

В заключение следует отметить, что проблема обеспечения требуемых метрологических характеристик СИ на реальных средах в реальных условиях эксплуатации во многом определяется качеством производства и технологиями, применяемыми разработчиками при создании газоанализаторов и сигнализаторов горючих газов и паров горючих жидкостей в воздухе рабочей зоны.

Л и т е р а т у р а

1. **ПБ 08-622—03.** Правила безопасности для газоперерабатывающих заводов и производств.
2. **ПБ 08-624—03.** Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
3. **ПБ 09-540—03.** Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств.

4. **ПБ 09-560—03.** Правила промышленной безопасности нефтебаз и складов нефтепродуктов.

5. **ГОСТ 27540—87.** Сигнализаторы горючих газов и паров термохимические. Общие технические условия.

6. **ГОСТ Р 52350.29.1—2010.** Взрывоопасные среды. Ч. 29-1. Газоанализаторы. Общие технические требования и методы испытаний газоанализаторов горючих газов.

7. **ГОСТ Р 52350.29.2—2010.** Взрывоопасные среды. Ч. 29-2. Газоанализаторы. Требования к выбору, монтажу, применению и техническому обслуживанию газоанализаторов горючих газов и кислорода.

8. **ГОСТ 8.578—2008.** ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений содержания компонентов в газовых средах.

Дата принятия 10.01.2013 г.

536.66:536.62

Проблемы использования попутного нефтяного газа. Задачи метрологического обеспечения

Е. Н. КОРЧАГИНА, Е. В. ЕРМАКОВА, Д. А. ШЕХОВЦОВ

Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д. И. Менделеева, С.-Петербург, Россия, e-mail: E.N. Korchagina@vniim.ru

Рассмотрены данные по объемам извлекаемого попутного нефтяного газа в России в 2005 — 2010 гг., его сжиганию в факелах и связанные с этим негативные воздействия на окружающую среду. Приведены достигнутый к настоящему моменту уровень по утилизации и направления полезного использования газа, сформулированы задачи в области метрологического обеспечения измерений его параметров.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, объемы его сжигания в факелах, теплота (энергия) сгорания, газовая калориметрия.

The data on the volumes of extracted CHG in Russia from 2005 to 2010 and on the volumes of CHG burning in the flares in Russia and the negative effects on the environment are considered. The achieved at present time level of CHG utilization and the directions of this gas useful utilization are shown. The tasks in the field metrological assurance of its quality parameters measurements are formulated.

Key words: casing-head gas (CHG), burning volumes in flares, heat (energy) of combustion, gas calorimetry.

Низкий уровень полезного использования попутного нефтяного газа (ПНГ) — одна из наиболее острых современных проблем в развитии нефтегазового сектора России. Нефтяной газ (попутный) — это смесь углеводородных и неуглеводородных газов и паров, находящихся как в свободном, так и в растворенном состоянии, выделяющихся из сырой нефти в процессе ее добычи [1]. Ежегодно согласно различным статистическим данным и оценкам в России извлекается из недр до 56—65 млрд. м³ ПНГ (рис. 1).

В настоящее время лидерами по извлечению ПНГ из недр в России являются пять компаний: ТНК-ВР, Роснефть, Сургутнефтегаз, Лукойл, Газпром, на них приходится около 80 % всей добычи (рис. 2).

По экспертным оценкам различных источников на территории России в факелах сжигается порядка 15—25 млрд. м³ ПНГ [2]. Представленные данные значительно разнятся, поскольку оценка объемов сжигаемого ПНГ в большинстве случаев затруднена из-за полного или частичного отсутствия

измерений объемов извлекаемого, используемого и сжигаемого газа.

Факельное сжигание ПНГ в мире дает 1,2 % общего объема выбросов CO₂. Объем выбросов твердых загрязняющих веществ (активной сажи) от факельного сжигания ПНГ в России (500 тыс. тонн в год) составляет около 12 %, что дает существенные концентрации H₂S, SO₂, NO_x, а при неэффективном сжигании в факелах — выбросы CH₄. Вместе с тем ПНГ — это ценнейшее химическое сырье и высокоэффективное органическое топливо. В отличие от природных горючих газов, состоящих в основном из метана, ПНГ содержит значительное количество этана, пропана, бутана и других предельных углеводородов, совокупность которых называется широкой фракцией легких углеводородов. Также в ПНГ присутствуют пары воды, а иногда азот, углекислый газ, сероводород и редкие газы (гелий, аргон).

Состав ПНГ зависит от свойств добываемой нефти в различных месторождениях. Его средний компонентный со-

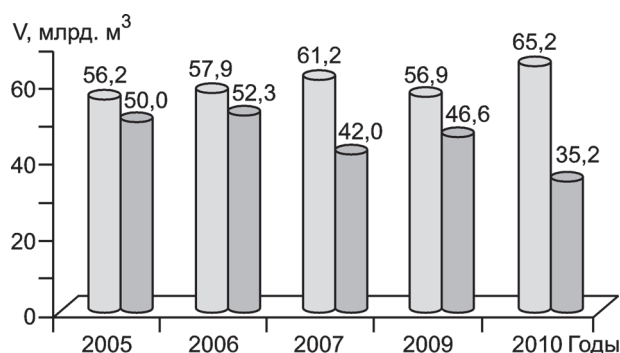


Рис. 1. Объемы извлекаемого ПНГ (слева) и его факельного сжигания (справа на основе спутниковых данных Всемирного фонда дикой природы) в России в период 2005 — 2010 гг.

став: 58—80 % метана, 5—15 % этана, 6—12 % пропана, 2—6 % бутана, 1—2 % пентана, 0,2 — 0,3 % углекислого газа, 0,5—0,6 % азота (табл. 1, 2).

По геологическим характеристикам различают ПНГ «газовых шапок» и газы, растворенные в нефти. Их компонентный состав неоднороден и зависит от ряда причин: плотности, вязкости нефти, стадии разработки месторождения, времени года, способов добычи, оборудования и способов извлечения газа из нефти и других факторов. Попутный нефтяной газ — сложная смесь органических и неорганических веществ разного состава, содержит высокомолекулярные соединения, склонные к налипанию и коксованию на поверхностях оборудования, часто в его состав входят механические примеси (песок), наличие свободного кислорода добавляет окислительную коррозию. Низкое давление добываемого ПНГ создает определенные сложности при тран-

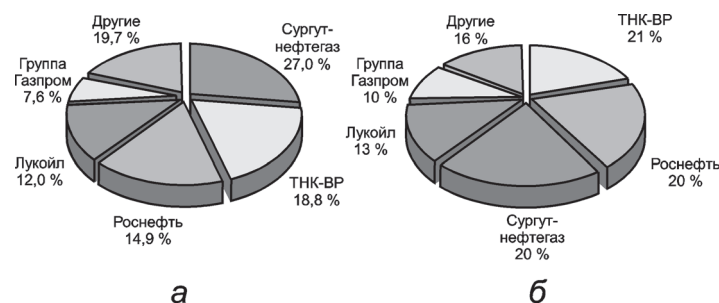


Рис. 2. Доли компаний по добыче ПНГ в России (в процентах от общего объема) в 2006 г. (а) и 2011 г. (б)

спортировке, его плотность варьируется в пределах 0,67—1,74 кг/м³.

При выделении значительных и устойчивых объемов газа его можно использовать в качестве топлива на крупных электростанциях либо для дальнейшей переработки на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ). Возможны следующие пути применения ПНГ:

технологический — обратная закачка ПНГ в залежи нефти для повышения пластового давления и тем самым эффективности добычи нефти или сохранения сырья для будущих поколений;

энергетический — использование на местах для выработки электроэнергии, идущей на нужды нефтепромыслов;

нефтехимический — переработка на ГПЗ с получением сухого отбензиненного газа (СОГ), который состоит, в основном, из метана с добавкой этана и более тяжелых фракций

Таблица 1

Состав ПНГ различных месторождений

Месторождения	Компоненты ПНГ, %					
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂ – C ₁₀ H ₂₂	N ₂ , CO ₂ , H ₂ S
Ромашкинское (Татарстан)	37,0	20,0	18,5	8,2	4,7	11,6
Туймазинское (Башкортостан)	41,9	20,0	17,3	7,9	3,3	9,6
Бугурусланское (Оренбургская обл.)	72,5	9,8	7,5	8,3	—	1,9
Сураханское (Азербайджан)	89,7	0,16	0,13	0,28	1,29	8,4

Таблица 2

Состав ПНГ месторождений Западной Сибири

Месторождения в Западной Сибири	Компоненты ПНГ, %									
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	<i>i</i> -C ₄ H ₁₀	<i>n</i> -C ₄ H ₁₀	<i>i</i> -C ₅ H ₁₂	<i>n</i> -C ₅ H ₁₂	N ₂	CO ₂	Примеси
Аганское	46,94	6,89	17,37	4,47	10,84	3,36	3,88	1,53	0,50	4,2
Советское	51,89	5,29	15,57	5,02	10,33	2,99	3,26	1,53	1,02	3,1
Тарасовское	54,16	12,52	16,44	4,20	6,39	1,98	1,58	1,47	0,48	0,8
Южно-Балыкское	54,92	6,50	15,86	3,50	8,23	1,86	2,40	2,14	2,50	0,6
Пурнефтегазгеология	57,55	14,10	14,84	3,42	5,16	1,41	1,04	1,34	0,57	2,1
Варьеганское	59,33	8,31	13,51	4,05	6,65	2,20	1,80	1,51	0,69	1,9
Самотлорское	60,64	4,13	13,05	4,04	8,60	2,52	2,65	1,48	0,59	2,3
Барсуковское	80,78	5,81	4,27	2,04	2,00	1,16	0,65	1,80	0,96	0,5

Примечание. Префиксы перед формулами обозначают: *i* — изобутан и изопентан; *n* — нормальный.

в допустимых количествах для транспортировки в трубопроводе; широкой фракции легких углеводородов — сырья для производства каучуков, пластмасс, компонентов высокооктановых бензинов и др.; стабильного газового бензина — продукта, аналогичного прямогонному бензину в нефтепереработке; газового моторного топлива (автомобильного пропана-бутана);

криогенная переработка с получением сжиженного углеводородного газа для коммунально-бытовых нужд, который содержит смесь пропана и бутанов, может транспортироваться в специально сконструированных цистернах.

Теплотворная способность ПНГ колеблется в пределах 9000—16000 ккал/м³, но его использование как топлива затруднено нестабильностью состава и наличием большого количества примесей, что требует дополнительных затрат на очистку газа.

В 2002 г. Всемирный банк организовал Глобальное партнерство по уменьшению сжигания ПНГ (GGFR), в которое входят крупнейшие нефтедобывающие страны: США, Канада, Нигерия, Казахстан, Великобритания, Норвегия и т. д., ведущие энергетические компании: ExxonMobil, Shell, BP, Chevron и пр., а также международные структуры: Всемирный банк, ОПЕК и Евросоюз. Россия представлена в партнерстве Ханты-Мансийским автономным округом.

В экономически развитых странах благодаря передовым технологиям, используемым ведущими мировыми нефтегазовыми компаниями, и жестким экологическим требованиям перерабатывают практически весь ПНГ. Уровень его полезного использования достигает 97—99 %, в частности, для выработки электроэнергии, например, путем строительства газотурбинных установок, что позволяет обеспечивать полную энергетическую автономность промысла. Так, в 2010 г. в Норвегии уровень полезного использования ПНГ составил 98 %, в США 97 %, Казахстане 95,6 %.

По данным Минприроды, вопросы использования ПНГ регулируются 21 федеральным законом и 37 постановлениями и распоряжениями правительства РФ. В России правительством поставлена задача довести уровень использования до 95 %. Чтобы ее решить, необходимо не только наметить пути применения ПНГ, но и обеспечить достоверные измерения его параметров. В настоящее время высокие уровни использования ПНГ имеют только Сургутнефтегаз и Татнефть (95,9 и 93,7 %, соответственно), а самые низкие показатели у компаний Русснефть (69,8 %), Газпромнефть (55,6 %), Роснефть (53,8 %) и Новатэк (15,3 %) [3] (рис. 3).

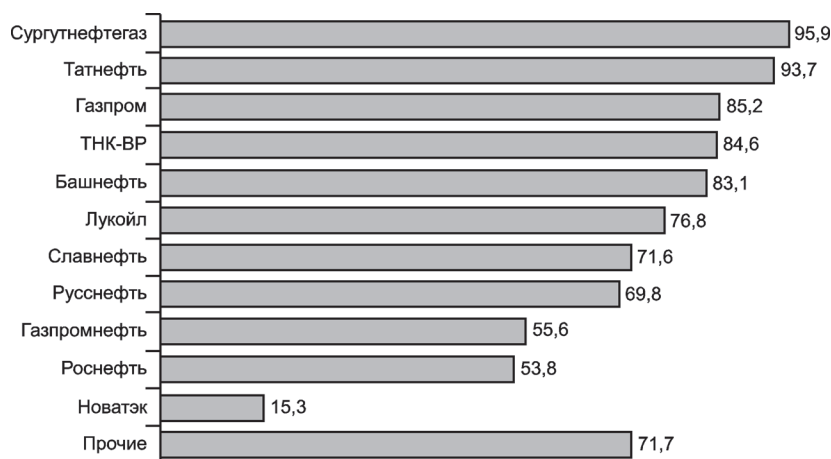


Рис. 3. Процент полезного использования ПНГ в России в 2010 г.

В нашей стране основными направлениями полезного использования ПНГ остаются выработка электроэнергии на нужды промысла, закачка в пласт (21,2 — 31 %) и переработка на ГПЗ (30,3 — 45 %), а остальное сжигается в факелах [4]. Однако, по прогнозам Министерства энергетики, в соответствии с Генеральной схемой развития нефтяной отрасли на период до 2020 г. смещение произойдет в сторону переработки ПНГ для подачи до 55 % в единую систему газоснабжения. В марте 2012 г. правительство одобрило поправки к закону о газоснабжении, предусматривающие первоочередной допуск СОГ в газотранспортные и газораспределительные сети, 19 % его будет перерабатываться, 13 % пойдет на получение электроэнергии, 8 % — на закачку в пласт и лишь малая часть, составляющая 5 %, будет сжигаться в факелах.

В соответствии с Планом основных мероприятий по повышению эффективности использования ПНГ, разработанным Министерством природных ресурсов, предусматривается внесение изменений в законодательство, в частности, обязывающих недропользователей устанавливать приборы учета ПНГ на месторождениях. Метрологическое обеспечение измерений ПНГ должно быть связано, с одной стороны, с расходом и количеством ПНГ (в том числе с вычислением плотности), а с другой — с параметрами ПНГ (отбором проб, определением компонентного состава и теплоты сгорания). При этом имеются проблемы следующего характера [5]. При отборе проб на анализ на вторых и конечных ступенях сепарации временно поднимают давление в сепараторах, имея в виду, что метод хроматографического анализа согласно [6] разрешает измерения молярной доли, не превышающей для пропана 6 %, бутана и изобутана 4 %, пентана и изопентана 2 %, гексанов 1 %, гептанов 0,25 %, что соответствует составу сухого газа первой ступени сепарации или осушенного подготовленного СОГ, но не газа второй или тем более третьей ступени сепарации. При этом в сепараторе происходит смещение равновесия газ—жидкость в сторону обеднения состава ПНГ и уменьшения его количества. Проведение анализа с более «сухим» составом газа выгодно недропользователю, так как позволяет снижать заявляемое количество вредных выбросов в атмосферу, уменьшать отчетные цифры сжигания ПНГ. Достаточно часто место отбора проб не указывается вообще, как и параметры, при которых пробы отбирались. Иногда данные о давлении и температуре отбора проб указывают для тех аппаратов, с которых предполагается подавать ПНГ на газоиспользующее оборудование, а не с

мест реального отбора проб. Таким образом неверные количественные данные накладываются на неверный компонентный состав, что не позволяет принять правильное решение о способе рационального использования ПНГ для данного объекта.

Как указывалось выше, из-за сложного переменного состава ПНГ, характеризующегося быстро изменяющейся калорийностью и плотностью, не удастся получать достоверные значения этих параметров косвенными расчетными методами. Для измерений теплоты сгорания целесообразно применять прямые калориметрические методы, реализуемые при помощи проточных газовых калориметров. При этом активность приборостроителей в части создания новых типов калориметрического оборудования для сжигания ПНГ требует опережающего создания метрологического обеспечения этих средств измерений.

Поскольку во ВНИИМ сосредоточены первичные эталоны в рассматриваемой области измерений параметров ПНГ — Государственный первичный эталон единиц энергии сгорания, удельной энергии сгорания и объемной энергии сгорания [7] и Государственный первичный эталон единиц молярной доли и массовой концентрации компонентов в газовых средах [8], возможны постановка и решение нескольких метрологических задач: разработка новых методик расчета теплоты сгорания ПНГ с применением газовой хроматографии и аттестация их путем сличения с результатом, полученным прямым калориметрическим методом на эталонном уровне. Однако для реализации измерений ПНГ на эталоне [7] необходимо создать новую эталонную установку, чтобы расширить диапазон измерений объемной энергии сгорания с 50 до 90 МДж/м³, что позволит также разработать метрологическое обеспечение новых газовых калориметров и хроматографов, представляющее собой калибровочные и поверочные газовые смеси с различными диапазонами теплоты сгорания, характерными для разных типов ПНГ.

Л и т е р а т у р а

1. **ГОСТ Р 8.615—2005.** ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования.

2. **Фейгин В. И. и др.** Условия и перспективы развития нефтегазохимии в РФ. Ин-т современного развития [Электрон. ресурс]. www.insor-russia.ru/files/Oil_gas.pdf (дата обращения 25.12.2012 г.).

3. **Ким С.** Сжигать-экспортировать нельзя переработать // Химический журнал. 2011. № 5. С. 20—27.

4. **Коржубаев А. Г., Ламерт Д. А., Эдер Л. В.** Проблемы и перспективы эффективного использования попутного нефтяного газа в России // Бурение и нефть. 2012. № 4. С. 4—7.

5. **Лукин А. В.** О достоверности учета ПНГ. [Электрон. ресурс]. <http://energyland.info/analytic-show-58087> (дата обращения 25.12.2012 г.).

6. **ГОСТ 31371.7—2008.** Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Ч. 7. Методика выполнения измерений молярной доли компонентов.

7. **ГОСТ Р 8.667—2009.** ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений энергии сгорания, удельной энергии сгорания и объемной энергии сгорания (калориметров сжигания).

8. **ГОСТ 8.578—2008.** ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений содержания компонентов в газовых средах.

Дата принятия 10.01.2013 г.

681.2.089

Разработка и производство стандартных образцов состава углеводородных смесей для нефтегазовой отрасли

Л. А. КОНОПЕЛЬКО, А. В. КОЛОБОВА, Т. А. ПОПОВА, А. А. ДАЯНОВ

Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева, С.-Петербург, Россия, lkonop@b10.vniim.ru

Рассмотрена организация выпуска стандартных образцов (утвержденного типа и предприятия) состава углеводородных смесей; особое внимание уделено их прослеживаемости к государственному первичному эталону единиц молярной доли и массовой концентрации компонентов в газовых средах ГЭТ 154—2011.

Ключевые слова: стандартный образец состава, углеводородные смеси.

The organization issuance of certified reference materials of hydrocarbon mixtures composition having the approved type status and the enterprise certified reference materials further development as the approved type reference materials on their basis is considered. The special attention is paid to the traceability of certified reference materials of hydrocarbon mixtures to the State primary standard of mole fraction units and mass concentration of components in gas media GET 154—2011.

Key words: certified reference material of composition, hydrocarbon mixtures.

За последние несколько лет в связи с подъемом российской нефтехимической промышленности и интенсивным развитием международной системы единства газоаналити-

ческих измерений значительно выросло количество новых измерительных задач в области добычи, переработки и транспортировки нефтепродуктов. Особую роль здесь