

УДК 665.612.2

О проблеме рационального использования ресурсов попутного нефтяного газа в северной части Тимано-Печорской провинции

Д.А. Воеводкин

Северный (Арктический) федеральный университет, Институт нефти и газа, кафедра транспорта и хранения нефти и газа, г. Архангельск

Аннотация. В статье представлены результаты исследования ресурсов попутного нефтяного газа северной части Тимано-Печорской провинции в пределах Ненецкого автономного округа. Выполнено картирование региона по газосодержанию нефтей и запасам нефтяного газа, рассмотрены наиболее приемлемые варианты полезного использования рассматриваемых углеводородных ресурсов, предложены способы повышения экономической привлекательности проектов, направленных на снижение факельного сжигания газа на нефтепромыслах.

Abstract. The paper summarizes findings of the research of associated petroleum gas (APG) resources of the northern part of Timano-Pechora province within the limits of Nenets Autonomous Okrug. Territory mapping according to the gas/oil ratio and regional APG reserves has been done in the research. The most appropriate methods of APG utilization in the region have been considered in the paper. Methods of improvement of economic attractiveness of APG flaring reduction projects have been suggested as well.

Ключевые слова: Ненецкий автономный округ, попутный нефтяной газ, картирование по газосодержанию нефтей, способы утилизации, механизмы гибкости Киотского протокола

Key words: Nenets Autonomous Okrug, associated petroleum gas, mapping according to the gas/oil ratio, methods of utilization, Kyoto Protocol flexibility mechanisms

1. Введение

По состоянию на 1 января 2010 г. на территории северной части Тимано-Печорской провинции (Ненецкого автономного округа, далее – НАО) выявлено 81 месторождение углеводородов (рис. 1) и значительное количество перспективных структур и площадей. В эксплуатации находится 18 месторождений углеводородов с суммарным годовым объемом добычи нефти более 15 млн т. В перспективе объем добычи нефти в округе может составить от 20 до 30 млн т. в год (Григорьев, 2007; Губайдуллин и др., 2008).

В обозримом будущем объем добычи нефти в НАО будет увеличиваться, вместе с тем будет увеличиваться и объем извлекаемого попутного нефтяного газа (ПНГ), который в связи с низким уровнем развития инфраструктуры в округе в больших объемах будет направляться на факельные установки для сжигания. Всё это приведет к выбросам значительного количества загрязняющих веществ в атмосферу, к тепловому загрязнению окружающей среды, что может нанести серьезный ущерб природе северного края. Для снижения воздействия на окружающую среду при разработке месторождений необходимо параллельно с ростом добычи нефти увеличивать объем полезного использования ПНГ.

Некоторые нефтяные компании в настоящее время пытаются самостоятельно решить проблему утилизации ПНГ. Среди первых компаний в НАО, внедривших практику полезного использования ПНГ, ООО "Полярное сияние", ведущее разработку Ардалинской группы нефтяных месторождений. Нефтепромысел включает в себя 4 нефтяных месторождения: Ардалинское, Ошкотынское, Восточно-Колвинское и Дюсушевское. Среднее значение газосодержания нефтей по всем четырем месторождениям предприятия составляет около 100 м³/т нефти. ПНГ после соответствующей подготовки направляется на газотурбинные установки, обеспечивающие электрической энергией центральный пункт сбора нефти и буровые площадки. Избыточный газ сбрасывается на факельную установку закрытого типа, обеспечивающую полное сгорание газа.

В настоящее время в округе реализуется проект по утилизации ПНГ на Южно-Хыльчуйском месторождении, которое является крупнейшим нефтяным месторождением России, введенным в эксплуатацию в постсоветское время. Ожидается, что пик добычи нефти на месторождении (7,5 млн т в год) придется на 2010-2011 годы, при этом объем добычи ПНГ составит порядка 920 млн м³/год. Проект по утилизации ПНГ предполагает строительство энергоцентра общей мощностью 125 МВт.

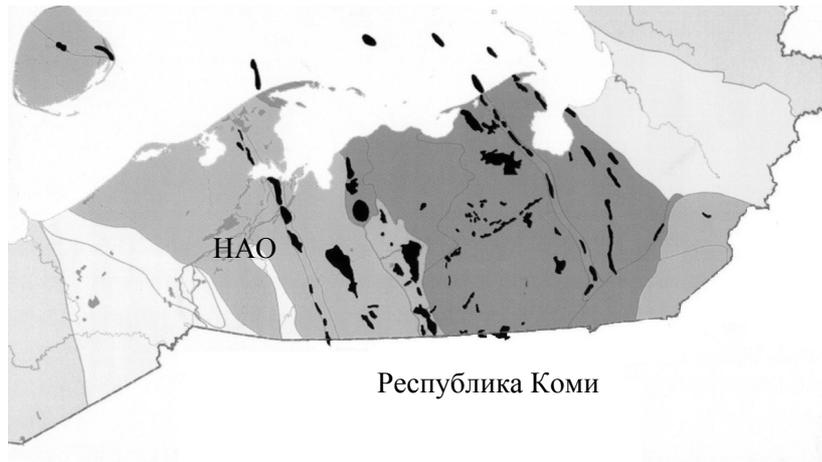


Рис. 1. Обзорная карта месторождений углеводородов НАО

В результате реализации проекта по утилизации ПНГ на Южно-Хыльчуйском месторождении ежегодно планируется использовать более 400 млн м³ ПНГ. Большая часть газа будет использоваться для выработки электроэнергии, часть газа пойдет на покрытие собственных нужд нефтяного месторождения, включая выработку тепла на технологической котельной, и на очистку нефти от сероводорода, часть газа будет использоваться для работы газокompрессорной станции для закачки излишков ПНГ в подземное хранилище.

В то же время уровень утилизации ПНГ в округе остается одним из самых низких на территории России и не превышает 50%. Несмотря на то, что некоторые нефтяные компании пытаются увеличить уровень полезного использования попутного газа на своих нефтепромыслах (см. табл. 1), кардинально проблему рационального использования ПНГ в НАО это решить не может.

Таблица 1. Проекты по утилизации ПНГ на территории НАО

№ п/п	Месторождение	Варианты утилизации ПНГ
1	Ардалинское	Выработка электроэнергии на газотурбинной электростанции (ГТЭС)
2	Сандивейское	Выработка электроэнергии на газопоршневой электростанции
3	Среднехарьягинское	Выработка электроэнергии в сочетании с использованием ПНГ в качестве топлива для путевых подогревателей нефти
4	Тэдинское	Выработка электрической и тепловой энергии на ГТЭС с использованием котлов-утилизаторов
5	Харьягинское	Транспорт части добываемого газа на Усинский ГПЗ
6	Хасырейское	Выработка электроэнергии на ГТЭС
7	Южно-Хыльчуйское	Выработка электроэнергии на ГТЭС в сочетании с закачкой излишков газа в пласт для временного хранения

2. Подходы к решению проблемы использования ПНГ

Для того чтобы установить наиболее приемлемые способы утилизации ПНГ, необходимо исследовать газосодержание нефтей по месторождениям округа, а также определить потенциальный объем добычи газа в регионе. Проведение картирования территории НАО по газосодержанию нефтей, наряду с определением ресурсов ПНГ, позволит наиболее обоснованно подойти к выбору оптимальных способов утилизации ПНГ.

Результаты картирования территории НАО по газосодержанию нефти представлены на рис. 2 (Губайдуллин и др., 2009). Достаточно плотное расположение нефтяных месторождений в округе, высокие значения содержания газа в пластовой нефти по отдельным районам и значительные ресурсы нефтяного газа (рис. 3) оказывают положительное влияние на создание инфраструктуры по сбору и подготовке ПНГ.

На сегодняшний день уровень развития современных технологий позволяет полностью утилизировать ПНГ, добываемый на территории НАО. Направления полезного использования ПНГ, наиболее распространенные в настоящее время, приведены в табл. 2. Кратко рассмотрим каждое из представленных направлений утилизации ПНГ.

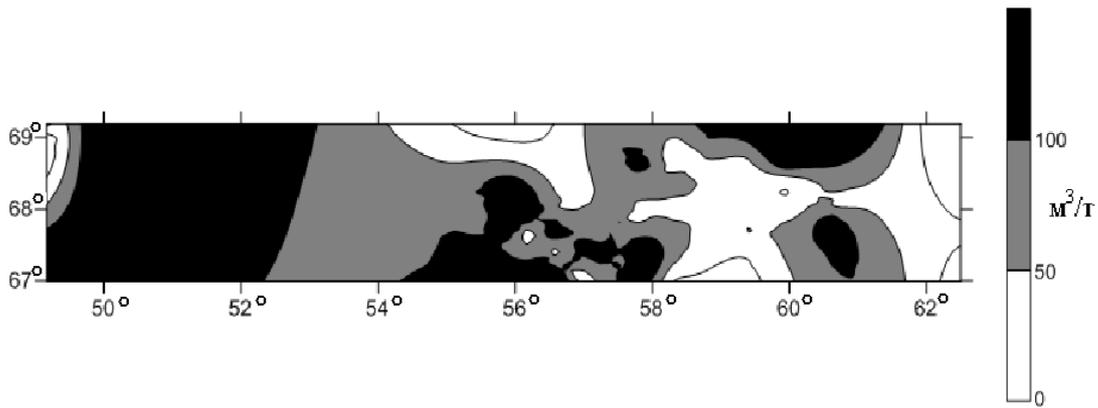


Рис. 2. Карта месторождений НАО по газосодержанию нефтей

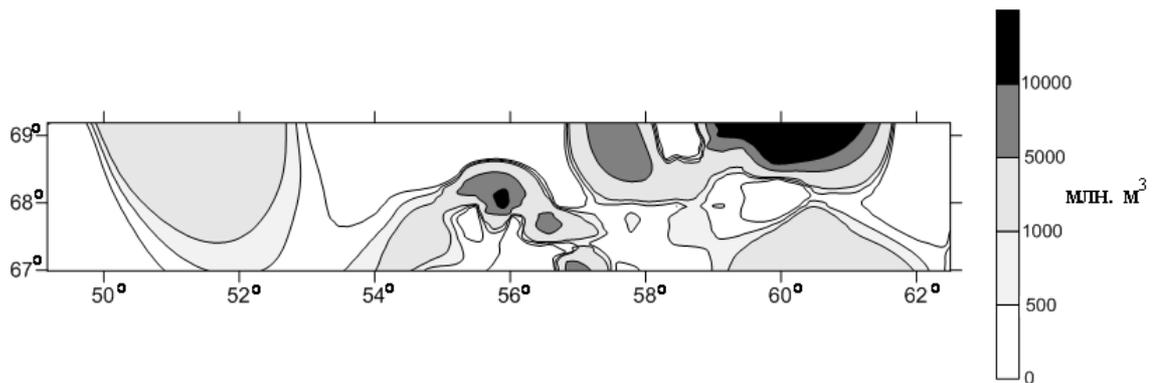


Рис. 3. Карта месторождений НАО по запасам ПНГ

Таблица 2. Основные направления утилизации ПНГ

Направления утилизации	Варианты утилизации ПНГ
Использование на собственные нужды	Выработка электрической и тепловой энергии
	Производственно-технологические нужды
Продажа потребителям	Направление осушенного газа непосредственно потребителям
	Направление подготовленного осушенного газа в газотранспортную сеть ОАО "Газпром"
Переработка	Магистральный транспорт газа ГПЗ
	Использование мини-ГПЗ
	Использование специальных установок
Закачка газа в пласт	Для поддержания пластового давления
	Для хранения

Одним из возможных вариантов уменьшения объема сжигания ПНГ на факельной установке является генерация электрической и тепловой энергии непосредственно на нефтепромысле. Как правило, энергетические нагрузки существующей технологии добычи нефти могут быть обеспечены за счет использования ПНГ на промысле, если газосодержание нефти составляет более 45 м³/т, а ее обводненность менее 80-90 %. Необходимо отметить, что на ранних стадиях разработки месторождения добываемый ПНГ может утилизироваться не в полном объеме вследствие превышения объемов добычи газа над объемами газа, отправляемого на энергетические установки. На поздних стадиях разработки месторождения параллельно с падением объемов добычи нефти возникает нехватка ПНГ, которая может быть покрыта за счет транспорта газа с ближайших месторождений либо за счет использования ранее закачанных в продуктивные пласты излишков ПНГ.

В связи с тем, что применимость данного способа утилизации ПНГ во многом ограничена внутренними энергетическими потребностями нефтепромысла, при решении вопроса использования газа на месте необходимо рассмотреть вариант строительства энергоустановок большей мощности с целью экспорта электроэнергии во внешнюю сеть.

Таблица 3. Пример повышения эффективности использования ПНГ за счет использования комплекса, совмещающего ГФУ и энергоустановку (*Непомящий, 2006*)

Параметр	Значение
Объем ПНГ, потребляемый энергоустановкой, млн м ³ /год	100
Теплота сгорания ПНГ, ккал/м ³	12130
Объем сухого отбензиненного газа (СОГ) (C ₁ -C ₂), который может быть получен из 100 млн м ³ ПНГ, млн м ³	81,44
Теплота сгорания СОГ, ккал/м ³	8842
Энергетически эквивалентный объем СОГ, необходимый для замещения 100 млн м ³ ПНГ в год, млн м ³ /год	137
Объем ПНГ, необходимый для выработки 137 млн м ³ СОГ в год, млн м ³ /год	169

Для уменьшения сжигания ценных углеводородных компонентов C₅₊ в энергоустановках возможно совместное использование генерирующей установки с газодифракционирующей (ГФУ) или установкой улавливания легких фракций (УУЛФ) нефти. Функционирование такого комплекса позволит увеличить объем полезного использования ПНГ (табл. 3) за счет отделения от жирного газа более ценных углеводородных компонентов, которые в дальнейшем могут транспортироваться в смеси с нефтью по существующим трубопроводам. Использование УУЛФ также позволяет утилизировать газ низкого давления с концевой ступени сепарации нефти, который в большинстве случаев направляется на факельную установку для сжигания.

Подача ПНГ в близлежащий магистральный газопровод возможна только при осуществлении предварительной подготовки газа. Это связано, прежде всего, с несоответствием качественных характеристик ПНГ требованиям газотранспортной системы. Подача ПНГ в магистральный газопровод требует привлечения значительных инвестиций в строительство необходимой инфраструктуры по подготовке и транспортировке газа, а проект газоснабжения населенных пунктов может рассматриваться нефтедобывающими компаниями в качестве основного варианта утилизации газа только при наличии соответствующего количества потребителей газообразного топлива.

ПНГ также может собираться с близлежащих месторождений и по отдельному газопроводу направляться на ГПЗ для дальнейшей переработки. Применимость данного способа утилизации сильно ограничена. В первую очередь это связано с отсутствием свободных мощностей на газоперерабатывающих предприятиях и их значительной удаленностью от большинства нефтяных месторождений.

Еще одним вариантом утилизации ПНГ является закачка его обратно в пласт с целью поддержания пластового давления или временного хранения. Реализация проектов подобного рода требует значительного количества дополнительной электроэнергии для компримирования газа и наличия соответствующего дорогостоящего оборудования, способного выдержать большое давление. При незначительных объемах добычи попутного газа данный вариант неприемлем. Также возможна закачка газа в водоносный пласт в пределах лицензионного участка с целью хранения, краевая закачка газа в один из нефтеносных коллекторов, закачка газа в соседние близлежащие месторождения и другие варианты.

3. Повышение экономической привлекательности проектов утилизации ПНГ

Во многом выбор оптимального способа утилизации ПНГ зависит от ряда объективных факторов: физико-геологического строения нефтяных пластов, уровня развития инфраструктуры по переработке газа, удаленности месторождения от потребителей сырья и т.д. Вместе с тем внедрение программ по утилизации ПНГ требует привлечения значительных инвестиций, которые не всегда оправданы с экономической точки зрения, что создает дополнительные сложности для снижения объемов факельного сжигания ПНГ.

В настоящее время одним из перспективных источников финансирования проектов по утилизации ПНГ в нефтяной отрасли России является механизм совместного осуществления, предусмотренный статьей 6 Киотского протокола. В рамках этого механизма компания, реализовавшая (самостоятельно или с привлечением заемных средств) проект, который позволил уменьшить сжигание ПНГ на факельной установке и сократить тем самым выбросы углекислого газа в атмосферу, может продать эти сокращения выбросов заинтересованной иностранной компании по рыночной цене. Способы утилизации ПНГ в данном случае могут быть различными.

Например, при реализации на нефтепромысле проекта, направленного на использование ПНГ в качестве топлива для газотурбинных установок взамен дизельного топлива (нефти), произойдет сокращение выбросов парниковых газов в атмосферу вследствие уменьшения потребления ископаемого топлива для выработки электроэнергии и уменьшения факельного сжигания ПНГ.

Следует отметить, что процесс горения ПНГ в камере сгорания газотурбинных установок (ГТУ) является более эффективным с технологической и экологической точек зрения по сравнению с факельной установкой. Полнота сгорания ПНГ в ГТУ близка к 100 %, в то время как на факельной установке в большинстве случаев не превышает 98 %. На практике сжигание на факеле часто осуществляется при субоптимальных условиях, и часть газа не окисляется, а выпускается в воздух в виде метана и других летучих газов.

Проекты совместного осуществления, направленные на снижение факельного сжигания ПНГ, осуществляются и на территории НАО. Например, реализация проекта "Сокращение факельного сжигания попутного нефтяного газа и производство электроэнергии на Хасырейском нефтяном месторождении" приведет к сокращению выбросов парниковых газов на 0,711 млн т CO₂-эквивалента за период 2008-2012 гг. Продажа достигнутых сокращений выбросов на международном рынке сможет принести компании порядка 7 млн евро, что позволит значительно улучшить экономические показатели проекта по утилизации ПНГ.

4. Дискуссия

Использование нефтяного газа для энергообеспечения нефтепромыслов отдельно или в сочетании с ГФУ и/или УУЛФ может рассматриваться в качестве одного из приоритетных направлений утилизации ПНГ на территории НАО. Однако конкретное решение по вопросу возможности использования ПНГ для покрытия энергетических нужд промысла должно приниматься с учетом размеров капитальных затрат, сроков строительства и периода окупаемости энергетических установок.

Транспорт газа до ближайшего Усинского ГПЗ экономически целесообразен только с южных месторождений округа. ООО "ЛУКОЙЛ-Коми" планирует провести плановую реконструкцию Усинского ГПЗ с увеличением его мощности до 1 млрд м³, а в перспективе до 3 млрд м³/год. Работы по строительству новой компрессорной станции ПНГ с установками осушки и сероочистки мощностью 500 и 100 млн м³ в год соответственно планируется начать в ближайшее время. Модернизация Усинского ГПЗ позволит в значительной степени снять вопрос утилизации ПНГ близлежащих месторождений НАО.

При комплексном подходе к решению вопроса рационального использования ПНГ на месторождениях НАО помимо стандартных способов утилизации газа следует изучить современные технологии получения синтетической нефти. Уже более двух лет специалистами компании ЗАО "Метапроцесс" ведутся разработки свободнопоршневого генератора синтез-газа, основанного на принципах двигателя внутреннего сгорания (*Петров и др.*, 2008). В рамках венчурного фонда Тюменской области компания готовит промышленные испытания установки переработки ПНГ. Испытательный полигон планируется разместить на территории Зимнего месторождения, разрабатываемого компанией ОАО "Газпромнефть". Получаемый на опытной установке синтез-газ будет пригоден для получения синтетической нефти, которая может транспортироваться с месторождения совместно с сырой нефтью по существующей системе трубопроводов либо продаваться как конечный продукт потребителю с целью дальнейшей переработки. Применение свободнопоршневого генератора синтез-газа для переработки ПНГ в объеме от 10 до 100 млн м³ в год позволит снизить капитальные затраты на 35-50 % по сравнению с вариантом использования традиционных способов получения синтез-газа. Ожидается, что на Зимнем месторождении, например, такая установка окупится через 3-4 года.

Повысить уровень утилизации ПНГ на удаленных месторождениях можно также посредством модификации авиационной и наземной техники для работы на продуктах переработки попутного газа. В последнее время активизировались работы в области использования сжиженного природного газа на самолетах и авиационного сконденсированного топлива на вертолетах.

Авиационное сконденсированное топливо (АСКТ) представляет собой смесь углеводородных газов от пропана до гексана с небольшой примесью более тяжелых углеводородов, основным компонентом которой является бутан. АСКТ может быть получено при стабилизации газового конденсата, при подготовке ПНГ и в некоторых случаях в процессе криогенного сжижения природного газа. Следует также отметить, что АСКТ дешевле авиакеросина (в некоторых точках базирования авиационной техники на Севере цена газового и жидкого топлива может отличаться в 3-8 раз) и экологически чище. Вместе с тем в результате испытаний было установлено, что при переходе на газовое топливо характеристики вертолета практически не изменяются, а некоторые даже улучшаются (*Аджиев, Зайцев*, 2007).

Во многом выбор способа утилизации ПНГ на месторождениях НАО будет зависеть от ряда объективных факторов, однако каждый из способов потребует привлечения значительных инвестиций, которые не всегда оправданы с экономической точки зрения. В этом случае привлечение механизмов гибкости Киотского протокола позволит частично компенсировать капитальные затраты и существенно смягчить финансовые риски, связанные с реализацией программ по полезному использованию ПНГ.

5. Заключение

На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

1. Вместе с ростом добычи нефти на территории НАО будет увеличиваться объем ПНГ, сжигаемого на факельных установках, что неизбежно приведет к выбросам значительного количества загрязняющих веществ в атмосферу и ухудшению экологической обстановки в регионе.

2. Для того чтобы обоснованно подойти к выбору оптимальных способов утилизации попутного газа в НАО, необходимо проведение картирования исследуемой территории по газосодержанию нефти, запасам ПНГ и инфраструктуре по сбору, подготовке и использованию газа.

3. При решении вопроса повышения уровня утилизации ПНГ в НАО необходимо рассмотреть не только общие и наиболее распространенные подходы к решению вопросу утилизации ПНГ, но и возможность внедрения новых технологий и технологических комплексов, обеспечивающих более полное использование данного углеводородного сырья.

4. В качестве дополнительного источника финансирования проектов по утилизации ПНГ на территории НАО можно рассматривать механизмы гибкости Киотского протокола, которые позволяют продавать на международном углеродном рынке сокращения выбросов парниковых газов, повышая тем самым экономическую привлекательность проекта.

Литература

- Аджиев А.Ю., Зайцев В.П.** Еще об одной возможности рационального использования попутного нефтяного газа. М., ООО "Газконсалт", Информационно-аналитический журнал "Газовый бизнес", № 4(17), июль-август, с.68-70, 2007.
- Григорьев Г.А., Мотрук В.Д.** Прогнозные ресурсы Ненецкого автономного округа как резерв наращивания добычи нефти в северо-западном регионе России. Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело", 2007. URL: http://www.ogbus.ru/authors/GrigorievGA/GrigorievGA_1.pdf
- Губайдуллин М.Г., Воеводкин Д.А., Ульяновский А.И.** Исследование ресурсов попутного нефтяного газа северной части Тимано-Печорской провинции и перспективы их использования. Вестник Архангельского государственного технического университета. Серия "Прикладная геоэкология", вып. 79, с.3-10, 2009.
- Губайдуллин М.Г., Калашников А.В., Макаровский Н.А.** Оценка и прогнозирование экологического состояния геологической среды при освоении севера Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Архангельск, АГТУ, 270 с., 2008.
- Непомнящий А.** Современные направления утилизации попутного нефтяного газа. Информационно-аналитический журнал "Газовый бизнес", сентябрь-октябрь, с.48-50, 2006.
- Петров П.П., Самойлов А.П., Ляте К.Г.** Чтобы строить не от печки. Отраслевой журнал о процессах переработки природного, попутного и технологических газов "Газохимия", М., ЗАО "Метапроцесс", № 3(2), с.62-63, 2008.