

# Конъюнктура рынка аппаратов по переработке нефтяного газа

## Оглавление

1. Проблема на рынке.....	1
2. Состояние отрасли.....	5
3. Возможные направления коммерциализации .....	13
4. Перспективные рынки.....	14
5. Оценка рынка.....	17
Заключение .....	36

## 1. Проблема на рынке

Проблема сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ) является острой современной проблемой нефтегазового сектора по причинам экономических, экологических и социальных потерь и рисков, особенно в условиях общемировых тенденций по переходу экономики на низкоуглеродный и энергоэффективный путь развития.

Попутный нефтяной газ – ценное химическое сырье и высокоэффективное органическое топливо. ПНГ представляет собой природный углеводородный газ (смесь газов и парообразных углеводородных и не углеводородных компонентов), растворенный в нефти или находящийся в «шапках» нефтяных и газоконденсатных месторождений.

В связи с неподготовленностью инфраструктуры для его сбора, подготовки, транспортировки и переработки, отсутствием потребителя, ПНГ сжигается на факелах. Ежегодно в России объем сжигаемого газа составляет более 20 млрд. кубометров. В 2013 году было сожжено более 15 млрд. кубометров.

По данным Министерства природных ресурсов и экологии РФ (МПР), из 55 млрд. м<sup>3</sup> ежегодно добываемого в России ПНГ лишь 26% (14 млрд. м<sup>3</sup>) направляется в переработку, 47% (26 млрд. м<sup>3</sup>) идет на нужды промыслов либо

списывается на технологические потери и 27% (15 млрд. м<sup>3</sup>) сжигается в факелах.<sup>1</sup>

В результате горения газа в факелах в России ежегодно образуется почти 100 млн. тонн выбросов CO<sub>2</sub> (при условии эффективного сжигания всего объема газа). Однако российские факелы известны своей неэффективностью, т.е. газ в них сжигается не полностью. Соответственно, в атмосферу выделяется метан, гораздо более активный парниковый газ, чем углекислый газ.

Объем выбросов сажи при сжигании ПНГ оценивается приблизительно в 0,5 млн. тонн в год. Сжигание ПНГ сопровождается тепловым загрязнением окружающей среды: вокруг факела радиус термического разрушения почв колеблется в пределах 10-25 метров, растительности – от 50 до 150 метров. При этом в атмосферу поступают как продукты сгорания ПНГ, в том числе окись азота, сернистый ангидрид, окись углерода, так и различные несгоревшие углеводороды. Это приводит к увеличению заболеваемости местного населения раком легких, бронхов, к поражениям печени и желудочно-кишечного тракта, нервной системы, зрения.<sup>2</sup>

---

<sup>1</sup>[http://neftegaz.ru/en/tech\\_library/view/4055](http://neftegaz.ru/en/tech_library/view/4055)

<sup>2</sup>[http://neftegaz.ru/tech\\_library/view/4055](http://neftegaz.ru/tech_library/view/4055)

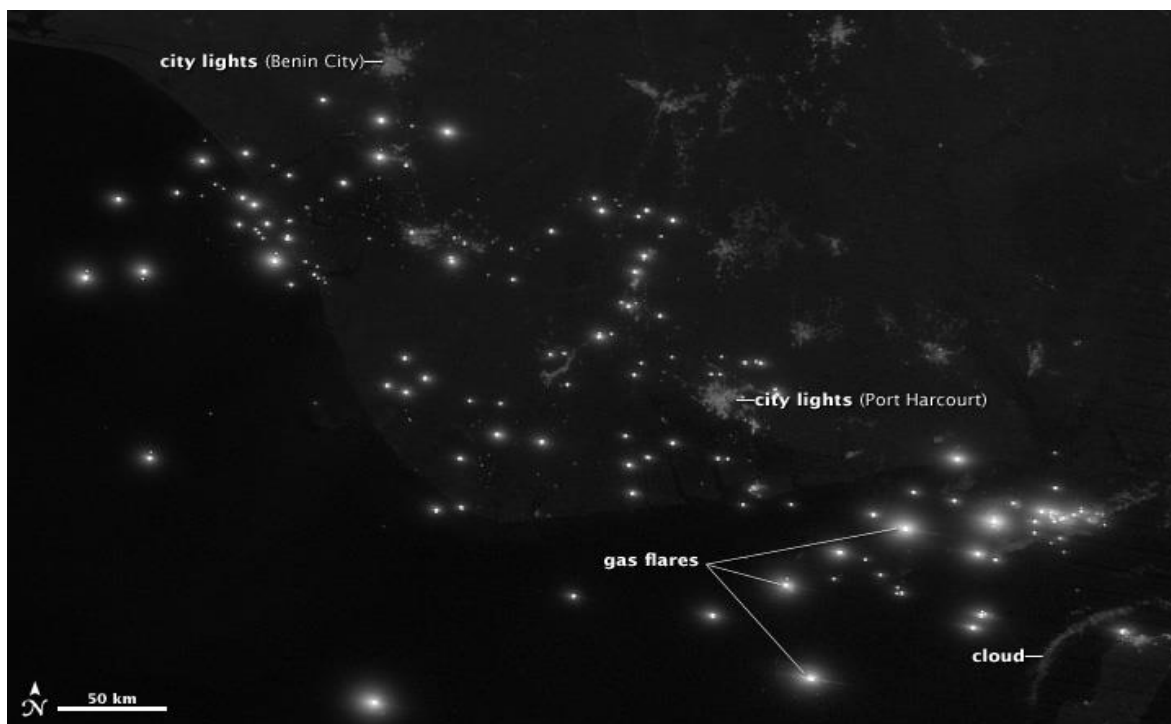


Рисунок 3. Ночное фото из космоса огней сжигания ПНГ.

Западная Сибирь России – один из немногих малонаселенных регионов мира, огни которого можно видеть ночью из космоса наряду с ночным освещением крупнейших городов Европы, Азии и Америки.<sup>3</sup>

По данным Всемирного Банка Россия возглавляет список стран с самыми высокими объемами сжигания ПНГ на факелах, что делает эту проблему особенно актуальной для нашей страны, как с точки зрения предотвращения загрязнения окружающей среды, так и с точки зрения улучшения имиджа страны на международной арене.<sup>4</sup>

В целях предотвращения загрязнения воздуха выбросами вредных веществ Правительство РФ в 2009 году установило целевой показатель сжигания ПНГ на 2012 год и последующие годы в размере не более 5% от объема добытого газа, что стимулировало нефтяные компании к разработке проектов по эффективному использованию ПНГ и поиску возможностей для их реализации.<sup>5</sup> Таким образом, уровень использования попутного нефтяного газа, должен составлять не менее 95%.

<sup>3</sup>[http://newchemistry.ru/letter.php?n\\_id=7956](http://newchemistry.ru/letter.php?n_id=7956)

<sup>4</sup><http://rostehexpertiza.ru/analytics/png/>

<sup>5</sup><http://rostehexpertiza.ru/analytics/png/>

С начала 2013 года Правительство РФ повысило плату за выбросы загрязняющих веществ при сжигании ПНГ. Теперь при расчете размера платежа будет использоваться повышающий коэффициент 12, а с 2014 года — 25, тогда как в 2012 году использовался коэффициент 4,5. Если эксплуатируемое нефтяное месторождение не оборудовано приборами учета объемов ПНГ, то повышающий коэффициент составит 120. Для сравнения: в 2012 году применялся коэффициент 6.

Помимо увеличения коэффициентов при расчете платежей постановление Правительства освобождает от обязательной утилизации 95% ПНГ месторождения со степенью выработанности запасов нефти меньше или равной 0,01, а также в течение трех лет с момента превышения этого показателя или до достижения степени выработанности запасов 0,05, если это наступит раньше.<sup>6</sup>

Попутный нефтяной газ – стратегически важный сырьевой ресурс отечественной нефтехимии, во многом определяющий экономический и промышленный потенциал страны. ПНГ имеет высокую теплотворную способность, которая колеблется в пределах от 9 до 15 тысяч Ккал/м<sup>3</sup>, но его использование в энергогенерации затрудняется нестабильностью состава и наличием большого количества примесей, что требует дополнительных затрат на очистку («осушку») газа.

В химической промышленности содержащиеся в ПНГ метан и этан используются для производства пластических масс и каучука, а более тяжелые элементы служат сырьем при производстве ароматических углеводородов, высокооктановых топливных присадок и сжиженных углеводородных газов, в частности, сжиженного пропан-бутана технического.

По расчетам МПР, из-за сжигания ПНГ Россия ежегодно теряет около 139,2 млрд. рублей (консолидированная стоимость жидких углеводородов,

---

<sup>6</sup> <http://www.riatec.ru/catalog/mintop/infograf/012013/>

пропана, бутана и сухого газа, производимых при переработке попутного газа).

Также потери нефтяного газа в основном формируются за счет малых и средних **удаленных месторождений**, доля которых в России продолжает стремительно увеличиваться. Однако, организация сбора газа с таких месторождений по схемам крупных газоперерабатывающих заводов (которые на данный момент уже начали «умно» утилизировать ПНГ) является весьма капиталоемким мероприятием, требует значительного времени для реализации, не позволяет утилизировать нефтяные газы конечных ступеней сепарирования и фактически неприменима к территориально разобленным малым и средним месторождениям.<sup>7</sup> Поэтому, в перспективе, создание мобильных малогабаритных комплексных аппаратов газовой переработки позволит уменьшить экологическую нагрузку на окружающую среду и откроет новые пути его экономически выгодного использования.

В ходе маркетингового исследования были также рассмотрены добыча и переработка природного газа. В данной области промышленности не было обнаружено остро стоящих проблем с переработкой и транспортировкой, поэтому ориентиром в данном исследовании будет изучение рынка попутного нефтяного газа.

## **2. Состояние отрасли**

Одним из ключевых направлений переработки ПНГ является процесс преобразования газа в жидкие углеводороды. Богатые метаном газы преобразуются в жидкое синтетическое топлива либо путем прямой конверсии, либо через синтез-газ как промежуточный продукт. При прямой конверсии метан преобразуется в углеводороды без применения катализаторов в один этап.

---

<sup>7</sup>[http://newchemistry.ru/letter.php?n\\_id=7956](http://newchemistry.ru/letter.php?n_id=7956)

Для получения углеводородов через синтез-газ используются три основных процесса: Фишера-Тропша, MTG (Methanol to gasoline) компании Mobil и STG+ (Syngas to gasoline plus).

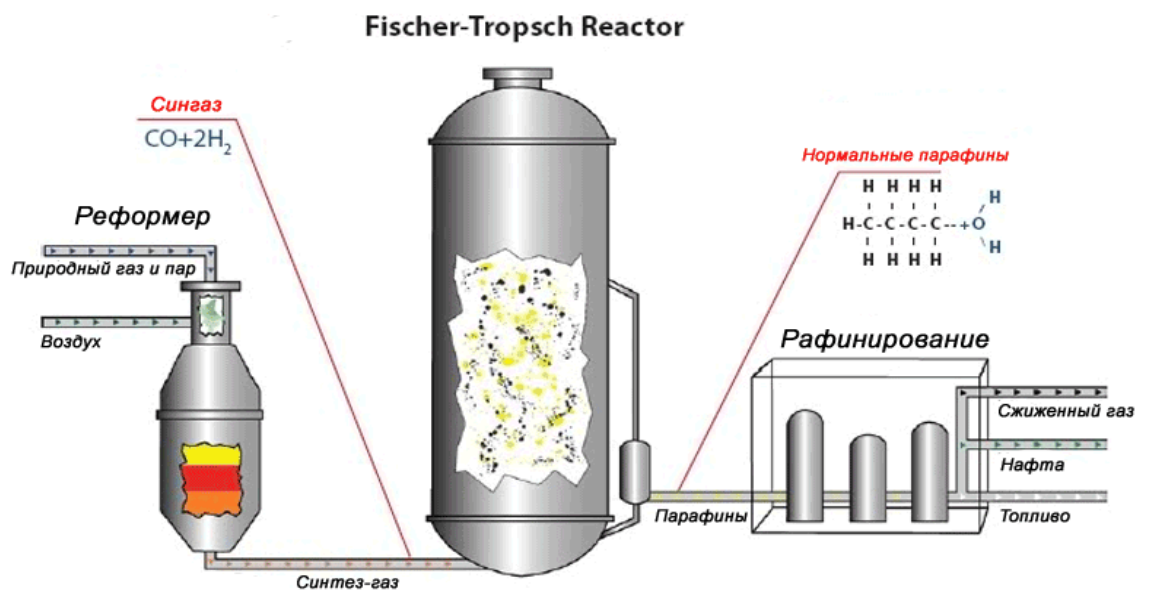


Рисунок 4. Схема получения переработки ПНГ по принципу Фишера-Тропша.

Процесс Фишера-Тропша был разработан в Германии в середине 20-х годов прошлого века. Он начинается с парциального (частичного) окисления метана (природного газа) в диоксид углерода, монооксид углерода, водород и воду. Кислород либо берется из воздуха (что делает газ менее насыщенным), либо подается из воздушного криогенного сепаратора (что увеличивает стоимость). Соотношение монооксида углерода и водорода (1:2) регулируется реакцией с водяным газом, а избыток диоксида углерода удаляется с помощью водных растворов алканоламина (или физическим растворением). После удаления воды остается синтез-газ (сингаз), который, химически реагируя в присутствии катализатора (железа или кобальта) превращается в жидкие углеводороды и другие побочные продукты.

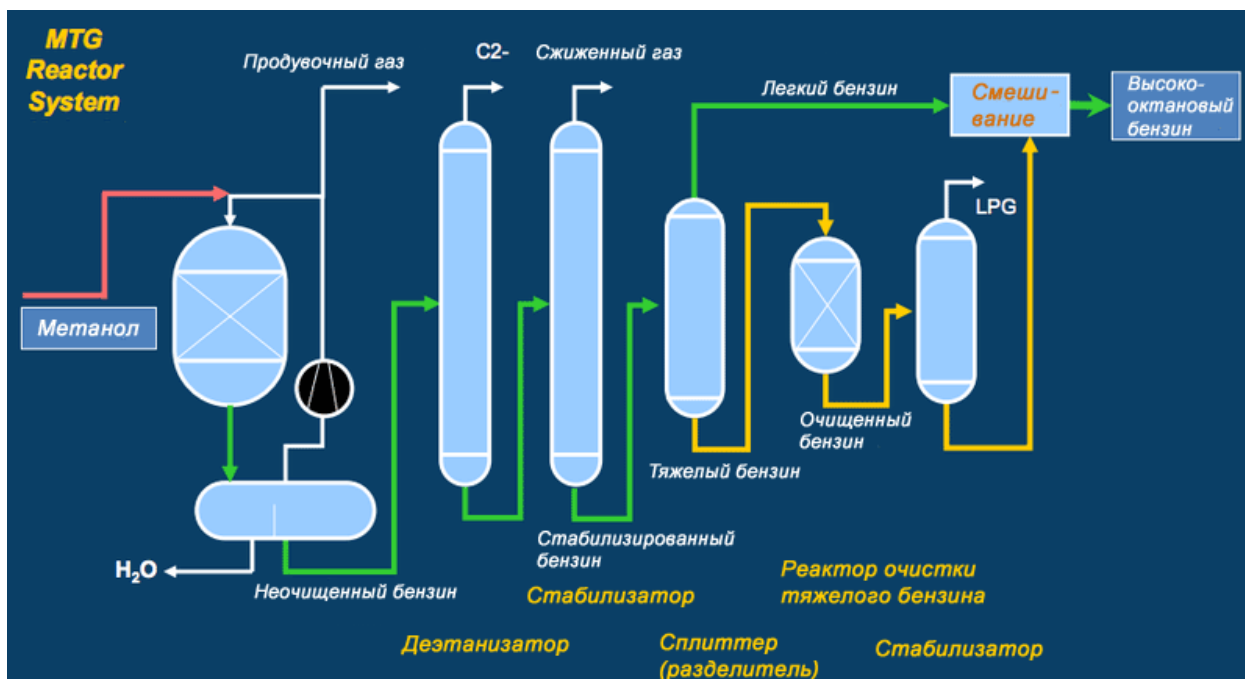


Рисунок 5. Схема переработки метанола в бензин (Methanol to gasoline process – MTG).

В начале 70-х гг. XX века компания Mobil разработала альтернативную технологию конверсии газа в синтез-газ, а синтез-газа в метанол. Затем метанол полимеризуется в присутствии цеолитного катализатора с образованием алканов (насыщенных углеводородов). Метанол производится из метана (природного газа) посредством трех реакций: парового риформинга, конверсии водяного газа и синтеза. Затем он преобразуется в бензин по оригинальной технологии Mobil. Вначале метанол обезвоживается с получением диметилэфира, который, в свою очередь, далее дегидратируется в присутствии оригинального цеолитного катализатора ZSM-5, разработанного Mobil. В результате получается бензин, в котором содержание углеводородов с пятью и более атомами углерода достигает 80% по весу. Для прекращения реакции ZSM-5 деактивируется коксованием с добавлением избытка углерода. В дальнейшем катализатор может быть вновь активирован путем выжигания кокса потоком горячего (500 °C) воздуха. Однако число циклов реактивации ограничено.

Способ синтез-газ в бензин плюс (Syngas to gasoline plus process - STG+) основан на технологии MTG. В ходе непрерывного циклового

термохимического процесса полученный из газа синтез-газ преобразуется в высокооктановый синтетический бензин. Весь цикл состоит из четырех этапов. Каждый этап осуществляется в отдельном реакторе с неподвижным слоем катализатора, которые последовательно соединены между собой.

Синтез метанола. В первом реакторе сингаз, проходя через слой катализатора, преобразуется в метанол, который подается во второй реактор.

Синтез диметилэфира (ДМЭ). Здесь метанол также проходит через слой катализатора и подвергается дегидратации, в результате чего на выходе получают ДМЭ.

Синтез бензина. В третьем реакторе поступивший ДМЭ с помощью катализаторов преобразуют в углеводороды, включающие парафины (алканы), ароматические углеводороды, нафтены (циклоалканы) и небольшое количество олефинов (алкенов). Все они имеют от 6 до 10 атомов углерода в молекуле.

Очистка бензина. В четвертом реакторе продукты, поступившие из третьего реактора, подвергаются трансалкированию и гидрогенизации. Это уменьшает содержание дуrolа (тетраметилбензола)/изодуrolа и триметилбензола, которые имеют высокие точки. Поэтому их содержание в бензине должно быть сведено к минимуму. В результате полученный синтетический бензин имеет высокое октановое число и необходимые вязкостные свойства.

В сепараторе смесь, поступившая из четвертого реактора, конденсируется. Несконденсированный газ и готовый бензин разделяются. Большая часть газа направляется обратно в первый реактор для переработки. Полученный синтетический бензин состоит из парафинов, ароматических углеводородов и нафтенов.<sup>8</sup>

---

<sup>8</sup> [http://autoeco.info/gaz\\_v\\_zhidkost.php](http://autoeco.info/gaz_v_zhidkost.php)



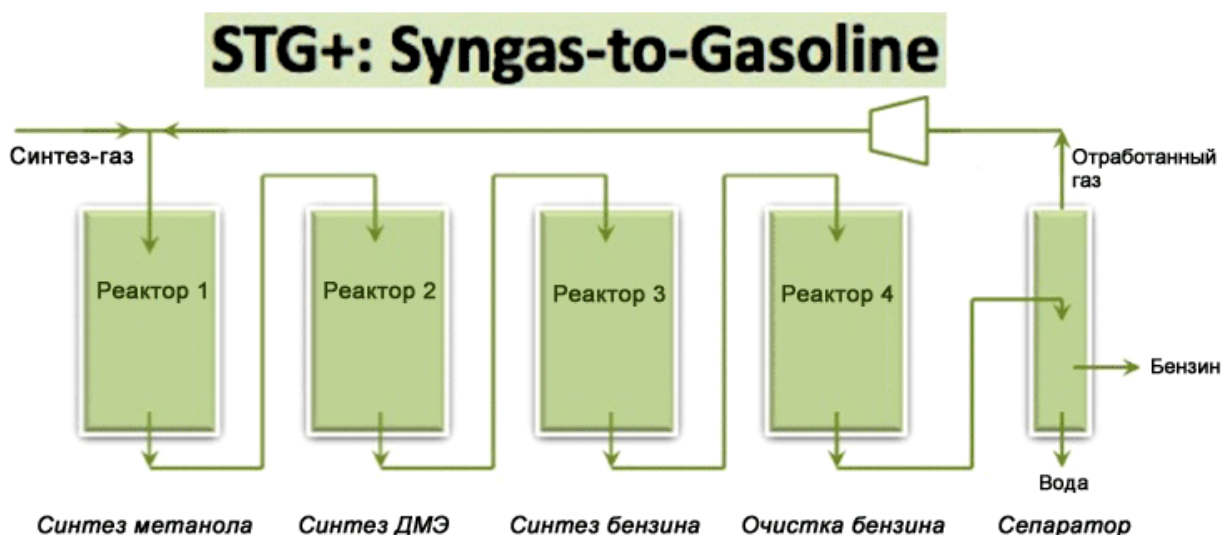


Рисунок 6. Схема процесса переработки ПНГ Syngas to gasoline plus process - STG+

Недостатками вышеприведенных способов получения жидких углеводородов через синтез-газ являются:

- 1) Многостадийность процессов, кратно увеличиваются временные затраты производства;
- 2) Использование дорогостоящих катализаторов, что также увеличивает расходы нефтяных компаний;
- 3) Требуется металло-энергоёмкое оборудование.

Также любой вид переработки по существующим сегодня технологиям требует больших капиталовложений в инфраструктуру транспорта газа или продуктов его переработки. Оборудование металлоёмкое дорогостоящее и монтаж его возможен только там, где уже существует созданная инфраструктура. Разработанная технология позволяет нефтяной компании повысить рентабельность добычи нефти за счет утилизации неиспользуемого газа. Нулевой налог на добычу полезных ископаемых на попутный нефтяной газ дает дополнительную возможность увеличить чистый доход от продажи нефти. Входящий в состав получаемой углеводородной жидкости этанол выступает как ингибитор гидратообразования при низкотемпературных условиях, что не позволяет замерзать и закупоривать трубопровод, нарушить

работу измерительных приборов и регулирующих средств. Также модульность, компактность и мобильность аппарата позволит устанавливать оборудование на любых удаленных месторождениях и не потребует крупных дополнительных затрат.

На данный момент на базе вышеупомянутых технологий производства жидких углеводородов через получение синтез-газа ведутся разработки различных технологических комплексов.

Так, компания «Газохим Техно» совместно с другими научными институтами и организациями России и Великобритании предлагает отрасли технологию Мини-GTL, предназначенную для переработки попутного нефтяного газа или природного газа в синтетические жидкие углеводороды («синтетическую нефть»), которые также добавляют в минеральную нефть и транспортируются по одному нефтепроводу.

Установка по переработке ПНГ в синтетические жидкие углеводороды, работает по технологической схеме, предусматривающей каталитическое парциальное окисление углеводородного газа (ПНГ, ПГ) кислородом воздуха с получением синтез-газа, содержащего оксид углерода и водород, с последующим преобразованием в жидкие углеводороды по методу Фишера-Тропша (ФТ) в микроканальных реакторах.

Установка «Мини-GTL» включает в себя следующие основные технологические стадии:

1. Каталитическая очистки сырьевого газа от соединений серы до содержания  $\leq 0,02$  ppm по H<sub>2</sub>S;
2. Каталитическая конверсия сырьевого газа в синтез-газ в реакторе под давлением 0,8 МПа и температуре 800÷830оС в присутствии блочного катализатора на основе никеля, промотированного добавками металлов платиновой группы;
3. Снижение температуры синтез-газа от 800÷830оС до 40÷50оС путем закалки водой и охлаждения в аппаратах воздушного охлаждения;
4. Компримирование синтез-газа до давления 2,1÷2,8 Мпа;

5. Получение углеводородов из синтез-газа в микроканальном реакторе ФТ при температуре  $210 \div 230^\circ\text{C}$ ;
6. Охлаждение газа после реактора ФТ и разделение продуктов реакции на жидкую, водную и газовую фазы;
7. Выделение из газовой фазы (отходящих газов) и возврата в процесс водородсодержащего газа для поддержания оптимального соотношения реагирующих компонентов в реакторе ФТ;
8. Сжигание отходящих газов, содержащих непрореагировавший оксид углерода; Получение, хранение и компримирование чистого водорода для периодической регенерации катализатора ФТ;<sup>9</sup>
9. Компримирование воздуха, подаваемого в реактор парциального окисления ПНГ, до давления  $0,8 \div 1,0$  Мпа;
10. Очистка циркулирующей в технологическом процессе воды от растворенных двуоксида углерода, кислорода и других примесей до требуемого качества.



Рисунок 7. Блок-схема установки mini-GTL.

<sup>9</sup> <http://www.gazohim.ru/index.php/ru/mini-gtl/tekhnologiya>



Рисунок 8. Опытно-промышленная установка mini-GTL.

Из представленной информации видно, что процесс получения жидких углеводородов достаточно трудоемкий и требует высоких временных и финансовых затрат в связи с последовательным осуществлением множества различных процессов. Данная технология находится на пороге рентабельности и даже при наличии развитой инфраструктуры.

В отличие от представленной технологии, разработанный аппарат томской компании достаточно прост и не требует высоких затрат – как временных, так и материальных.

Преимуществами предлагаемой инновационной технологии являются:

- Не требуется металло-энергоёмкое оборудование;
- Можно создавать установки любой производительности от 5 до 250 тыс. м<sup>3</sup> в месяц в зависимости от производительности скважины и требований заказчика, и в частности, мобильные для небольших нефтяных и газовых месторождений.
- Капиталовложения ниже традиционных в 2-3 раза;
- Текущие (эксплуатационные) затраты ниже в 2 раза;
- Отсутствие применения различных химических реагентов;

- Окупаемость процесса до 5-и лет.

### **3. Возможные направления коммерциализации**

Вещества, получаемые в результате работы аппарата газовой переработки, могут быть использованы как:

- 1) топливо для выработки электроэнергии для нужд самих нефтедобывающих компаний;
- 2) жидкие углеводороды, добавляемые в нефть;

Для малых месторождений наиболее привлекательным вариантом является выработка электроэнергии в малых масштабах для собственных промысловых нужд и нужд других местных потребителей.

На сегодняшний день ряд нефтегазовых компаний частично построили энергоблоки, работающие на ПНГ, и используют получаемую электроэнергию для собственных нужд. При постоянно растущих тарифах на электроэнергию и ее доли в себестоимости продукции, использование ПНГ для выработки электроэнергии можно считать экономически целесообразным.<sup>10</sup>

Для средних месторождений, по оценкам исследователей, наиболее экономически целесообразным вариантом утилизации попутного нефтяного газа является извлечение сжиженного нефтяного газа на газоперерабатывающем заводе и продажа нефтехимической продукции.<sup>11</sup>

Жидкие углеводороды способны легко смешиваться с нефтью, не изменяя ее транспортных, качественных и стоимостных показателей. Поэтому использование их в качестве добавочного продукта к нефти позволит увеличить объем добываемого вещества. Таким образом, будет осуществляться безотходное производство.

---

<sup>10</sup><http://finam.info/news/rinok-utilizatsii-poputnogo-neftyanogo-gaza-imeet-neplohoy-potentsial/>

<sup>11</sup>[http://neftegaz.ru/tech\\_library/view/4055](http://neftegaz.ru/tech_library/view/4055)

#### 4. Перспективные рынки

Практически во всех компаниях нефтегазовой отрасли уже на протяжении ряда лет реализуются программы по энергосбережению и повышению энергоэффективности, в связи с вышеуказанным постановлении о целевом показателе сжигания ПНГ на 2012 год и последующие годы в размере не более 5%.

Предприятия постоянно расширяют арсенал энергоэффективных технологий. В добыче значительные возможности энергосбережения связаны с утилизацией попутного нефтяного газа (ПНГ) для выработки собственной электроэнергии. Рост тарифов на электроэнергию после перехода к рынку непредсказуем и уже сегодня составляет 15-30% ежегодно. Поэтому развитие собственных источников электроэнергии становится все более актуальным для нефтегазового бизнеса.<sup>12</sup>

В лицензионных соглашениях на добычу углеводородного сырья утилизация попутного нефтяного газа в качестве сырья для производства электроэнергии считается «полезной утилизацией», наряду с использованием ПНГ в качестве сырья на газоперерабатывающих производствах.

НК «Роснефть» повышает уровень утилизации своего ПНГ в основном за счет использования его в собственной промышленной энергетике.

Политика ПК «Сургутнефтегаз» также направлена на выработку электроэнергии из большей части добываемого ПНГ, не используемого в качестве сырья на Сургутском ГПЗ. Так, на сегодняшний день, ПК «Сургутнефтегаз» эксплуатирует 17 ГТЭС суммарной мощностью 512 МВт, 5 ГПЭС суммарной мощностью 30 МВт, в 2008 году ПК «Сургутнефтегаз» ввел в эксплуатацию 2 ГПЭС, 1 ГТЭС, в 2009 году 1 ГТЭС мощностью 48МВт и 2 ГПЭС мощностью 12 МВт. Таким образом, программа строительства ПК «Сургутнефтегаз» в течение последних 10 лет позволила добиться требуемого уровня утилизации ПНГ в 95%. Но при этом объемы действительной

---

<sup>12</sup> <http://www.bpcenergy.ru/solutions/utilization-of-associated-gas/>

переработки ПНГ ограничиваются использованием мощностей Сургутского ГПЗ.

Другие нефтяные компании сочетают использование добываемого ПНГ, как в качестве сырья для ГПЗ АК «Сибур» или собственных ГПЗ (Миннибаевский, Туймазинский, ГПЗ и т.д.), так и в качестве сырья промышленных электростанций, причем и у них на промышленные электростанции направляется сравнительно больше ПНГ. Так в планах ТНК-ВР построить три газовые электростанции: в Иркутской (мощность до 300 МВт) и Оренбургской областях (первый блок - 400 МВт), а также на Ямале (200 МВт), на которые должно ежегодно поставляться по 1,6 млрд. м<sup>3</sup> ПНГ ТНК-ВР (по 600 млн. куб. м на станции в Иркутской и Оренбургской областях и 400 млн. куб. м – на Ямальскую станцию). Тем самым, по мнению представителей компании, будет решена проблема утилизации ПНГ ТНК-ВР.<sup>13</sup>

Также получаемое сырье для использования в собственных нуждах компаний должно быть очищено и соответствовать стандартам. Поскольку вырабатываемый попутный газ может иметь различный химический состав, то получаемое сырье с использованием разрабатываемой технологии также будет иметь разрозненные характеристики, в связи с чем, потребуются дополнительные затраты на очистку получаемого вещества и доведение до требуемого уровня качества.

В случае же смешения получаемых "жидких углеводородов" с нефтью ее транспортные и стоимостные показатели не будут меняться, поэтому на основании вышеизложенной информации, **наиболее перспективной областью применения технологии является переработка ПНГ в углеводороды и добавление в добываемую нефть.**

На одном месторождении бурят от нескольких десятков до нескольких тысяч скважин.<sup>14</sup> Исключения составляют сильно удаленные месторождения,

---

<sup>13</sup> <http://www.uvd.kirov.ru/stat/15928-tak-nk-rosneft-povyshaet-uroven-utilizacii.html>

<sup>14</sup> <http://mirnefti.ru/index.php?id=9>

такие как открытые в Арктике. Приразломное — месторождение на арктическом шельфе. В настоящее время на месторождении эксплуатируется одна добывающая скважина. В 2015 году планируется начать бурение ещё четырёх скважин.<sup>15</sup>

На данный момент одним из главных факторов, влияющих на показатель использования ПНГ, является разработка новых месторождений, удаленных от существующей транспортной инфраструктуры и мощностей по переработке попутного нефтяного газа.<sup>16</sup>

Задача комплексного использования попутного газа усложняется проблемами и теплоэнергетического комплекса:

- рост добычи углеводородов не подкрепляется адекватным ростом переработки;
- сохраняются дефицит производственных мощностей и их технологическая отсталость;
- в нормативных актах отсутствует понятие, определяющее себестоимость нефтяного газа;
- в нефтяных компаниях не получает развития маркетинг продукции переработки ПНГ.

Таким образом, разработанные установки по переработке ПНГ должны быть мобильные и располагаться на **удаленных местах добычи**, на которых из-за отсутствия инфраструктуры транспортировка ПНГ или строительство ЗПГ не рентабельно.

К ним относятся малые и средние месторождения нефти, для которых разработанная технология может стать единственным экономически эффективным вариантом переработки газа. Модульность, компактность и мобильность аппарата позволит устанавливать оборудование на любых

---

<sup>15</sup>

[https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D0%B0%D0%B7%D0%BF%D1%80%D0%BE%D0%BC\\_%D0%BD%D0%B5%D1%84%D1%82%D1%8C\\_%D1%88%D0%B5%D0%BB%D1%8C%D1%84](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D0%B0%D0%B7%D0%BF%D1%80%D0%BE%D0%BC_%D0%BD%D0%B5%D1%84%D1%82%D1%8C_%D1%88%D0%B5%D0%BB%D1%8C%D1%84)

<sup>16</sup> <http://www.energyland.info/analytic-show-113355>



удаленных месторождениях и не потребует крупных дополнительных затрат на переоснащение уже используемых комплексов оборудования.

Поэтому одним из **целевых секторов потребления** являются **удаленные нефтедобывающие скважины со средней производственной мощностью 9,7 тонн нефти 1,4 тыс. м<sup>3</sup> ПНГ в сутки**, которые не имеют оборудования для эффективной переработки ПНГ.

Однако на месторождениях может стоять от 1 (одной) до нескольких сотен штук скважин, поэтому основным целевым сектором **являются средние и мелкие месторождения, которые располагаются на удаленных местностях, на которых отсутствует инфраструктура транспортировки и эффективной переработки ПНГ.**

## **5. Оценка рынка**

По сообщению Федеральной службы государственной статистики России (Росстат) объем добычи нефти и газового конденсата в России в 2014 г. увеличился на 0,8% и составил **525 млн. т.** Добыча нефтяного попутного газа (ПНГ) в 2014 г. взлетела до **73,5 млрд. кубометров**, что составляет 109,3% к показателям предыдущего года.<sup>17</sup>

---

<sup>17</sup><http://www.vedomosti.ru/business/news/2015/01/26/rosstat-dobycha-nefti-v-2014-g-uvelichilas-na-08>

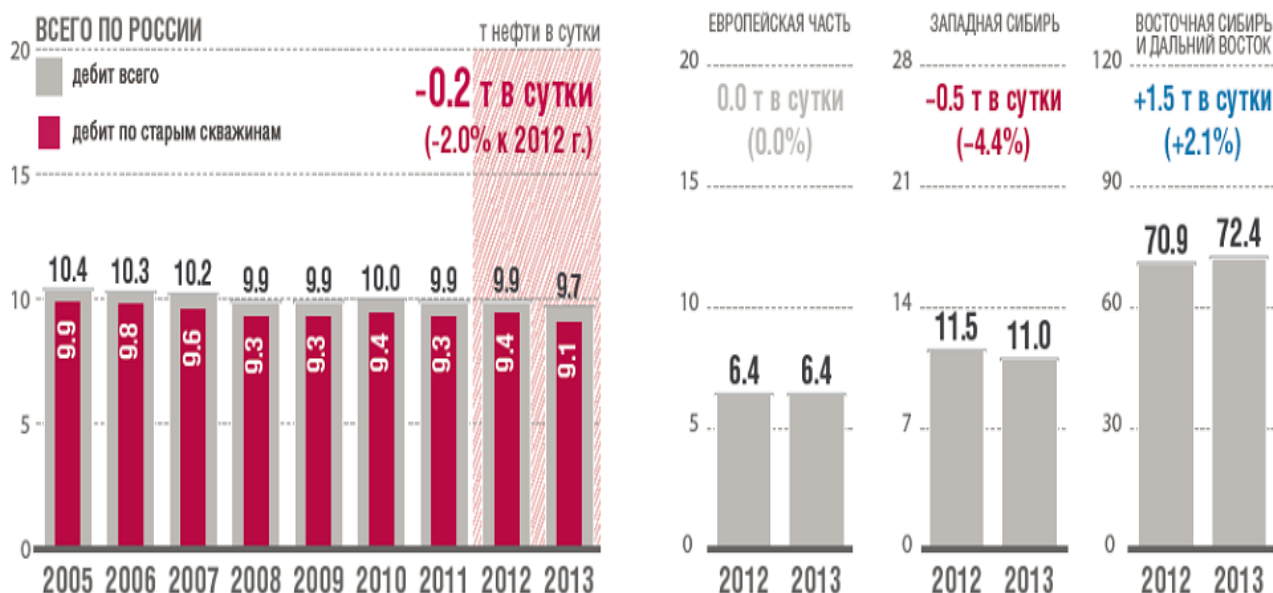


Рисунок 9. Среднегодовой дебит нефтедобывающих скважин России.

#### На одну среднестатистическую скважину:

На сайте Министерства энергетики РФ опубликованы данные, что в 2013 г. **средний дебит действующих нефтяных скважин составляет 9,7 тонн в сутки**, что незначительно ниже (-2%) к 2012 году.<sup>18</sup> Данные о среднем дебите скважин за 2014 год отсутствуют.

Таким образом, пропорциональная зависимость объема добычи ПНГ от объемов добычи нефти будет выглядеть следующим образом: **на 1 тонну нефти приходится 140 кубометров ПНГ** (отношение 73,5 млрд. м<sup>3</sup> ПНГ к 525 млн. т нефти). Далее можно вычислить, что при добыче 9,7 тонн нефти ежедневно получают около **1 358 кубометров ПНГ (около 40 000 м<sup>3</sup> в месяц)**.

По данным разработчиков с помощью разработанной установки из 5 м<sup>3</sup> газа можно получить 4 литра жидких углеводородов, которые будут смешаны вместе с нефтью и транспортированы по нефтепроводу потребителям. Перерабатывая ежедневно 1 358 м<sup>3</sup> попутного газа, можно получить **1 086,4 литров дополнительных углеводородов к добываемой нефти (32 592 л. в месяц, 391 104 л. в год)**.

<sup>18</sup><http://minenergo.gov.ru/activity/oilgas/index.php?print=Y>

**Оценка стоимости минимальной установки (на одну среднестатистическую скважину):**

По данным ИТАР-ТАСС на 11 августа 2015 года цена за 1 баррель нефти (158,988 л) составляет **51,01 USD<sup>19</sup>** (3 215руб.) при курсе доллара ЦБ РФ в **64,49 руб.<sup>20</sup>** Полученный дополнительный объем нефти в 1 086 литров в день эквивалентен 6,83 барреля – **348,4 USD (22 468,3 руб. в сутки)**. Ежемесячный прирост выручки составит **674 049 руб.**, а ежегодный – **8 200 929 руб.**

**Себестоимость добычи одного барреля нефти** в России (включая транспортировку) составляет **35 долларов<sup>21</sup>** или 2 257,15 руб. (70% от цены реализации нефти). Исходя из этих данных, **чистый доход от продажи 1 барреля нефти** равен **15,01 USD (51,01 USD – 35 USD)** или в пересчете на российскую валюту – **968 рублей доход от продажи 1 барреля нефти.**

В Российской Федерации до настоящего времени ПНГ продолжают считать сопутствующим продуктом при добыче нефти. К нему не относятся как к полноценному сырью, как к нефти или природному газу. Кроме того, на него не распространяются акцизы и налог на добычу полезного ископаемого (НДПИ). В соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации ПНГ – это единственное сырье, на которое установлена нулевая ставка НДПИ.<sup>22</sup>

По данным МИНФИН России в 2015 г. **налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)** – прямой федеральный налог, взимаемый с недропользователей<sup>23</sup>, составляет 530 руб. с 1 тонны нефти, что в структуре себестоимости нефти составляет 3,7%. Так как в 1 тонне нефти 6,3 баррелей, то в структуре затрат на 1 баррель нефти НДПИ составляет 84,1 руб. (530 руб. / 6,3), в пересчете на условные единицы – 1,3 USD (84,1 руб. /64,49 руб.) или 3,7% от себестоимости в 35 USD. Таким образом, чистый доход с 1 барреля полученной углеводородной жидкости составит при переработке ПНГ от

<sup>19</sup><http://tass.ru/ekonomika/2178899>

<sup>20</sup><http://www.cbr.ru/>

<sup>21</sup><http://elise.com.ua/?p=73217>

<sup>22</sup><http://pandia.ru/text/79/051/12851.php>

<sup>23</sup><http://council.gov.ru/media/files/...>

экономии на НДС составит: 16,31 USD (50,01 USD– 35 USD + 1,3 USD) или 1 051,8 руб.

Так как использование новой установке по переработке попутного нефтяного газа позволяет получать **6,83 дополнительных баррелей нефти**, которые не облагаются НДС, то **ежедневный чистый доход** от переработки ПНГ на малых установках составит **7 183,8 руб.** (6,83 барреля × 1 051,8 руб.), **ежемесячно – 215 514 руб., ежегодно – 2 622 087 руб.**

При окупаемости минимальной установки переработки ПНГ сроком в пять лет ее стоимость должна быть **10,5 млн. руб. (2 622 087 руб.\*4 года).**

**Оценка рынка для сегмента минимальных установок производительностью 1 358 кубометров ПНГ.**

В России в 2014 году эксплуатационный фонд нефтяных скважин приблизился к цифре в **147 тысяч единиц.**

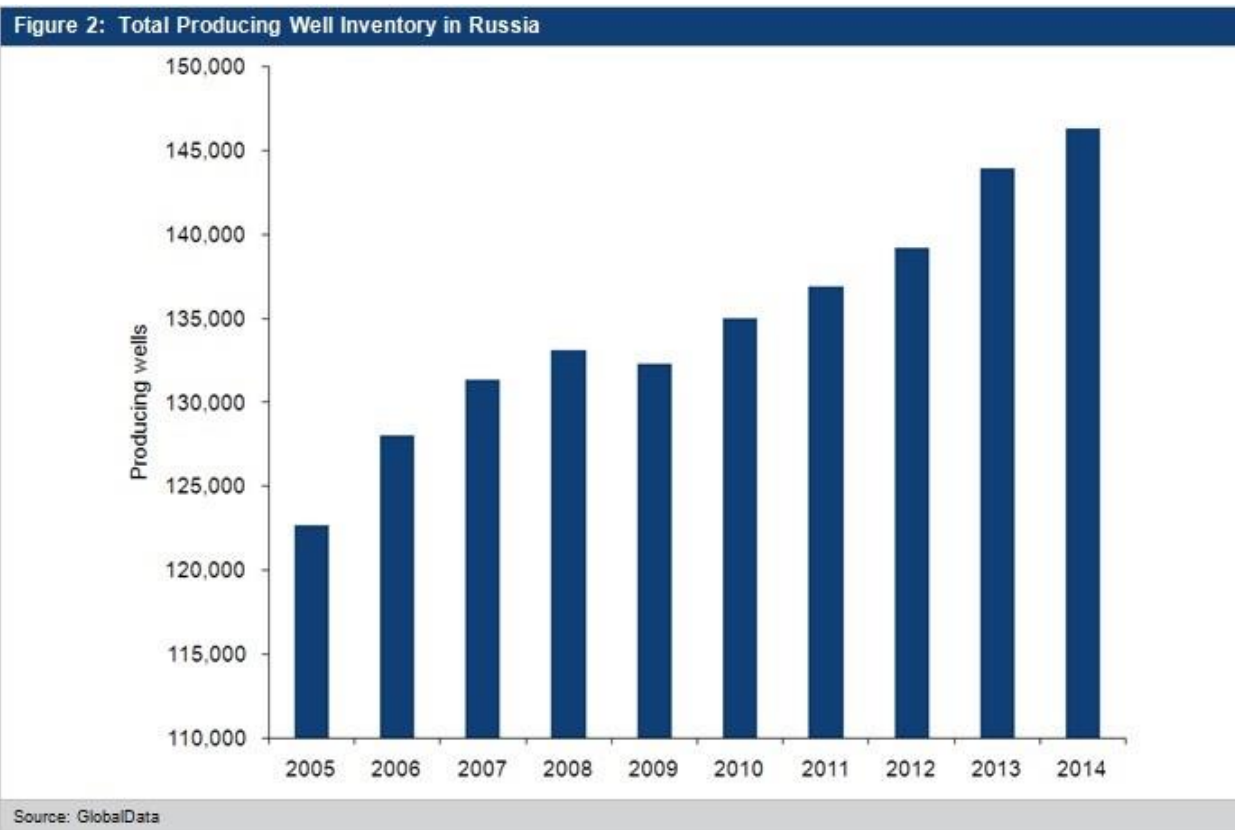


Рисунок 10. Действующий фонд скважин в России.<sup>24</sup>

Исходя из расчета, что в среднем при добыче 1 тонны нефти из одной скважины добывается 140 м<sup>3</sup> попутного газа, можно вывести, что **общий объем ПНГ в день получаемый со всего имеющегося фонда нефтяных скважин дает 199 626 000 м<sup>3</sup>**. Как было сказано ранее, по данным Министерства природных ресурсов и экологии РФ **27% ПНГ сжигается в факелах и составляет 53 899 020 м<sup>3</sup> ежедневно с общего количества 39 690 скважин.**

Исследователям не удалось найти информацию о количестве одиночных скважин, и участках нефтеподготовки, поэтому для расчета рынка по микро установкам переработке ПНГ

Таким образом, объем потенциального рынка первого сегмента составляет **416,7 млрд. рублей** (39 690 скважин по 10,5 млн. руб. за 1 установку).

<sup>24</sup>[http://www.ngv.ru/analytics/globaldata\\_rossiya\\_ne\\_otkazyvaetsya\\_ot\\_programmy\\_kapitalovlozheniy\\_i\\_investitsiy/](http://www.ngv.ru/analytics/globaldata_rossiya_ne_otkazyvaetsya_ot_programmy_kapitalovlozheniy_i_investitsiy/)

Согласно данным российского Правительства, нефтяные компании в 2011 году сожгли четвертую часть добытого в нашей стране ПНГ. Если быть абсолютно точным, то это 24,5%, что составляет 16,7 млрд. кубометров.

Для сравнения можно отметить, что уничтожение топлива с таким размахом превышает потребности в нем некоторых европейских стран. Отраслевые эксперты подсчитали, что в результате уничтожения ПНГ бюджет нашей страны ежегодно недополучает \$15 миллиардов.

Плата российских нефтяных компаний за выбросы при сжигании ПНГ, которые оказывают негативное воздействие на окружающую среду, по данным Правительства РФ, за 2011 год составила 340 млн. рублей.

Вкладывать средства в рациональное использование ПНГ для нефтяных компаний с экономической точки зрения теперь стало намного выгоднее, чем платить штрафы за его уничтожение. Согласно планам крупнейших нефтяных компаний, на реализацию проектов утилизации ПНГ за период с 2010 года по 2015 год планируется выделить 300 млрд руб. — по 50 млрд руб. в год, что составляет 6% суммарных инвестиций в добычу нефти. Такой объем инвестиций, по подсчетам экспертов Минприроды РФ, может позволить к 2014-2015 годам снизить показатель сжигания по России до 5%. При достижении целевого показателя сжигания ежегодный объем уничтожения ПНГ сократится на 12,9 млрд. куб. м – до 3,3 млрд. куб. м в год.

Наименьший показатель по сжиганию ПНГ демонстрирует «Сургутнефтегаз», который уже десять лет занимается утилизацией ПНГ. Первоначальные мощности этой компании составляли 2,8 млрд. куб. м ПНГ.

До конца 2014 года компания планирует ввести еще три газотурбинные ГТЭС на 247 МВт на Восточно-Сургутском, Вачимском и Западно-Сургутском месторождениях. В планах компании предусмотрено строительство более 180 км газопроводов на территории Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО).

«Башнефть», начала разработку программы ПНГ шесть лет тому назад. В 2012 году она добилась уровня утилизации в 75,2%, а к 2013 году планирует

достичь уровня 95%. В компании отмечают, что добыча одного куб. м нефти сопровождается добычей от 40 до 147 куб. м ПНГ, речь идет о ряде лицензионных участков – Кирско-Котынском, Люкпайском, Хазарском.

Отделение ПНГ от углеводородов на объектах «Башнефти» происходит на всем пути движения нефти от скважины до товарного резервуара. Значительную часть ПНГ «Башнефть» использует в качестве топлива для подогрева нефти в процессе ее подготовки, в промышленных котельных, в подогревателях, установленных на месторождениях для обогрева как производственных, так и бытовых помещений. Кроме того, сырье используется для выработки электроэнергии на электростанциях, что составляет 60% потребностей в электроэнергии на место рождениях.



Рисунок . Переработка попутного нефтяного газа в России.

В России максимальный показатель сжигания ПНГ в 2011 году был зафиксирован у «Роснефти» — 6,8 млрд. кубометров. Большая часть из них приходится на Ванкорское месторождение — 4,0 млрд. кубометров. Без учета объемов сжигания ПНГ на Ванкорском месторождении в России наблюдалась

позитивная динамика уровня сжигания ПНГ — сокращение с 22% от объема добычи в 2009 году до 20% в 2011 году.

Оператор Харьягинского СРП – компания Total – не провела модернизацию центрального пункта сбора продукции для очистки газа. В результате 74,1 % добываемого ПНГ в настоящее время сжигается на факеле.

«Газпром нефть» пока еще находится в ряду тех нефтяных компаний, которые значительно превышают разрешенные Правительством РФ объемы сжигания ПНГ в России, но вскоре собирается изменить эту ситуацию в лучшую сторону. В 2006 году доля утилизации ПНГ компанией составляла 45%, а в 2013 году она намерена довести его до 77%. По итогам 2012 года, по предварительной оценке экспертов этой компании, объем переработки ПНГ будет на 7% выше уровня 2011 года. За 2012 год компания заплатит штраф за недостаточную утилизацию ПНГ в размере 800 млн. руб., тогда как в 2011 году заплатила 40 млн. рублей. Руководство считает, что к концу 2014 года «Газпром нефть» выйдет на уровень 94% утилизации ПНГ.

Если говорить о регионах нашей страны, то, по оценке экспертов Росприроднадзора, критичная ситуация с утилизацией ПНГ складывается в Сибирском и Дальневосточном округах в связи с недостаточностью либо отсутствием мощностей по его переработке.

Нефтяные компании, добывающие углеводороды на территории ХМАО, в период 2012–2013 годов планируют направить \$1,4 млрд. на создание и дальнейшее развитие рационального использования ПНГ. Объем полезного использования ПНГ в этом регионе, добывающем 3,8% мировых запасов нефти, до конца 2013 года планируется увеличить на 32,4% по сравнению с уровнем 2011 года до 35 млрд. кубометров.

Сегодня основная часть нефтяного газа, добытого в этом регионе, в объеме 29,1 млрд. куб. м отправляется на газоперерабатывающие заводы, а также на технологические нужды нефтяных компаний и для выработки электроэнергии.



В 2012 году в ХМАО были введены в эксплуатацию два газоперерабатывающих завода (ГПЗ) мощностью до 600 млн. в год. Уровень утилизации ПНГ в ХМАО в 2012 году составил 89% против 85,3% в 2011 году.

В первом полугодии 2012 года «ТНК-ВР» довела показатель по утилизации ПНГ до 96,3% на своих югорских предприятиях: «ТНК-Нягань», «ТНК-Нижневартовск», «Варьеганнефтегаз», «Самотлорнефтегаз». Это стало возможно за счет запуска газотурбинных станций.

«ТНК-ВР» планирует увеличить финансирование программы утилизации ПНГ рассчитанной до 2015 года на 12,7% по сравнению с ранее предполагаемыми планами – до 62 млрд. рублей в 2012 году в этом регионе был увеличен объем полезного использования ПНГ до 2,2 млрд. куб. м, что на 40% больше, чем в 2011 году.

Из нескольких вариантов утилизации ПНГ на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении (ВЧНГ) «ТНК-ВР» выбрала систему закачки газа в пласт. Закачку планируется начать в конце 2013 года, тем самым полностью прекратив сжигание газа на факеле.<sup>25</sup>

По данным Центрального диспетчерского управления топливно-энергетического комплекса (ЦДУ ТЭК), российские компании сожгли в 2013 году 15,8 млрд. кубометров ПНГ. При этом добыча ПНГ в 2014 году уменьшится всего на 3,9% до 71,5 млрд. кубометров, считают специалисты ЦДУ ТЭК.

Лидерами по утилизации, то есть по полезному использованию ПНГ, в 2013 году среди вертикально-интегрированных нефтяных компаний стали "Сургутнефтегаз" (99,3%) и "Татнефть" (93,6%). Остальные компании утилизировали гораздо меньше ПНГ: "ЛУКОЙЛ" (87,8%), "Газпром нефть" (79,5%), "РуссНефть" (77,1%), "Славнефть" (76,6%), "Башнефть" (72,7%), "Роснефть" (63,6%).

---

<sup>25</sup><http://www.riatec.ru/catalog/mintop/infograf/012013/>

Как сообщал ИТАР-ТАСС ранее со ссылкой на Министерства природных ресурсов и экологии РФ, уровень утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) в России по итогам 2013 года вырос до 80% по сравнению с 76,2% по итогам 2012 года. Рост полезного использования ПНГ произошел благодаря инициированному Минприроды значительному увеличению платежей за сжигание ПНГ, считает Минприроды.<sup>26</sup>

Как свидетельствуют данные ЦДУ ТЭК процент утилизации попутного нефтяного газа на Ванкорском месторождении, являющимся молодым и обладающим серьезным потенциалом роста добычи, составлял к концу 2013 г. всего 16,9%. Это не лучшим образом вмещается в статистику по утилизации попутного нефтяного газа ОАО «Роснефть».

Основная причина неэффективного использования ПНГ – монополия ОАО «Газпром» на владение Единой газотранспортной системы, которая имеет высокую загруженность по транспортировке природного газа, поэтому доступ нефтяных компаний весьма ограничен, что в совокупности с низкими ценами на попутный нефтяной газ не стимулирует нефтяные компании к использованию попутного газа.

Это особенно касается мелких производителей. Дело в том, что крупные компании в состоянии договориться с тем же «Газпромом» о поставках попутного нефтяного газа. Мелкие производители этого сделать не в состоянии, поэтому они вынуждены газ сжигать.

Из доклада профессора Института химической физики им. Н.Н. Семенова РАН Соловьянова А.А. по теме: «Экологические последствия сжигания попутного нефтяного газа на факелах»

---

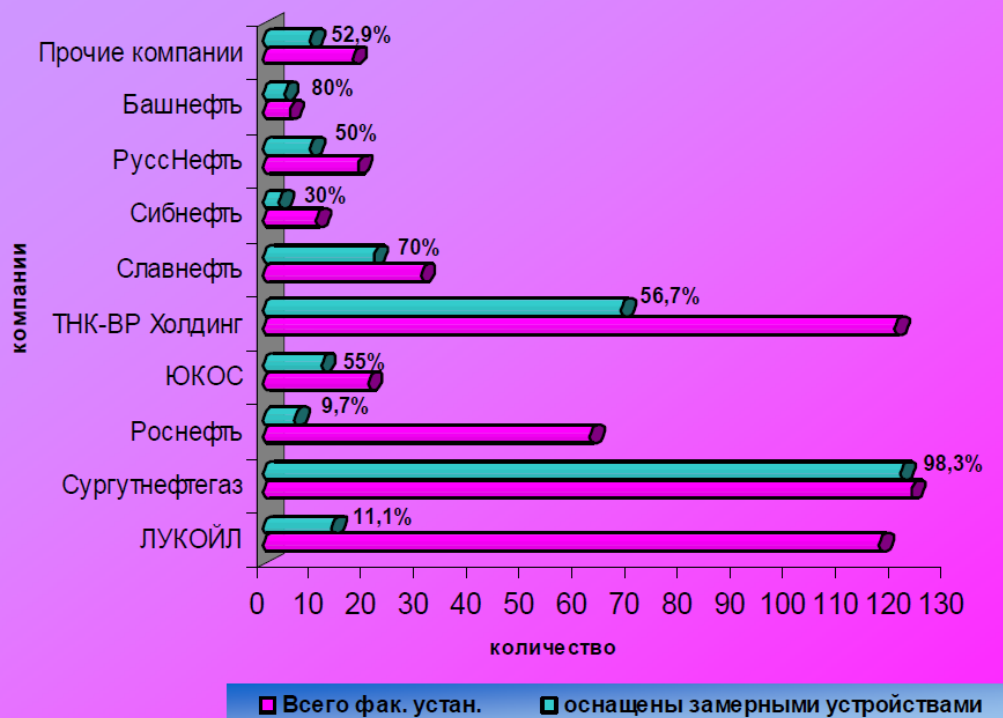
<sup>26</sup> <http://www.oilru.com/news/404261>

## Добыча, использование и сжигание попутного нефтяного газа в ХМАО - Югре

№ п/п	Обращение с ПНГ	2004 год	2005 год	2006 год
1	Добыча ПНГ, млрд. м <sup>3</sup>	32,6	33,8	35,2
2	Использование ПНГ, млрд. м <sup>3</sup>	26,2	27,5	29,0
3	Сожжено на факелах, млрд. м <sup>3</sup>	6,3	6,3	6,2
4	Процент использования	80,4	81,2	82,4

### Процент оснащённости замерными устройствами факельных хозяйств пользователей недр ХМАО-Югры

Из 522 факельных установок ХМАО-Югры оборудовано  
замерными установками 265



В связи с отсутствием достоверной системы учета добываемого и сжигаемого попутного нефтяного газа в настоящий момент оценить объёмы

добычи и объёмы сжигания попутного нефтяного газа компаниями-недропользователями с достаточной точностью не представляется ВОЗМОЖНЫМ.

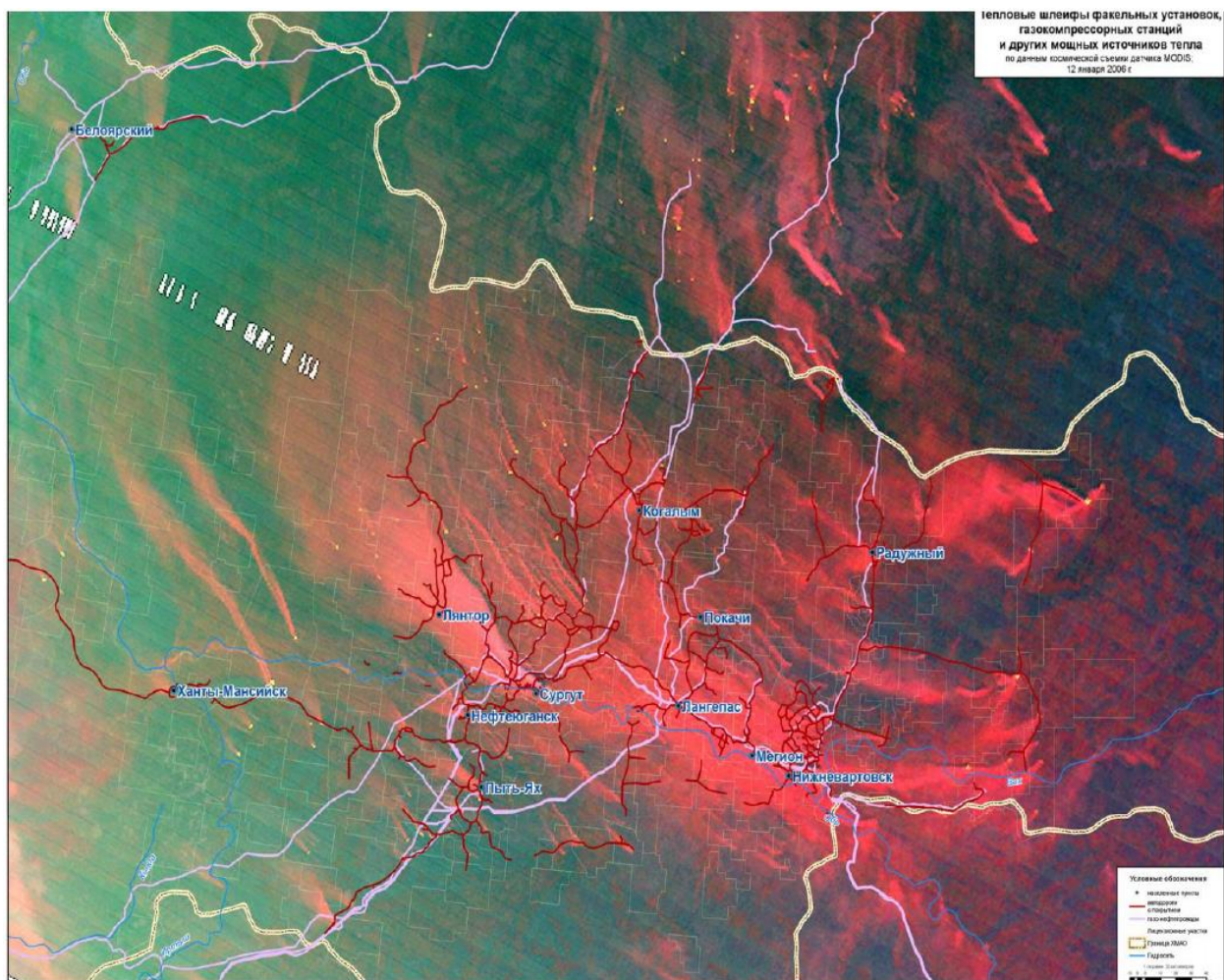


Рисунок . 27

"По состоянию на 2011 год достоверная информация о степени оснащённости факелов счетчиками, а также качественных характеристиках точности измерительных устройств на всех этапах добычи и использования ПНГ отсутствует", – признают в МПР. По данным Ростехнадзора в 2007 году из 1845 факелов измерительными устройствами были оснащены лишь 52%. В российском представительстве WWF считают, что реальный объём сжигания может составлять до 50 млрд. куб. м, а Ростехнадзор оценивает превышение факта над отчетностью в 20-30%.<sup>28</sup>

27 <http://www.bellona.ru/enwl/Archive/1303332574.16/1307517546.02>

28 [imemo.ru/ru/conf/2009/00209\\_2.pdf](http://imemo.ru/ru/conf/2009/00209_2.pdf)

Факельные установки предназначены для аварийного и постоянного сжигания нефтяного и природного газа или других горючих газов на объектах сбора, подготовки и переработки нефти и газа, а также на нефтеперерабатывающих и химических заводах.

По данным Центрального диспетчерского управления топливно-энергетического комплекса (ЦДУ ТЭК), российские компании сожгли в 2013 году 15,8 млрд. кубометров ПНГ. При этом добыча ПНГ в 2014 году уменьшится всего на 3,9% до 71,5 млрд. кубометров, считают специалисты ЦДУ ТЭК.

При этом компания "Сургутнефтегаз" неэффективно использует ПНГ только 0,7% от добытого, "Татнефть" – 6,4%. Остальные компании сожгли гораздо больше ПНГ: "ЛУКОЙЛ" – 12,2%, "Газпром нефть" – 20,5%, "РуссНефть" – 22,9%, "Славнефть" – 23,4%, "Башнефть" – 27,36% и "Роснефть" – 36,4%.

На сегодняшний день на территории РФ насчитывается более 1 000 нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений. На долю крупных месторождений приходится около 12%, наибольшее число месторождений по запасам нефти относятся к категории мелкие и средние месторождения.

В результате маркетингового исследования крупных нефтяных месторождений и с учетом рассчитанного выше среднего уровня ПНГ на 1 тонну нефти – 140 м<sup>3</sup>, а также уровня добычи и процента сжигания ПНГ по нефтедобывающим компаниям проведен расчет вероятного объема сожженного на факельных установках ПНГ по отдельным месторождениям в год.

Таблица

#### Крупные месторождения России.

№	Месторождения	Компания	Добыча, тыс.т/сут.	Добыча ПНГ, тыс м3/сут	Сжигаемое ПНГ, тыс. м3/сут
1	Ашальчинское	Татнефть	1,5	210	13,44
2	Ванкорское	Роснефть	35	4900	1783,6
3	Вать-Еганское	Лукойл	22,5	3150	384,3

№	Месторождения	Компания	Добыча, тыс.т/сут.	Добыча ПНГ, тыс м3/сут	Сжигаемое ПНГ, тыс. м3/сут
4	Верх-Тарское	Роснефть	3,7	518	188,552
5	Варваровское	Русснефть	1,1	154	35,266
6	Варьёганское	Русснефть	0,8	112	25,648
7	Верхнечонское	Роснефть	2,8	392	142,688
8	Возейское	Лукойл	2,9	406	49,532
9	Восточно- Ламбейшорское	Лукойл	1,1	154	18,788
10	Вынгапуровское	Газпромнефть	9,4	1316	269,78
11	Вынгаяхинское	Газпромнефть	1,6	224	45,92
12	Дебесское	Русснефть	0,7	98	22,442
13	Дружное	Лукойл	3,8	532	64,904
14	Еты-Пуровское	Газпромнефть	0,4	56	11,48
15	Западно- Малобалыкское	Русснефть	4,1	574	131,446
16	Западно- Сургутское	Сургутнефтегаз	4	560	3,92
17	им. Ю. Корчагина	Лукойл	6,3	882	107,604
18	Казанское	Газпром	4,2	588	5,88
19	Каменное	Роснефть	11	1540	560,56
20	Ключевое	Лукойл	4	560	68,32
21	Когалымское	Лукойл	6,7	938	114,436
22	Комаровское	Русснефть	0,7	98	22,442
23	Комсомольское	Роснефть	5,4	756	275,184
24	Кочевское	Лукойл	2,9	406	49,532
25	Кравцовское	Лукойл	1,5	210	25,62
26	Красноленинское	Роснефть, Лукойл, Газпромнефть	27	3780	869,4
27	Лянторское	Сургутнефтегаз	26	3640	25,48
28	Малобалыкское	Роснефть	1,2	168	61,152
29	Мамонтовское	Роснефть	20,5	2870	1044,68

№	Месторождения	Компания	Добыча, тыс.т/сут.	Добыча ПНГ, тыс м3/сут	Сжигаемое ПНГ, тыс. м3/сут
3 0	Нивагальское	Лукойл	3,5	490	59,78
3 1	Ново-Елховское	Татнефть	5,2	728	46,592
3 2	Новопортовское	Газпром	18	2520	504
3 3	Нонг-Еганское	Лукойл	4,2	588	71,736
3 4	Памятно- Сасовское	Лукойл	6,9	966	117,852
3 5	Паромай	Роснефть	0,7	98	35,672
3 6	Пашшорское	Лукойл	2,6	364	44,408
3 7	Первомайское	Татнефть	1,7	238	15,232
3 8	Повховское	Лукойл	16	2240	273,28
3 9	Покачевское	Лукойл	9,3	1302	158,844
4 0	Правдинское	Роснефть	24,6	3444	1253,616
4 1	Приобское	Роснефть, Газпромнефть	64	8960	2544,64
4 2	Приразломное	Газпромнефть	0,8	112	22,96
4 3	Ромашкинское	Татнефть	37	5180	331,52
4 4	Сабанчинское	Татнефть	2,1	294	18,816
4 5	Салымские	Салым (Shell)	20	2800	560
4 6	Самотлорское	Роснефть	120	16800	6115,2
4 7	Северо- Покачевское	Лукойл	2,4	336	40,992
4 8	Северо- Янгинское	Газпромнефть	2,2	308	63,14
4 9	Спорышевское	Газпромнефть	17,6	2464	505,12
5 0	Средне- Харьягинское	Альянс Восточная Транснациональна я компания	1	140	11,95
5 1	Средне- Хулымское	Лукойл	3	420	51,24
5 2	Старогрозненское	Роснефть	2,1	294	107,016

№	Месторождения	Компания	Добыча, тыс.т/сут.	Добыча ПНГ, тыс м3/сут	Сжигаемое ПНГ, тыс. м3/сут
5 3	Талаканское	Сургутнефтегаз	4	560	3,92
5 4	Талинское	Роснефть	28,6	4004	1457,456
5 5	Тайлаковское	Славнефть	6,8	952	222,768
5 6	Тевлинско- Русскинское	Лукойл	31	4340	529,48
5 7	Туймазинское	Башнефть	2,5	350	95,55
5 8	Тэдинское	Лукойл	2,4	336	40,992
5 9	Уньвинское	Лукойл	3,2	448	54,656
6 0	Урьевское	Лукойл	2,9	406	49,532
6 1	Усинское	Лукойл	5,8	812	99,064
6 2	Усть-Балыкское	Роснефть	4	560	203,84
6 3	Федоровское	Сургутнефтегаз	34	4760	33,32
6 4	Фестивальное	Роснефть	8,1	1129	410,95
6 5	Харампурское	Роснефть	8,1	1129	410,95
6 6	Харьягинское	Лукойл	7,5	1050	128,1
6 7	Холмогорское	Газпромнефть	4	560	114,8
6 8	Шегурчинское	Татнефть	0,6	84	5,376
6 9	Южно- Харампурское	Роснефть	8,1	1129	410,95
7 0	Южное Хыльючую	Лукойл	20,5	2870	350,14
7 1	Южно- Сургутское	Сургутнефтегаз	4	560	3,92
7 2	Южно- Шапкинское	Лукойл	4,1	574	70,028
7 3	Южно-Ягунское	Лукойл	12	1680	204,96
7 4	Юрубчино- Тохомское	Роснефть	20	2800	1019,2
7 5	Юрчукское	Лукойл	0,9	126	15,372
7 6	Якьяунское	Сургутнефтегаз	0,5	70	0,49



№	Месторождения	Компания	Добыча, тыс.т/сут.	Добыча ПНГ, тыс м3/сут	Сжигаемое ПНГ, тыс. м3/сут
7 7	Ямашинское	Татнефть	0,8	112	7,168
7 8	Ярактинское	Устькутнефтегаз	1,4	196	39,2
7 9	Ярегское	Лукойл	15	2100	256,2

По нашим расчетам из категории крупные месторождения в среднем ежедневно на одном крупном месторождении добывается 10,3 тыс. тонн нефти, 1 447,8 м<sup>3</sup> ПНГ и из него сжигается около 350 тыс. м<sup>3</sup>. На этих месторождениях ежедневно сжигается 25 600 тыс. м<sup>3</sup> ПНГ или 9,34 млрд. м<sup>3</sup> в год. Что составляет 59% от 15,8 млрд. м<sup>3</sup> ПНГ сожженных российскими компаниями в 2013 г.

Поэтому максимальный размер установки по переработки ПНГ составляет 350 тыс. м<sup>3</sup> в сутки. При этом углеводородная жидкость составит 280 тонн в сутки (8,40 тыс. т в месяц и 102,2 тыс. т в год), что увеличивает объем добытой нефти на 2,7%.

По данным ИТАР-ТАСС на 11 августа 2015 года **цена за 1 баррель нефти (158,988 л) составляет 51,01 USD<sup>29</sup> (3 215руб.) при курсе доллара ЦБ РФ в 64,49 руб.<sup>30</sup>** Полученный дополнительный объем нефти в 280 тонн в день эквивалентен 1 761 баррель – **88 067,6 USD (5 679 479,5 руб. в сутки).** Ежемесячный прироста выручки составит **170 384 385 руб.**, а ежегодный – **2 073 010 017,5 руб.**

**Себестоимость добычи одного барреля нефти в России (включая транспортировку) составляет 35 долларов<sup>31</sup> или 2 257,15 руб. (70% от продажной стоимости нефти).** Исходя из этих данных, **чистый доход от продажи 1 барреля нефти равен 15,01 USD (51,01 USD – 35 USD) или в пересчете на российскую валюту – 968 рублей.**

<sup>29</sup><http://tass.ru/ekonomika/2178899>

<sup>30</sup><http://www.cbr.ru/>

<sup>31</sup><http://elise.com.ua/?p=73217>

В Российской Федерации до настоящего времени ПНГ продолжают считать сопутствующим продуктом при добыче нефти. К нему не относятся как к полноценному сырью, как к нефти или природному газу. Кроме того, на него не распространяются акцизы и налог на добычу полезного ископаемого (НДПИ). В соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации ПНГ – это единственное сырье, на которое установлена нулевая ставка НДПИ.<sup>32</sup>

По данным МИНФИН России в 2015 г. **налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)** – прямой федеральный налог, взимаемый с недропользователей<sup>33</sup>, составляет 530 руб. с 1 тонны нефти, что в структуре себестоимости нефти составляет 3,7%. Так как в 1 тонне нефти 6,3 баррелей, то в структуре затрат на 1 баррель нефти НДПИ составляет 84,1 руб. (530 руб. / 6,3), в пересчете на условные единицы – 1,3 USD (84,1 руб. /64,49 руб.) или 3,7% от себестоимости в 35 USD. Таким образом, чистый доход с 1 барреля полученной углеводородной жидкости составит 16,31 USD (50,01 USD – 35 USD + 1,3 USD) или 1 051,8 руб.

Так как использование новой установки по переработке попутного нефтяного газа позволяет получать **1 761 дополнительных баррелей нефти в сутки**, которые не облагаются НДПИ, то **ежедневный чистый доход** от переработки 350 тыс. м<sup>3</sup> ПНГ составит **1 852 219,8 руб.** (1 761 барреля × 1 051,8 руб.), **ежемесячно – 55 566 594 руб., ежегодно – 676 060 227 руб.** Стоимость такой установки не должна превышать 2,7 млрд. руб.

Учитывая, что в компаниях «Сургутнефтегаз» и «Татнефть» проблемы по переработке ПНГ решены и на 4 крупных месторождениях других компаний, то российский рынок крупных установок по переработки ПНГ составляет 64 единицы.

Таким образом, **российский рынок крупных установок по переработке ПНГ**, окупаемых за 4 года, в денежном эквиваленте составляет **173,1 млрд. руб.**

---

<sup>32</sup><http://pandia.ru/text/79/051/12851.php>

<sup>33</sup><http://council.gov.ru/media/files/...>

По переговорам со специалистами по газовым технологиям компаний, реализующими факельные установки, ЗАО «МНК» и НИПИ «ОНГМ» выявлено, что на мелких и средних месторождениях рентабельнее реализовывать установки по переработке ПНГ с производительностью 100 тыс. м<sup>3</sup> в сутки и в 70% случаев приобретаются факельные установки именно такой производительностью.

Объем ПНГ, который необходимо перерабатывать на средних и мелких месторождениях, составляет 6,48 млрд. м<sup>3</sup> в год или 17,75 млн. м<sup>3</sup> в сутки. При этом количество установок по переработке ПНГ с производительностью 100 тыс. м<sup>3</sup> в сутки составляет 177 шт.

Такая установка по переработке ПНГ позволяет получать **503 дополнительных баррелей нефти в сутки**, которые не облагаются НДС, то **ежедневный чистый доход** от переработки 100 тыс. м<sup>3</sup> ПНГ составит **529 055,4 руб.** (503 барреля × 1 051,8 руб.), **ежемесячно – 15 871 662 руб., ежегодно – 193 105 221 руб.** Стоимость такой установки не должна превышать 772,4 млн. руб.

Таким образом, **российский рынок средних установок по переработке ПНГ**, окупаемых за 4 года, в денежном эквиваленте составляет **136,7 млрд. руб.**

## **Заключение**

На основании маркетингового исследования выявлена наиболее перспективная область применения инновационной технологии по переработке попутного нефтяного газа – переработка ПНГ в жидкие углеводороды и добавление ее в добываемую нефть. В результате компании получают увеличение объема добываемой и реализуемой нефти, исключают необходимость платы штрафов за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании ПНГ на факельных установках, и как следствие снизят экологическую нагрузку на окружающую среду.

Установлено, что установки по переработке ПНГ должны быть ориентированы на удаленные скважины, на которых из-за отсутствия инфраструктуры транспортировка ПНГ или строительство ЗПГ не рентабельно.

К ним относятся малые и средние месторождения нефти, для которых разработанная технология может стать единственным экономически эффективным вариантом переработки газа. Модульность, компактность и мобильность аппарата позволит устанавливать оборудование на любых удаленных месторождениях и не потребует крупных дополнительных затрат на переоснащение уже используемых комплексов оборудования. Поэтому целевыми сектором потребления являются удаленные нефтедобывающие скважины со средней производственной мощностью 9,7 тонн нефти в сутки, которые не имеют оборудования для эффективной переработки ПНГ.

Рассчитана оптимальная продажная стоимость установки по переработке ПНГ ориентированную на среднестатистическую нефтедобывающую скважину, при которой ее окупаемость не превысит 5 лет, и которая составляет 13,1 млн. рублей за одну установку.

Проведена оценка российского рынка потенциальных потребителей установок по переработке попутного газа с одной скважины, объем потенциального рынка составляет 40 тысяч установок или 524 млрд. руб.

Также проведена оценка рынка потенциальных потребителей установок как крупных с производительностью 350 тыс. м<sup>3</sup>, так и средних с производительностью 100 тыс. м<sup>3</sup>.

В результате рынка потенциальных потребителей крупных установок по переработке ПНГ составляет 64 установки (173,1 млрд. руб.) и средних – 177 установок (136,7 млрд. руб.).

Объем рынка в целом составляет 309,8 млрд. рублей.