

ОСНОВНЫЕ ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ КОМПЛЕКСНЫХ ПРОГРАММ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ДЛЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ¹

Рассматривается программа по обеспечению рационального использования попутного нефтяного газа (ПНГ) на месторождениях нефтегазодобывающих предприятий. Анализируется программа и меры, способствующие повышению уровня использования ПНГ. Данные разработки позволяют повысить экономическое развитие и улучшить экологическую ситуацию региона. На основании предложенного алгоритма по использованию ПНГ автором выполняется ряд исследований, в результате которых были рассчитаны многочисленные технико-экономические показатели, а также выявлены актуальные научные проблемы, требующие решения.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, утилизация попутного нефтяного газа, окупаемость.

Одной из главных проблем XXI в. является удовлетворение постоянно растущей потребности в дешевых, экологически чистых энергоресурсах. Наблюдаемый и прогнозируемый рост потребления энергоресурсов вызывает необходимость поиска новых источников и технологий для получения качественного топлива, его транспортировки, хранения и использования.

В настоящее время происходит ужесточение экологических норм и стандартов. Из 65,4 млрд м³ ежегодно извлекаемого российскими предприятиями попутного нефтяного газа (ПНГ) в переработку направляется лишь 17,7 млрд м³, около 16,4 млрд м³ газа сжигается и 31,4 млрд м³ используется компаниями-недропользователями на нужды промыслов либо списывается на технологические потери. От такого нерационального использования ПНГ российская экономика теряет более 13 млрд долларов в год. Помимо потерь невозобновляемого энергетического и химического сырья, при сжигании ПНГ в атмосферу, по разным оценкам, выбрасывается от 322 до 400 тыс. т твердых загрязняющих веществ, что составляет 15 % общего годового объема всех выбросов в атмосферу.

Постановлением Центральной комиссии по разработке нефтяных и газовых месторождений от 20.10.2005 г. № 3458 нефтяным компаниям было рекомендовано разработать детальные программы инвестиций в процессы и технологии использования попутного нефтяного газа с целью реального сокращения потерь до 2012 г. и в связи с обязательствами России согласно Киотскому протоколу [1].

Кроме того, на всех стадиях проектирования разработки месторождений рекомендовано предусматривать в составе проектных документов разделы по использованию ПНГ с проведением их обязательной экспертизы.

В связи с вышеуказанным постановлением научно-исследовательскими институтами были разработаны программы мероприятий по обеспечению рационального использования попутного нефтяного газа. По экспертной оценке было выбрано пять разработанных программ, на основании которых проведен сравнительный анализ методом «Выбор по критериям» (табл. 1). Данные программы были разработаны в следующих организациях: ФГУП «ЗапСибНИИГГ», ОАО «ТюменьНИИгапрогаз» и ФГУП «ВНИГРИ», ОАО «НижневартовскНИПИнефть».

Из проведенного анализа по методу «Выбор по критериям» следует то, что наиболее эффективной программой является программа, созданная ОАО «НижневартовскНИПИнефть» [2], в которой показаны основные подходы и технико-экономическое обоснование использования ПНГ (рис. 1).

Для вышеуказанной программы проводится экономическая оценка, рассчитываются основные технико-экономические показатели по выбору варианта утилизации попутного нефтяного газа нефтегазового месторождения в ценах 2011 г. (табл. 2).

Основные технико-экономические показатели расчетов по выбору варианта утилизации попутного нефтяного газа нефтегазового месторождения наглядно демонстрируют влияние цен на ПНГ и продукты его переработки на показатели экономической эффективности вариантов использования ПНГ. Расчеты в ценах 2011 г. показали окупаемость лишь одного из этих способов использования ПНГ при существовавших на период закупочных ценах – получение из ПНГ высокооктановых углеводородов (табл. 2).

Анализируя основные технико-экономические показатели расчетов по выбору варианта утилизации попутного нефтяного в ценах 2011 г., окупаемость достигается в течение 3 лет. Но внедрению

¹ В рамках научных исследований, проводимых научными группами под руководством докторов наук – ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009–2013 годы на тему «Формирование и развитие региональной инновационной экосистемы», ГК 14.В37.21.0972.

Таблица 1

Сравнительный анализ по методу «Выбор по критериям» программ мероприятий по обеспечению рационального использования ПНГ

№	Критерий выбора	Вес	ОАО «Тюмень-НИИгазпрогаз»	ФГУП «ВНИГРИ»	ФГУП «ЗапСибНИИГТ»	ОАО «Нижневартовск НИПИнефть»
1	Использование трудовых ресурсов	0,8	10	8	10	10
2	Экологическая оценка вариантов использования ПНГ	1	10	9	10	10
3	Экономическая оценка вариантов использования ПНГ	0,7	7	8	10	10
4	Оценка объемов добычи ПНГ	1	9	9	9	8
5	Оценка объемов добычи нефти	1	10	9	4	10
6	Определение уровней использования ПНГ	0,6	10	7	10	9
7	Анализ российских и зарубежных технологий и оборудования по использованию ПНГ	0,5	5	5	5	10
8	Оценка технологической эффективности	0,6	10	9	10	8
9	Оценка геологической эффективности	0,1	9	7	7	9
10	Анализ применяемых в НК технологий и оборудования по использованию ПНГ	0,8	10	8	2	9
11	Финансово-экономический анализ	1	9	8	10	9
12	Всего баллы	1	8,97	8,04	7,23	9,59

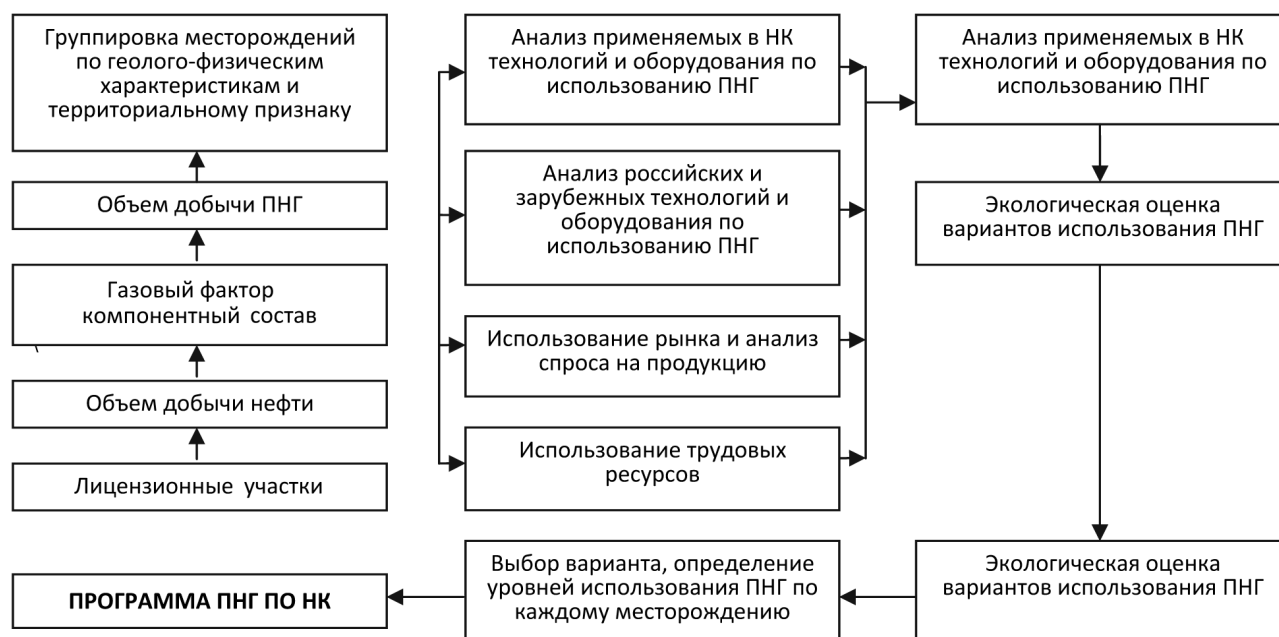


Рис. 1. Схема разработки программы использования ПНГ на месторождениях нефтегазовых компаний

Таблица 2

Основные технико-экономические показатели расчетов по выбору варианта утилизации попутного нефтяного газа нефтегазового месторождения в ценах 2011 г.

Показатель	Варианты				
	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5
Ресурсы газа, млн м ³	2921,0	2921,0	2921,0	2921,0	2921,0
Выручка от реализации продукции, млн руб.	384,3	293,8	6646,9	2173,5	4960,2
Капитальные вложения, млн руб.	325,1	710,1	986,8	673,6	646,1
Эксплуатационные затраты, млн руб.	1221,5	2632,8	5310,0	3216,9	2967,2
Чистая текущая стоимость (NPV), млн руб.	-12,3	-18,1	-1,17	-22,8	-20,7
Внутренняя норма рентабельности (IRR), %	–	–	7,7	–	41,4
Индекс доходности (PI), доля	-0,44	0,03	0,94	-0,24	2,15
Срок окупаемости вложенных средств, лет	–	–	–	–	3
Доход государства, млн руб.	212,0	215,9	2384,1	639,7	1665,3

этого способа препятствует отсутствие отечественного серийного оборудования малой производительности для получения высокооктановых ароматических углеводородов. На выбор эффективного варианта в проектах по использованию ПНГ оказывает влияние ряд факторов, которые имеют следующую классификацию:

1. Геолого-технические факторы: объем запасов ПНГ; динамика добычи ПНГ; территориальное разделение запасов; компонентный состав ПНГ; существующая инфраструктура, расстояние до объектов использования ПНГ; технические возможности (оборудование, технологии).

2. Экономические факторы: цена на ПНГ и продукты его переработки; налоговая составляющая; размер штрафных санкций за сжигание ПНГ; величина капитальных вложений на строительство объектов по использованию ПНГ; величина эксплуатационных затрат [3].

Аналогично рассчитываются основные технико-экономические показатели по выбору варианта утилизации попутного нефтяного газа нефтегазового месторождения в ценах 2012 г. (табл. 3)

Анализируя основные технико-экономические показатели расчетов по выбору варианта утилизации попутного нефтяного газа в ценах 2012 г. окупаемость наблюдается в трех вариантах: № 3, 4, 5 (табл. 3). При существовавшей в 2012 г. системе налогообложения и сложившихся ценах на ПНГ и продукты его переработки для утилизации ПНГ с месторождения наиболее привлекательным способом использования попутного газа является его переработка с получением концентрата ароматических углеводородов, фракционирование нефти [4, 5]. Данный способ использования ПНГ является наиболее привлекательным с точки зрения рентабельности, повышения КПД добытого газа, окупаемости инвестиций.

Таблица 3

Основные технико-экономические показатели расчетов по выбору варианта утилизации попутного нефтяного газа нефтегазового месторождения в ценах 2012 г.

Показатель	Варианты				
	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5
Ресурсы газа, млн м ³	2921,0	2921,0	2921,0	2921,0	2921,0
Выручка от реализации продукции, млн руб.	2034,9	1535,4	15375,1	6754,6	9767,3
Капитальные вложения, млн руб.	468,1	860,5	1368,2	910,8	902,6
Эксплуатационные затраты, млн руб.	2055,3	3155,5	8565,5	5745,9	4585,2
Чистая текущая стоимость (NPV), млн руб.	-3,9	-11,7	53,5	6,3	70,5
Внутренняя норма рентабельности (IRR), %	–	–	41,3	17,2	68,1
Индекс доходности (PI), доля	0,72	0,54	2,24	1,22	3,46
Срок окупаемости вложенных средств, лет	–	–	3	5	2
Доход государства, млн руб.	321,7	309,7	4760,4	1728,1	3228,0

По результатам проведенных исследований определен диапазон удельных стоимостных показателей уровня затрат по направлениям использования ПНГ (табл. 4). Доказано, что практически для каждого месторождения можно найти привлекательные варианты инвестиций в эффективное использование ПНГ со сроками окупаемости от 2 до 7 лет.

Таблица 4
Удельные стоимостные показатели уровня затрат по направлениям использования ПНГ

Показатель	Значение
Себестоимость транспорта газа до ГПЗ, руб./тыс. м ³	500–4500
Себестоимость переработки газа (получение сухого газа, газового конденсата), руб./тыс. м ³	300–1200
Себестоимость выработки электроэнергии на месторождениях, руб./тыс. кВт · ч	400–1000
Себестоимость получения дизельного и газового бензина, руб./т	2000–5500
Себестоимость транспорта продуктов переработки газа, руб./т	900–2000
Себестоимость сжижения газа, руб./т	6700–9000
В целом себестоимость переработки газа (без транспорта продуктов переработки газа), руб./тыс. м ³	1200–4300
Срок окупаемости проектов по переработке газа, лет	2–7

Проведенные исследования показывают, что переработка ПНГ на малых и средних месторождениях рентабельна и может представлять коммерческий интерес для независимых компаний. В результате многочисленных технико-экономических расчетов наиболее рентабельными способами использования ПНГ являются переработка ПНГ с получением товарной продукции:

- первичная переработка и получение сухого газа, газового конденсата;
- вторичная переработка газового конденсата в дизельное топливо и газовый бензин.

При отсутствии экономически эффективного способа использования ПНГ на месторождении целесообразность выбора варианта использования ПНГ следует рассматривать с точки зрения достижения максимального экономического эффекта от реализации нефти. В настоящее время нефтяными компаниями предпринимаются шаги по организации производства работ по газовым программам, при реализации которых возникают следующие проблемы:

- отсутствие утвержденной процедуры по изменению уровня использования ПНГ, установленно в лицензионном соглашении;
- не разработан порядок согласования и финансирования газовых программ недропользователей вышестоящими структурами ВИНК;
- значительные начальные затраты при достижении установленного в лицензионном соглашении уровня использования попутного нефтяного газа традиционными путями на отдаленных от ГПЗ месторождениях;

- низкая рентабельность либо убыточность добычи и поставки ПНГ на газоперерабатывающие заводы на основе договоров купли-продажи по действующим ценам;

- отсутствие механизмов мотивации и принуждения к использованию ПНГ в действующей нормативно-правовой базе, ее нечеткость и непоследовательность;

- отсутствие на территории ХМАО – Югры необходимого количества подготовленных специалистов и рабочих по обслуживанию указанного оборудования;

- трудности, возникающие между нефтяной компанией (владельцем газа) и независимым инвестором, связанные с ценой и местом реализации газа, а также оплатой за созданную инфраструктуру для транспорта продуктов переработки газа;

- межведомственные отношения при сооружении ГПЗ, ПЭС, пунктов отгрузки продуктов переработки ПНГ [6, 7].

В российском законодательстве существует пробел в вопросах утилизации попутного нефтяного газа: не разработан механизм, регулирующий взаимоотношения добывающих ПНГ нефтяников и переработчиков углеводородного сырья. Несмотря на это, существуют меры, способствующие повышению уровня использования ПНГ на месторождениях Западной Сибири:

- разработка закона о нефтяной деятельности, в рамках которого должно найти отражение использование попутного нефтяного газа;

- инвентаризация ресурсов ПНГ и определение понятия ресурсов попутного нефтяного газа;

- внесение изменений в лицензионные соглашения нефтяных компаний в части уровней утилизации газа. Принятие коэффициента извлечения газа по последнему утвержденному проектному документу на разработку месторождения;

- содействие независимым компаниям в получении доступа к не используемому нефтяными компаниями попутному газу;

- создание системы мониторинга за объемами сжигания ПНГ на факельных установках;

- создание условий для формирования свободного рынка ПНГ и продуктов его переработки;

- изучение возможностей российских машиностроительных заводов по выпуску блочных малогабаритных установок по переработке ПНГ и узлов учета к ним.

Нефтегазодобывающие предприятия используют различные подходы к разработке комплексных программ по использованию попутного нефтяного газа. В связи с этим для нефтегазодобывающих предприятий был проведен сравнительный анализ по методу «Выбор по критериям», из которого следует то, что наиболее эффективной программой,

является программа, созданная ОАО «НижневартовскНИПИнефть» [8–10]. Для данной программы проводилась экономическая оценка, рассчитывались основные технико-экономические показатели по выбору варианта утилизации попутного нефтяного газа нефтегазового месторождения в ценах 2011–2012 гг. По результатам проведенных исследований определен диапазон удельных стоимостных показателей уровня затрат по направлениям использования ПНГ (см. табл. 4). Доказано, что практически для каждого месторождения можно найти привлекательные варианты инвестиций в эффективное использование ПНГ со сроками окупаемости от 2 до 7 лет.

В настоящее время наблюдается устойчивый рост интереса к переработке природного и попутного нефтяного газа. Попутный нефтяной газ является одним из основных источников загрязнения в районах нефтедобычи и приводит к экономическим, экологическим, социальным потерям и рискам. Разработанная программа и меры, способствующие повышению уровня использования ПНГ, позволят не только уменьшить негативное влияние на растительность, животный мир, жизнь и здоровье людей, но и ускорят развитие экономики региона, сокращая потери невозобновляемых ресурсов.

Список литературы

1. Постановление Правительства РФ от 8 января 2009 г. «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках».
2. Разработка программы мероприятий по обеспечению рационального использования попутного газа на месторождениях ОАО «РН-Юганскнефтегаз»: научно-исследовательская работа. ОАО «НижневартовскНИПИнефть», 2010. 57 с.
3. Обоснование инвестиций в строительство предприятий, зданий и сооружений. Практическое пособие. М.: ФГУП «ЦЕНТРИНВЕСТпроект», 2011. 127 с.
4. Андреева Н. Н. Проблемы проектирования, разработки и эксплуатации мелких нефтяных месторождений. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2009. 81 с.
5. Балашова Е. И. Мобильные газотурбинные установки, передвижные электростанции // Спецопыт. 2010. № 8. С. 41–45.
6. Куликов Г. Б. Безопасность жизнедеятельности: учебник для инженер. направлений и спец. высш. учеб. заведений. М.: Мир книги, 2009. 269 с.
7. Методика распределения затрат в соответствии со статьями калькуляции себестоимости добычи нефти и газа по месторождениям, различным способам эксплуатации, добывающим скважинам, пластам и залежам ОАО «НижневартовскНИПИнефть», 2010. 95 с.
8. Методические рекомендации для определения технико-экономической целесообразности использования попутного нефтяного газа месторождения: научно-исследовательская работа. ОАО «НижневартовскНИПИнефть», 2011. 68 с.
9. Статистический ежегодник: стат. сб. в 7 ч. 4.1.2.3.4. Тюмень: Тюменский областной комитет госстатистики, 2010.
10. Государственная статистика Российской Федерации: ежедн. интернет-изд. URL: <http://www.gks.ru/wps/wcm/rosstatsite//price> (дата обращения 22.11.2013).

Холодионова А. С., аспирант
Тюменский государственный университет.
Ул. Ленина, 16, Тюмень, Россия, 625003.
E-mail: alecu89@mail.ru

Материал поступил в редакцию 24.01.2014.

A. S. Kholodionova

THE MAIN APPROACHES TO DEVELOPMENT OF COMPREHENSIVE PROGRAMS FOR USING OF ASSOCIATED OIL GAS FOR THE OIL-PRODUCTION ENTERPRISES

The article considers the program on ensuring rational use of the associated oil gas (AOG) in the fields of the oil and gas extraction enterprises. The developed program and the measures promoting increase of level of use of AOG, allow to increase economic development and to improve ecological situation of the region. On the basis of the proposed algorithm for the use of AOG a number of researches were carried out. As a result of which, have been calculated numerous technical and economic indicators, as well as in the study area, identified urgent scientific problems that require solutions.

Key words: *Associated oil gas, utilization of associated oil gas, payback.*

References

1. *The resolution of the Government of the Russian Federation of January 8, 2009. "About measures for stimulation of reduction of pollution of atmospheric air by products of burning of associated oil gas on torch installations"*. (in Russian).
2. *Research work "Development of the program of actions for ensuring rational use of associated gas on JSC RN-Yuganskneftegaz fields"*. JSC Nizhnevartovsknipeft, 2010. 57 p. (in Russian).
3. *Justification of investments into construction of the enterprises, buildings and constructions*. Practical guide. Moscow, TSENTRINVESTPROYEKT Publ., 2011. 127 p. (in Russian).
4. Andreyeva N. N. *Problems of design, development and operation of small oil fields*. Moscow, VNIIOENG Publ., 2009. 81 p. (in Russian).
5. Balashova E. I. *Mobile gas-turbine installations, mobile power plants. Special experience*, 2010, no. 8, pp. 41–45 (in Russian).
6. Kulikov G. B. *Life Safety: the textbook for the engineers and special higher educational institutions*. Moscow, Mir Knigi Publ., 2009. 269 p. (in Russian).
7. *Methods of allocation of costs according to articles of accounting of cost of oil and gas production on fields, various ways of the operation, extracting a well, to layers and OAO NizhnevartovskPRSC deposits*, 2010. 95 p. (in Russian).
8. *Research work "Methodical recommendations for determination of technical and economic expediency of use of associated oil gas of a field"*. OAO NizhnevartovskPRSC, 2011. 68 p. (in Russian).
9. *Statistical year-book: Stat. digest in 7 parts. 4.1.2.3.4*. Tyumen regional committee of state statistics, 2010 (in Russian).
10. *State statistics of the Russian Federation*. URL:<http://www.gks.ru/wps/wcm/rosstatsite/price> (accessed 22.11.2013) (in Russian).

Tyumen State University.

Ul. Lenina, 16, Tyumen, Russia, 625003.

E-mail: alecu89@mail.ru