений природный газ смешивается с перегретым водяным паром и направляется в радиантную секцию печи риформинга П-1, где при температуре 800–950°C в трубах, заполненных никелевым катализатором, происходит его конверсия в смесь водорода, углекислого и угарного газа. Конвертированный газ после охлаждения в котле-утилизаторе Т-1 до температуры 400–450°C направляется в реактор P-3 для проведения первой (среднетемпературной) стадии конверсии угарного газа CO. Далее конвертированный газ направляется в подогреватель воды, где охлаждается до температуры 230–260°C, после чего направляется в реактор P-4 для проведения второй (низкотемпературной) стадии конверсии угарного газа CO. После этого конвертированный газ, не содержащий в себе CO, охлаждается и направляется в абсорбер K-1, где раствором карбоната калия  $\text{K}_2\text{CO}_3$  очищается от углекислого газа  $\text{CO}_2$ . Далее конвертированный газ, представляющий собой

смесь водорода  $\text{H}_2$  и углекислого газа, подается в реактор P-5 для дополнительного отделения  $\text{CO}_2$  путем метанирования.

Далее водородсодержащий газ (содержание водорода — 75–80%) направляется на концентрирование (селективную фильтрацию на полимерных мембранах, короткоцикловую адсорбцию или криогенное разделение) (рис. 3).

Химизм процесса паровой конверсии углеводородного газа можно представить следующим образом [3]:



Авторами на примере одного из крупных газовых месторождений (рис. 4) рассмотрен вариант монетизации добычи газа в районе отсутствия газотранспортной сети, но в зоне прямого доступа к Северному морскому пути.

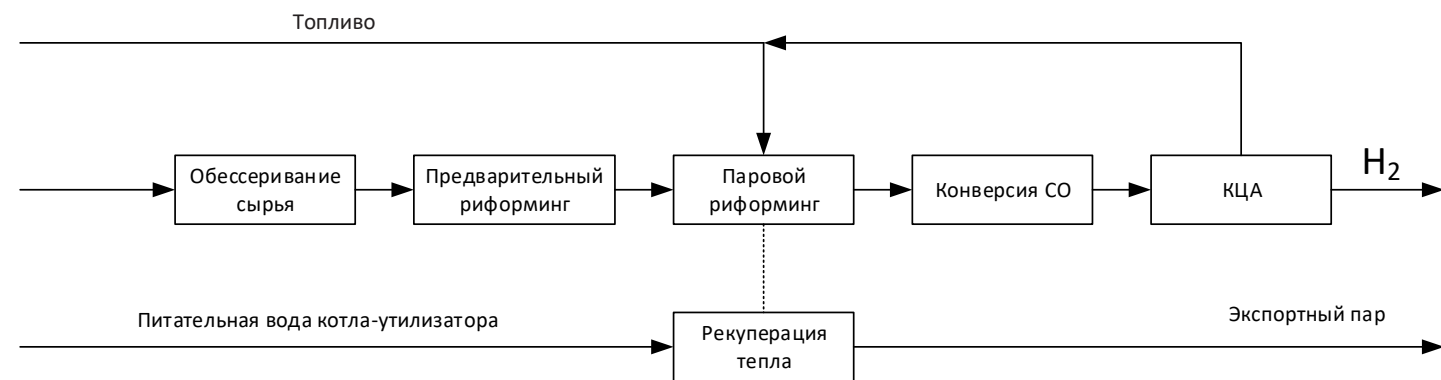


Рис. 3. Основные стадии производства водорода

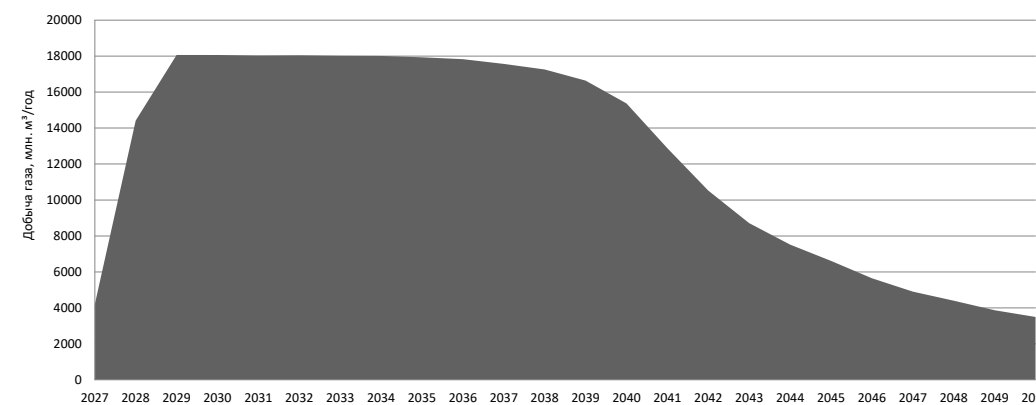


Рис. 4 — Профиль добычи газа

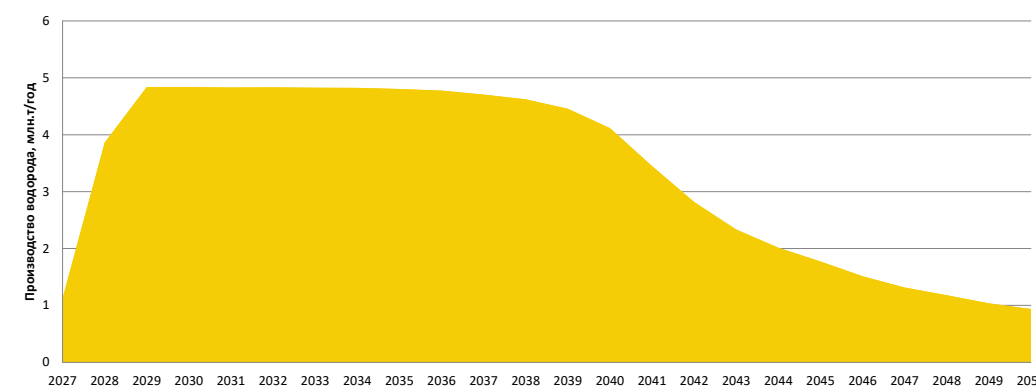


Рис. 5. Профиль выработки водорода

С учетом профиля добычи газа, а также химизма процесса парового риформинга можно прогнозировать производство водорода в объеме более 4,5 млн тонн в год на протяжении около 10 лет (рис. 5).

Профиль выработки водорода был рассчитан по стехиометрическим коэффициентам основной реакции (конверсии метана) с учетом допущений о высокой селективности по водороду и полной конверсии метана. При этом предполагалось, что ко-

личеством более тяжелых компонентов газа можно пренебречь по сравнению с  $\text{CH}_4$ .

В качестве решения задачи транспортировки потребителям топливного водорода возможно рассмотреть вариант переработки трудно хранимого и транспортируемого газа до более доступной к хранению и транспорту производной, например аммиака. Как видно из графика (рис. 6) [1], аммиак сжижается в гораздо более мягких условиях — при комнатной температуре его достаточно сжать лишь до 0,9 МПа.

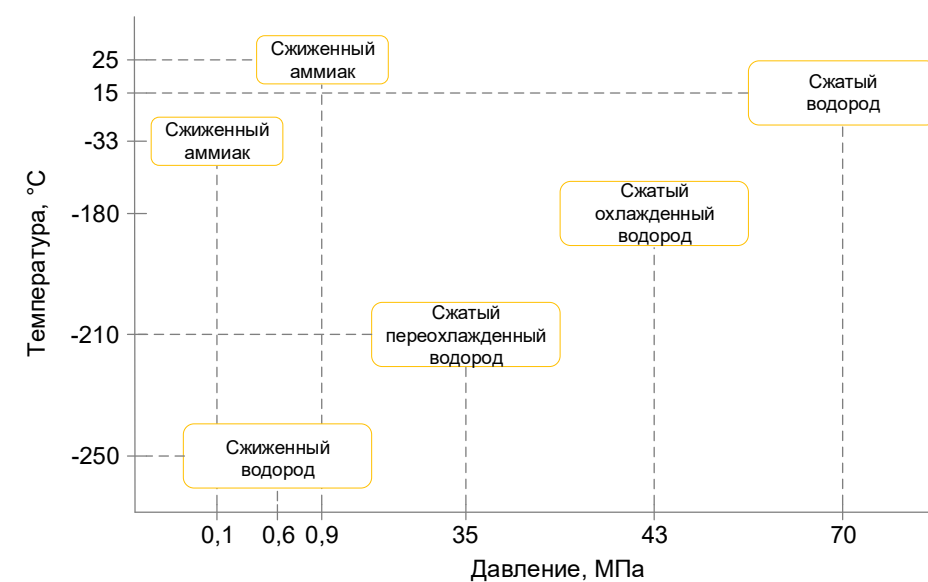


Рис. 6. Состояние водорода и аммиака при хранении

При этом, в отличие от водорода, хранение и транспортировка аммиака не требует использования специальных дорогостоящих криогенных емкостей. Аммиак можно хранить и перевозить в стандартных емкостях для хранения жидких углеводородов [5].

По данным Центра энергетики Московской школы управления «Сколково», стоимость транспортировки водорода в виде аммиака в среднем вдвое ниже стоимости перевозки сжиженного водорода (рис. 7) [1].

В общем случае технологию производства аммиака из водорода можно представить следующим образом (рис. 8) [6]. Водород смешивается с азотом, по-

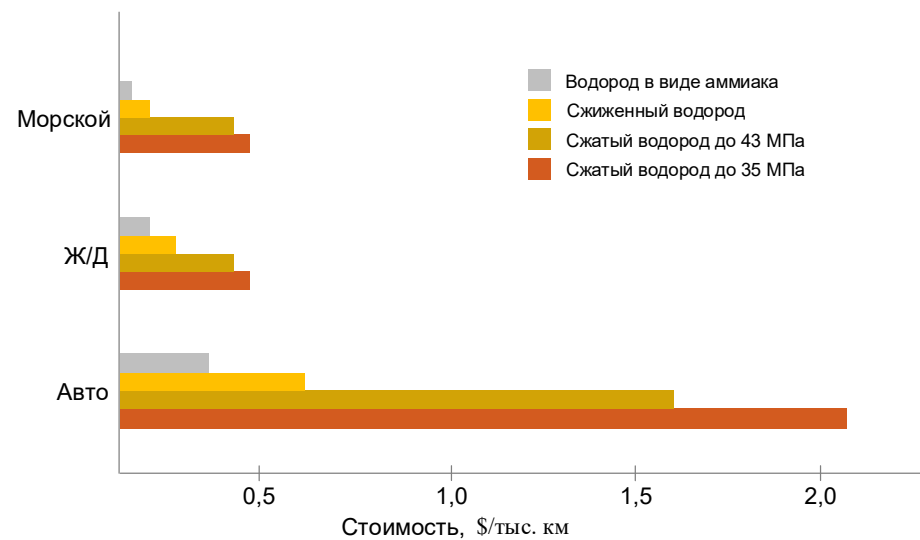


Рис. 7. Стоимость транспорта водорода

лучаемым предварительно в мембранной установке выделения азота. Сырьевая газовая смесь водорода и азота после компримирования и дополнительного подогрева с давлением 30–40 МПа и температурой 400–500°C подается в реактор с катализатором (пористое железо с добавлением оксида калия и алюминия). Химическая реакция процесса имеет следующий вид:



Реакционная смесь (аммиак и непрореагировавшая смесь водорода и азота) после охлаждения сепарируется с выделением товарного жидкого аммиака и непрореагировавшей газовой смеси водорода и азота. Непрореагировавшая газовая смесь после компримирования направляется на рецикл.

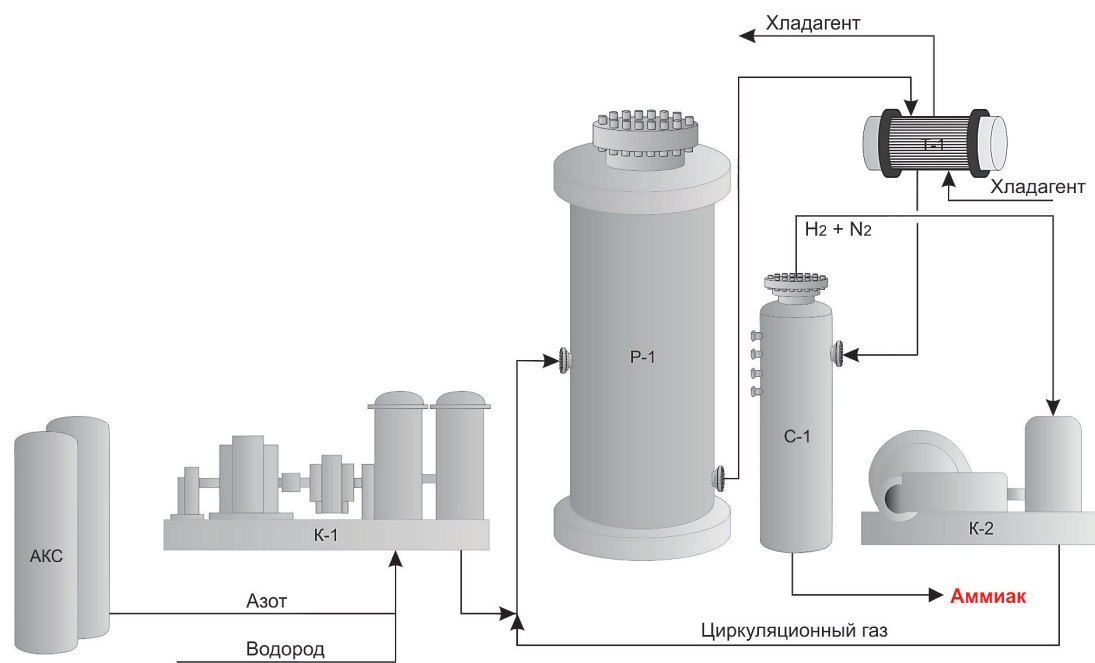


Рис. 8. Принципиальная схема переработки водорода в аммиак  
АКС — азотно-кислородная станция; К-1 — компрессор сырьевой; Р-1 — реактор синтеза аммиака; Т-1 — холодильная установка; С-1 — сепаратор; К-2 — компрессор циркуляционный

С учетом профиля добычи газа график производства аммиака из водорода, полученного паровой конверсией природного газа, имеет следующий вид (рис. 9).

Для хранения аммиака в промышленности используются стандартные изотермические вертикальные цилиндрические резервуары вместимостью 10–30 тыс. тонн. Хранение производится под небольшим избыточным давлением 2–8 кПа. При хранении производится охлаждение емкостей до температуры минус 33°C.

Технологический режим перевозки сжиженного аммиака включает в себя следующие требования:

- 1) перевозка в инертной среде не требуется;
- 2) ингибирование не требуется;
- 3) температурный режим и давление транспорта:

- при температуре окружающей среды под избыточным давлением;
- при атмосферном давлении с охлаждением до минус 33°C [7].

В отличие от оборудования для хранения и транспорта СПГ и сжиженного водорода, резервуары и танкеры для аммиака значительно ниже по стоимости ввиду отсутствия необходимости поддержания низких температур (минус 165°C и минус 250°C соответственно).

В конечном счете производственную цепочку отдаленного газового (газоконденсатного) месторождения, расположенного в регионе с неразвитой газотранспортной инфраструктурой и имеющего выход к Северному морскому пути, можно представить следующим образом: добыча природного газа, переработка газа в водород в месте его добычи, переработка водорода в аммиак и его сжижение в районе добычи газа, морской транспорт сжиженного аммиака конечным потребителям по Северному морскому пути.

Доставленный потребителю сжиженный аммиак требует переработки в водород. Процесс диссоциации аммиака в общем случае можно представить следующим образом (рис. 10): аммиак в газообразном виде подается в реактор диссоциации, где при температуре 500–600°C на железном катализаторе разлагается на водород и азот. Далее реакционная смесь направляется в установку мембранного выделения азота. Водородсодержащий газ после мембранного разделения подает-

ся на адсорберы К-1, где от водорода удаляются остатки азота. Товарный водород направляется потребителю. Реакция диссоциации аммиака имеет следующий вид:

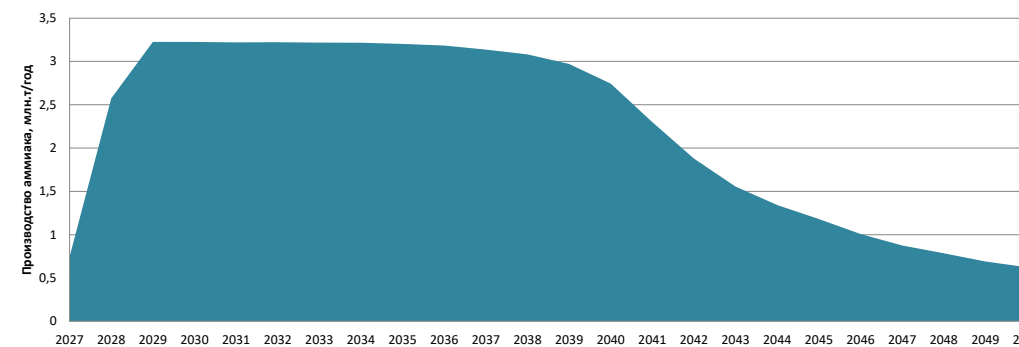
$$2\text{NH}_3 \leftrightarrow 3\text{H}_2 + \text{N}_2 \quad (4)$$


Рис. 9. Профиль выработки аммиака из водорода

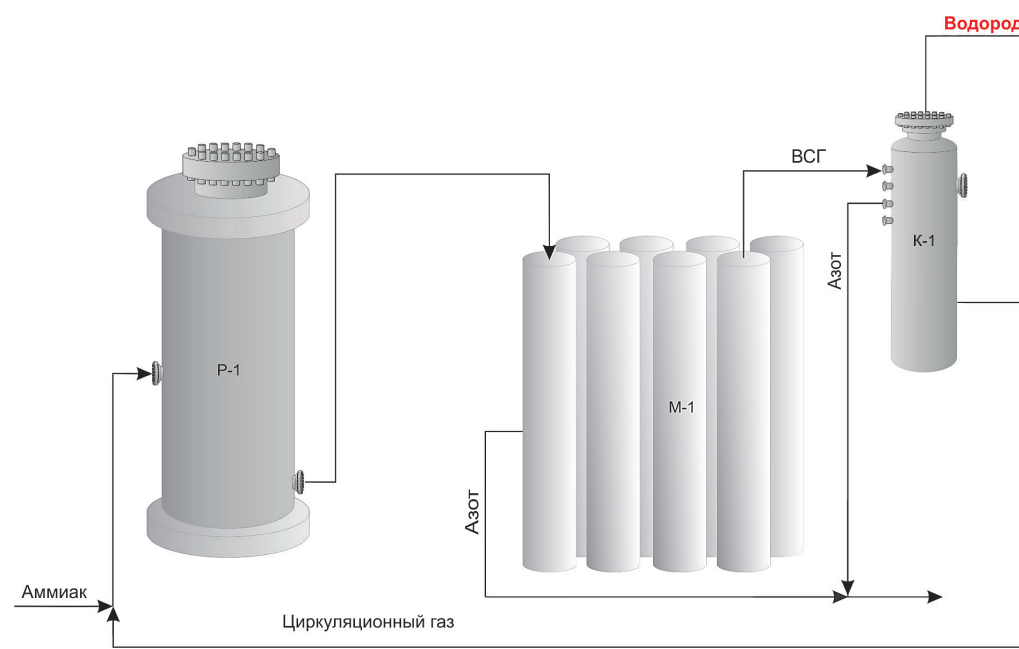
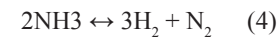


Рис. 10. Принципиальная схема переработки аммиака в водород  
Р-1 — реактор диссоциации аммиака; М-1 — мембранная установка выделения азота; К-1 — адсорбер

ся на адсорберы К-1, где от водорода удаляются остатки азота. Товарный водород направляется потребителю.

Реакция диссоциации аммиака имеет следующий вид:



топлива позволяет централизовать источники выбросов CO<sub>2</sub> в отличие от текущей ситуации, когда источники выбросов CO<sub>2</sub> сосредоточены по всей территории потребителя топлива (производственные объекты, транспорт, домашние хозяйства и прочее).

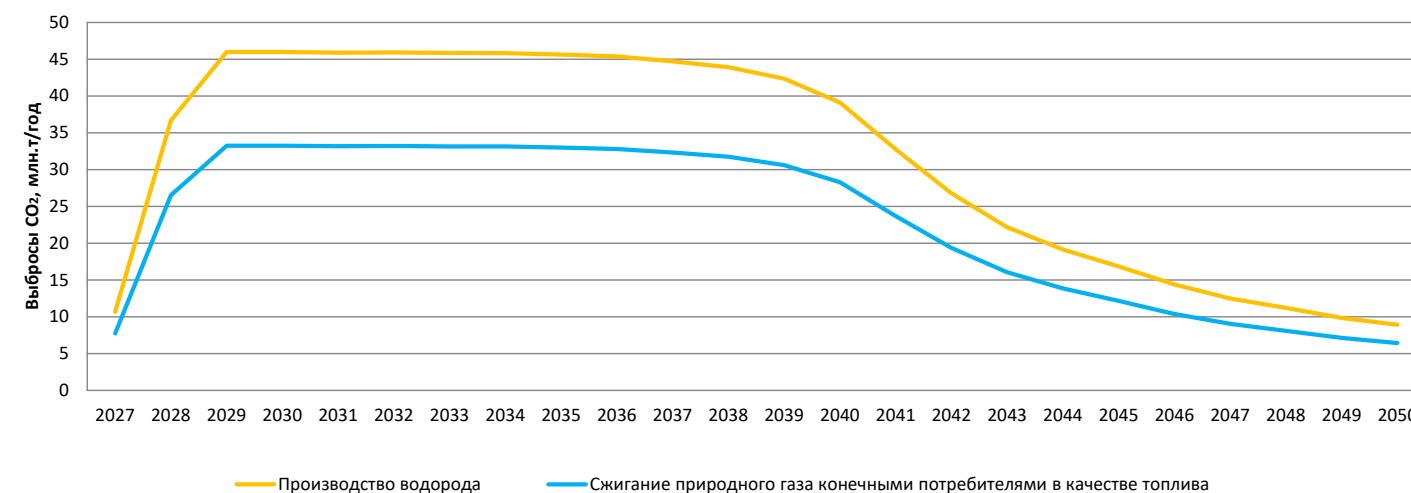


Рис. 11. Графики выбросов CO<sub>2</sub> при производстве водорода и сжигании природного газа

Кроме технико-экономических показателей производства водорода и аммиака, необходимо принимать во внимание и экологические аспекты. Водород, являясь экологически чистым топливом в первом приближении, все-таки не лишен «углеродного следа» при его производстве. Практически все применяемые в промышленности технологии производства водорода, в том числе и паровая конверсия природного газа, предусматривают выброс CO<sub>2</sub>, оказывающего негативное влияние на окружающую среду: на 1 тонну вырабатываемого водорода приходится около 9,5 тонны углекислого газа [8].

При создании производства водорода возможно реализовать мероприятия по утилизации двуокиси углерода, минимизируя тем самым его «углеродный след», что позволит получить дополнительные субсидии от стран — импортеров топлива. Наиболее перспективными с точки зрения технико-экономических аспектов способами утилизации CO<sub>2</sub> можно назвать технологии CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage) с подземным захоронением углекислого газа [9], а также производство технического углерода (сажи).

Необходимо отметить, что использование водорода в качестве топлива позволяет централизовать источники выбросов CO<sub>2</sub> в отличие от текущей ситуации, когда источники выбросов CO<sub>2</sub> сосредоточены по всей территории потребителя топлива (производственные объекты, транспорт, домашние хозяйства и прочее).

## Заключение

Мировая тенденция по снижению «углеродного следа» в энергоресурсах показывает, что доля на рынке таких экологически чистых источников энергии, как водород, будет увеличиваться с каждым годом. Вовлечение в водородное производство отдаленных от газотранспортной инфраструктуры газовых (газоконден-

сатных) месторождений может быть одним из решений задачи монетизации продукции таких месторождений. При этом анализ существующих и перспективных технологий переработки природного газа в водород показывает, что наиболее подходящей с технико-экономической точки зрения на сегодняшний день является паровая конверсия.

## Литература

1. Митрова Т., Мельников Ю., Чугунов Д., Глаголева А. Водородная экономика — путь к низкоуглеродному развитию. — Центр энергетики Московской школы управления «Сколково», 2019.
2. Чаусов И., Тертышная А., Бурдин И. Перспективы России на глобальном рынке водородного топлива // Экспертно-аналитический отчет. — 2018.
3. Макарян И.А., Седов И.В., Никитин А.В., Арутюнов В.С. Современные подходы к получению водорода из углеводородного сырья // Научный журнал Российского газового общества. — 2020.
4. Арутюнов В.С., Крылов О.В. Окислительные превращения метана. — М.: Наука, 1998. — 361 с.
5. ГОСТ 6221-90. Аммиак безводный сжиженный. Технические условия (с Изменением №1). — М., 2011.
6. Кутепов А.М., Бондарева Т.И., Беренгартен М.Г. Общая химическая технология: Учебное издание. — М.: Высшая школа, 1985.
7. Мортехинформреклама. Общие и специальные правила перевозки наливных грузов. — М., 1985.
8. Синяк Ю.В., Петров В.Ю. Экономические условия появления водорода как энергоносителя на энергетическом рынке России // «Экономические проблемы энергетического комплекса». — 2009. — №101.
9. Картхаус А., Жолквер Н. Бензин из воздуха // Энергознание. — 2019. URL: <https://www.energovector.com/energoznanie-benzin-iz-vozduha.html> (дата обращения: 07.08.2020).

UDC 62-622

# HYDROGEN PRODUCTION AS AN ALTERNATIVE WAY FOR MONETIZATION OF REMOTE GAS FIELDS PRODUCTS

S.V. Buchelnikov, R.M. Yusupov, R.R. Shakirov

«Kynsko-Chaselskoe oil and gas», LLC

### About the authors

**Sergei Buchelnikov**, manager

**Radmir Yusupov**, head of department

**Ravil Shakirov**,  
head of geology and development

The article highlights the problem of monetization of natural gas produced on gas (gas condensate) fields located in remote areas with undeveloped gas transportation infrastructure. The question of processing natural gas into hydrogen and its further transport to the end consumer are considered. The ways of solving the technological and environmental problems arising in this case are discussed.

**Keywords:** gas production, remote field, steam reforming of methane, hydrogen, carbon footprint.

## References

1. Mitrova T, Melnikov Y., Chugunov D., Glagoleva A. Hydrogen economy — the way to low-carbon development // Energy Center of the Moscow School of Management Skolkovo. — 2019.
2. Chausov I., Tertyshnaya A., Burdin I. Prospects of Russia on the global market for hydrogen fuel // Expert-analytical report. — 2018.
3. Makaryan I.A., Sedov I.V., Nikitin A.V., Arutyunov V.S. Modern approaches to obtaining hydrogen from hydrocarbon raw materials // Scientific journal of the Russian Gas Society. — 2020.
4. Arutyunov V.S., Krylov O.V. Oxidative transformations of methane. — M.: Nauka, 1998 — 361.
5. GOST 6221-90 Anhydrous liquefied ammonia. Specifications (with Amendment No. 1). M., 2011.
6. Kutepov A.M., Bondareva T.I., Berengarten M.G. General chemical technology: Educational edition. — M.: Higher school, 1985.
7. Mortechnikinformreklama. General and special rules for the carriage of liquid cargo. M., 1985.
8. Sinyak Yu.V., Petrov V.Yu. Economic conditions for the emergence of hydrogen as an energy carrier in the energy market of Russia // Economic problems of the energy complex. — 2009. — No. 101.
9. Carthaus A., Zholkver N. Gasoline from the air // Energoznanie. 2019. URL: <https://www.energovector.com/energoznanie-benzin-iz-vozduha.html> (date of the application).

<sup>1</sup> «Kynsko-Chaselskoe oil and gas», LLC  
14, st. 50 years of October, Tyumen, Russian Federation, 625048