

# Взаимозаменяемость Сортов Природного Газа

# Natural Gas Quality Interchangeability

**Факт роста такого способа ведения  
деятельности в международной торговле СПГ**

**Increasingly a Fact of Doing Business in  
International LNG Trading**

## Дэвид Вуд

Главный консультант, «Дэвид Вуд и партнеры»  
Линкольн, Великобритания

## Саид Мохатаб

Советник по инженерно-исследовательским проектам в  
области природного газа  
Кафедра химических и нефтяных технологий, Университет  
штата Вайоминг, Ларамии, Вайоминг, США

Соединенные Штаты Америки (США) значительно дольше, чем остальные главные мировые газовые рынки, не соглашались с применением системы взаимозаменяемости видов газа, особенно в отношении импорта сжиженного природного газа (СПГ). Газовая промышленность США все еще адаптируется по вопросам переменной характеристики газа в разных импортных партиях СПГ в свете постановления, в конце концов принятого в середине 2006 года Федеральная комиссия по регулированию в области энергетики США (FERC). Наконец-то констатируется, что вопрос можно без труда разрешить путем освоения соответствующих систем определения характеристик газа и имеющихся технических возможностей.

Взаимозаменяемость видов газа – это распространенная проблема для газораспределительных сетей, которую решают на основных газовых рынках по всему миру, особенно там, где газоснабжение идет от многих разных источников с разными характеристиками. К примеру, в континентальной Европе в течение несколько лет на рынок поступало около 20 разных сортов очень сухого газа и около 15 разных газовых смесей импортного СПГ, и некоторые страны (как то Бельгия, Франция, Германия и Нидерланды) эксплуатировали трубопроводную транспортную систему как для высококалорийного, так и для низкокалорийного газа. В этих странах каналы газоснабжения превратились в такую среду, где взаимозаменяемость видов газа является насущной проблемой, которую стало необходимо разрешить, и ряд сторон по цепи снабжения договорились о композиционных нормах, чтобы справиться с этим разнообразием смесей и композиций.

В свою очередь, Северная Америка и Великобритания – где по требованиям к газу, транспортируемому сетью дальнего газоснабжения, исторически предпочитается относительно низкокалорийный газ, и среди газовых смесей преобладает внутренняя продукция, поступающая в сеть через крупные системы сбора – лишь недавно были вынуждены примириться с изменяющимися газовыми составами от ряда импортных источников, входящих в систему небольшими, но важными партиями. Поэтому вопросы взаимозаменяемости видов газа до сих пор подчиняются общим принципам государственных стандартов качества в отношении импорта СПГ и нетрадиционных источников газа как в США, так и в Великобритании.

Многие внешние газовые рынки приняли параметры взаимозаменяемости для обеспечения защиты конечных потребителей при работе с несколькими источниками поставок.

## David Wood

Principal Consultant, David Wood & Associates  
Lincoln, UK

## Saeid Mokhtab

Advisor of Natural Gas Engineering Research Projects  
Chemical and Petroleum Engineering Department, University of  
Wyoming, Laramie, WY, USA

The United States (US) has taken much longer than the other major gas markets of the world to come to terms with gas interchangeability, particularly in respect of LNG imports. The US gas industry is still adjusting to issues of variable gas quality in different LNG import cargoes in the light of the ruling finally made in mid-2006 by the US Federal Energy Regulatory Commission (FERC). It is finally recognising that it is an issue that can be readily dealt with by adopting appropriate gas quality measurements and available technology.

Gas interchangeability is a common issue for natural gas distribution networks to address and manage in major gas markets around the world, particularly where gas supplies are coming from many different sources with different qualities. In continental Europe for example for several years there have been about 20 different qualities of pipeline gas and about 15 different imported LNG gas compositions supplying the market and certain countries (e.g. Belgium, France, Germany and Netherlands) operate both a high and low calorific gas pipeline distribution network. The gas supply chains in these countries have evolved in an environment where gas interchangeability is an ongoing issue that had to be managed and a range of parties along the supply chains had to agree compositional regulations in order to cope with this compositional diversity.

In contrast, North America and the United Kingdom, where grid gas specifications have historically preferred a relative low calorific gas and gas compositions have been dominated by domestic production entering the network through large gathering networks, are only recently having to come to terms with fluctuating gas compositions from a range of import sources entering the system in small but significant batches. Hence, gas interchangeability is still being resolved in terms of national quality specification guidelines with respect to LNG imports and non-conventional gas sources in both the US and the UK.

Many international gas markets have adopted interchangeability parameters to ensure end-user protection while dealing with multiple supply sources. Practically all regional international gas markets (and even some regions of the U.S) have adopted the use of interchangeability parameters in their contractual terms and conditions. The most commonly used reference is the Wobbe Index. Indeed, California, Wyoming and Colorado, have long established specifications for natural gas interchangeability, primarily because local gas production of variable compositions forms a significant component of gas supplied into these markets. Gas tariffs in these U.S. states are based on such gas specifications.

На практике все региональные внешние газовые рынки (и даже в некоторых регионах США) приняли в условиях своих договоров использование параметров взаимозаменяемости. Наиболее распространенным критерием является показатель Уобба. На самом деле в штатах Калифорния, Вайоминг и Колорадо существуют общепринятые технические требования к взаимозаменяемости видов природного газа, главным образом потому, что на этих рынках местная газовая продукция переменных составов представляет значительный компонент газоснабжения. И тарифные ставки на газ в этих штатах Америки исходят из таких технических характеристик газа.

#### Для определения качества потребитель газа предпочитают показатель Уобба

Существующие технические данные по большинству тарифов на транспортировку газа трубопроводами в США основаны на общей теплотворной способности (или теплотворности, калорийности) газа – ТСГ. Все системы задают минимальную и максимальную теплотворную способность. По теплотворной способности, существующие газораспределительные сети делятся на три основные группы:

- **Азия** (Япония, Корея, Тайвань), где поставляемый газ является обогащенным, теплотворной способности свыше 43 миллионов Джоулей/м<sup>3</sup> (1 090 бте/станд. фут3).
- **Великобритания и США**, где поставляемый газ является бедным, теплотворной способности менее 42 миллионов Джоулей/м<sup>3</sup> (1 065 бте/станд. фут3).
- **Континентальная Европа**, где принятый диапазон теплотворной способности довольно широк — около 39-46 миллионов Джоулей/м<sup>3</sup> (990 – 1 160 бте/станд. фут3).

Тем не менее, теплотворная способность не имеет отношения к горелочной эффективности газа, а только к его энергоемкости. Многие первичные потребители в первую очередь заинтересованы именно в горелочной эффективности, и они регулируют свое топочное оборудование для оптимизации данной характеристики. Чтобы установить стандарт, напрямую связанный с эффективностью газовой горелки, необходима корректировка теплотворной способности газа с поправкой на его относительную плотность (как это делается в расчете показателя взаимозаменяемости). Показатель Уобба корректирует теплотворную способность газа с поправкой на его относительную плотность и тем самым решает вопрос горелочной эффективности. Это наиболее широко принятый международный способ определения взаимозаменяемости. Из нижней теплотворной способности (НТС) в БТЕ/станд. фут3 [кДж/Нм<sup>3</sup>] и абсолютной плотности (АП) показатель Уобба (ПУ) по газу можно вычислить как деление НТС на квадратный корень относительной плотности:

$$ПУ = НТС / \sqrt{АП}$$



#### Wobbe Index Preferred By Gas Users to Define Quality

The current specifications found in most US gas pipeline tariffs are based upon the overall heating value (or gas calorific value, GCV) of the natural gas. All networks specify a minimum and maximum for heating value. For heating value, existing natural gas networks consist of three major groups:

- Asia (Japan, Korea, Taiwan), where the distributed gas is rich, with a heating value greater than 43 million Joules/m<sup>3</sup> (1,090 btu/scf).
- UK and US, where distributed gas is lean, with a heating value usually less than 42 million Joules/m<sup>3</sup> (1,065 btu/scf).
- Continental Europe, where the acceptable heating value range is quite wide—about 39-46 million Joules/m<sup>3</sup> (990-1,160 btu/scf).

However, heating value does not address the burner performance of the gas, just its energy content. It is burner performance that many end users are primarily interested in and adjust their combustion equipment to optimise that performance. There must be an adjustment of the heating value of the gas for its relative density (as is done in an interchangeability index calculation) in order to establish a specification that directly relates to the performance of a gas burner. The Wobbe Index adjusts the heating value for the relative density of the gas and therefore does address burner performance. It is internationally the most widely accepted measure of interchangeability. From the lower heating value (LHV) in Btu/scf [kJ/Nm<sup>3</sup>] and the specific gravity (SG), the Wobbe Index (WI) of the gas can be calculated as the LHV divided by the square root of the relative density:

$$WI = LHV / \sqrt{SG}$$

This index is frequently used as a parameter, particularly in the UK, for which the upper limit constitutes a major constraint on the import of rich gases. Other limits for main gas components are a minimum amount of methane, and maximum amounts of ethane, propane, butane, pentanes and heavier, and inert gases, particularly nitrogen, oxygen, and carbon dioxide.

Most US gas specifications are based upon heating value, not Wobbe Index. This has historically been adequate because most gas supplies came from interstate transmission pipelines with very homogeneous gas compositions. However, in the future as the domestic US conventional natural gas supply in the US is not capable of meeting the gas demand, the U.S gas supply mix increasingly involves imported LNG and smaller non-conventional domestic gas sources (e.g. coal bed methane), and pipeline gas compositions will become less homogenous in the future. Estimates indicate that by 2010, 10% of US demand could be met by LNG. Many participants in the US gas market have called for pipeline standards to clarify issues surrounding gas interchangeability to ensure consistent safe and reliable sources of supply that consumers can depend upon.

#### Gas Quality from U.S LNG Receiving Terminals

Many gas liquefaction plants are located in remote locations far from natural gas liquids (NGL) markets, making it commercially unacceptable to separate the lighter NGL components from the gas, especially ethane (C2) and in some cases propane (C3) and butane (C4). Some NGLs are therefore liquefied along with the methane. Indeed, Japanese LNG buyers that have dominated the LNG markets for decades prefer high calorific gas and often choose to even add C3 and C4 to boost the NGL and energy content of the gas derived from the delivered LNG. Much LNG produced is therefore significantly richer in NGLs than the US and UK gas grid specifications.

#### Options for Adjusting Gas Quality in LNG receiving Terminals

In order to import NGL-rich LNG and comply with gas sendout requirements, the heating value must somehow be reduced. The



Данный показатель часто используется, особенно в Великобритании, в качестве параметра, для которого верхний предел представляет собой главное ограничение к импорту обогащенных газов. Другими пределами для основных газовых составляющих являются минимальный объем метана и максимальные объемы этана, пропана, бутана, пентанов и более тяжелых фракций, а также инертных газов, особенно азота, кислорода и углекислого газа.

Большинство технических требований к газу в США основаны на теплотворной способности, а не на показателе Уобба. Этого исторически было достаточно, ибо большинство поставок газа шло с междуштатных транспортных трубопроводов с весьма однородными газовыми составами. Тем не менее в будущем, из-за неспособности внутренней традиционной системы газоснабжения США удовлетворять потребности в газе, смесь подаваемого газа в США все больше будет включать импортные СПГ и меньшего объема нетрадиционные внутренние источники газа (например, угольный метан), смеси же очень сухого газа будут становиться в будущем менее однородными. Согласно оценкам, к 2010 году 10% американского спроса будет покрываться СПГ. Многие хозяйственные субъекты на американском газовом рынке уже потребовали, чтобы в стандарты по газопроводам внесли уточнения по постоянным безопасным и надежным источникам газоснабжения, на которые потребители могли бы опираться.

#### **Сорт газа с приемных терминалов СПГ в США**

Многие установки для сжижения газа расположены территориально в местах, удаленных от рынков газоконденсатных жидкостей (ГКЖ), что делает коммерчески нецелесообразным сепарацию более легких фракций ГКЖ из газа, особенно этана (C2), а в некоторых случаях пропана (C3) и бутана (C4). Поэтому некоторые ГКЖ сжижаются вместе с метаном. Японские покупатели СПГ, уже десятилетия играющие главные роли на рынках СПГ, предпочитают высококалорийный газ и зачастую даже выбирать добавление C3 и C4, чтобы увеличить содержание ГКЖ и энергоемкости газа, получаемого из СПГ. Поэтому значительная часть СПГ гораздо насыщеннее газоконденсатными жидкостями, чем по техническим требованиям к сетям газоснабжения в США и Великобритании.

#### **Варианты корректировки сорта газа на приемных терминалах СПГ**

Для того чтобы импортировать СПГ, насыщенный газоконденсатной жидкостью, и выполнять требования по поставке газа, теплотворную способность порой необходимо уменьшать. Наиболее распространенным методом является закачка инертного газа (например, азота) до трубопроводного (очень сухого) предела по содержанию инертных элементов, как правило от 2 до 3%. Также технически осуществима закачка воздуха, однако это применяется только для незначительных корректировок теплотворной способности, чтобы не допускать превышения газом минимальных технических требований по содержанию свободного кислорода, составляющих 0,01-0,2%.

Возможности снижения теплотворности путем добавления одних только инертных компонентов ограничены величиной порядка 20-30 БТЕ/станд. фут<sup>3</sup>. Этого может оказаться достаточно для корректировки сорта для некоторых потоков СПГ, однако не хватит для других. При распространенной в США действующей спецификации тарифов трубопроводной транспортировки на основе теплосодержания, лишь ограниченный круг поставок удовлетворяет ограничительным нормам по сорту газа. С использованием такого критерия только СПГ из ограниченного диапазона источников (например, Алжира, Тринидада и Тобаго) можно напрямую поставлять в значительных объемах на большинство газовых рынков

most common approach is to inject inert gas (e.g. nitrogen) up to the pipeline limit for inert content, usually 2% to 3%. Air injection is also technically feasible, but is only used for minor adjustments of heating value to avoid the gas exceeding the minimum free-oxygen content specifications, which are 0.01-0.2%.

The calorific value reduction possible by adding inerts alone is limited to about 20-30 BTU/SCF. This may be sufficient to adjust quality for some LNG streams, but will be insufficient for other streams. Under the current heat content-based pipeline tariff specifications common in the U.S. few supplies of imported LNG meet the restrictive gas quality provisions. Only LNG from a limited range of sources (e.g. Algeria, Trinidad and Tobago) could be directly delivered in substantial quantities into most gas markets along the US East Coast using such criteria. However, if the US pipelines translate their current heat content specification into a corresponding Wobbe Index (generally in the range 1330 –1370 BTU/SCF), most LNG supplies throughout the world (Wobbe Index generally in the range 1380 –1440 BTU/SCF), when blended with allowable concentrations of an inert gas such as nitrogen, would meet the tariff specification for interchangeability (on that Wobbe Index basis).

In cases where inerts cannot meet the U.S. heating value constraints in order to reduce the heating value, the C2 and heavier components need to be removed at extra cost to the LNG receiving terminal. If there is an NGL market around the LNG receiving terminal then C2+ removal solutions can generate a high value NGL stream, which can be more beneficial to the long-term economics of the terminal than nitrogen dilution.

In May, 2005, the Natural Gas Supply Association (NGSA) filed a petition that requested, among other factors, that FERC adopt interchangeability standards of a maximum 1400 Wobbe Index number; a maximum 4% inert gas limit; and 1.5% maximum Butanes Plus. On the other hand, the Natural Gas Council (NGC) interim guidelines were more flexible calling for plus and minus four percent of local historical Wobbe Index number subject to a maximum of 1400 and a minimum of 1200. In its ruling of June 2006 FERC rejected these suggestions for a national standard and elected to proceed on a case-by-case basis, but required pipelines to adopt gas quality and interchangeability standards in their tariffs modelled on the NGC interim guidelines or explain how their tariff provisions differ. This allows more flexibility to take into account regional circumstances, but also is open to more ambiguity and potential dispute.

#### **Why Gas Interchangeability is Becoming More Significant in LNG Trading**

Short-term LNG trading now constitutes about 12% of the world LNG market, with individual cargoes being traded and swapped between regional markets quite regularly. As LNG producers and buyers continue to diversify such trading will undoubtedly grow and play a significant role in balancing supply and demand and in offering arbitrage opportunities to those companies able to participate. It also now seems likely that LNG trading and storage hubs will evolve to serve one or more regional markets, holding significant reserves of LNG from many sources (and compositions) made available to a range of buyers during periods of peak demand.

For such systems of short-term trading to work effectively contractual standards of gas interchangeability have to be clearly defined (i.e. unambiguous). Also, for LNG receiving terminals to be able to obtain maximum benefit from such flexible short-term trading systems they must have the technology (e.g. nitrogen injection and / or, NGL removal) and plant available to adjust regasified LNG compositions to meet the gas quality requirements they have contracted with their particular gas networks and customers. ■

OilVoice is a valuable source of upstream oil industry reference, featuring a **global selection of upstream oil company profiles** in one location, alongside continually updated industry news, statistical data and focused regional information

In addition to the company profiles, OilVoice also includes;

- Operational Highlights
- Reserves & Production
- Gulf of Mexico Focus
- North Sea Focus
- Key Statistics
- Discovery
- CapEx Review
- Bulletin Board
- New Companies
- People on the Move
- New Kid on the Block
- Acquisitions & Mergers
- Global Company Overview
- Renewable Energy Focus
- Coalbed Methane Focus
- Reports & Commentary
- Graduate Recruitment
- Oil Industry Directory
- University Directory
- Oil Sands Focus

Visit [www.oilvoice.com](http://www.oilvoice.com) and sign up for a free 10-day trial or talk to us about extended company intranet evaluation.

вдоль восточного побережья США. Тем не менее, если трубопроводы США переведут существующую спецификацию по теплотворной способности в соответствующий показатель Уобба (обычно в диапазоне 1 330 – 1 370 БТЕ/станд. фут<sup>3</sup>), то большинство партий СПГ по всему миру (показатель Уобба обычно в диапазоне 1 380 – 1 440 БТЕ/станд. фут<sup>3</sup>), при смешивании с допустимыми концентрациями инертного газа типа азота, удовлетворят тарифной спецификации по взаимозаменяемости (на основе показателя Уобба).

В тех случаях, когда инертные компоненты не в состоянии удовлетворять американским ограничениям на теплотворную способность в плане ее уменьшения, тогда на терминале приема СПГ за дополнительные расходы необходимо удалять С2 и более тяжелые фракции. При наличии рынка сбыта ГКЖ в районе терминала приема СПГ, тогда процессы удаления С2 и выше способны создавать потоки ГКЖ с высокой теплотворностью, что может быть более экономичным для долгосрочной хозяйственной деятельности терминала, разбавление азотом.

В мае 2005 года Ассоциация поставщиков природного газа (NGSA) обнародовала заявление, в котором, среди прочего, запрашивается принятие комиссией FERC норм взаимозаменяемости в виде числа показателя Уобба максимум 1400; предельной концентрации инертных газов 4% и максимального содержания бутанов и выше 1,5%. С другой стороны, внутренние нормативы Национального газового совета (NGC) были более гибкими и допускали плюс-минус четыре процента от первоначального местного числа Уобба при условии соблюдения максимума в 1 400 и минимума в 1 200. В своем постановлении от июня 2006 года FERC отвергла эти предложения к государственному стандарту и предпочла действовать с дифференцированным индивидуальным подходом, однако потребовала от служб трубопроводов принимать нормы сортов газа и взаимозаменяемости в своих тарифных ставках исходя из смоделированных во внутренних нормативах NGC или разъяснять отличия своих тарифных планов. Это дает больше гибкости для учета региональных обстоятельств, но также приводит к большей неясности и возможным разногласиям.

#### **Почему взаимозаменяемость видов газа становится более значимой в торговле СПГ**

Краткосрочные сделки по продаже СПГ составляют порядка 12% мирового рынка СПГ, и отдельные партии достаточно регулярно реализуются и обмениваются между региональными рынками. По мере расширения круга производителей и покупателей СПГ такая торговля неизбежно будет расширяться и играть значительную роль в уравнивании спроса и предложения и предлагать компаниям, способным стать субъектами рынка, возможности проведения арбитражных операций. Также кажется вероятным развитие узловых пунктов реализации и хранения СПГ, обслуживающих один или несколько региональных рынков, поддерживая значительные запасы СПГ из многих источников (и многих составов), доступных широкому кругу покупателей на период ажиотажного спроса.

Для эффективной работы таких сетей краткосрочной торговли должны быть ясно и недвусмысленно обозначены предусмотренные договорами нормы по взаимозаменяемости видов газа. Кроме того, для возможности получения терминалами приема СПГ максимальной прибыли от таких гибких сетей краткосрочной торговли, эти терминалы должны иметь технологию (например, закачки азота и (или) удаления ГЖК) и установку для внесения изменений в составы смесей повторно испаренных СПГ, чтобы удовлетворять требованиям к сорту и качеству газа, обусловленным договором со своими конкретными системами газоснабжения и потребителями. ■