

ОТРАСЛЕВАЯ ЭКОНОМИКА И МЕНЕДЖМЕНТ

УДК 665.6.7

И. А. Игитханян, Т. В. Богак

ЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕТОДОВ ПЕРЕРАБОТКИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В РОССИИ

Рассматриваются методы утилизации попутного нефтяного газа, актуальные для современных нефте- и газодобывающих компаний России. Проанализированы используемые ими пути применения и эффективность использования получаемого готового продукта. Проведенный анализ позволил выделить основные преимущества и недостатки используемых методов утилизации попутного нефтяного газа и определить наиболее привлекательный способ его утилизации в зависимости от различных характеристик и конкретных условий нефтяных месторождений (размер, отдаленность месторождения, глубина залегания пластов, уровень инфраструктуры и т. п.). Использование анализируемых в данной статье новых методов утилизации попутного нефтяного газа позволяет более быстрыми темпами наращивать объемы добычи нефти, решает вопрос эффективного использования CO_2 на месторождениях, что является актуальным в современных условиях добычи и использования нефти и попутного нефтяного газа.

Ключевые слова: нефтяное месторождение, попутный нефтяной газ, методы утилизации, объем добычи.

Современные условия дефицита и удорожание жидких углеводородов, масштабность проблемы утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ), регулярный учет и отчетность по объемам производства и сжигания ПНГ играют важную роль как на национальном, так и глобальном уровнях. ПНГ сжигают на факелах по всему миру, однако наибольшие объемы такого сжигания приходится на 20 стран, лидерами среди них являются Россия и Нигерия, что подчеркивает неотложность решения данной проблемы в этих странах. Объемы факельного сжигания в регионах Европы и Центральной Азии превышают 60 млрд м^3 в год, что соответствует выбросу 120 млн т двуокиси углерода. Ежегодные экономические потери для России вследствие сжигания ПНГ на факелах превышают 5 млрд долларов [1].

Использование новых разработок в сфере нефтепереработки позволит изменить соотношение выхода светлых нефтепродуктов в России и странах Западной Европы и США, которое сегодня примерно в два раза ниже. Например, внедрение технологии БИМТ (бинарное моторное топливо) дает возможность производить высококачественное моторное топливо, удовлетворяющее даже строгим европейским стандартам, а использование технологии GTL (gas-to-liquid) – сжиженные углеводороды, которые можно использовать в двигателях внутреннего сгорания [2].

На территории Российской Федерации насчитывается около 2 020 факельных установок. Несмотря на постановление от 8 января 2009 г. «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установ-

ках», около 48 % факельных установок еще не оснащены замерными установками [3]. Кроме этого, существует ряд препятствий, актуальных для России:

- удаленность большого числа скважин с незначительными объемами газа и низким давлением;
- неразвитая инфраструктура или отсутствие доступа к системам сбора, подготовки и транспортировки природного газа;
- потенциальная нестабильность объемов извлекаемого ПНГ;
- риск снижения объемов добычи нефти, для которой используется технология закачки газа в нефтяной коллектор;
- присутствие в газе загрязняющих примесей, затрудняющих его использование;
- низкая стоимость попутного нефтяного газа и сложности с финансированием необходимых инвестиций.

Однако несмотря на технические, организационные и финансовые проблемы, возникающие с утилизацией ПНГ, нефтяные компании давно начали реализовывать собственные программы по использованию попутного газа.

Существуют следующие возможные методы утилизации ПНГ, каждый из них имеет свою эффективную область применения, а его выбор во многом зависит от конкретных условий нефтяного месторождения [4]:

1. Переработка на газоперерабатывающих заводах с целью производства продукции с высокой добавленной стоимостью (экономически целесообразно строить мини-газоперерабатывающий завод (ГПЗ) при объемах переработки газа более 50 млн $\text{м}^3/\text{ч}$).

2. Использование на местах для выработки тепло- и электроэнергии, идущей на нужды нефтепромыслов (ведутся разработки в области строительства установок, способных работать на ПНГ – ГПЭС (газопоршневая электростанция) и ГТЭС (газотурбинная электростанция).

3. Химическая переработка в жидкие продукты.

4. Подготовка и реализация товарного газа потребителям.

5. Получение ароматических углеводородов (технология Сулар/Аркон).

6. Процесс ПНГ в БТК (получение ценных высоколиквидных продуктов, бензиновые и дизельные фракции).

7. Использование для собственных технологических нужд:

– закачка ПНГ и смесей на его основе в пласт для повышения нефтеотдачи;

– переработка газа на синтетическое топливо (технологии СЖТ/GTL).

Не все существующие сегодня методы утилизации ПНГ не эффективны и не идентичны для месторождений с разными показателями и условиями добычи, поэтому необходимо учитывать их особенности и эффективность, преимущества и недостатки (табл. 1).

Анализируя методы, необходимо отметить, что основным способом утилизации ПНГ является его переработка, а также использование в качестве топлива для электрогенерации. Также из ПНГ можно получить ряд продуктов, которые востребованы нефтехимией, но затраты на транспортировку газа и его компонентов с месторождений делают подобные проекты нерентабельными. Коммерческая утилизация факельных газов на нефтяных и газовых месторождениях требует технико-экономиче-

ского аудита каждого месторождения с дальнейшей разработкой и реализацией эффективного способа утилизации факельных газов данного месторождения.

Необходимо отметить, что в 2012 г. совокупный объем добычи ПНГ в Томской области составил 3,092 млрд м³. Использовано 2,157 млрд м³ (70 %). Из общего объема 83 % ПНГ было подготовлено и сдано в магистральный газопровод, 5 % использовано для технологических нужд, 8 % задействовано в выработке электроэнергии, по 2 % использовано в газовых котельных и переработано на газоперерабатывающих производствах [5]. Уровень утилизации по недропользователям весьма различен, а высокий процент утилизации обеспечивается лишь за счет одного крупнейшего нефтегазоконденсатного месторождения – Лугенецкого, принадлежащего ОАО «Томскнефть» (за 2012 г. объем сдачи сырья в магистральный газопровод превысил 1,2 млрд м³, практически половина добываемого попутного газа области). При этом утилизируется на данном месторождении более 95 % добываемого ПНГ, который подготавливается на месторождении и сдается в магистральный газопровод ОАО «Газпром» [5]. Другая ситуация на остальных месторождениях Томской области.

Главной особенностью нефтедобычи в Томской области является разработка средних и мелких месторождений с относительно небольшими ресурсами ПНГ при их разбросанности по обширной и малозаселенной территории, где отсутствуют крупные потребители топлива, что изначально обусловило низкие уровни утилизации нефтяного газа. Многие месторождения Томской области добывают небольшое количество ПНГ, в среднем от 20 млн м³ до 150 млн м³ ПНГ (рис. 1), при этом

Таблица 1

Преимущества и недостатки используемых методов утилизации ПНГ

Метод утилизации	Преимущество	Недостаток
Закачка в пласт	Возможность утилизации в полном объеме	Увеличение объема ПНГ при дальнейшей добыче, проблема утилизации не решается
Переработка на ГПЗ	Простота воплощения	Капитальные вложения большие из-за необходимости подключения к газопроводу для сбыта и транспортировки основного получаемого продукта
Сжижение на месторождении	Получение перспективного топлива – сжиженный природный газ	Стоимость реализации проекта высока
Получение ароматических углеводородов	Получение ценных и высоколиквидных продуктов	Переработка только части ПНГ
Процесс ПНГ в БТК	Получение ценных высоколиквидных продуктов	Высокая стоимость реализации проекта
Производство метанола. Синтез Фишера-Тропша	Получение собственного метанола	Отсутствие рынка сбыта полученного продукта
Выработка электроэнергии на ГПЭС и ГТЭС	Возможность утилизации ПНГ в полном объеме. Небольшие финансовые затраты	Затраты на предварительную подготовку газа. Отсутствие рынка сбыта электроэнергии

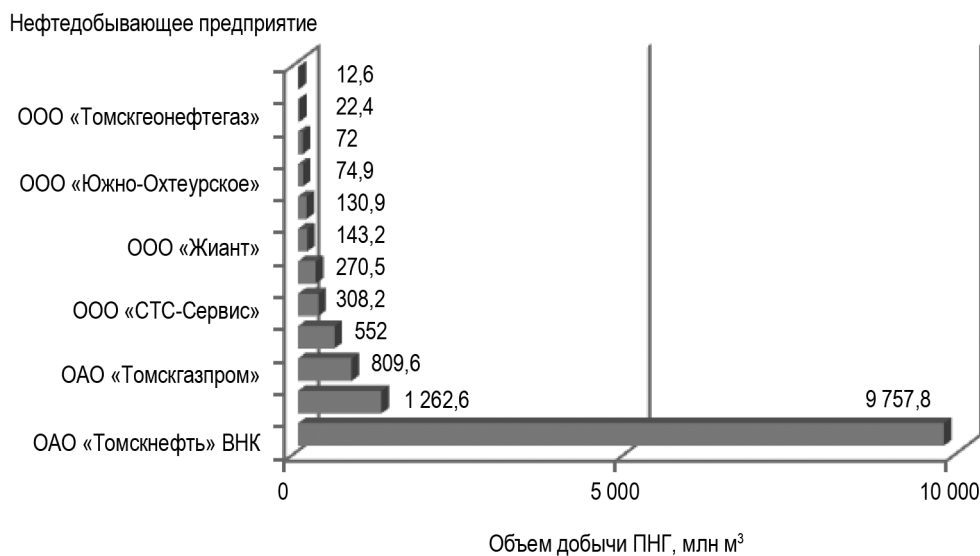


Рис. 1. Объем добычи ПНГ в Томской области, 2007–2011 гг.

использование попутного газа становится рентабельным при объемах свыше 1 млрд м³ [6].

На сегодняшний день не многие российские нефтегазовые компании готовы приблизиться к 95 % показателю. Отличных результатов достигли ООО «Газпром добыча Оренбург», ООО «Газпром переработка» и ООО «Газпром нефть Оренбург», где ПНГ используют на 100 %. В ОАО «Газпром» подготовлена среднесрочная инвестиционная программа повышения эффективности использования ПНГ на 2011–2013 гг. Уровень использования ПНГ по группе «Газпром» (с учетом ОАО «Газпром нефть») в 2012 г. в среднем составил около 70 %, (в 2011 г. – 68,4 %, в 2010 г. – 64 %), при этом с IV квартала 2012 г. на месторождениях ОАО «Газпром» уровень полезного использования ПНГ составляет 95 %.

Таким образом, анализируя возможные пути утилизации попутного газа, можно выделить следующие основные методы:

- закачка ПНГ в недра для повышения пластового давления и тем самым эффективности добычи нефти. Однако в России, в отличие от ряда зарубежных стран, этот метод за редким исключением не используется, так как это высокочрезвычайно затратный процесс;
- использование на местах для выработки электроэнергии, идущей на нужды нефтепромыслов;
- использование в качестве топлива на крупных электростанциях либо для дальнейшей переработки при выделении значительных и устойчивых объемов попутного нефтяного газа.

Наиболее эффективный способ утилизации попутного нефтяного газа – его переработка на газоперерабатывающих заводах с получением сухого отбензиненного газа, широкой фракции легких

углеводородов, сжиженных газов и стабильного газового бензина [7].

Для малых и отдаленных месторождений, где решение проблемы утилизации газа за счет подачи его в магистральный газопровод после сбора, осушки и компримирования требует значительных денежных затрат, можно предложить следующий вариант использования ПНГ. Анализируя опыт внедрения закачки, в продуктивные пласты смешивающегося CO₂, используемого в Канаде и США, необходимо отметить, что он позволяет не только наиболее быстрыми темпами наращивать объемы добычи нефти, но и решает вопрос эффективного использования CO₂ на месторождении. За счет внедрения этого метода вырос объем добычи нефти и количество внедренных проектов. При смешивающемся вытеснении нефти закачиваемый в пласт CO₂ растворяется в пластовой нефти, снижает ее вязкость, увеличивая тем самым относительную проницаемость нефти по отношению к воде.

Но использование CO₂, выделяемого при сжигании ПНГ, лишь в качестве ресурса для закачки в пласт без иного использования неэффективно. Закачка в продуктивные пласты смешивающегося углекислого газа должна быть в том объеме, который стратегически эффективен для данного месторождения, остатки CO₂ необходимо направлять на выработку электроэнергии, необходимой для покрытия производственных потребностей на определенном участке недр. Приемлемым вариантом получения энергии будет использование метода трансформации CO₂ в метан при помощи двух элементов – солнечного света и нанотрубки из окиси титана. В свою очередь, метан можно использовать в качестве источника энергии, а это может принести двойную пользу: с одной стороны – сокращает-

ся количество углекислого газа в атмосфере, с другой стороны – уменьшается зависимость от ископаемых видов топлива. Метан можно использовать различными способами – в газовых баллонах, для приготовления пищи, вместо пропана, электростанции, работающие на твердом топливе, могут использовать метан, чтобы нагревать воду и вырабатывать больше электричества. Используя данный вариант получения энергии, не нужно будет инвестировать деньги в инфраструктуру, так как она уже существует, это экологически чистый циклический процесс, который можно использовать всегда, если есть вода и солнце [8].

Таким образом, оптимальный вариант использования ПНГ зависит от размера месторождения. Необходимо использовать системный подход по отношению к каждому месторождению: технико-технологические решения должны формироваться для конкретного объекта с учетом обустроенности, географического расположения, системы трубопроводов, дорог, физико-химических параметров продукции скважин, компонентного состава нефти и попутного газа, давления, температуры и других параметров. Для малых месторождений наиболее удобным вариантом является выработка электроэнергии в малых масштабах для собст-

венных промысловых нужд и нужд других местных потребителей. Для средних месторождений наиболее экономически целесообразным вариантом утилизации попутного нефтяного газа является извлечение сжиженного нефтяного газа на газоперерабатывающем заводе и продажа сжиженного нефтяного газа или нефтехимической продукции и сухого газа. Для крупных месторождений привлекательным вариантом является генерирование электроэнергии на крупной электростанции для последующей оптовой продажи в энергосистему.

Важное место занимает участие государства в решении данного вопроса, которое должно установить действенный контроль всех процессов, в которых присутствует ПНГ: добыча, сжигание, утилизация. Несоблюдение установленных норм использования ПНГ должно сопровождаться штрафами, но необходимо рационально сбалансировать систему поощрения и принуждения, предусмотреть варианты смягчения требования 95 % утилизации на малых и отдаленных месторождениях, где экономически невыгодно внедрять методы утилизации, используемые при объемах свыше 1 млрд м³, до апробации новых разрабатываемых путей использования ПНГ.

Список литературы

1. Счетная палата не смогла посчитать ущерб от сжигания попутного газа. URL: <http://lenta.ru/news/2010/02/09/gasloss/>
2. Богак Т. В., Игитханян И. А. Возможность перехода НГК РФ на новые экологические стандарты моторного топлива // Вестн. Томского гос. пед. ун-та (Tomsk State Pedagogical University Bulletin). 2013. Вып. 12. С. 95–98.
3. Игитханян И. А., Боярко Г. Ю. Утилизация попутного нефтяного газа на месторождениях Томской области // Вестн. Томского гос. пед. ун-та (Tomsk State Pedagogical University Bulletin). 2011. Вып. 12. С. 19–22.
4. Что такое попутный нефтяной газ. URL: <http://www.gazprominfo.ru/articles/associated-gas/>
5. В Томской области зафиксирован беспрецедентный рост инвестиций в капитал недропользователей. URL: [<http://www.novotomsk.ru/federal/2011/04/03/12231.html>];
6. Зеленова Е. С., Жарова Т. Ю. Пути решения проблемы утилизации попутного нефтяного газа (на примере Томской области) // Проблемы геологии и освоения недр: труды XIII Междунар. симп. им. акад. М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвящ. 110-летию со дня рождения К. В. Радугина / Томский политехнический университет (ТПУ); Институт геологии и нефтегазового дела (ИГНД). Томск, 2009. С. 898–900.
7. Богак Т. В. Применение инновационных технологий при разработке нефтегазовых месторождений // Вестн. Томского гос. пед. ун-та (Tomsk State Pedagogical University Bulletin). 2007. Вып. 9. С. 11–13.
8. Энергетическая стратегия России на период до 2020г. URL: [www.prime-tass.ru/news/show].

Игитханян И. А., аспирант.

Томский государственный педагогический университет.

Ул. Киевская, 60, Томск, Россия, 634061.

E-mail: inga_igithanyan@mail.ru

Богак Т. В., доцент.

Томский государственный педагогический университет.

Ул. Киевская, 60, Томск, Россия, 634061.

E-mail: tbogak@yandex.ru

Материал поступил в редакцию 18.11.2013.

I. A. Igithanyan, T. V. Bogak

EFFICIENCY OF MODERN METHODS OF OIL-ASSOCIATED GAS REFINING IN RUSSIA

Methods of oil-associated gas utilization important for oil producing companies in Russia are being examined in this article. Methods of application and product usage efficiency are analyzed. The performed analysis allowed to outline the main benefits and drawbacks of introduced methods and determine the most attractive way of utilization depending on various characteristics and certain conditions of oil fields (the size, the remoteness of the field, the depth of bedding, the level of infrastructure etc.). The usage of new methods of oil-associated gas utilization analysed in this article allows to increase oil production output much faster, solves the problem of effective CO₂ usage at oil fields, which is highly important in modern conditions of oil and oil-associated gas production and usage.

Key words: *oil field, oil-associated gas, utilization methods, production output.*

References

1. *The Auditing Chamber could not count the damage from gas flaring* [Electronic resource] URL: [<http://lenta.ru/news/2010/02/09/gasloss/>] (in Russian).
2. Bogak T. V., Igithanyan I. A. The possibility of the oil-and-gas complex of the Russian Federation to adopt the new ecological standards of motor fuel. *Tomsk State Pedagogical University Bulletin*, 2013, vol. 12, pp. 95–98 (in Russian).
3. Igithanyan I. A., Boyarko G. Yu. The utilization of associated petroleum gas on oil fields of Tomsk region. *Tomsk State Pedagogical University Bulletin*, 2011, vol. 12, pp. 19–22 (in Russian).
4. *What is oil-associated gas?* [Electronic resource] URL: [<http://www.gazprominfo.ru/articles/associated-gas/>]. (in Russian)
5. Unprecedented growth of investment into subsurface user capital has been noted in Tomsk region. [Electronic resource] URL: [<http://www.novotomsk.ru/federal/2011/04/03/12231.html>] (in Russian).
6. Zelenova E. S., Zharova T. Yu. Ways of solving the problem of oil-associated gas utilization (based on the example of Tomsk region). *Issues of Geology and Exploitation of the Interior Part of the Earth: materials of the XIII international symposium named after academician M. A. Usov*. Tomsk Polytechnic University (TPU), Institute of Geology and Oil Field Development (Rus. IGND). Tomsk, 2009, pp. 898–900 (in Russian).
7. Bogak T. V. Application of Innovatory Technologies in Oil-and-Gas Deposits Development. *Tomsk State Pedagogical University Bulletin*, 2007, vol. 9, pp. 11–13 (in Russian).
8. *Energy Strategy of Tomsk for the period till 2020*. [Electronic resource] URL: [<http://www.prime-tass.ru/news/show>] (in Russian).

Igithanyan I. A.

Tomsk State Pedagogical University.

Ul. Kievskaya, 60, Tomsk, Russia, 634041.

E-mail: inga_igithanyan@mail.ru

Bogak T. V.

Tomsk State Pedagogical University.

Ul. Kievskaya, 60, Tomsk, Russia, 634041.

E-mail: tbogak@yandex.ru