



Опыт утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ)

Важенина Л.В. к.э.н., доцент кафедры ВЭД, Цибульская В.М., доцент

Experience in APG utilization

Vazhenina L.V., Ph.D. (Economics), assistant professor of Foreign Economic Activities Department, Tsibulskaya V.M., senior lecturer

Значительная часть стран, обладающих запасами нефти, имеет слаборазвитую собственную перерабатывающую промышленность. Стремительное уменьшение запасов нефти (пик мировой добычи будет пройден к 2020 году, а по некоторым данным может быть даже к 2010 году) заставляет эти страны искать альтернативные источники дохода. В последнее время все больше внимания уделяется природному газу, в том числе попутному и даже промышленным выбросам.

Проблема рационального применения ПНГ существует во всем мире. По сведениям Всемирного банка в мире ежегодно сжигается около 100 млрд.м³ этого вида сырья, а его доказанные запасы превышают 280 трлн.м³.

Основными компонентами ПНГ являются углеводороды – от метана до гексана, включая изомеры C₄C₆. Неуглеводородные составляющие могут быть представлены азотом, углекислым газом, гелием, аргонном, а также сероводородом, количество которого иногда достигает нескольких процентов. Иногда встречается водород [1].

В мировой практике нефтедобычи высокие экологические требования привели к тому, что уровень утилизации ПНГ достигает 97-99%. В развитых нефтедобывающих странах, таких как США, Канада, Великобритания, Норвегия и другие производится практически полная его утилизация.

Основные направления утилизации ПНГ, известные сегодня:

- сбор, компримирование, транспортировка;
- компримирование и закачка в пласт;

The vast majority of countries rich in oil reserves still have a largely underdeveloped processing industry. A steady rapid decline in oil reserves with peak world crude oil production likely to be passed by 2020 and according to some sources already in 2010 compels these countries to look for alternative sources of revenue. Recent years have seen more attention focused on natural gas, including associated gas and even industrial releases.

The problem of rational use of associated petroleum gas (APG) exists around the world. According to data released by the World Bank, about 100 billion cubic meters of this type of raw material are burnt annually in the world and its proven geological reserves are known to exceed 280 thousand billion cubic meters. The major constituents of APG are hydrocarbons ranging from methane, to hexane and isomers C₄C₆. Nonhydrocarbon constituents, such as nitrogen, carbon dioxide, helium, argon, and hydrogen sulfide may also be present, the latter sometimes occurring in substantial amounts. Hydrogen [1] is also rarely encountered. In world oil production, high ecological requirements have been instrumental in bringing the level of associated gas utilization to 97-99 percent.

In the developed oil-producing countries of the world such as the USA, Canada, Great Britain, Norway, associated gas is utilized almost completely.

The main trends in associated gas utilization known today are as follows:

- gathering, compression, transportation;
- compression and injection;
- combustion in power plants to produce electrical and

- сжигание в энергетических установках для производства электрической и тепловой энергии;
- сжижение газов;
- физико-химическая переработка в жидкое топливо, полимерные материалы и т.д. (технологии GTL) [2].

Первое направление является традиционным и позволяет наилучшим образом и целенаправленно использовать собранный ПНГ.

Второе направление позволяет поддерживать внутрипластовое давление, что является оправданным при падающей добыче нефти. Третье направление тесно связано с тем, что ПНГ – это, прежде всего, высококалорийное и экологически чистое топливо. Учитывая высокую энергоёмкость нефтедобычи, его используют для производства электроэнергии. На экономическую эффективность энергоустановок влияют:

- объём капиталовложений в систему сбора и подготовки ПНГ;
- стоимость самих установок;
- величина тарифов на электроэнергию;
- штрафы за выбросы загрязняющих газов;
- затраты на эксплуатацию.

Основные преимущества использования ПНГ для производства энергии на промыслах следующие:

- Выполнение условий лицензионных соглашений по утилизации ПНГ;
- Снижение затрат на энергоснабжение;
- Высокая экономическая эффективность и короткие сроки окупаемости;
- Отсутствие значительных инвестиций в строительство ЛЭП и инженерных сетей от внешних и централизованных источников энергии для постоянного снабжения новых месторождений;
- Сокращение потерь от передачи электроэнергии при ее выработке на месте потребления;
- Высокое качество электроэнергии, производимой ГПЭС (газопоршневые электростанции);
- Пониженные выбросы CO₂, вызывающие парниковый эффект [2].

Все ведущие мировые энергетические холдинги используют ПНГ как сырьё для газопоршневых электростанций (ГПЭС). При этом наиболее важной характеристикой при таком способе использования газа является его детонационная стойкость, определяемая метановым числом (у метана оно равно 100, у бутана – 10, а у водорода – 0). В целом метановое число составляет 25-95. Четвертое направление – это сжижение ПНГ.

В мире отмечается высокий темп роста спроса на сжиженные нефтяные газы. Наиболее активно развивающиеся рынки – Китай и Индия, то есть страны, которые в геополитическом отношении благоприятны для налаживания поставок продуктов газопереработки из России.

Извлекаемые из сырого ПНГ газовый бензин, отбензиненный газ и углеводородные фракции, представляющие собой технически чистые углеводороды (этан, пропан, бутан, изобутан и др.) или их смеси

thermal energy;

- gas liquefaction;
- Physico-chemical processing into liquid fuel, polymer materials, etc (GTL technology) [2].

The first trend is a traditional one, and indeed makes it possible to use the gathered associated gas purposefully and in the most efficient manner.

The second trend is to maintain reservoir pressure, which is justifiable given declining oil production rates. The third trend is closely linked to the fact that APG is first and foremost a high-energy and ecologically clean fuel. It is used for power generation because of the high energy input into oil production. The economic efficiency of power installations is influenced by:

- The volume of capital investments into the system of APG gathering and treatment
- the cost of the installations;
- power rates;
- fines and penalties for release of contaminant gases;
- Operating costs.

The major benefits of using APG for power generation at the oil Fields are as follows:

- Implementation of terms and conditions of licensing agreements for APG utilization;
- Cutting down on power supply costs ;
- High economic efficiency and short payback periods;
- Lack of substantial investment into construction of transmission lines and utilities from external and centralized power sources for continuous supply of new oil fields;
- Reduced transmission losses due to power generation in place of consumption;
- The high quality of power generated by gas piston power plants (GPPP);
- Lowered CO₂ emissions, reducing the greenhouse effect.

All the world's leading power holding companies are using APG as raw material for gas piston power plants. With this method, the most important characteristic of gas is its knock value expressed in terms of a methane number (in methane it equals 100, in butane-10 and in hydrogen -0). As a whole the methane number is in the order of 25-95. The fourth trend is the liquefaction of APG.

The most rapidly developing markets are China and India, countries that are geopolitically relevant for organizing deliveries of gas processing products from Russia. Natural gasoline, residue gas and hydrocarbon fractions extracted from the raw gas, which are essentially commercially pure hydrocarbons (ethane, propane, butane, isobutene, etc) or mixtures thereof constitute a sort of second echelon of raw materials. Natural gasoline is used as a component of automotive gasoline. Liquefied gases such as propane-butane mixtures are widely used as motor-vehicle fuel or for public-utility uses.

Ethane fraction and the blends of the hydrocarbon fractions provide a valuable raw material for the chemical and petrochemical industry. These components fetch a higher price than gas on the world market, so their extraction from the total gas stream gives added value to the gas business [3].

The United States is the world's biggest producer of liquid

формируют как бы второй сырьевой эшелон. Газовый бензин применяют как компонент автомобильных бензинов. Сжиженные газы (пропан – бутановая фракция) широко используется как моторное топливо для автотранспорта или как топливо для коммунально-бытовых нужд. Этановая фракция и смеси углеводородных фракций - ценное сырье для химической и нефтехимической промышленности. На мировом рынке эти компоненты котируются дороже, чем газ, так что извлечение их из общего газового потока увеличивает ценность газового бизнеса [3].

США – крупнейший в мире производитель жидких углеводородов из газа. Второе место занимает Саудовская Аравия. Россия стоит на 6-м месте, уступая Канаде, Мексике, Саудовской Аравии и Абу-Даби. В первую десятку производителей жидких углеводородов входят так же Иран, Венесуэлла и Алжир. Сжиженные газы (как и газовый конденсат) режиму квот не подлежат.

В настоящее время мировой рынок углеводородного сырья характеризуется тем, что спрос на сжиженные углеводородные газы растет вдвое быстрее, чем на сырую нефть. Цены на сжиженный газ находятся под влиянием цен, как на сырую нефть, так и на газ, которые традиционно остаются выше и тех и других и конкурируют с ценами на «нафту».

Саудовская Аравия является самым крупным в мире поставщиком сжиженных углеводородных газов на мировой рынок, а список 10 крупнейших экспортеров на 70% формируется странами ОПЕК. Россия тоже экспортирует эти продукты около 1 млн.т в год, преимущественно в Польшу, Финляндию, Латвию и Литву. Крупнейшие импортеры сжиженных газов – Япония, Китай, Южная Корея, Индия. Проведенные в ГНЦ РФ ФЗИ сравнительные оценки показывают, что вложения в завод по производству синтетического топлива (СЖТ) в 14 раз эффективнее, чем в производство электроэнергии [4].

Самым экономически эффективным направлением утилизации ПНГ является его физико-химическая переработка. Возможности применения ПНГ в качестве сырья для химии и нефтегазохимии значительно шире, чем природного газа (ПГ), поскольку его состав гораздо богаче. Он содержит много этана, пропана, бутана и других газов, из которых можно получать большой ассортимент химических продуктов, на импорт которых Россия тратит ежегодно более 3 млрд. долларов. И эта продукция получена из российского первичного сырья.

Глубокая переработка ПНГ является коммерчески эффективным способом его утилизации. Из ПНГ получают сухой газ, широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ), газовый бензин и сжиженный газ. В химической и нефтехимической промышленности из ПНГ производят полимеры, удобрения, товары народного потребления и т.д.

hydrocarbons from gas with Saudi Arabia ranking second. Russia holds 6th place after Canada, Mexico, Saudi Arabia and Abu-Dhabi. Iran, Venezuela, and Algeria are among the first top ten producers of liquid hydrocarbons.

Liquid gases along with gas condensate are not subject to the quota regime. The hallmark of the world market of hydrocarbon raw material today is that global demand for liquefied hydrocarbon gases is growing twice as fast as that for crude oil. Prices of liquefied petroleum gas are influenced mainly by crude and gas prices, which are traditionally higher than those of oil and gas and compete on price with naphtha.

Saudi Arabia is the world's largest supplier of liquefied hydrocarbon gases to the world market, and the list of 10 largest net oil exporters is composed by 70 percent of OPEC member countries. Russia also exports about one million tons of these products a year, mainly to Poland, Finland, Latvia and Lithuania. The largest importers of liquefied hydrocarbon gas are Japan, China, South Korea and India.

A comparative analysis carried out at the State Scientific Centre of the Russian Federation –Institute for Physics and Power engineering (SSC RF-IPPE) shows that investments in a factory for manufacture of synthetic fuel are 14 times more effective than power generation [4].

The most effective direction, economically speaking, of associated gas utilization is its physical and chemical processing. APG offers greater potential for use as feedstock for chemistry and petroleum chemistry than natural gas because its composition is more diverse. It contains plenty of ethane, propane, butane and other gases, from which it is possible to produce a broad range of chemical products, the imports of which cost Russia more than 3 billion dollars annually.

Also, these products are made using Russian primary raw materials. Deep conversion of associated gas is certainly a commercially viable method. Residue gas, a broad fraction of light hydrocarbons (BFLH), natural gasoline and liquefied gas, is extracted from associated gas. In the chemical and petrochemical industry polymers, fertilizers, consumer goods and so on are made from associated gas.

Table 1
Russia and the world: number and capacity of gas processing plants (GPP)

Country	Number of GPP	Total capacity of GPP by the beginning of 2002, bln. m ³
Russia	24	100
USA	570	731.5
Canada	858	499.0
Iran	16	116.5
Saudi Arabia	8	94.8
Great Britain	11	142
Indonesia	12	72
Argentina	20	60.3
Algeria	4	55.2
Australia	5	57.2
World total	1736	2448.5

FEATURING SPE TECHNICAL CONFERENCE

TECHNICAL EXPERTISE FOR GLOBAL E&P CHALLENGES

Offshore Europe will help you maximise your knowledge and E&P productivity by addressing the challenges facing your industry.

- **Evaluate products and services** from over 1400 exhibiting service and operating companies
- **Obtain technical knowledge and expertise** in the SPE Technical Conference
- **Optimise your E&P efficiency** for smarter business at the Intelligent Energy Zone
- **Solve your specific E&P challenges** – attend one of the case study sessions
- **Find new markets** – network at one of the Meetings Alongside

Visit the website to view the SPE technical conference programme and the list of exhibitors, find out what is happening at the show, book your accommodation and register now for fast track entry and miss the queues on the door.

Register now for fast track entry
www.offshore-europe.co.uk



OFFSHORE EUROPE
OIL & GAS CONFERENCE & EXHIBITION

4th-7th September | **Aberdeen**

Rediscovering the future

Organised by: The Offshore Europe Partnership

 **Reed Spearhead
Exhibitions**


Society of Petroleum Engineers

Таблица 1

Россия и мир: количество и мощность ГПЗ

Страна	Количество ГПЗ	Суммарная мощность ГПЗ на начало 2002г., млрд. м ³
Россия	24	100
США	570	731,5
Канада	858	499,0
Иран	16	116,5
Саудовская Аравия	8	94,8
Великобритания	11	142
Индонезия	12	72
Аргентина	20	60,3
Алжир	4	55,2
Австралия	5	57,2
МИР всего	1736	2448,5

Экономически развитые страны используют до 98% ПНГ. Сегодня во всем мире почти 2000 заводов и установок перерабатывают за сутки 4 млрд. м³ различных газов. В России общая мощность 24-х ГПЗ по оценкам [3] составляет примерно 100 млрд. м³, то есть менее 20% суммарной добычи газа в стране (табл.1).

Газоперерабатывающая отрасль в России в принципе существует, но в масштабе, который поразительно не соответствует мощи газовой индустрии в целом.

Технологии GTL позволяют получить широкий спектр конечных продуктов, превосходящих аналогичные нефтепродукты по качеству и/или цене, которые, по сути дела, могут претендовать практически на весь нефтяной рынок. GTL (gas to liquids) – это процессы преобразования газов в жидкие углеводороды на основе применения Fischer – Tropsch технологии. Потенциал которых широко признается, особенно в целях утилизации газа одиночных и отдаленных месторождений, не оправдывающих строительство газотранспортных систем. Разработкой таких технологий занимаются специалисты компаний Sasol, Chevron, Exxon Mobil, BP, Shell Gas Power, Bechtel, а также в Иране, Алжире, Венесуэле, Ливии, Кувейте, Германии, Бразилии [5].

США отнесены в группу стран с уровнем утилизации ПНГ до 97-99%, где ежегодно извлекается около 25 млрд. м³ нефтяного попутного газа. На газохимические комплексы доставляется более 86% всего добываемого газа. В США суммарная мощность 570 действующих ГПЗ составляет 730 млрд. м³, что превышает уровень годовой добычи почти на 200 млрд. м³ [3]. В извлекаемых попутных газах содержание этана в среднем составляет 10%, пропана – 9%, бутана – 4%. В США этилен и пропилен (сырье для производства полиэтилена и полипропилена) получают пиролизом этана и пропана, извлекаемых из природного и попутного газа. В России для их производства используют чрезвычайно неэффективный процесс термического пиролиза прямогонной бензиновой фракции, в котором выход этилена и пропилена в 2-3 раза ниже, чем в процессах пиролиза этана и пропана, применяемых в США. Только в США из немногим более 500 млн.м³ попутного и природного газа ежегодно получают 80 млн. т этана, пропана, бутанов и газового бензина, которые

Industrially developed countries use up to 98 per cent of associated Gas. Today some 2000 plants and production installations process 4 billion cubic meters of different gases worldwide per day.

In Russia, the total capacity of 24 gas processing plants is estimated [3] at about 100 billion cubic meters, that is less than 20 percent of the country's cumulative gas production (table .1). The gas processing industry does actually exist in Russia, but on a scale that is dramatically out of all proportion to the overall potential of the gas industry as a whole.

GTL (Gas to Liquid) technologies allow one to obtain a broad spectrum of end-products superior to similar mineral oil products in terms of quality and/or price which, properly speaking, have a potential to capture the overall market for oil.

GTL (gas to liquids) is a new technology applied to convert natural gas to liquids via the Fischer–Tropsch processes. Its potential has become widely accepted, especially for gas utilization from single and remote oil fields where construction of gas transmission systems is economically unjustified. Such technologies are being developed by engineers at Sasol, Chevron, Exxon Mobil, BP, Shell Gas Power, Bechtel as well as in countries as far afield as Algeria, Brazil, Germany, Iran, Kuwait, Libya and Venezuela [5].

The United States belongs to the group of countries with a high level of APG utilization (up to 97-99 percent) where about 25 billion cubic meters of oil-dissolved gas are extracted annually. Over 86 percent of all extracted gas is delivered to gas chemical complexes. In the USA, the aggregate capacity of 570 operating gas-refinery plants is 730 billion cubic meters, which exceeds the annual production level by nearly 200 billion cubic meters[3]. The extracted associated gases contain an average of 10 percent ethane, 9 percent propane and 4 percent butane. In the USA ethylene and propylene (feedstock for production of polyethylene and polypropylene) are obtained through pyrolysis of ethane and propane extracted from natural and associated gas. In Russia, an exceptionally ineffective process of thermal pyrolysis of straight-run gasoline cut is employed for the purpose, which yields 2 or 3 times less ethylene and propylene than is achieved with the use of US technology for ethane and propane pyrolysis. The USA accounts for 80 mln tons of ethane, propane, butane and natural gasoline obtained from slightly more than 500 mln tons of associated and natural gas which go into the production of various polymers. In Russia, which boasts higher volumes of gas output, the indices of gas conversion are less by an order of magnitude.

In Norway, when its domestic oil industry in its infancy, oil producers were banned from burning flaring gas. Since then all gas has been utilized to good effect down to the last cubic meter, while 99 percent of their electric power needs are supplied by hydropower plants.[6].

■ ■ APG utilization in Russia

According to official data, Russia vents some 6 to 10 billion cubic meters of gas annually in to the atmosphere. [7]. The Northern flares alone burn gas in amounts tantamount to the production of a dynamically developing oil company such as Slavneft. Gas loss of this magnitude is a feature characteristic

идут на производство различных полимеров. В России при превосходящих объемах добычи показатели переработки на порядок меньше.

Норвегия с самого зарождения отечественного нефтепрома категорически запретила добытчикам что-либо сжигать в факелах. С тех пор там пускают весь газ в дело до последнего куба, а 99% электроэнергии получают на гидроэлектростанции.[6].

■ Утилизация ПНГ в России

По официальным данным в России ежегодно выбрасывается в атмосферу от 6 до 10 млрд. м³ газа [7]. Только в северных факелах сгорает продукция динамично развивающейся нефтяной компании (например, такой как «Славнефть») это характеристика самых непроизводительных, отсталых технологий. В цивилизованном мире все обстоит по-другому, а такие факелы пылают только в Нигерии, Зимбабве и у нас в России. Так заявляют ученые СО РАН [8].

Из всего объема ПНГ около 45% используется на нужды промыслов (закачивается в пласт, сжигается на энергоустановках), а 35% поступает на переработку на ГПЗ (газоперерабатывающие заводы), где половина подвергается глубокой переработке. Следовательно, порядка 20% ПНГ сжигается на факелах. Основные причины сжигания ПНГ в факелах связаны с тем, что многие разрабатываемые месторождения находятся далеко от магистральных газопроводов (либо не имеют доступа к ним по организационным причинам – ограничения «Газпрома»). При заниженных ценах на попутный газ на внутреннем рынке строительство новых компрессорных станций и газовых магистралей не окупается, если перерабатывать ПНГ будут сторонние организации (в основном это заводы АК «Сибур» в настоящее время консолидированные в активы «Газпрома»). Поэтому единственным коммерчески рациональным выходом для нефтяников остается сжигание ПНГ в факелах. Это приводит к безвозвратным потерям ценного химического и энергетического сырья (метана, этана, пропана, бутанов), к загрязнению окружающей среды, к сокращению доли добавленной стоимости, оставляемой в России [2]. Оптовая цена на ПНГ еще недавно составляла от 275 до 350 рублей за 1000 м³ (согласно приказу Минэкономки России). Однако расчеты показывают, что при таких ценах продажа газа на ГПЗ с небольшого месторождения (от 1 до 1,5 млн. т нефти в год) рентабельна, если перерабатывающий завод находится на расстоянии 60-80 км, не более. Вновь вводимые нефтяные месторождения сегодня удалены от ГПЗ уже как минимум на 150-200 км. Поэтому учет всех затрат выводит себестоимость попутного газа на уровень, превышающий установленный государством аж в 4 раза. Так, по мнению специалистов НК «Лукойл», цена ПНГ должна составлять порядка 40 долларов за 1000 кубометров.

Таким образом, методики определения рыночной цены на ПНГ создали ситуацию, когда деятельность по сбору и переработке ПНГ совершенно потеряла целесообразность для нефтяных компаний, а значит газопереработка и

of the most unproductive obsolete technologies. The situation is quite different in the civilized world. And such flares are only burning in Nigeria, Zimbabwe and in Russia, according to scientists of the Siberian branch of Russia's Academy of Sciences [8].

Out of the total volume of APG about 45 percent is used to meet oil field needs (injected into the bed, burned in power installations) and 35 percent is delivered for conversion to gas processing plants (GPP) where half of the gas undergoes deep conversion. The balance, some 20 percent of APG is burned in flairs. The main reasons for flaring is that many developed oil fields are located far from the gas mains (or have no access to them for institutional reasons such as restrictions imposed by Gazprom). With gas being under priced on the local market, it doesn't pay to build new compressor plants and main gas pipelines if outside organizations are entrusted with APG processing (these are mainly Sibur owned plants, currently consolidated into Gasprom assets). Therefore, the only commercially reasonable alternative for oilmen is to burn gas through flares. This leads to irretrievable losses of valuable chemical and energy feedstock (methane, ethane, propane and butanes), environmental pollution and reduced share of added value remaining in Russia[2]. Until recently, the wholesale price of APG varied from 275 to 350 rubles per 1000 cubic meters (according to the order of MinEconomy of Russia). However, as shown by calculations, at this price level selling gas from a small oilfield (1 to 1.5 million tons of oil a year) to a gas refinery plant is cost-efficient only if the plant is located at a distance not exceeding 60-80 km. Today, newly developed oil fields are located within at least 150-200 km from gas processing plants. Hence, with all expenses accounted for, the prime cost of associated gas may exceed a government –set level by a factor of 4. According to Lukoil experts, the price of APG should be roughly 40 dollars per 1000 cubic meters.

Consequently, a situation has emerged as a result of all these procedures for setting the market price of oil when oil companies no longer find it worthwhile to gather and process APG, meaning that gas processing and petroleum chemistry are not secured against new prolonged crises. The situation is compounded by the fact that oil companies were not allowed to sell APG on the gas market. The Russian government has at long last approved the concept of liquefied gas (LG) market development for household and practical needs. This concept simultaneously envisages the elimination of state adjustment of APG prices, because APG is also a feedstock for LG[8].

Yamal handles the production of 56 percent of Russia's primary energy resources, while at the same time suffering from a lack of power supply. The all-round implementation of the "Industrial Urals- Polar Urals" project, which was submitted for review to the head of state at a State Council Presidium session in May 2005 in Chelyabinsk, advises not only the development of mineral resources in the Urals polar regions, and the upgrading of transport infrastructure which ensures delivery of the extracted raw materials from Yamal-Nenets Autonomous District (YNAO) to industrial facilities in the Middle and Southern Urals, but also thorough utilization of all natural resources.

For these global projects to be implemented, Yamal's power

Правительство РФ наконец-то одобрило концепцию развития рынка СГ (сжиженного газа) для бытовых нужд. Эта концепция одновременно предусматривает и отмену государственного регулирования цен на ПНГ, который в свою очередь является сырьем для СГ [8].

Ямал обеспечивает производство 56% первичных энергоресурсов страны. Сам же регион страдает из-за дефицита электроэнергии. Комплексная реализация проекта «Урал промышленный – Урал Полярный», который был представлен главе государства на заседании президиума Госсовета в мае 2005 года в г. Челябинске, предполагает не только освоение недр Полярного Урала и развитие транспортной инфраструктуры, обеспечивающей поставки добытого сырья из ЯНАО на промышленные предприятия Среднего и Южного Урала, но и комплексное использование всех природных ресурсов. Для осуществления этих глобальных проектов энергетика Ямала должна активно развиваться. На территории автономного округа сосредоточены огромные запасы (несколько триллионов кубометров) так называемого низконапорного газа, добыча которого неэффективна для транспортировки в центральные районы России и на экспорт. Это и попутный нефтяной газ. Компания «РИТЭК» в августе 2005 года построила и приступила к опытной эксплуатации газопоршневой электростанции на Средне-Хулымском месторождении, которая работает на попутном нефтяном газе. По мнению экспертов, ежегодно электростанции общей мощностью 6 МВт будут потреблять 10,5 млн.м³ ПНГ. Гендиректор «РИТЭКа» Валерий Грайфер заявил, что новый производственный объект является важным элементом в стратегии самостоятельного обеспечения электроэнергией отдаленных северных промыслов компании, он позволяет существенно снизить затраты на энергообеспечение и решить ряд серьезных экологических вопросов. Ранее на этом месторождении были задействованы передвижные электростанции, работающие в газонефтяном цикле [8].

Глава «Газпрома» А.Миллер и губернатор Ямало-Ненецкого автономного округа Юрий Неелов подписали соглашение о расконсервации Новоуренгойского газохимического комплекса, который возводился концерном уже около 10 лет. Причем власти Ямала предоставят «Газпрому» под этот проект, учитывая его несомненную важность, местные налоговые льготы [8].

В Ханты-Мансийском автономном округе добывается порядка 65% российской нефти. Ежегодно объем добычи нефти в Югре растет на 5-10%. Растет и объем попутного нефтяного газа (ПНГ). Так в 2004 г. извлечено 32 млрд. м³ газа, а объем сжигаемого газа вырос почти на 22% и составил 6,4 млрд.м³. 41,3% ПНГ поступает на ГПЗ (их в округе 6). Проектная мощность всех ГПЗ (25,5 млрд.м³) используется наполовину. На ГПЗ производится:

1. сухой отбензиненный газ (метан, этан);
2. ШФЛУ (широкая фракция легких углеводородов);
3. стабильный газовый бензин;
4. сжиженные газы (пропан, бутан).

Сухой отбензиненный газ используется для выработки электроэнергии. На нем работают Сургутские ГРЭС-1 и

economy must develop at a fast pace. The territory has vast resources estimated at several thousand billion cubic meters of so-called low-pressure gas whose extraction is economically unviable for transmission to Russia's central areas, and indeed for export. There is also associated petroleum gas. In August 2005 RITEK company had built and started a pilot operation of a petroleum gas-fired reciprocating power plant at Sredne-Khylimskoe field. According to expert estimates, power plants with a cumulative capacity of 6MW will consume 10.5 million cubic meters of APG. RITEK's general director Valery Graifer said that the new production facility represents the key linchpin in the strategy aimed at ensuring a self-sufficient supply of power to the company's remote northern fields, while allowing to cut down substantially the power supply expenses and to solve a number of challenging ecological problems. Earlier, the field relied on mobile power plants operating in the gas-oil cycle to meet its power generation needs[8].

Gazprom CEO Alexi Miller and the governor of Yamal-Nenets autonomous district Yuri Neelov have signed an agreement to reactivate the Novourenгой gas and chemical complex, which has been under construction for about 10 years. YNAO authorities will also grant tax breaks to Gazprom, given its undisputed importance[8]. The Khanty Mansiysk autonomous district (HMAO) accounts for about 65% of Russian oil production. The annual volume of oil production in Yugra is currently growing by 5-10 percent per annum. The volume of associated oil gas (APG) is also on the rise. In 2004, some 32 billion cubic meters of gas was extracted and the volume of gas being burnt grew by nearly 22 percent to reach 6.4 billion cubic meters. 41.3 percent of APG is funneled to the district's 6 gas processing plants. Only half of the design capacity of all gas processing plants (25.5 billion cubic meters) is utilized. Gas processing plants produce the following product range:

1. residue gas (methane, ethane);
2. BFLH (broad fraction of light hydrocarbons);
3. stable natural gasoline;
4. liquefied gases (propane, butane).

Residual gas is used for power generation. Surgut-based state district power plants GRES-1 and GRES-2 as well as Nizhnevartovsk GRES are residual gas fired. BFLH and the stable natural gasoline are transferred via the product line to the Tobolsk oil and chemistry complex. Liquefied gas is used to meet housing and daily living needs[9]. APG is also used on small scale power generation facilities which have seen rapid development in recent years.

A relatively small volume of APG, whose transmission would be unprofitable to build long-distance gas pipelines, is utilized at self-contained gas-turbine and gas piston power plants which supply cheap electric power and heat to remote oil field facilities. About 3 billion cubic meters of APG were used in 2004 by oil companies to supply their own technological and in-field needs, largely as fuel for preheaters at oil treatment plants, and also for boiler plants of rotational villages and housing settlements.

Low-pressure oil and APG must and will be the most valuable raw material for new capacities being set up in HMAO-Yugra and for Russia's petrochemical industry. According to Sergei Vozdvizhensky, chairman of the interregional Association



11th AFRICA OIL AND GAS,
TRADE & FINANCE
CONFERENCE & EXHIBITION

23 -25 May 2007
NAIROBI, KENYA



CASPIAN OIL & GAS

14th INTERNATIONAL CASPIAN
OIL & GAS EXHIBITION AND CONFERENCE
INCORPORATING REFINING AND
PETROCHEMICALS

5-8 June 2007
BAKU, AZERBAIJAN



MIOGE

9th MOSCOW INTERNATIONAL
OIL & GAS EXHIBITION

26-29 June 2007
MOSCOW, RUSSIA



RPGC

5th RUSSIAN PETROLEUM &
GAS CONGRESS
Alongside MIOGE 2007 Exhibition

26-28 June 2007
MOSCOW, RUSSIA



KIOGE

15th KAZAKHSTAN INTERNATIONAL
OIL & GAS
EXHIBITION & CONFERENCE

2-5 October 2007
ALMATY, KAZAKHSTAN



MANGYSTAU OIL & GAS

2nd REGIONAL MANGYSTAU
OIL & GAS
EXHIBITION

7-9 November 2007
AKTAU, KAZAKHSTAN



TUROGE

7th TUROGE AND BLACK SEA OIL & GAS
EXHIBITION AND CONFERENCE

18-20 March 2008
ANKARA, TURKEY



GIOGIE

7th GEORGIAN INTERNATIONAL
OIL, GAS, ENERGY & INFRASTRUCTURE
CONFERENCE & SHOWCASE

3-4 April 2008
TBILISI, GEORGIA



ATYRAU OIL & GAS

7th NORTH CASPIAN REGIONAL
EXHIBITION

9 -11 April 2008
ATYRAU, KAZAKHSTAN



OILTECH
KAZAKHSTAN

2nd KAZAKHSTAN PETROLEUM
TECHNOLOGY CONFERENCE

10-11 April 2008
ATYRAU, KAZAKHSTAN



OGU

12th UZBEKISTAN INTERNATIONAL
OIL & GAS
EXHIBITION AND CONFERENCE

13-15 May 2008
TASHKENT, UZBEKISTAN



19th WORLD PETROLEUM
CONGRESS

29 June - 3 July 2008
MADRID, SPAIN



ITE Group Plc:

Tel: + 44 (0) 20 7596 5233;
Fax: + 44 (0) 20 7596 5106;
E-mail: julia.romanenko@ite-exhibitions.com



Iteca:

Tel.: +7 327 2583434;
Fax: +7 327 2583444;
E-mail: oil-gas@iteca.kz



ITE LLC Moscow:

Tel: +7 495 935 7350;
Fax: +7 495 935 7351;
E-mail: Luniova@ite-expo.ru

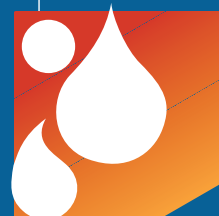


GIMA (Hamburg):

Tel: +49 (0) 40 235 24 201;
Fax: +49 (0) 40 235 24 410;
E-mail: freckmann@gima.de

2007-2008

ITE International Oil & Gas Events



ГРЭС-2, Нижневартовская ГРЭС. ШФЛУ и стабильный газовый бензин по продуктопроводу отправляют на Тобольский НХК. Сжиженный газ идет на бытовые нужды [9]. Нефтяной попутный газ используется и на объектах малой энергетики, которая в последние годы развивается высокими темпами.

Сравнительно небольшой объем ПНГ, для транспортировки которого нерентабельно строить протяженные системы газопроводов, утилизируется на автономных газотурбинных и газопоршневых электростанциях, обеспечивающих дешевой электроэнергией и теплом сооружения на удаленных промыслах.

Около 3 млрд.м³ ПНГ в 2004 г. использовано нефтяными компаниями для собственных технологических и внутрипромысловых нужд – в качестве топлива для печей подогрева на установках подготовки нефти, для котельных вахтовых и жилых поселков.

Низконапорная нефть и попутный нефтяной газ должны быть и станут ценнейшим сырьем как для новых энергетических мощностей, создаваемых в ХМАО-Югре, так и для нефтехимической промышленности России. По словам председателя Ассоциации экономического взаимодействия субъектов РФ «Большой Урал» Сергея Воздвиженского, если попутный газ интересен в первую очередь предприятиям нефтехимии, то низконапорная нефть в первую очередь привлекает в качестве топлива энергетиков. Ее запасы в регионе оцениваются примерно в 20-30 млрд.м³, а этого вполне достаточно для обеспечения энергией промышленных и бытовых потребностей нескольких поколений жителей УрФО. Компания, альтернативная 5-й и 9-й генерирующим компаниям здесь будет обязательно создана, станет реальностью, и конкурентное пространство в регионе позволит снижать энерготарифы, в нее будут вкладывать деньги и нефтяники, и энергетики, - сказал Воздвиженский. Необходимость создания новой энергокомпании в ХМАО связана с тем, что Сургутские ГРЭС-1 и ГРЭС-2, Нижневартовская и Уренгойская ГРЭС являются самостоятельными хозяйствующими субъектами. Никакого отношения к Югре они не имеют. Работа ТЭК региона на эти объекты – по меньшей мере расточительна [8].

Таким образом, можно сказать, что энергетическое направление утилизации ПНГ становится все более востребованным. С утилизацией нефтяного газа относительно благополучно обстоят дела в основном у тех нефтяных компаний, в ведении которых находятся объекты производственной инфраструктуры по утилизации нефтяного газа, построенные еще до 1990 года. К таким нефтяным компаниям относятся ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Лукойл - Западная Сибирь». В худшем положении находятся новые отдаленные месторождения, на которых добыча нефти наращивалась только в последние годы [9].

До сих пор далеко не все нефтегазодобывающие компании выполняют условия лицензионных соглашений по утилизации нефтяного попутного газа. К 2008 г. в Югре

of Economic Interaction of the RF subjects "Bolshoi Ural", associated petroleum gas is primarily of interest to oil and chemistry enterprises, whereas low-pressure oil attracts the attention of the power generation sector as fuel. The region's reserves of low-pressure oil are estimated to be between 20 and 30 billion cubic meters, an amount quite sufficient to supply industrial and household needs of several generations of residents of the Urals Federal district.

To take advantage of this, the most likely scenario will be the incorporation of a utility company between both the energy and the oil companies, Vozdvizhensky said.

The need for a new energy company in the HMAO region is due to the fact that the Surgut GRES-1 and Surgut GRES-2, Nizhnevartovsk and Urengoi state district power plants are independent market participants and bear no relationship to Yugra. The fact that the fuel and energy complex is involved in the operation of these facilities is a sheer waste of valuable resource, to say the least [8]. To sum up, it may be said that the energy trend in APG utilization is becoming ever more relevant.

With regard to APG utilization, only companies who have gas production facilities constructed before 1990 are able to maximize this resource. Two such oil companies are "Surgutneftegaz", "Lukoil - West Siberia". The newly developed remote oil fields which only recently increased production are in a much worse position [9]. Until now not all oil and gas producers have complied with the provisions of the license agreements on APG utilization [9]. By 2008 it the plan is to bring APG utilization in Yugra to 95 percent, a move that will entail implementation of a number of investment programs, including placing in operation oilfields and plants where APG is to be utilized [10].

As was already mentioned, APG may also be used for production of synthetic resins, polymer materials and nitrogenous fertilizers. Analysis of marketing factors governing demand for products made from APG on the domestic and foreign markets enables one to make the following conclusions. In the chemical industry in Russia synthetic resins and plastics experience the fastest rate of growth. This is due to the availability of free capacities, improved business climate in some segments of the domestic market and the possibility of deliveries to external markets.

Recent years have seen very high growth in production and consumption of polystyrene, polyethylene, polymers and plasticizers. Correspondingly, there is a growing demand for products of basic organic synthesis required for their production. The long-term outlook for the domestic market is that most favourable business conditions are expected for the following commodity positions:

- polystyrene (benzene, styrene correspondingly);
- polyethylene (ethylene);
- polypropylene (propylene);
- plasticizers (phthalic anhydride);
- plastic pipes;
- packing, consumer goods;
- paint materials.

необходимо довести утилизацию ПНГ до 95%, для чего необходимо реализовать ряд инвестиционных программ, в том числе ввод в эксплуатацию месторождений и заводов, на которых будет утилизироваться ПНГ [10].

Как уже отмечалось выше, ПНГ может быть использован для производства синтетических смол, полимерных материалов, азотных удобрений. Анализ маркетинговых факторов востребованности продуктов, произведенных из ПНГ, на отечественном и зарубежном рынках позволяет сделать следующие выводы. В химической отрасли России наиболее быстро растет выпуск синтетических смол и пластмасс. Это связано с наличием свободных мощностей по ряду позиций, улучшением конъюнктуры некоторых сегментов внутреннего рынка и возможностью поставок на внешние рынки.

В последние годы наиболее динамично растут выпуск и потребление полистирола, полиэтилена, полимеров, - пластификаторов. Соответственно растет спрос на продукты основного органического синтеза, необходимые для их производства.

На внутреннем рынке в перспективе ожидается, что наиболее благоприятная конъюнктура будет по следующим товарным позициям:

- полистирол (соответственно бензол, стирол);
- полиэтилен (этилен);
- полипропилен (пропилен);
- пластификаторы (фталевый ангидрид);
- пластиковые трубы;
- упаковка, потребительские товары;
- лакокрасочные материалы.

Что касается внешнего рынка, то там наибольшим спросом будет пользоваться следующая продукция отечественной нефтехимии:

- полистирол;
- полиэтилен (удельный вес полиэтилена низкой плотности будет снижаться, спрос на полиэтилен высокой плотности стабилизируется);
- полипропилен (спрос на него будет расти наиболее высокими темпами из всех пластмасс) [11];
- пластификаторы (расширение номенклатуры пластификаторов и числа технологических процессов с их применением);
- полимерные товары конечного назначения (трубы, упаковочная тара и т.д.) [2].

Ситуация с азотными удобрениями, в частности с карбамидом, получаемым с использованием аммиака и метана, сложная. Низкий уровень спроса на эту продукцию в России в настоящее время. А в перспективе наращивание цен на газ и электроэнергию приведет к увеличению себестоимости карбамида и снижению рентабельности. Кроме того, существуют ограничения со стороны импортеров (Индия, Китай, Пакистан и др.) и в то же время в этих странах растет обеспеченность собственными мощностями. Появились новые производства в Латинской Америке, на Ближнем Востоке и в странах АТР, что усиливает конкуренцию. Кроме того, спрос на карбамид зависит от природных факторов и носит сезонный характер [2]. Таким

As to the external market, the most in demand petroleum products are as follows:

- polystyrene
- polyethylene (the specific weight of low-density polyethylene will decrease, while demand for high-density polyethylene will stabilize)
- polypropylene (demand will show the highest growth rate among all plastics) [11];
- plasticizers (The range of products will increase significantly)
- End use polymer goods (pipes, packing containers, etc) [2].

The situation surrounding nitrogenous fertilizers, in particular carbamide, obtained with the use of ammonia and methane, is rather complex. At present, however, there is low demand for these products in Russia. In the longer term, growing gas and electricity prices will result in an increased cost of carbamide, and therefore a reduction in profitability. Moreover, there are restrictions on the part of importers (India, China, Pakistan and others) and at the same time these countries are becoming more self-sufficient by building up their in-house capacities.

New productions have emerged in Latin America, in the Near East and in the countries of the Asia-Pacific region, all of which contributes to increased competition. Add to that the fact that demand for carbamide is conditional on natural factors and varies with the seasons [2]. To sum up, using APG (methane in particular) for the production of mineral fertilizers appears to be problematical.

BFLH and stable natural gasoline from the gas processing plants enter the Tobolsk gas and chemistry complex, which in the years that followed perestroika repeatedly changed hands, meaning the deliveries of raw materials almost ground to a halt.

A couple of years ago, due to the assistance of the office of the presidential envoy to the Urals, it became possible to stabilize the situation and to improve the performance of the Tobolsk gas and chemistry complex.

At the time, the Tyumen regional Duma defined the main directions of activity of Tobolsk-Neftechim LLC, and the authorities in Tyumen and Sibur signed an agreement on investment cooperation. Under the agreement JSC Sibur undertook to ensure that the oblast budget would receive regular tax revenues (not less than 400 million roubles a year) and that the company would invest 80 million roubles into the provision of municipal gas supply and to remit 1.5 million rubles for the construction of a local air terminal. The company also plans in the near future to funnel 20 million dollars (USD) into further development of the complex[8].

According to recent figures, Sibur-West Siberia holding is to earmark 1 billion dollars (USD) for the completion of polyethylene and polypropylene production facilities before 2010. Some upcoming projects in the field of APG processing are tabulated below (table2) [2].

Please turn over the page to see Table 2

образом, использование ПНГ (в частности метана) с целью производства минеральных удобрений является проблематичным.

ШФЛУ и стабильный газовый бензин с ГПЗ поступает на Тобольский НХК, в перестроечные годы у которого неоднократно менялся собственник и практически прекращались поставки сырья. Пару лет назад не без помощи аппарата уральского полпреда удалось стабилизировать обстановку и наладить более менее нормальную работу Тобольского НХК. Так, Тюменская областная дума на своем выездном заседании тогда определила основные направления деятельности ООО «Тобольск-Нефтехим», а тюменские власти и руководство «Сибур» подписали соглашение об инвестиционном сотрудничестве. Согласно документу ОАО АК «Сибур» гарантировало стабильные налоговые поступления в областной бюджет (не менее 400 млн. руб. в год), инвестиции (80 млн. руб.) в газификацию города, да еще перечислять 1,5 млн. рублей на строительство местного аэропорта и в ближайшее время вложить в развитие комбината 20 млн. долларов [8]. По последним данным АК «Сибур – Западная Сибирь» выделяет 1 млрд. долларов для завершения строительства производств полиэтилена и полипропилена до 2010 года. Некоторые перспективные проекты в области переработки попутного нефтяного газа представлены в табл. 2 [2].

Таблица 2

Перспективные проекты в области переработки ПНГ

Проекты	Сроки реализации	Капитальные вложения, млрд.долл.
Формирование газохимического комплекса с выделением этана, пропана, бутанов, полиолефинов и гелия в Иркутской области	к 2008 г.	1,3
Формирование газохимического комплекса с выделением этана, пропана, бутанов, полиолефинов и гелия в Краснодарском крае	к 2015 г.	0,9
Завершение строительства Новоуренгойского ГХК в ЯНАО	к 2012 г.	0,8
Строительство Володинского ГПЗ с включением его в Томский нефтегазохимический комбинат	к 2008 г.	0,5
Создание Западно-Сибирского комплекса глубокой переработки углеводородного сырья в Томской, Новосибирской и Омской областях	к 2008 г.	0,9-1,1
Развитие Тобольского нефтехимического комбината в Тюменской области	до 2010 г. после 2010 г.	1,0 0,4

Выводы

В связи с тем, что нефть является невозобновляемым ресурсом в нефтяных компаниях начался процесс диверсификации.

Стратегической целью мировых нефтяных корпораций становится интенсивное развитие газового сектора, интеграция в электроэнергетику, угольную отрасль и превращение в конечном итоге в энергетическую компанию. Нефтедобыча и нефтехимия постепенно

Table 2

Upcoming APG processing projects

Projects	Project implementation period	Capital investment, billion dollars
Formation of gas and chemical complex with isolation of ethane, propane, butanes, polyolefins and helium in Irkutsk region	by 2008	1.3
Formation of gas and chemical complex with isolation of ethane, by propane, butanes, polyolefins and helium in the Krasnodar territory	2015	0.9
Completion of the Novourenгой gas and chemical complex in YANAO	by 2012	0.8
Construction of a gas processing plant in Volodino with its integration into the Tomsk oil and gas complex	by 2008	0.5
Creation of the West Siberian complex for the deep processing of hydrocarbon raw material in the Tomsk, Novosibirsk and Omsk regions	by 2008	0.9-1.1
Development of the Tobolsk petrochemical combine in the Tyumen region	before 2010 after 2010	1.0 0.4

Conclusions

The growing realization that oil is a nonrenewable resource has triggered the process of diversification in oil companies.

Accelerated development of the gas sector, integration into the electric power industry, coal mining sector and transforming ultimately into an energy company is the strategic goal of world oil corporations. Oil production and petroleum chemistry are gradually establishing themselves as hi-tech industries. Vertical economic integration has a stabilizing effect on the oil company.

The problems of utilization of APG exist in all oil-producing countries. Norway has adopted the most rational approach to APG utilization. There, APG is not used for the production of electric power, but is a valuable feedstock for chemical production.

Simultaneous construction of an oil pipeline and gas pipeline tends to cut capital outlays by 30 percent.

APG injection into the bed at oil fields of declining production significantly increases (from 7.5 to 50 percent) the oil recovery factor. APG processing into electric power directly at oil fields in many cases provides the only economically feasible method of using associated gas.

Oil market fluctuations and permanent threats of strikes or war as well as a quick depletion of world oil reserves testify to the need to consider the possibility of switching to new types of raw materials in production of gasoline and diesel fuel.

The US president pointed out the need to replace more than 75 percent of oil imports from the Middle East by 2025 with cheaper, more reliable, and indeed alternative energy sources. More than a quarter of natural gas extracted in the world is

переходят в разряд высокотехнологичных отраслей. Вертикальная интеграция обеспечивает нефтедобывающей компании стабилизирующее действие.

Проблемы утилизации ПНГ (попутного нефтяного газа) существуют во всех нефтедобывающих странах. Наиболее рационально к утилизации ПНГ подошла Норвегия. Там ПНГ не используют даже для производства электроэнергии. Это ценнейшее сырье для химических производств.

Одновременное строительство нефтепровода и газопровода снижает капитальные затраты на 30%.

Закачка ПНГ в пласт на месторождениях с падающей добычей существенно (от 7,5 до 50%) повышает коэффициент нефтеотдачи. Переработка ПНГ в электроэнергию непосредственно на месторождениях во многих случаях является единственным рентабельным способом использования попутного нефтяного газа. Нестабильность рынков нефти и постоянные угрозы то забастовок, то войны, а также скорое истощение мировых запасов нефти, говорит о необходимости учета возможности перехода на иные виды сырья при производстве бензина и дизельного топлива. Президент США указал на необходимость замены до 2025 г. более 75% импорта нефти с Ближнего Востока на альтернативные энергоносители.

Более 1/4 добываемого в мире природного газа доставляется потребителям в сжиженном виде.

Известно, что как для владельцев, так и для подрядчиков установки для сжижения газа являются самой прибыльной частью СПГ – индустрии.

При сжижении объем ПНГ уменьшается в 600 раз. Это позволяет использовать для его транспортировки потребителям другие (не трубопроводные) более дешевые виды транспорта, что обеспечивает маркетинговую гибкость СПГ.

Расчеты показывают, что при доставке на расстояние до 200-300 км газификация с помощью сжиженного газа эффективнее, чем газификация путем строительства газопроводов. Капитальные вложения в сооружение комплексов по производству и реализации сжиженного природного газа в 3-5 раз ниже, чем при строительстве отводов магистральных газопроводов.

Один литр СПГ в 2,5 раза дешевле бензина (опытная криогенная машина Стирлинга).

Стоимостные показатели для моторных топлив в отдаленных и труднодоступных районах и экологические проблемы, связанные с большим количеством нефтяных попутных газов, сжигаемых на факелах, определяют преимущество использования синтетических моторных топлив перед топливами из нефти [342].

В связи с ужесточением требований к моторным топливам и условиями Киотского протокола ПНГ – представляет

supplied to users in liquefied form.

It is a well known fact that for both owners and contractors, gas liquefaction plants are the most lucrative segment of the LNG industry.

When APG is liquefied, it shrinks by roughly 600 times in volume. This allows for its transportation by means other than pipelines, which is cheaper and results in increased flexibility in LNG supply.

Calculations show that at gas delivery distances up to 200-300km, the supply of gas in liquid form is more effective than constructing, and using a pipeline.

Capital outlay for the construction of facilities for production and marketing of LNG are 3-5 times lower than the equivalent construction of main gas pipeline branches, with one liter of LNG being 2.5 times less expensive than gasoline (Sterling experimental cryogenic machine).

Cost indicators of motor fuels in remote and inaccessible areas and ecological problems associated with large quantities of petroleum gases burnt in flares determine the advantages of synthetic motor fuels over conventional oil-derived fuels[342].

Now that requirements for motor oil have become more rigid and in the context of the provisions of the Kyoto protocol, APG provides a new type of raw material for the production of higher quality motor fuels.

Poland boasts the world's largest fleet of LNG filling stations importing its gas mainly from Russia, Belarus, Ukraine and Kazakhstan.

Russia has vast potential for expanding its use of natural gas as a vehicle fuel. For example, gas equipment produced by domestic enterprises is adapted to more than 75 modifications of basic car models and 10 modifications of tractors. GTL technologies (gas-to-liquid) offer the opportunity to convert gas (methane) into synthetic oil. The latter's physical and chemical properties make it cost-effective to obtain both high-quality motor fuel from sulfur, aromatics and other harmful substances, and also fine chemicals.

Today the price for the synthetic oil is determined from the formula Brent + 30%. A 30 percent bonus is paid for its cleanliness and density which cut oil processing costs while the products obtained such as diesel fuel are of higher quality (better than Euro-4) and consequently must carry a higher price tag.

The LNG and GTL projects offer equal economic returns and there is no advantage of one over the other. Both are cost competitive.

Nevertheless, if liquefied products already exist in the country, the GTL projects can be an economically attractive option, because they offer more diversity in the use of gas reserves.

Beside methane, APG and natural gas contain ethane, propane, butane and other hydrocarbon fractions. Extraction

собой новый вид сырья для производства более высококачественных моторных топлив.

Наибольшим в мире парком станций для заправки автомобилей сжиженным нефтяным газом располагает Польша. Газ она импортирует в основном из России, Белоруссии, Украины и Казахстана.

Возможности для расширения использования природного газа в качестве моторного топлива на транспорте в России очень большие. Выпускаемая отечественными предприятиями газовая аппаратура адаптирована более чем к 75 модификациям основных автомобилей и 10 модификациям тракторов.

Технологии GTL (газ в жидкость) позволяют преобразовывать газ (метан) в синтетическую нефть. Ее физические и химические свойства позволяют с наименьшими затратами получать как высококачественное моторное топливо без содержания серы, ароматики и других вредных веществ, так и продукты тонкой химии. Сегодня цена на синтетическую нефть определяется по формуле Brent + 30%. Премия 30% выплачивается за частоту и плотность, которые снижают затраты на ее переработку, а продукты (например дизельное топливо) получаются более качественные (лучше «Евро-4»), а значит и должны иметь более высокую цену.

Рентабельность сжиженного газа и GTL – продукции очень близка, и здесь не существует экономических преимуществ. Оба проекта конкурируют друг с другом. Тем не менее, если сжиженная продукция уже существует в стране, то GTL проекты могут быть более привлекательны, потому что обеспечивают разнообразие в использовании запасов газа.

Кроме метана в состав ПНГ (и природного) входят этан, пропан, бутан и другие углеводородные фракции. Извлечение этих фракций является эффективным, т.к. они представляют ценное нефтехимическое сырье из которого можно получить большой ассортимент химических продуктов. На их импорт Россия тратит ежегодно более 3 млрд. долл. На мировом рынке эти компоненты котируются дороже, чем газ. Так что извлечение их из общего газового потока увеличивает ценность газового бизнеса.

В США этилен (и полиэтилен) получают извлечением его из природного и попутного нефтяного газа. Это в несколько раз выгоднее, чем получать его путем переработки нефти. В виду роста цен на газ там будет снижаться производство крупнотоннажных химикатов, и будет расти производство товаров тонкой химии.

Верхнюю позицию по уровню прибыльности занимают фирмы, производящие ароматические углеводороды, а нижнюю – выпускающие олефины.

of these fractions is economically viable since they present a valuable petrochemical feedstock from which it is feasible to obtain a wide range of chemical products. Russia spends more than 3 billion dollars annually to import these products. These components command a better price on the world market than gas. Therefore, their extraction from the total gas flow increases the value of the gas business.

In the USA ethylene (polyethylene) is obtained by extracting it from natural and associated oil gas. This is several times more advantageous than to obtain it through oil refining.

Due to the rise in gas prices, production of bulk chemicals will be reduced, while that of fine chemistry products will be on the increase.

Companies producing aromatic hydrocarbons occupy the top position with regard to the level of profitability and those producing olefins are at the bottom profitability tier.

References

1. **In the chemical industry of Brazil / BIKI.**
140 (8978), March 23, 2006 pp.12 – 13.
2. **Oilmen see the gas flares extinguished / Kommersant**
#202, 2005
3. **Oilmen extinguish flares**
14.02.2006 Neftevedomosti #4
4. **Mikhailov D. Lukoil : bottom line**
2005 // 24.01.2006 Neftevedomosti #2
5. **Gas processing**
www.lukoil.ru.
6. **The Fiery Earth / Tyumen Izvestia**
#191 (3858) 25.08.05, pp.1-2.
7. **Unrealized Klondike: rational processing of petroleum gas**
– the basis for fulfilling Kyoto agreements / Business magazine World Energy #10, October 2004 , p.24.
8. **Neroslov A. Cleanliness is the guarantee of progress**
Neftianik magazine #23, December 2003.
www.neftianik.lukoil-perm.ru
9. **Lupachev P.D., Filimonov A.I.**
Application of gas and piston plants for local power supply of oil and gas fields // ESCO Electronic blog of the energy service company “Ekologicheskiye sistemy” # 7, July 2005.
www.esco-ecosys.narod.ru
10. **APG production – delivery and utilization**
www.cryogas.ru/
11. **Utilization of associated petroleum gas at small oil gas deposits**
www.zngm.ru.

■ Список использованных источников

1. В химической промышленности Бразилии
БИКИ. № 140 (8978), 23 марта 2006 г. с.12 – 13.
2. Нефтяникам гасят факел
Коммерсантъ №202, 2005 г.
3. Нефтяники гасят факела
14.02.2006 Нефтяные ведомости №4
4. Михайлов Д. Лукойл: итоги 2005 г.
24.01.2006 Нефтяные ведомости №2
5. Переработка газа
www.lukoil.ru.
6. Огненная земля / Тюменские известия
№191 (3858) 25.08.05 г. с.1-2.
7. Нереализованный «Клондайк» рациональная переработка нефтяного газа – основа выполнения Киотских соглашений / Деловой журнал «Мировая энергетика» №10, октябрь 2004 г. с.24.
8. Нерослов А. Чистота - залог прогресса
Журнал «Нефтяник» №23, декабрь 2003 г.
www.neftianik.lukoil-perm.ru
9. Лупачев П.Д., Филимонов А.И.
Применение газопоршневых энергоагрегатов для локального энергоснабжения нефтегазопромыслов // ЭСКО Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы», № 7. июль 2005 г.
www.esco-ecosys.narod.ru
10. Производство СПГ - доставка, использование
www.cryogas.ru/
11. Утилизация ПНГ малых нефтяных и нефтегазовых месторождений www.zngm.ru.



bluewater

Задавая темп в технологиях

До встречи на
«Нефть и газ 2007»
26-29 июня 2007 г. Москва,
Экспоцентр на Красной Пресне
Стенд: 2373



Уникальное сочетание инженерного превосходства и обширных эксплуатационных знаний позволяет компании Bluewater сохранять лидирующие мировые позиции в морской добыче с помощью плавучих систем (FPSO/FSO), буйковых швартовых системах и технологиях трансфера продуктов.

Для дополнительной информации обращайтесь в офис компании

Bluewater Energy Services B.V.
Marsstraat 33, Hoofddorp 2132 HR, The Netherlands
Tel: +31 (23) 568 2828, Email: info@bluewater.com

Представитель в России: Валерия Бакурова
Тел. + 7 495 999 5466

www.bluewater.com



Power by People

ТАНКЕР-ЧЕЛНОК DP КЛАССА 2: имеется в наличии и готов для переоборудования в FPSO или FSO

НИДЕРЛАНДЫ ВЕЛИКОБРИТАНИЯ США ЮЖНАЯ АФРИКА НИГЕРИЯ АНГОЛА КИТАЙ МАЛАЙЗИЯ