

Вестник Евразийской науки / The Eurasian Scientific Journal <https://esj.today>

2018, №5, Том 10 / 2018, No 5, Vol 10 <https://esj.today/issue-5-2018.html>

URL статьи: <https://esj.today/PDF/44ECVN518.pdf>

Статья поступила в редакцию 04.10.2018; опубликована 25.11.2018

**Ссылка для цитирования этой статьи:**

Сигиневич Д.А., Ефимова А.Н. Переработка попутного нефтяного газа как ресурс развития газонефтехимической отрасли в Российской Федерации // Вестник Евразийской науки, 2018 №5, <https://esj.today/PDF/44ECVN518.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ.

**For citation:**

Siginevich D.A., Efimova A.N. (2018). Processing of associated petroleum gas as a source for the development of petrochemical industry in the Russian Federation. *The Eurasian Scientific Journal*, [online] 5(10). Available at: <https://esj.today/PDF/44ECVN518.pdf> (in Russian)

УДК 33

**Сигиневич Дмитрий Александрович**

АО «Концерн Росэнергоатом», Москва, Россия  
Руководитель по энергетической политике

**Ефимова Анна Николаевна**

ООО «Джи-Ти-Эм 1», Москва, Россия  
Старший финансовый аналитик

## Переработка попутного нефтяного газа как ресурс развития газонефтехимической отрасли в Российской Федерации

**Аннотация.** Газонефтехимия – быстрорастущая отрасль реальной экономики в РФ, однако развитие отрасли значительно отстает от других стран-экспортеров нефти и газа. Попутный нефтяной газ – один из основных источников газонефтехимического сырья. Россия – лидер по сжиганию попутного нефтяного газа. Только около половины попутного нефтяного газа в РФ в настоящее время утилизируется на перерабатывающих установках с выделением ценных продуктов, используемых в дальнейшем в химических производствах различных переделов.

В статье рассмотрены перспективы повышения эффективности использования попутного нефтяного газа в РФ в качестве источника газонефтехимического сырья. Определены существующие способы утилизации попутного нефтяного газа. Выявлены основные ограничения существующих способов. Перечислены задачи, решение которых приведет к снижению влияния некоторых ограничений и увеличению доли использования попутного нефтяного газа в газонефтехимии. Предложены меры государственного стимулирования при реализации каждой из задач, продемонстрировавшие свою эффективность в станах с развитой нефтегазохимией. Тем не менее, даже при условии реализации указанных задач, использование существующих в настоящее время способов переработки не позволит перерабатывать значительную долю попутного нефтяного газа с отдаленных разрозненных месторождений. Авторами предложено дополнить меры по увеличению эффективной утилизации попутного нефтяного газа с применением существующих способов, использованием мини установок по технологии GTL (от англ. gas to liquid, газ в жидкость). Данный метод позволяет эффективно утилизировать значительную часть сжигаемого в настоящее время попутного нефтяного газа. Произведена оценка экономической

эффективности использования данного метода. Проведенная оценка выявила высокий инвестиционный потенциал реализации проектов переработки попутного нефтяного газа на мини-GTL установках. Произведен анализ чувствительности NPV проекта к изменению размера инвестиций и цене на нефть. Рассмотрены возможные механизмы государственной поддержки проектов, которые позволят снизить риски реализации проектов переработки попутного нефтяного газа на мини установках GTL.

**Ключевые слова:** газонефтехимическая отрасль; газонефтехимическое сырье; переработка попутного нефтяного газа; сжигание попутного нефтяного газа; GTL; государственная поддержка

В настоящее время химическая промышленность в общем и газонефтехимическая отрасль, в частности, являются быстрорастущей частью реального сектора экономики в РФ. Средний темп роста производства в области химической промышленности за последние 7 лет составил 5,3 % в год. Однако, несмотря на быстрый рост, газонефтехимическая отрасль в РФ по объему производства продукции существенно уступает другим странам экспортерам нефти и газа. Так, по данным исследования международного маркетингового агентства Nexant, в 1990 доля РФ в мировом объеме производства этилена, базового промежуточного продукта газонефтехимии, составляла почти 4 %, а в 2018 году этот показатель сократился до 1,8 %. За тот же период времени доля Ирана в мировом производстве этилена выросла с  $\approx 0$  % до 3,5 %, а Саудовская Аравия увеличила этот показатель с 4,6 % процентов до 10 %.

Производственная цепочка газонефтехимии начинается переработки попутного нефтяного газа (ПНГ). ПНГ выделяется в процессе добычи и подготовки нефти и, в отличие от сухого природного газа, состоящего в основном из метана, представляет собой смесь метана и более тяжелых газообразных углеводородов (см. табл. 1).

**Таблица 1**

**Примерный химический состав типичного ПНГ, % [1]**

Компонент	% по объему	% по весу
Метан	81	60
Этан	5,5	7,7
Пропан	6,6	13,5
Бутан	4,0	10,8
Пентан	1,4	4,8
Азот	1,0	1,3
Двуокись водорода	0,17	0,33

Компоненты ПНГ – этан, пропан, бутан и пентан – являются основным сырьем в газонефтехимической отрасли. Например, более 50 % этилена производится из продуктов переработки ПНГ (см. табл. 2).

**Таблица 2**

**Мировое производство этилена по виду используемого сырья [2]**

Производство этилена по виду сырья	%
Нафта, в т. ч. пентан	39 %
Этан	21 %
Пропан, Бутан	35 %
Метанол (через процесс МТО)	3 %
Остальное	2 %

Размер доказанных запасов ПНГ в России составляет 6,5 трлн м<sup>3</sup> (17 % от общемирового объема) [1].

При этом с 2009 года Россия является лидером по сжиганию ПНГ. Только по данным официальной российской статистики в 2017 году на факелах было сожжено 11 % ПНГ или около 10 млрд м<sup>3</sup> (см. табл. 3). Однако ввиду отсутствия на многих факельных установках надежной измерительной аппаратуры, многие эксперты считают, что данные официальной статистики занижены минимум в 1,5-2 раза [3].

**Таблица 3**

**Объем добычи и сжигания ПНГ в России в 2007-2017 гг.<sup>1</sup> [3, 1]**

Показатели	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Объем добычи, млрд м <sup>3</sup>	62	60	58	65	68	72	74	73	79	83	87
Объем сжигания, млрд м <sup>3</sup>	15	15	15	16	16	18	16	13	10	12	10
Доля сжигаемого газа, %	25	26	26	25	24	25	22	18	13	14	11

Сжигание ПНГ приводит к утрате ценного нефтегазохимического сырья, что выражается в негативном экономическом эффекте – как для нефтяных и химических компаний (штрафы за сжигание и упущенные выгоды от переработки), так и для государства (упущенные налоговые поступления и развитие нефтегазохимической и смежных отраслей). Кроме того, сжигание ПНГ наносит значительный ущерб экологии: при сгорании ПНГ в атмосферу выделяются оксид углерода, сажа, оксид азота, диоксид серы, ртуть, мышьяк и т. д. По экспертным оценкам до 12 % от общего объема загрязнений в России составляют выбросы загрязняющих веществ на установках по сжиганию ПНГ [4].

Помимо сжигания около 40 % ПНГ утилизируется способами, которые не предполагают выделения газонефтехимического сырья, что приводит к сокращению потенциала роста газонефтехимической отрасли [5].

На сегодняшний день только половина добываемого ПНГ утилизируется наиболее эффективным способом – разделение ПНГ на сухой природный газ и сырье для газонефтехимической индустрии.

Таким образом, поиск способов повышения доли ПНГ, используемого в качестве нефтегазохимического сырья является актуальным вопросом как для нефтяных и химических компаний, так и для государства и экономики страны в целом.

Целью данного исследования является анализ возможностей увеличения доли использования ПНГ в нефте- и газохимии.

Достижение поставленной цели требует решения следующих задач:

<sup>1</sup> Бюллетень аналитического центра при правительстве РФ «ТЭК России – 2017», URL: <http://ac.gov.ru/files/publication/a/17267.pdf>.

1. Выявить существующие способы эффективного использования ПНГ в нефте- и газохимии;
2. Определить основные факторы, ограничивающие возможность применения существующих способов переработки ПНГ в нефте- и газохимии;
3. Определить существующие тенденции развития нефтедобывающей отрасли, оказывающие влияющие на перспективы используемых методов утилизации ПНГ;
4. Охарактеризовать возможные меры увеличения доли использования ПНГ в нефте- и газохимии.

Объектом исследования выступают нефтедобывающие предприятия и утилизация ПНГ.

Предметом исследования являются экономически-целесообразные способы утилизации ПНГ с использованием нефтегазохимических процессов.

Попутный нефтяной газ ПНГ образуется в процессе добычи и подготовки нефти. Для нефтяных компаний ПНГ является побочным продуктом, который необходимо утилизировать. Существуют следующие способы утилизации ПНГ (см. табл. 4):

- *Сжигание на факелах на нефтяных месторождениях.* Этот способ утилизации ПНГ не требует больших капитальных вложений, однако является самым неэффективным. При сжигании ПНГ безвозвратно теряется ресурсная база для газонефтехимии и наносится значительный ущерб экологии. В целях стимулирования способов переработки ПНГ в РФ действует системы штрафов за сжигание ПНГ.

- *Закачка в пласт.* ПНГ закачиваются обратно в нефтяной пласт – этот способ позволяет избежать экологических последствий от сжигания ПНГ и при этом сохранить ресурсную базу для будущих поколений. Однако этот способ не позволят задействовать ресурсы для текущей реализации экономических выгод от глубокой переработки.

- *Электрогенерация.* ПНГ используется в качестве топлива для генерации электроэнергии – применение данного способа экономически оправданно, однако ограничено наличием рынка потребления электроэнергии поблизости с месторождением, а также необходимостью значительных капитальных вложений.

- *Переработка ПНГ на газоперерабатывающих установках, различающихся мощностью и технологией.* На газоперерабатывающих установках ПНГ разделяется на сухой газ, который закачивается в Газотранспортную сеть Газпрома (ГТС) и смесь «тяжелых» компонентов или индивидуальные компоненты – в зависимости от используемой технологии. Чем более сложная технология переработки используется, тем больший спектр ценных компонентов отделяется от ПНГ. Упущенные выгоды определяются степенью выделения из ПНГ ценного нефтегазохимического сырья и глубиной его дальнейшей переработки.

- *Осушка ПНГ.* При осушке ПНГ происходит минимальная переработка, необходимая для закачки выделенного «осушенного» газа в ГТС, значительное количество ценного нефтегазохимического сырья остается в составе газа, направляемого в трубу.

- *Переработка ПНГ на установках малой мощности.* Такие установки, как правило, устанавливаются непосредственно на месторождениях и позволяют выделить из ПНГ техническую пропан-бутановую смесь.

- *Переработка ПНГ на купных газоперерабатывающих заводах (ГПЗ)* позволяет выделить из ПНГ максимальное количество полезного нефтегазохимического сырья, которое

может включать широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ) и индивидуальные продукты (в некоторых случаях даже этан).

Таблица 4

Сравнение методов утилизации ПНГ [1, 5]

Показатели	Сжигание	Закачка в пласт	Электрогенерация	Переработка ПНГ на газоперерабатывающих установках		
				Закачка в ГТС	Неглубокая переработка	Глубокая переработка
Доля ПНГ в 2015 г.	13 %	14 %	8 %	11 %	12 %	41 %
Капитальные вложения, руб./м <sup>3</sup>	0,1	4,4	54,2	5	15	13,8
Экономический эффект, руб./м <sup>3</sup>	-2,8	0	3,6-5,2	3-6,1	7,6-10,7	19,8-20,1
Упущенная выгода, руб./м <sup>3</sup> *	до 22,9	до 20,1	до 16,5	до 17,1	до 12,5	-
Экологический ущерб, млн т СО <sub>2</sub> -эквивалента/млрд м <sup>3</sup>	7,1	-	1,2	1,2	-	-
Дополнительные ограничения использования метода	-	-	Рынок сбыта электроэнергии	- Доступ к ГТС, - Расстояние до мест использования выделенного полезного сырья, - Значительность объемов ПНГ.		
Извлечение нефтегазохимического сырья из ПНГ	0 %	0 %**	0 %	40% – 100% в зависимости используемого метода		

\* рассчитывается как разность экономического эффекта самого эффективного метода утилизации и рассматриваемого метода утилизации.

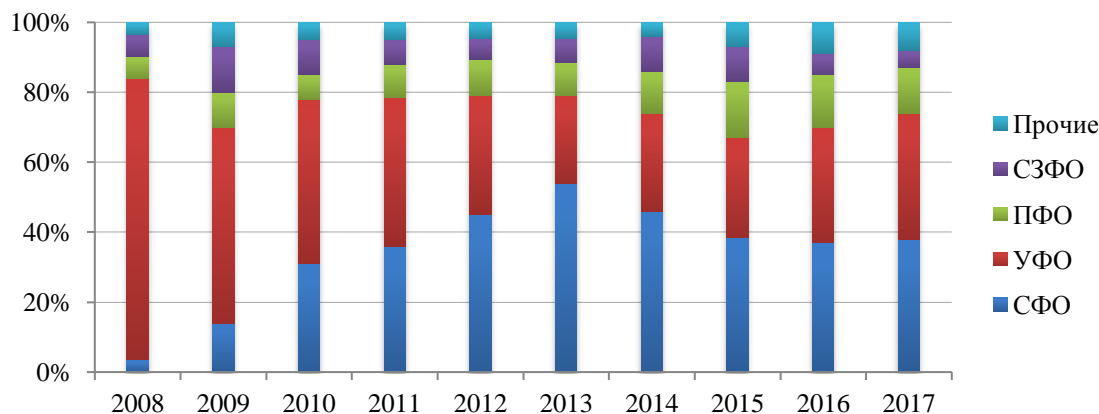
\*\* возможно полезное использование в следующем цикле извлечения.

Выбор способа утилизации выделенного из ПНГ продукта зависит от многих факторов, в том числе от качества и количества выделенного продукта, а также близости к местам его потребления. Глубокая переработка позволяет получить максимальные выгоды от использования ПНГ, однако, расширение использования этого метода утилизации ПНГ ограничено следующими факторами:

1. доступом к ГТС Газпрома для закачки выделенного из ПНГ сухого газа;
2. доступом к значительной ресурсной базе для обеспечения сырьем установок переработки ПНГ большой мощности;
3. расстоянием до мест глубокой переработки компонентов ПНГ и наличием транспортной инфраструктуры (продуктопроводы, железная дорога, автомобильный транспорт), определяющими расходы на транспортировку выделенного нефтегазохимического сырья.

Таким образом, доступные на текущий момент способы утилизации и условия государственного регулирования не позволяют увеличить долю использования ПНГ в нефтегазохимии. Около половины ПНГ утилизируется способами, при которых утрачивается ценное нефтегазохимическое сырье и эффективность которых значительно уступает глубокой переработке ПНГ в ценные нефтегазохимические продукты.

В настоящее время крупнейшим регионом по объемам сжигания ПНГ выступает Сибирский ФО (38 % от объема РФ в 2017 г.), перенявший лидерство у Уральского ФО в 2012 году (см. рис. 1). При этом Сибирский ФО также обладает наилучшим показателем уровня утилизации ПНГ – 68 % [1].



**Рисунок 1.** Региональная структура сжигания ПНГ в России в 2008-2017 гг.<sup>2</sup>

Изменения географической структуры российской нефтедобычи заключаются в смещении ее в регионы с отсутствующей инфраструктурой по полезному использованию транспортировке ПНГ и находящиеся на значительном отдалении от действующих газоперерабатывающих и химических предприятий, в том числе в регионы Восточной Сибири [6].

Дальнейшее развитие данной тенденции приведет к уменьшению доли ПНГ, доступного для глубокой переработки на химических предприятиях в силу ограничений существующих методов переработки, перечисленных выше.

Для увеличения доли эффективного использования ПНГ в нефтегазохимии необходимо повышать эффективность методов переработки ПНГ. Это возможно сделать, в первую очередь, за счет сокращения издержек на транспортировку продуктов переработки ПНГ до мест потребления. Возможны следующие подходы:

1. *Строительство продуктопроводов с отдаленных ГПЗ в регионы с мощностями по глубокой переработке выделенного из ПНГ нефтегазохимического сырья.* С 2011 г. широко обсуждается вопрос строительства трубопровода по транспортировке ШФЛУ из Западной Сибири в Поволжье [7]. В 2018 г. принято решение включить данную инвестиционную идею в План развития нефтегазохимии России до 2030 года<sup>3</sup> [8]. Реализация данного и других проектов строительства трубопроводов с отдаленных ГПЗ на химические предприятия позволила нивелировать эффект географического смещения добычи и значительно снизить стоимость логистики ШФЛУ, тем самым как значительно повысив инвестиционную привлекательность строительства ГПЗ на новых месторождениях с одной стороны, так и обеспечив сырьем планируемые к развитию в соответствии с Планом-2030 предприятия нефтегазохимических кластеров. По аналогии с положительным опытом Саудовской Аравии инфраструктурные проекты необходимо финансировать за счет государственных средств, что создаст экономические стимулы для развития отрасли. Финансирование государственной нефтедобывающей компанией Saudi Aramco системы подготовки, фракционирования и

<sup>2</sup> Бюллетень аналитического центра при правительстве РФ «ТЭК России – 2017», URL: <http://ac.gov.ru/files/publication/a/17267.pdf>.

Регионы России. Социально-экономические показатели. 2017: стат. сб. М.: Росстат, 2017.

<sup>3</sup> Распоряжение Правительства от 18 мая 2016 года №954-р «Об утверждении плана реализации Стратегии развития химического и нефтехимического комплекса на период до 2030 года».

Приказ Министерства промышленности и торговли РФ и Министерства энергетики РФ от 14 января 2016 г. № 33/11 «О внесении изменений в Стратегию развития химического и нефтехимического комплекса на период до 2030 года, утвержденную приказом Минпромторга России и Минэнерго России от 8 апреля 2014 г. № 651/172».

транспортировки ПНГ на нефтегазохимические кластеры решило проблему утилизации ПНГ, который в середине 1970-х сжигался практически полностью [9].

2. *Строительство газохимических предприятий (ГХП) в регионах добычи ПНГ.* Реализация этого способа также позволяет снизить затраты на логистику ШФЛУ за счет сокращения расстояния до мест его дальнейшей переработки. Оптимальное расположение новых мощностей по транспортировке и переработке ПНГ на крупных ГПЗ зависит от удаленности от мест добычи и объемов добываемого ПНГ, а также других источников нефтегазохимического сырья. Таким образом, решение этой задачи – предмет исследования развития нефтегазохимической отрасли в целом. Необходимо найти решения, позволяющие эффективно реализовывать проекты переработки ПНГ на крупных ГПЗ, с учетом:

- географического смещения мест выработки ПНГ;
- достаточности ПНГ для обеспечения эффективной мощности ГПЗ;
- расположения других источников сырья для переработки на ГПЗ, в т. ч. газоконденсатных месторождений;
- мер государственной поддержки.

Частично эта задача будет решена в случае успешной реализации инвестиционных идей и проектов развития нефтегазохимических кластеров, запланированных в рамках плана-2030.

В качестве меры государственной поддержки для увеличения инвестиционной привлекательности проектов строительства ГХП целесообразно обеспечить дешевые источники финансирования. Существующая в настоящее время программа субсидирования процентных ставок доступна для проектов с размером долгового финансирования до 10 млрд руб.<sup>4</sup>, в то время, как размер инвестиций в проекты строительства ГХП в десятки раз больше. Примером удачной реализации стратегии доступа проектов в капиталоемких отраслях к дешевому финансированию является опыт США, где 1980-х гг. был разработан специальный налоговый инструмент MLP (Master Limited Partnership), обеспечивающий более высокую доходность на акции компаний, зарегистрированных по форме собственности MLP. Более низкая стоимость капитала позволяет обеспечивать требуемую доходность при реализации капиталоемких проектов [9].

Реализация перечисленных выше мероприятий позволяет уменьшить расходы на транспортировку выделенного из ПНГ газонефтехимического сырья, но не снимает ограничения, связанные доступом к ГТС Газпрома для транспортировки выделяемого из ПНГ сухого газа, а также наличия значительных объемов ПНГ для обеспечения экономической эффективности строительства крупных ГПЗ и ГХП [10]. Переработка ПНГ с малых и средних территориально разобщенных месторождений Восточной Сибири, доля которых продолжает увеличиваться, на крупных ГПЗ и ГХП, даже при реализации указанных выше мероприятий, останется экономически неэффективной в силу необходимости осуществления значительных удельных инвестиций на строительство транспортной инфраструктуры от указанных месторождений.

Решение данной проблемы может быть найдено за счет строительства миги установок по переработке ПНГ по технологии GTL (gas to liquids, газ в жидкость). Такие установки представляют собой малотоннажные модульные установки переработки ПНГ в жидкие продукты – синтетическую нефть или бензины с высоким содержанием олефинов [3, 11, 12].

---

<sup>4</sup> Постановление Правительства РФ от 3 января 2014 г. N 3 "Об утверждении Правил предоставления субсидий из федерального бюджета российским организациям на возмещение части затрат на уплату процентов по кредитам, полученным в 2014 – 2019 годах...".

Продукты переработки мини установок GTL являются ценным сырьем для производства олефинов – синтетическая нефть может быть переработана в этилен на установке пиролиза, а бензин, с высоким содержанием олефинов является ценным сырьем для установок каталитического крекинга на которых получают пропилен [13, 14, 15].

Применение данной технологии позволяет устранить все перечисленные выше факторы, ограничивающие использование ПНГ в качестве сырья для нефтегазохимических производств высоких переделов:

- *Расходы на транспортировку.* Стоимость транспортировки синтетической нефти, полученной при переработке ПНГ на GTL-установках системно ниже транспортировки ШФЛУ в силу более низких требований к техническим условиям перевозки и значительно более высокой плотности продукта [16].
- *Доступ к ГТС Газпрома.* При использовании GTL-технологии в жидкие углеводороды перерабатывается весь объем ПНГ без разделения на «тяжелые» фракции и сухой газ, что избавляет от необходимости доступа к ГТС для утилизации сухого газа.
- *Достаточность объемов ПНГ для обеспечения сырьем крупных ГПЗ.* Мощность GTL-установок по сырью составляет от 10 млн м<sup>3</sup> в год<sup>5</sup>, что позволяет использовать нефтегазохимический потенциал ПНГ с мелких и средних месторождений, находящихся на значительном отдалении от существующих мощностей по его сбору и переработке.

На рисунке 2 схематично представлен диапазон месторождений, определенный в расстоянии до рынков сбыта продуктов переработки ПНГ и объеме извлекаемого ПНГ, на которых экономически эффективно применение модульных технологий переработки ПНГ. Мини-установки – единственный экономически-целесообразный способ использования ПНГ как нефтегазохимического сырья на месторождениях, где происходит сжигание и обратная закачка в пласт.



**Рисунок 2.** Система выбора технологий использования ПНГ в зависимости от объемов добываемого на месторождениях газа и расстояний (составлено автором)

В настоящее время применение GTL-технологии еще не получило широкого промышленного распространения, поскольку экономическая эффективность данного способа утилизации ПНГ сдерживается относительно высокими удельными расходами на реализацию

<sup>5</sup> [Официальный сайт ООО «ИНФРА»](http://ru.infratechnology.com/products/m100/), URL: <http://ru.infratechnology.com/products/m100/>



проектов строительства установок и неуверенностью инвесторов технических и экономических преимуществах технологии GTL [3].

Потенциальную эффективность бизнеса по переработке ПНГ на GTL-установках можно оценить по данным, представленным в таблице ниже.

Таблица 5

**Технико-экономические параметры переработки ПНГ  
в синтетическую нефть с использованием mini-GTL-установок**

Показатель	Ед. изм.	Значение
<i>Оценка объема рынка ПНГ для переработки на GTL-установках в РФ</i>		
Сжигание ПНГ (текущее значение)	млрд м <sup>3</sup> /год	20
Закачка в пласт ПНГ (текущее значение)	млрд м <sup>3</sup> /год	12
Сжигание (прогноз)	млрд м <sup>3</sup> /год	4
Использование ПНГ для GTL (прогноз)	млрд м <sup>3</sup> /год	28
К-т потребления ПНГ при производстве синтетической нефти	тыс. м <sup>3</sup> /тонна	2,5
Объем синтетической нефти	тыс. тонн/год	11 000
Мощность установки	тыс. тонн/год	50
Кол-во установок	шт.	220
<i>Технико-экономические показатели 1 установки</i>		
Расходы на реализацию проекта (TPC)	млн USD	110
Удельные TPC	USD/тонна	2 200
Выручка (2021 г.)	млн USD	26
Операционные расходы без амортизации (2021 г.)	млн USD	8
ЕБИТДА	млн USD	18
Доходность ЕБИТДА	%	71 %
IRR (USD)	%	18 %
NPV (WACC 12 %, USD)	млн USD	48
PI (NPV/Сapex)	млн USD	44 %
<b>NPV (WACC 13 %, USD) 220 установок</b>	<b>млн USD</b>	<b>10 500</b>

Составлено автором

При расчетах использованы следующие допущения:

- объем ПНГ, который эффективно перерабатывать на GTL-установках рассчитан как сумма сжигаемого и закачиваемого в настоящее время в пласт ПНГ за вычетом 5 % от добываемого ПНГ (допустимая норма сжигания). Данную оценку можно считать консервативной в силу прогнозов увеличения объемов добываемой нефти, смещения географии добычи в отдаленные от существующей инфраструктуры регионы и увеличения добычи на небольших разрозненных месторождениях.
- использована оценка текущих объемов сжигания ПНГ в РФ национального управления океанических и атмосферных исследований США<sup>6</sup>).
- оценка расходов на реализацию проекта (Total project costs, TPC) и технологические параметры установки (мощность и норма потребления ПНГ) – данные компании-производителя установок.
- выручка рассчитана исходя из цен нетбэк в Восточной Сибири на нефть как ближайшего продукта-аналога, близкого к синтетической нефти по фракционному составу и широко используемого в качестве нефтегазохимического сырья. Выручка рассчитана в ценах 2021 года. Цены на

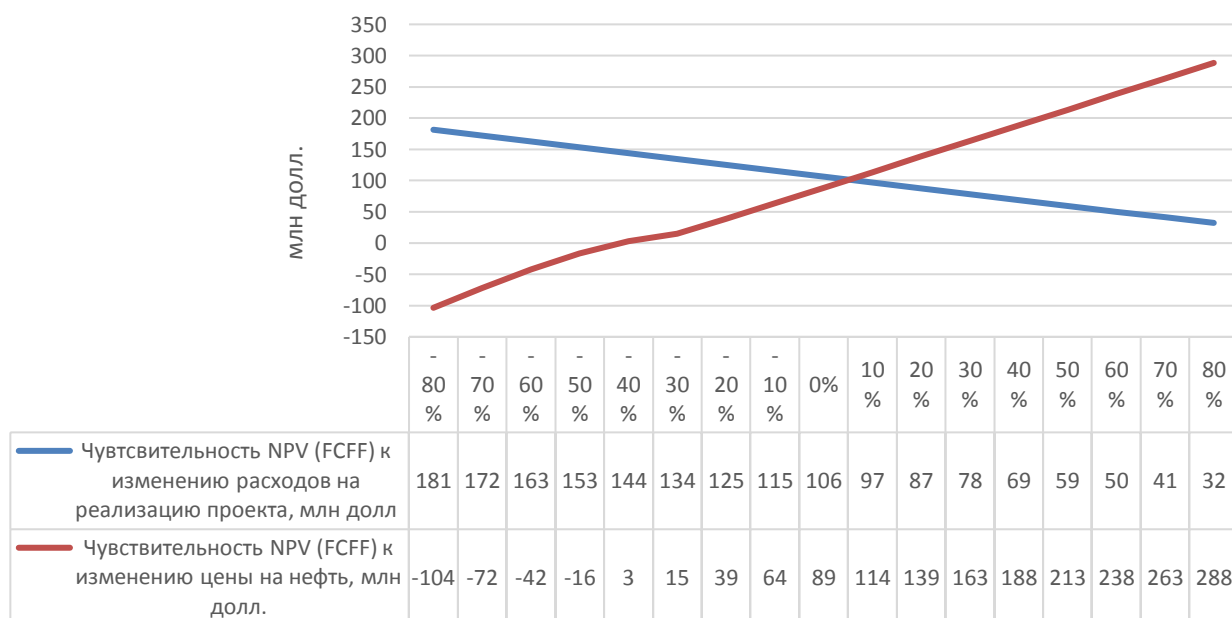
<sup>6</sup> Официальный сайт национального управления океанических и атмосферных исследований США. URL: [https://ngdc.noaa.gov/eog/viirs/download\\_global\\_flare.html](https://ngdc.noaa.gov/eog/viirs/download_global_flare.html).

нафту в 2021 году рассчитаны с использованием прогноза цен на нефть EIA (U.S. Energy Information Administration), оценки зависимости цен на нефть от цен на нефть на исторических данных и спреда цены на нефть в Западной Европе и Восточной Сибири. 2021 год – год ввода в эксплуатацию первых промышленных GTL-установок при сроке реализации проектов (проектирование и строительство) 2 года.

- операционные расходы рассчитаны с учетом технологических параметров установки, полученных от производителя (потребление катализаторов, потребность в ремонте, производственном персонале и пр.) и стоимости ПНГ 1000 руб./тыс. м<sup>3</sup> в ценах 2017 г. (средняя цена приобретения ПНГ ПАО «СИБУР Холдинг» в 2017 г.).
- для расчёта NPV использована средневзвешенная стоимость капитала (WACC) с исходя из стоимости долга в долларах 5 % годовых, стоимости собственного капитала в долларах 14 % годовых и целевой структуры капитала химических компаний в развивающихся странах: 20 % – заемное финансирование, 80 % – собственный капитал.

Оценка NPV проекта переработки ПНГ в синтетическую нефть на 1 установке составляет 48 млн долл., стоимость бизнеса из 220 установок – более 10 млрд долл. При этом расчеты оценивают только экономический эффект, который возникает от переработки ПНГ в синтетическую нефть, без учета дальнейшего использования синтетической нефти в нефтегазохимических процессах.

Экономическая эффективность переработки ПНГ на малотоннажных установках наиболее чувствительна к таким параметрам, как размер капитальных затрат и цена на нефть.



**Рисунок 3.** Анализ чувствительности чистой приведенной стоимости (NPV) денежных потоков (FCFF) проекта переработки ПНГ на установке mini-GTL в синтетическую нефть (составлено автором)

Анализ чувствительности показал, что проект выдерживает увеличение расходов на реализацию проекта – 50 %. Это означает, что реализация проекта остается экономически целесообразной при размере удельных ТРС до 3,3 долл./тону готовой продукции. Несмотря

на высокую устойчивость проекта к изменению капитальных затрат, на этапе внедрения технологии в промышленную эксплуатацию они плохо прогнозируемы. В связи с этим эффективной мерой государственного стимулирования реализации проектов может выступить субсидирование расходов на доработку технологии и первые промышленные внедрения. Дальнейшее снижение удельных капитальных и эксплуатационных затрат применения технологии произойдет за счет масштабирования, стандартизации и локализации [12, 17].

Анализ чувствительности проекта к изменению цен на нефть показал устойчивость проекта к долгосрочному снижению цен на нефть 25 %. Для увеличения долгосрочной инвестиционной привлекательности проектов утилизации ПНГ на GTL-установках и снижения влияния конъюнктуры нефтяных цен на принятие инвестиционных решений по переработке ПНГ на малотоннажных GTL-установках целесообразно введение отрицательного акциза на использование синтетической нефти, полученной из ПНГ при использовании GTL-технологии, в качестве нефтехимического сырья аналогично отрицательному акцизу на нефть.

Так, введение отрицательного акциза в размере 115 долл./т (в ценах 2017 г., что примерно соответствует размеру налоговых вычетов на нефть для использования в нефтехимии в 2017 г.), позволит увеличить допустимое для проекта снижение долгосрочной цены на нефть, при котором проект остается инвестиционно-привлекательным с -25 % до -42 % к прогнозируемому ЕИА уровню цен на нефть.

**Таблица 6**

**Способы увеличения доли эффективного использования ПНГ в нефтегазохимии**

Метод	Влияние на существующие ограничения	Методы государственного стимулирования
Строительство трубопроводов	Расстояние до химических производств.	Финансирование строительства инфраструктуры.
Строительство газо- и нефтехимических предприятий	Расстояние до химических производств	Механизмы доступа к дешевым источникам финансирования
GTL-установки	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Расстояние до химических производств.</li> <li>• Отсутствие доступа к ГТС.</li> <li>• Объем ПНГ.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Поддержка проектов на этапе внедрения новой технологии в промышленную эксплуатацию.</li> <li>• Отрицательный акциз на использование синтетической нефти, полученной из ПНГ, в дальнейших химических переделах.</li> </ul>

*Составлено автором*

Дополнительно к предложенным способам увеличения доли ПНГ, используемого для в нефте- и газохимии необходимо предусмотреть надлежащий контроль за исполнением существующих мер государственного стимулирования. В 2009 г. было принято постановление Правительства РФ, согласно которому компании с 2012 г. обязаны утилизировать 95 % ПНГ и платить штрафы в случае несоблюдения этой нормы. Однако впоследствии этот срок был перенесен на 2014 г.<sup>7</sup> но и в 2014 г. выполнить постановление не удалось [3]. В 2012 г. установлена шкала коэффициентов повышения штрафов за сжигание сверх разрешенной нормы в 5 % от добытого газа. Так, в 2012 г. этот коэффициент составлял 4,5, в 2013 г. – 12, в 2014 г. – 25, а к 2020 году составит – 100<sup>8</sup>. При этом размер штрафов независимо от объемов сжигания кратно увеличивается в случае, если на месторождениях нет приборов измерения

<sup>7</sup> Постановление правительства РФ №7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа в факельных установках» от 8 января 2009 г.

<sup>8</sup> Постановление правительства РФ №1148 «Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании в факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа» от 8 ноября 2012 г.

количества газа. В большинстве стран мира действуют аналогичные меры, создающие экономические стимулы переработки ПНГ. Система штрафов создает условия для поиска нефтяными компаниями эффективных способов утилизации ПНГ. Ежегодно предприятия сообщают о соблюдении установленных правил. Однако независимые исследования со спутников показывают наличие больших объемов сжигания газа в стране, которые исчисляются десятками миллиардов кубометров в год [16].

Таким образом, можно выделить основные проблемы, которые влияют на перспективны переработки ПНГ в нефтегазохимии:

1. Высокие расходы на транспортировку продуктов переработки ПНГ и увеличение этих расходов в связи со смещением географии мест добычи ПНГ регионы, удаленные от существующей транспортной инфраструктуры и действующих химических предприятий.
2. Высокие капитальные затраты на строительство крупных ГПЗ, химических предприятий и газотранспортной инфраструктуры.
3. Отсутствие широкого применения новых малотоннажных модульных технологий переработки ПНГ.
4. Несоблюдение законодательно установленных ограничений по сжиганию ПНГ на факелах.

В отсутствие дополнительных мер по стимулированию переработки ПНГ или применения новых эффективных технологий, доля перерабатываемого ПНГ в будущем может даже снижаться, а доля сжигаемого и закачиваемого в пласт ПНГ – увеличиваться, в силу того, что месторождения по добыче ПНГ вводятся на значительно удаленных расстояниях от созданной инфраструктуры для его транспортировки и переработки.

Преодолеть сложившуюся тенденцию могут следующие меры или их комбинация:

- строительство продуктопроводов;
- строительство новых ГПЗ и химических предприятий;
- применение новых малотоннажных модульных технологий;
- государственная поддержка проектов:
  - предоставление государственных гарантий и субсидирование процентных ставок на привлечение долгового финансирования;
  - особые налоговые режимы для предприятий;
  - введение отрицательного акциза на использование синтетической нефти в качестве нефтехимического сырья;
- усиление мер контроля за существующими методами государственного стимулирования переработки ПНГ.

В случае реализации хотя бы части указанных мер доля перерабатываемого ПНГ может значительно вырасти и стать дополнительным драйвером развития нефтегазохимической отрасли, способствуя экономическому развитию регионов страны.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Хартуков Е. Попутный газ: проблема или ценное сырье? // Нефть России. 2018. №1-2. С. 31-36.
2. Matar Sami, Hatch Lewis F. Chemistry of petrochemical processes 2nd Edition 2001.
3. Брагинский О.Б., Куницына Н.Н., Горлов А.В. Рациональное использование углеводородного сырья в нефтегазовом комплексе России / Препринт # WP/2015/314. – М.: ЦЭМИ РАН, 2015. – 80 с. (Рус.)
4. Кириллов В.В. Опыт Правительства Российской Федерации и нефтяных компаний по эффективному использованию попутного нефтяного газа / Доклад Руководителя Росприроднадзора на Региональной конференции по странам Европы и Центральной Азии / Официальный сайт Федеральной Службы по надзору в сфере природопользования РФ (РОСПРИРОДНАЗДОР) URL: <http://rpn.gov.ru/node/686>.
5. А.Ю. Книжников, А.М. Ильин Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России – 2017 // Обзор. Всемирный фонд дикой природы (WWF). М., 2017. 32 с.
6. Соловьянов А. Проблемы использования попутного нефтяного газа в России // НефтеГазоХимия. 2015. №1. С. 12-16.
7. Степанова В. Трудный выбор // Эксперт Урал. 2011. №23 (469) URL: <http://expert.ru/ural/2011/23/trubnyij-vyibor/>.
8. Пыжьянова В. Жирно не будет // Эксперт Урал. 2018. №5 (497) URL: <http://expert.ru/ural/2012/05/zhirno-ne-budet/>.
9. Акишин Д., Тыртов Е. Нефтехимическая отрасль России: стоит ли ждать перемен? // Consulting Vygon, 2017. URL: [http://vygon.consulting/upload/iblock/eda/vygon\\_consulting\\_russian\\_petrochemistry\\_2017.pdf](http://vygon.consulting/upload/iblock/eda/vygon_consulting_russian_petrochemistry_2017.pdf).
10. ПНГ – законотворческий избыток при методическом дефиците // Нефтегазовая вертикаль. 2009. № 25-26. С. 50-55.
11. Каримова А., Ипатова Е., Абдюшев Р., Хамзин Ю., Давлетшин А., Шириязданов Р. Проблемы и перспективы переработки попутных нефтяных газов // НефтеГазоХимия. 2015. №1. С. 17-20.
12. Фейгин В.И., Брагинский О.Б., Заболотский С.А., Кукушкин И.Г., Маевский А.В., Масленников Н.И., Рыков Ю.Г. Исследование состояния и перспектив направлений переработки нефти и газа, нефте- и газохимии в РФ / М.: Экон-Информ, 2011. С.: 475-482, 573-580.
13. Брагинский О.Б. Нефтегазовый комплекс мира. М.: Нефть и газ, 2006. С. 491-511.
14. Khare G., Arné M. Steam Cracking of crude oil // IHS PEP Report 29J. 2015 URL: [https://ihsmarket.com/pdf/RP29J-toc\\_239794110917062932.pdf](https://ihsmarket.com/pdf/RP29J-toc_239794110917062932.pdf).
15. Ismaël Amghizar, Laurien A. Vandewalle, Kevin M. Van Geem, Guy B. Marin New Trends in Olefin Production // Engineering Volume 3, Issue 2, April 2017, Pages 171-178.
16. Хорохорин А.Е. Стратегия развития современных нефтехимических комплексов, мировой опыт и возможности для России / диссертация на соискание ученой степени кандидата экономических наук, Москва, 2015 URL: [https://gubkin.ru/diss2/files/Dissertation\\_Khorokhorin\\_AE.pdf](https://gubkin.ru/diss2/files/Dissertation_Khorokhorin_AE.pdf).
17. Пуртов П., Аджиев А., Мегедь А. Лучший путь для попутного газа // Нефть России. 2014. №1-2. С. 40-44.

**Siginevich Dmitrii Aleksandrovich**  
«Rosenergoatom» Joint Stock Company, Moscow, Russia

**Efimova Anna Nikolaevna**  
GTM ONE, Moscow, Russia

## **Processing of associated petroleum gas as a source for the development of petrochemical industry in the Russian Federation**

**Abstract.** Gas and petrochemical industry is a fast-growing sector of the real economy in the Russian Federation, but the industry development lags far behind other countries-exporters of oil and gas. Associated petroleum gas is one of the main sources of feedstock for gas and petrochemical processes. Russia is the leader in associated petroleum gas flaring. Only about half of the associated petroleum gas in Russia is currently processed with the separation of valuable feedstock, which can be used for producing high value-added chemical products.

The article discusses the prospects for improving the efficiency of associated petroleum gas utilization as a feedstock for gas and petrochemical productions in the Russian Federation. It gives a detailed analysis of the existing methods of APG utilization. The main limitations of the existing methods are revealed. Much attention is drawn to the tasks to be solved which will reduce the influence of certain restrictions and increase the share of associated petroleum gas usage in gas and oil chemistry. Specific for each of the task's measures of state support, that were effectively used in the countries with developed petrochemical chemistry are proposed. However, even with the implementation of these tasks, the only usage of currently existing associated petroleum gas processing methods will not cover a significant amount of associated petroleum gas flaring from remote and isolated oil fields. The authors proposed to supplement measures of the associated petroleum gas utilization efficiency increasing which are applied to existing methods, with mini-GTL (gas to liquid) plants. This method makes it possible to efficiently utilize a significant part of the currently flared associated petroleum gas. Economic evaluation of this method is conducted. The evaluation revealed a high investment potential for the implementation of projects of associated petroleum gas processing on mini GTL plants. An analysis of the sensitivity of the project's NPV to the investments and the oil price was made. The need is stressed to employ mechanisms of state support that will reduce the risks of implementing projects for the processing of associated petroleum gas in mini GTL plants.

**Keywords:** gas and petrochemical industry; gas and petrochemical feedstock; associated petroleum gas processing; associated petroleum gas flaring; GTL; state support