

УДК 620.9:662.6

ТРЕБОВАНИЯ К ПОДГОТОВКЕ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ДЛЯ МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

М.Н. Ильина

Томский политехнический университет
E-mail: marishka1999@mail.ru

Обосновывается возможность использования попутного нефтяного газа непосредственно на месте добычи и условия, обеспечивающие соблюдение соответствующих требований по качеству топлива.

Введение

Современный этап развития экономики России характеризуется возрастанием роли энергетики в надежном и безопасном функционировании промышленных предприятий и экономики в целом [1]. Сверхнормативный износ основного оборудования большинства электростанций и электрических сетей и большой дефицит электроэнергии во многих промышленных районах России приводит к существенному увеличению количества и длительности перерывов в электроснабжении от централизованных энергетических систем. Вместе с тем во многих регионах России (до 40 % территории страны) отсутствует централизованное энергоснабжение. В таких регионах получили широкое развитие системы автономного тепло- и электроснабжения с использованием нефтяного попутного газа (ПНГ) в качестве топлива.

Обеспечение наиболее полного и рационального использования ресурсов ПНГ имеет важное значение для повышения эффективности нефтяной промышленности и народного хозяйства в целом. Попутный газ нефтяных месторождений остается пока самым маловостребуемым углеводородным сырьем, добываемым на территории Томской области. Во многом это связано с удаленностью нефтяных месторождений от магистральных газопроводов и сложившейся в недалеком прошлом практикой обустройства месторождений. В связи с ухудшением минерально-сырьевой базы по нефти и газу и ростом цен на тепло- и электроэнергию на многих предприятиях наметилась тенденция более бережного отношения и к данному виду ресурсов. В настоящее время за год извлекается около $3 \cdot 10^9$ м³ ПНГ при добыче углеводородов, при этом около $1 \cdot 10^9$ м³ сгорает в промысловых факелах из-за отсутствия других вариантов его использования [2].

Подобная обстановка вынуждает рассматривать дополнительные пути эффективной утилизации газа непосредственно на месте его добычи.

Задачи работы

Выбор способа подготовки ПНГ для его промышленного применения зависит от состава сырья и требований к конечному продукту. Возможны два направления использования ПНГ (исключая бесполезное сжигание на факелах): энергетическое и нефтехимическое.

Нефтехимическое. ПНГ может быть переработан для получения товарного газа, отвечающего ОСТ 51.40-93 «Газы горючие, природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам», газового бензина, широкой фракции легких углеводородов. Попутный газ является, например, сырьем для производства метанола, формальдегида, уксусной кислоты, ацетона и многих других химических соединений. Из попутных газов получают также синтез-газ, широко используемый для последующего синтеза ценных кислородсодержащих соединений – спиртов, альдегидов, кетонов, кислот. Значительных размеров достигло производство на основе ПНГ синтетического аммиака и хлорпроизводных углеводородов. Нефтяной газ служит сырьем для получения олефиновых углеводородов, и в первую очередь этилена и пропилена.

Энергетическое. В области энергетического использования ПНГ определенные перспективы связаны с новыми направлениями в технике и технологии в результате создания и внедрения передвижных и стационарных энергоустановок, потребляющих газ. Основной задачей исследований, решаемой в настоящей работе, является обобщение требований по составу газа для его промышленно-

го применения в качестве топлива. При этом основные требования к ПНГ вытекают из технических характеристик установок.

В условиях недофинансирования недропользования наиболее перспективным является использование ПНГ для местного энергопотребления, т. е. использование нефтяного газа в качестве топлива для малой энергетики. Примером обоснования экономической целесообразности сжигания ПНГ в качестве топлива является построенная и сданная в сентябре 2003 г. стационарная газо – поршневая электростанция в легкосборном здании на Ярайнерском нефтяном месторождении в ЯНАО. Возможность сделать выбор метода подготовки, соответствующих технических средств и реагентов, территориального размещения объектов подготовки и потребления газа с учетом специфики потребителей и других факторов для достижения наилучших энергетических показателей появляется только при достаточной полноте сведений о физико-химических особенностях данного топлива.

В лабораториях научно-исследовательского и проектного института ОАО «ТомскНИПИнефть» уже проводилось изучение свойств ПНГ месторождений Томской области. Однако известно, что состав нефтяного газа в том или ином районе в связи с изменением объемов его добычи по месторождениям постоянно меняется, поэтому необходимо периодически уточнять качественные показатели (не реже одного раза в пять лет).

Методическое обеспечение

В отличие от природного газа, добываемого из газовых и газоконденсатных месторождений, нефтяной газ характеризуется повышенным содержанием этана, пропан-бутановых и пентановых фракций, присутствуют гексаны, гептаны и более тяжелые углеводороды, включая ароматические и нафтеновые соединения (бензол, толуол, ксилолы, циклопентан, циклогексан и др.). Содержание тяжелых углеводородов (этан и выше) в попутных газах достигает 20...40 %, иногда 60...80 %. Неуглеводородные компоненты ПНГ представлены главным образом азотом и углекислым газом с примесью сероводорода и инертных газов (в основном гелий), иногда встречается водород [3].

Детальное изучение отдельных фракций нефти и газа и прямое определение индивидуальных углеводородов в них стало возможным только благодаря комплексному использованию новейших методов газожидкостной хроматографии в сочетании с масс-спектрометрией, инфракрасной спектроскопией и других физико-химических методов исследования.

При изучении ПНГ была использована методика проведения исследований, предназначенная для определения компонентного состава природных и попутных газов, содержащих углеводороды C_1-C_6 , а также неуглеводородные компоненты (водород, гелий, кислород, азот, оксид и диоксид углерода).

Компонентный состав ПНГ определен методом газодсорбционной хроматографии в соответствии с ГОСТ 23781-87 «Газы горючие природные. Хроматографический метод определения компонентного состава». Настоящий стандарт распространяется на природные углеводородные газы и устанавливает два метода хроматографического количественного определения компонентов: метод определения азота, кислорода, гелия, водорода, диоксида углерода и углеводородов C_1-C_6 при объемной доле углеводородов C_5 и высших не более 1 % и азота не более 20 %; метод определения углеводородов от C_4 и выше (до C_8) при объемной доле от 0,001 до 0,5 %.

Пробы ПНГ были отобраны химико-аналитической лабораторией управления подготовки нефти и газа геологической службой нефтедобывающих предприятий на устье скважины в пробосборнике емкостью 500 мл в количестве, необходимом для обеспечения воспроизводимости анализов. При отборе проб проводились замеры содержания механических примесей (смола и пыль) в газе по ГОСТ 223874-77. Отобранная проба газа за период хранения не должна изменять своего состава. Для этого пробы хранились при температуре 30...35 °С над слоем запорной жидкости в тех же сосудах, куда они отобраны.

Углеводородная часть ПНГ анализировалась на 2-х метровой колонке, заполненной полимерным сорбентом «Парапак-Q». Неуглеводородная часть анализировалась на 3-х метровой колонке, заполненной цеолитами марки СаА. Углеводороды C_1-C_6 и CO_2 анализированы на хроматографе, снабженном блоком программирования температуры. Более тяжелые углеводороды C_7-C_8 определялись с помощью капиллярной колонки длиной 50 м, заполненной неподвижной жидкой фазой OV-101 с использованием пламенно-ионизационного детектора в режиме программирования температур колонки.

Пробы пластовых жидкостей и газов исследовались в специализированных лабораториях ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК» в соответствии с отраслевым стандартом ОСТ 153-39.2-048-2003 «Нефть. Типовые исследования пластовых флюидов и сепарированных нефтей».

Точка росы по влаге – показатель, который определяет условия безгидратного транспорта газа, обеспечивает повышение надежности работы средств автоматики и снижение коррозионного износа газопроводов и технологического оборудования. В ГОСТ 5542-87 точка росы по влаге не нормируется, однако отмечается, что этот показатель в пункте сдачи должен быть ниже температуры поступающего газа.

Теплота сгорания является основной характеристикой при оценке энергоемкости ПНГ. Согласно ГОСТ 22667-82 теплота сгорания определяется по аддитивности с использованием данных по составу и соответствующим теплотам сгорания компонентов природного газа.

Результаты анализа состава

Надежные данные о составе газа газоконденсатных месторождений можно получить только после исследования проб из большого числа скважин, которыми вскрыты все участки залежей и весь разрез продуктивной толщи. Такие результаты последних исследований газа трех нефтяных месторождений Томской области (Соболиного, Лугинецкого и Первомайского) представлены в таблице.

Правильный учет теплотворной способности и калорийного эквивалента ПНГ при потреблении его в качестве топлива для малой энергетики имеет немаловажное значение, поскольку занижение этих показателей может привести к неоправданным потерям газа, а их завышение может послужить причиной осложнений в обеспечении потребителей топливом. Газ Лугинецкого нефтяного месторождения обладает достаточно высокой теплотворной способностью – около 41000 кДж/м³, для Первомайского – 54305 кДж/м³, для Соболиного – 54702 кДж/м³, что в сравнении с природным газом, теплота сгорания которого для большинства месторождений составляет 35500...37560 кДж/м³ [2], является довольно существенным потребительским показателем.

Содержание сероводорода в нефтяном попутном газе равно 0,7, 0,8 и 0,7 мг/м³, воды 1,4, 1,8 и 1,7 г/м³ соответственно для Лугинецкого, Первомайского и Соболиного месторождений.

Таблица. Компонентные составы ПНГ Лугинецкого, Первомайского, Соболиного нефтяных месторождений, моль, %

Компонент	Месторождения					
	Лугинецкое		Первомайское		Соболиное	
	$P_n=5,9 \text{ атм}$ $T_r=26 \text{ }^\circ\text{C}$	$P_n=6,2 \text{ атм}$ $T_r=0 \text{ }^\circ\text{C}$	$P_n=5,9 \text{ атм}$ $T_r=26 \text{ }^\circ\text{C}$	$P_n=6,2 \text{ атм}$ $T_r=0 \text{ }^\circ\text{C}$	$P_n=5,9 \text{ атм}$ $T_r=26 \text{ }^\circ\text{C}$	$P_n=6,2 \text{ атм}$ $T_r=0 \text{ }^\circ\text{C}$
Кислород	0,12	0,14	0,10	0,11	0,10	0,12
Азот	1,68	1,88	2,28	2,60	2,75	2,40
Двуокись углерода	0,94	1,21	0,98	1,12	0,13	0,14
Метан	87,34	87,72	56,41	65,56	54,41	58,84
Этан	4,16	3,79	6,72	7,44	5,01	4,56
Пропан	2,94	2,67	15,45	13,16	19,75	18,03
Изобутан	0,72	0,64	3,93	2,52	4,73	3,94
Н-бутан	1,11	0,96	8,21	4,74	9,40	9,73
Изопентан	0,32	0,26	2,25	1,07	1,69	1,77
Н-пентан	0,32	0,24	2,18	1,00	1,83	1,55
Н-гексан	0,07	0,06	–	–	0,30	0,84
Гептан + высшие	0,08	0,07	1,59	0,79	2,89	2,14

P_n – давление нефтяного попутного газа при сепарации;
 T_r – температура ПНГ

Физико-химические свойства ПНГ данных месторождений имеют значительные особенности, в частности – по содержанию гомологов метана (C_2 и выше), содержанию азота. Как видно из данной таблицы, подготовка газа для его использования в энергетических установках для Лугинецкого место-

рождения требует наименьших затрат, а для Соболиного – затраты будут наибольшие.

Этапы подготовки к сжиганию

В зависимости от качества добываемого ПНГ для нужд энергетики необходима газоподготовка различной степени сложности [4]. Одной из наиболее серьезных проблем при использовании нефтяного газа является его очистка от газоконденсата, капельной, мелкодисперсной, аэрозольной влаги и механических шламовых примесей. По данным о составе газа, представленным в таблице, обоснованы следующие требования к операциям по подготовке ПНГ для малой энергетики.

1. ПНГ перед поступлением в систему подачи газа в энергоустановку должен быть максимально отсепарирован от примесей и обезвожен с целью предотвращения образования кристаллогидратов при подаче газа. Допустимое значение наличия влаги должно быть не более 9 мг/нм³ [3].
2. Очистка газа от сероводорода и двуокиси углерода следует применить с целью предотвращения их коррозирующего воздействия на оборудование и трубопроводные коммуникации и приведения их содержания в газе в соответствие с требованиями санитарных норм. Содержание соединений серы (в пересчете на серу) в ПНГ, подводимом к газовому двигателю (в случае с электроагрегатами газовыми стационарными), должно быть не более 0,2 % (по массе).
3. Отбензинивание газа (полное или частичное) должно быть применено для удаления из газа пропан-бутановых и более тяжелых углеводородных компонентов с целью предотвращения образования жидкостных пробок.
4. Каждая фракция газа имеет свою температуру воспламенения, поэтому появляется неустойчивый режим горения газа (детонационный режим), который определяется минимально допустимым метановым числом; могут быть применены различные способы подготовки газа, в том числе вышеупомянутое удаление отдельных тяжелых углеводородных составляющих газа.

Таким образом, в сравнении со стандартной технологией подготовки газа к сжиганию, освоенной в централизованных условиях газоподготовительных станций – заводов, добавляется операция по удалению тяжелых фракций углеводорода во избежание налипания этих фракций на поверхностях установок с образованием пробок и поддержания оптимальных условий горения топлива. При этом специфика состоит в том, что, несмотря на существующие в крупнотоннажных производствах капиталоёмкие и многоступенчатые технологии подготовки нефтяного газа, для использования в малой энергетике вопрос подготовки должен решаться в пользу малозатратных, но эффективных установок.

Для достижения поставленных целей автором настоящей статьи предлагаются следующие запа-

тентованные технические и технологические решения в части исключения или существенного снижения поступления тяжелых углеводородов в газогорелочные устройства, которые обеспечивают возможность сжигания нефтяного попутного газа установкой так называемого цеолитового фильтра.

1. Газогорелочное устройство по первому варианту (рис. 1), которое содержит коаксиально расположенные внутренний воздухоподающий и внешний топливный каналы. Топливный канал сообщается с кольцевой циклонной камерой, образованной улиткообразной обечайкой и тангенциальным топливоподающим патрубком. Перед этим патрубком и между двумя диффузорами, один из которых закреплен на упомянутом патрубке, а другой на газопроводе, установлен сменный цеолитовый фильтр. В воздухопо-

дающем канале газогорелочного устройства установлен держатель с полой насадкой на конце, выходные срезы которой расположены в одной плоскости с топливным каналом.

2. Газогорелочное устройство (рис. 2) по второму варианту содержит близко расположенные воздухопроводы, установленные между пористой и непористой цилиндрическими поверхностями, к которым присоединен раздающий газовый коллектор. Газовый коллектор, присоединен к газопроводу. Перед ним установлен сменный цеолитовый фильтр. К непористой цилиндрической поверхности присоединен диффузор, который подключен к воздухопроводу. Предложенное газогорелочное устройство позволяет организовать компактную зону горения с короткофакельным пламенем. Газопровод, для равномер-

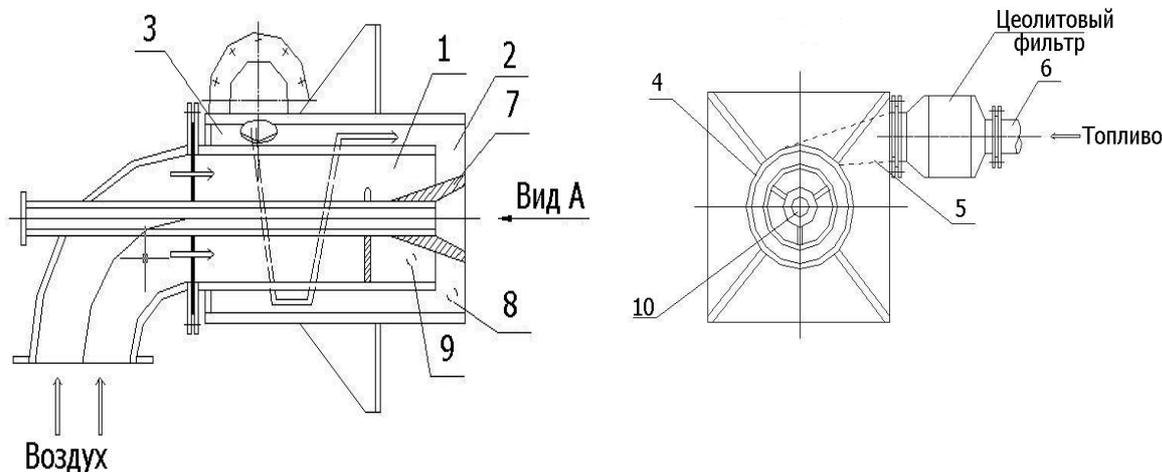


Рис. 1. Газогорелочное устройство: 1) внутренний воздухоподающий канал, 2) внешний топливный канал, 3) кольцевая циклонная камера, 4) улиткообразная обечайка, 5) тангенциальный топливоподающий патрубок, 6) газопровод, 7) полая насадка, 8, 9) кольцевые полости, 10) держатель

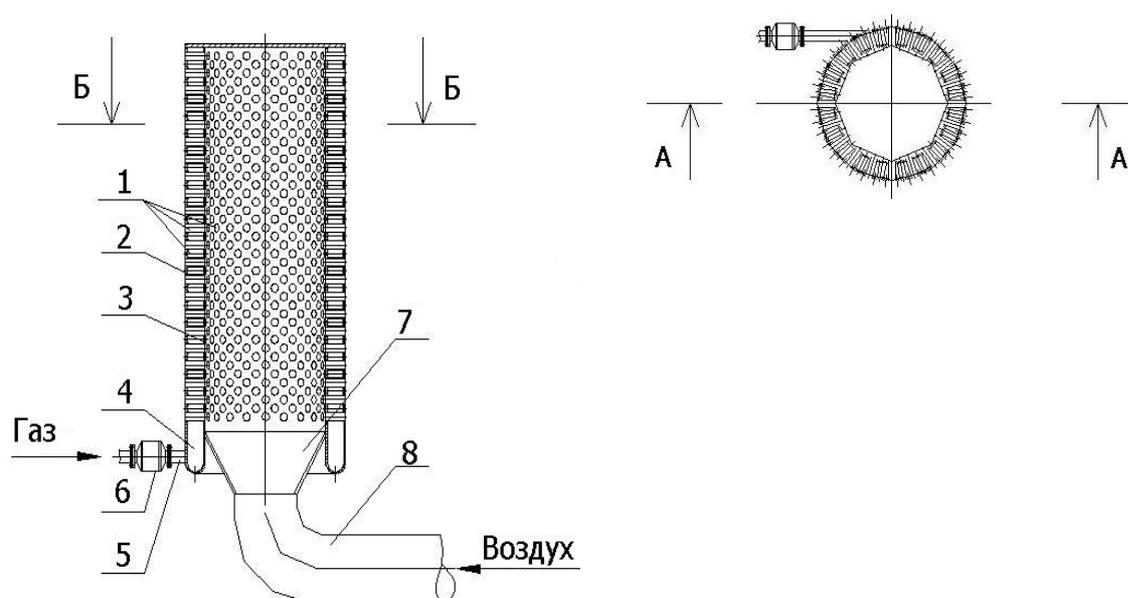


Рис. 2. Газогорелочное устройство: 1) воздухопроводы, 2) пористая цилиндрическая поверхность, 3) непористая цилиндрическая поверхность, 4) раздающий газовый коллектор, 5) газопровод, 6) сменный цеолитовый фильтр, 7) диффузор, 8) воздухопровод

ного распределения топлива по всему горелочному устройству, присоединен к раздающему коллектору тангенциально.

Показанные на рис. 1, 2 варианты с использованием цеолитового фильтра позволяют исключить или снизить поступление тяжелых углеводородов, что существенно уменьшает количество нефтепарафиновых отложений на деталях газогорелочных устройств и обеспечивает нормальный режим их работы; уменьшает число отложения продуктов неполного сгорания на теплонагревательных элементах энергетических установок и обеспечивает нормальные процессы теплопереноса в теплообменниках; снижает концентрацию вредных веществ в уходящих газах, а, следовательно, улучшает экологическое состояние окружающей среды.

Эти решения не являются панацеей от технологических проблем при сжигании ПНГ, однако их применение позволит увеличить срок безотказной работы энергетических установок на ПНГ и улучшить экологическую обстановку на промысле.

Заключение

Сбор, подготовка, транспортировка и переработка ПНГ имеют свои технологические и экономические особенности и проблемы, которые в значительной степени отличаются от технологии и экономических параметров добычи, подготовки и транспортировки природного газа. Ситуация с энергообеспечением, сложившаяся на промыслах,

побуждает рассмотреть возможность использования ПНГ для собственных нужд в качестве топлива для энергетических установок малой мощности. Использование ПНГ в этом качестве, как правило, сопровождается осложнениями: образованием гидратных и жидкостных пробок в подводящих газопроводах, периодическими заливами газогорелочных устройств, которые могут инициировать взрывы оборудования. В большинстве случаев конденсат, выпадающий в промысловых газопроводах и собираемый в конденсатосборниках, выбрасывается в амбары для испарения и сжигания. Сжигание нефтяного газа, содержащего значительное количество целевых углеводородных компонентов, в качестве топлива в промысловых условиях на простейших газогорелочных устройствах происходит в детонирующем режиме с низким КПД, сопровождается неполным сгоранием газа и значительным выбросом загрязняющих веществ в атмосферу. Проблему использования нефтяного газа в малой энергетике необходимо решать посредством новых, экономически выгодных разработок, которые найдут широкое применение как на высокодебитных, так и на малых месторождениях Томской области. Применительно к специфике состава ПНГ этих месторождений перед энергетическими установками должны быть проделаны следующие операции: сепарация от примесей и обезвоживание, очистка от сероводорода и двуокиси углерода, отбензинивание, удаление отдельных тяжелых углеводородных составляющих газа.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сенчагов В.К., Рогова О.Л. Финансовые горизонты нефтегазодобытчиков // ЭКО. – 1998. – № 2. – С. 43–60.
2. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Сравнительный анализ качества российской нефти // Нефть и капитал. – 2003. – № 1. – С. 21–24.

3. Гудков С.Ф. Переработка углеводородных попутных и природных газов. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 176 с.
4. McCain W.D. The Properties of Petroleum Fluids. – Oklahoma: Petroleum Publishing Company, 1973. – 325 p.

Поступила 31.10.2006 г.