

Сжигать-экспортировать нельзя переработать

При имеющемся внутреннем дефиците Россия продолжает отправлять сырье для газохимии за рубеж

Сергей Ким

Среди неблагоприятных традиций, которые по наследству достались российской экономике от советских времен, — расточительство природных ресурсов. Так, значительные объемы попутного нефтяного газа (ПНГ) при ежегодном

росте его добычи продолжают сжигаться в факельных установках.

Кроме потерянных денежных средств, сжигание ПНГ наносит существенный вред окружающей среде. Согласно оценке Минприроды РФ, на втором месте по объемам выбросов в атмосферный воздух загрязняющих веществ от стационарных источников находятся производства, связанные с добычей полезных ископаемых (28%), в первую очередь предприятия, занимающиеся добычей сырой нефти и ПНГ.

Законодательное регулирование

Правительство страны обратило пристальное внимание на проблему утилизации ПНГ только после послания Владимира Путина Федеральному Собранию 26 апреля 2007 года. Этим вопросом

Федерации, а также рядом отраслевых стандартов. Среди наиболее значимых можно отметить следующие:

- В 2009 году благодаря появлению Постановления правительства № 7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания ПНГ на факельных установках» вводятся ограничения по объемам сжигания. В документе был установлен целевой показатель сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках с 2012 года и в последующие годы в размере не более 5% от объема добытого ПНГ.
- В конце 2010 года в Госдуму поступил законопроект «Об использовании попутного нефтяного газа и внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», который, кстати, пока не стал законом.

Состав ПНГ

Попутный нефтяной газ представляет собой смесь различных газообразных и жидких, находящихся в нестабильном состоянии, углеводородов, начиная от метана и заканчивая его гомологами вплоть до C_{10+} , а также не содержащих углерод газов и других веществ. После соответствующих технологических операций газ становится более плотным и калорийным, с преобладающим содержанием углеводородов C_{3+} . С увеличением содержания последних возрастает ценность попутного нефтяного газа. В отличие от природного газа, имеющего в своем составе до 98% метана, в ПНГ преобладает пропан и бутан, либо их смесь, и сферы применения попутного нефтяного газа гораздо шире. Этот газ можно использовать не только для получения тепловой или электрической энергии, но и как ценное сырье для нефтегазохимии.

По данным Счетной палаты, уровень оснащенности факельных установок обязательными приборами учета ПНГ в 2010 году составлял около 50%.

по мере сил занимались Минприроды, Ростехнадзор, Министерство энергетики и др. По данным Минприроды РФ, вопросы использования ПНГ прямо или косвенно регулируются 21 федеральным законом и 37 постановлениями и распоряжениями правительства Российской

Различные министерства также пытаются внести посильный вклад в решение данного вопроса, например, ужесточая штрафные санкции при невыполнении требований нормативно-правовых актов, либо наоборот — увеличивая вознаграждение за их надлежащее выполнение.

Таблица 1. Оснащенность замерными устройствами факельных установок российских компаний

Компания	Всего факельных установок (ед.)	Оснащено замерными устройствами (ед.)	Доля, %
«Лукойл»	117	13	11,1
«Сургутнефтегаз»	123	121	98,4
«Роснефть»	62	6	9,7
«Газпромнефть»	20	11	55
«ТНК-ВР»	120	68	56,7
«Славнефть»	30	21	70
«Сибнефть»	10	3	30
«Русснефть»	18	9	50
«Башнефть»	5	4	80
Итого	505	256	50,7

Данные Счетной Палаты РФ, 2010 г.

Таблица 2. Добыча и переработка ПНГ в России в 2010 г., млн куб. м

Компания	Объем добычи*	Объем сжигания в факельных установках	% полезного использования
«Газпром»	1837	318	85,2
«Лукойл»	6619	1996	76,8
«Роснефть»	6791	5837	53,8
«Газпромнефть»	2414	1929	55,6
«Сургутнефтегаз»	13384	573	95,9
«ТНК-ВР»	11063	2014	84,6
«Татнефть»	778	53	93,7
«Башнефть»	363	74	83,1
«Славнефть»	852	338	71,6
«Русснефть»	1021	441	69,8
«Новатэк»	11	61	15,3
Прочие	4696	1856	71,7
Итого	49829	15490	76,3

* — без учета сжигания на факелах

Источник: ЦДУ ТЭК

Таблица 3. Динамика изменения объемов сжигания ПНГ в мире в 2006–2010 гг., млрд куб. м

Страна	2006	2007	2008	2009	2010	Прирост 2009–2010 гг, %	Прирост 2006–2010 гг, %
Россия	50,0	52,3	42,0	46,6	35,2	-11,4	-29,6
Нигерия	18,6	16,3	15,5	14,9	15,2	0,3	-18,3
Иран	12,2	10,7	10,8	10,9	11,3	0,4	-7,4
Ирак	7,2	6,7	7,1	8,1	9,1	1,1	26,4
Алжир	6,4	5,6	6,2	4,9	5,4	0,5	-15,6
Ангола	4,0	3,5	3,5	3,4	4,1	0,7	2,5
Казахстан	6,2	5,5	5,4	5,0	3,8	-1,2	-38,7
Ливия	4,4	3,8	4,0	3,5	3,8	0,3	-13,6
Саудовская Аравия	4,2	4,2	4,3	3,9	3,7	-0,2	-11,9
Венесуэла	2,1	2,2	2,7	2,8	2,8	0,0	33,3
Мексика	2,1	2,7	3,6	3,0	2,5	-0,5	19,0
Индонезия	3,2	2,6	2,5	2,9	2,3	-0,6	-28,1
Китай	2,9	2,6	2,5	2,4	2,1	-0,3	-27,6
Канада	1,7	2,0	1,9	1,8	2,1	0,3	23,5
США*	2,0	2,1	2,3	2,0	2,1	0,1	5,0
Узбекистан	2,9	2,1	2,7	1,7	1,9	0,2	-34,5
Катар	2,3	2,4	2,3	2,2	1,9	-0,3	-17,4
Оман	2,3	2,0	2,0	1,9	1,8	-0,1	-21,7
Малайзия	1,9	1,8	1,9	1,9	1,5	-0,4	-21,1
Египет	1,7	1,5	1,6	1,8	1,5	-0,3	-11,8
Итого ТОП–20	138	133	125	126	114	-11,8	-17,4
Остальные страны	23,0	21,0	22,0	21,0	20,0	-1,1	-13,0
Всего	162	154	146	147	134	-12,9	-17,3

* — без учета части территорий Мексиканского залива, Аляски и континентальных регионов США

Источник: Всемирный банк, США

ПНГ

Попытки Счетной палаты Российской Федерации в 2010 году дать четкую оценку положению с ПНГ в экономике не увенчались полным успехом, хотя была проделана немалая работа по сбору необходимой информации.

В 2008 году, по информации ЦДУ ТЭК при Минэнерго РФ, количество извлеченного из недр попутного (нефтяного) газа составляло 60,5 млрд куб. м, по данным Росстата — 51,4 млрд куб. м, Минприроды — 39,5 млрд куб. м.

Аналогичная ситуация отмечается и с информацией об объемах сжигания ПНГ. Так, Минприроды дает цифру 12,1 млрд куб. м, Росстат — 13,7 млрд куб. м, ЦДУ ТЭК — 14,4 млрд куб. м, Ростехнадзор — 15,6 млрд куб. м. Исходя из приведенных данных, средний уровень использования ПНГ в 2008 году составил менее 75 %.

Согласно материалам ежегодного обзора «Проблемы использования НПГ в России» в рамках проекта ИМЭМО РАН и Российского отделения Всемирного фонда дикой природы (WWF), расхождения в данных об объемах сжигания ПНГ еще более существенны.

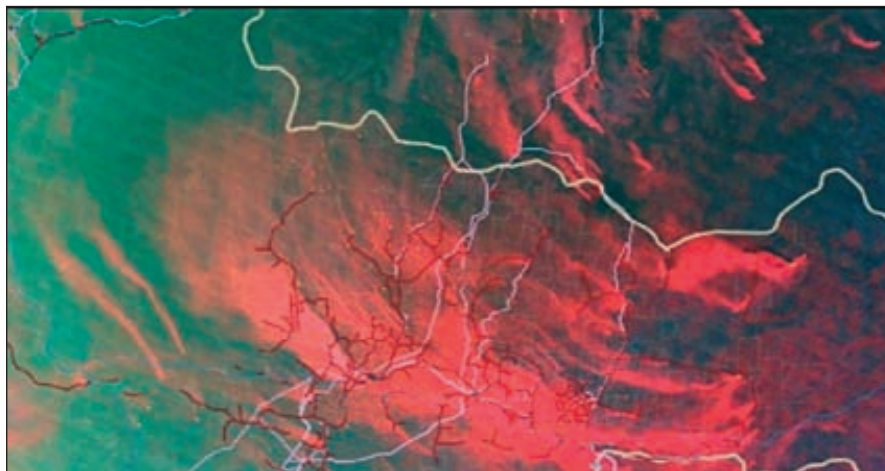
По данным ЦДУ ТЭК, Россия сжигает 15,7 млрд куб. м ПНГ. Всемирный банк сообщает о других (спутниковых) данных: 35,2 млрд куб. м сжигаемого ПНГ.

Так, объем сжигания ПНГ в России уже в 2007 году достигал 50,7 млрд куб. м, что практически сопоставимо с официальными данными об объемах добычи. Таким образом, «на ветер» выбрасывалось от нескольких десятков до нескольких сотен млрд долларов.

Основная причина расхождений в оценке — отсутствие приборов учета ПНГ на нефтепромыслах, поэтому все



В марте 2011 года «Газпромнефть» начала переговоры с «Востогазпромом» об участии в проекте утилизации попутного нефтяного газа Арчинского и Урманского месторождений в Томской области



Шлейфы факельных установок Западной Сибири (фото со спутника)

данные носят расчетный, приблизительный характер. К слову сказать, по требованиям существующей нормативной базы добывающие компании обязаны иметь подобные приборы учета, но требования эти не выполняются или же данные приборов учета передаются контролирующим организациям в некорректном виде.

Средний уровень оснащенности факельных установок в вертикально-ин-

тегированных нефтяных компаниях приборами учета, по данным Счетной палаты, составил на момент составления отчета лишь около 50 %.

По последним данным ЦДУ ТЭК, в 2010 году ситуация с ПНГ выглядела следующим образом: объем добычи ПНГ составил 65,4 млрд куб. м, на факельных установках сожжено 15,7 млрд куб. м, что составляет 24 % от общего объема его производства. Заветную планку нормы полезного использования преодолел только «Сургутнефтегаз» (95,9 %), поставляя ПНГ на энергостанции Сургута.

Улучшили свои официальные показатели «Татнефть» (93,6 %) и «Лукойл» (76,8 %).

Более критичная ситуация складывается у «Роснефти» и «Газпромнефти». По данным ЦДУ ТЭК, полезное использование ПНГ у данных компаний находится на уровне 53,8 и 55,6 %, соответственно. В целом при росте объемов переработки ПНГ объемы сжигания остаются прежними.

Положительные сдвиги в сторону улучшения ситуации имеются. Например, «Газпромнефть» реализует три проекта:

- на Южно-Приобском месторождении в 2010 году построена компрессорная станция и система сбора ПНГ (до 500 млн куб. м в год);
- на Вынгапуровской группе месторождений предусматривается модерниза-

ция компрессорной станции, ее производительность в 2012 году достигнет 2,35 млрд куб. м в год;

- в томском интегрированном проекте утилизация ПНГ будет происходить на Лугининской компрессорной станции, планируется строительство Барабинского газоперерабатывающего завода.

Кроме того, в компании активно обсуждается необходимость строительства дополнительной системы транспортировки ПНГ. Эти мероприятия должны обеспечить уровень переработки ПНГ до 95 %.

Компания «Лукойл» отчиталась о достижении на месторождениях Западной Сибири уровня утилизации ПНГ более 95 %, на остальных месторождениях достижение поставленных целей планируется за счет развития систем утилизации ПНГ, в частности строительства компрессорных станций и газопроводов.

Руководство «Роснефти» заложило в бюджет компании до 2012 года на утилизацию ПНГ определенный финансовый резерв. В отличие от «Роснефти», «ТНК-ВР» пытается получить отсрочку в Министерстве энергетики, так как начинает разработку новых месторождений, и для установки соответствующего оборудования ей потребуется около трех-четырёх лет с момента запуска.

Множество малых нефтяных компаний не в состоянии самостоятельно наладить сбор и первичную переработку ПНГ.

Сжигание ПНГ

Крупнейшие международные организации, такие как Всемирный банк и ООН, озабочены проблемой сжигания ПНГ с экологической точки зрения, в рамках проведения глобальных акций по снижению эмиссии CO₂ в атмосферу. Несмотря на то, что на долю сжигаемого ПНГ приходится около 1,2 % от мировых выбросов CO₂, в абсолютных цифрах это огромная величина, да и во многих развивающихся нефтедобывающих странах

на долю сжигаемого ПНГ приходится значительная доля выбросов CO₂.

Для оценки объемов сжигания Всемирный банк использует данные американского Национального управления по океанологии и исследованию атмосферы на основе спутниковых наблюдений. Согласно приведенным данным, за последние 5 лет отмечается положительная динамика в снижении объемов сжигания ПНГ в мире, но в 2010 году эта цифра превысила 130 млрд куб. м.

Несмотря на увеличение объемов добычи нефти в 2010 году (плюс 2 млн барр./день), объемы сжигания ПНГ в мире снизились со 147 млрд куб. м (2009 год) до 134 млрд (2010 год). Снижение на 13 млрд куб. м сжигаемого ПНГ эквивалентно 30 млн т выбросов CO₂ (годовой объем выхлопов 6 млн автомобилей на дорогах). Прошлогднее снижение стало возможным благодаря активизации усилий нефтяных компаний

- переработка на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ) с целью производства продукции с высокой добавленной стоимостью,
- химическая переработка в жидкие продукты,
- подготовка и реализация товарного газа потребителям,
- выработка тепловой и электрической энергии для снабжения бытовых и промышленных объектов, а также производство тепло- и электроэнергий с целью реализации,
- использование газа для собственных, в том числе технологических нужд нефтепользователей (для печей подогрева нефти, закачки в пласт для повышения нефтеотдачи и в газолифтном способе добычи нефти).

Каждый из способов имеет свою эффективную область применения. Выбор способа переработки ПНГ во многом зависит от конкретных условий нефтедобычи.

В мировой практике ПНГ является внутренним продуктом нефтяных компаний. При переработке ПНГ получают сухой отбензиненный газ (СОГ) и широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ).

в России и Казахстане. Но, несмотря на это, Россия занимает лидирующее место в ТОП–20 стран сжигающих ПНГ: по данным Всемирного банка, в 2010 году объем «выброшенного на ветер» ПНГ достиг 35,2 млрд куб. м. Наряду с ней, в пятерку лидеров входят Нигерия, Иран, Ирак, Алжир, что с учетом уровня экономического развития последних, весьма неприятно для нашей страны.

Переработка ПНГ «у нас» и «у них»

В настоящее время существует пять основных методов утилизации ПНГ:

Наиболее рациональным принято считать переработку ПНГ на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ), в результате которой получают «сухой отбензиненный газ» (СОГ), сходный с природным, и продукт под названием «широкая фракция легких углеводородов» (ШФЛУ). При более глубокой переработке номенклатура продуктов расширяется — газы (СОГ, этан); сжиженные газы (пропан, бутан и т. д.) и стабильный газовый бензин (СГБ). Все продукты, включая ШФЛУ, находят спрос как на внутреннем, так и на внешнем рынках.

Концепция утилизации добываемого углеводородного сырья Западной Сибири,

Таблица 4. Российские ГПЗ и их мощности

Наименование ГПЗ	Мощности, млн куб. м/год
Усинский ГПЗ	1 000
Отраденский ГПЗ	1 100
Нефтегорский ГПЗ	730
Миннибаевский ГПЗ	3 630
Пермнефтегазпереработка	500
Туймазинский ГПЗ	490
Шкаповский ГПЗ	250
Коробковский ГПЗ	500
Нефтекумский ГПЗ	1 130
Локосовский ГПЗ	2 140
Зайкинский ГПП	–
Сургутский ГПЗ	7 292
Белозерный ГПЗ	4 280
Губкинский ГПЗ	2 336
Южно-Балыкский ГПЗ	1075
Красноленинский ГПЗ	2 140
Нижневартовский ГПЗ	8 560
Муравленковский ГПЗ	2 140
Всего	39 293

Данные Счетной Палаты РФ, 2010 г.

разработанная еще в СССР, предусматривала создание системы сбора и переработки ПНГ на приближенных к основным месторождениям нефти нескольких ГПЗ с последующей транспортировкой полупродуктов для дальнейшей переработки на предприятия нефтехимии.

В мировой практике ПНГ, как правило, является внутренним продуктом интегрированных нефтяных компаний. Практически все зарубежные компании имеют в своей структуре производственные мощности по утилизации ПНГ и сами выбирают оптимальные направления его использования.

ГПЗ на отшибе

К сожалению, прошедшая в России приватизация нефтяной отрасли привела к неравномерному распределению ГПЗ между различными собственниками. Многие производители ПНГ оказались отделены от конечных переработчиков.

На территории России имеется 24 ГПЗ. Их суммарная мощность по переработке, согласно государственной статистике, составляет около 39 млрд куб. м/год. Объемы добычи превышают цифру в 50 млрд куб. м/год, т. е. даже при условии полной загрузки имеющихся ГПЗ только 70–75 % производимого в стране газа (без учета потерь на ▶



Заявляемые и реальные цифры выделения и сжигания ПНГ могут различаться в несколько раз

Таблица 5. Производство СУГ в Российской Федерации в 2005–2010 гг.

Период	2006	2007	2008	2009	2010	Прирост 2005–2010 гг., %
Объем производства, тыс. т	8330	8270	8630	8990	10336	+24,1

Источник: Минэнерго РФ

Таблица 6. Производство СУГ в странах Ближнего Востока в 2010–2015 гг.

Период	2010	2015	2020	Прирост 2010–2020 гг., %
Объем производства, млн т	53	79	93	+75,5

Источник: Facts Global Energy, Сингапур 2011 г.

факелом) могут быть переработаны. При этом часть ПНГ, поступающая на ГПЗ, из-за отсутствия оборудования и инфраструктуры для переработки газа не перерабатывается, а готовится к дальнейшей транспортировке по трубопроводам для использования в качестве топлива. Таким образом, фактически эта цифра оказывается значительно ниже.

Проблему переработки ПНГ, поступающего на ГПЗ, нефтедобывающие

нию экспорта СУГ в противоположность его переработке.

Производство и потребление СУГ в России

В России объем производства СУГ за последние 5 лет вырос на 24,1 % и составил в 2010 году более 10 млн т. В тройку лидеров среди производителей СУГ по

СУГ было поставлено за пределы РФ, что на 28 % выше уровня 2009 года. Пропана экспортировано 1,5 млн т, бутана — 161,3 тыс. т, прочих сжиженных углеводородных газов — 609 тыс. т.

Мировая конъюнктура СУГ

В мировой практике рынок СУГ достаточно развит, хотя по своим объемам уступает сжиженному природному газу. Согласно данным компании Purvin & Gert (США), в 2009 году из-за последствий мирового кризиса и снижения объемов добычи нефти, объемы производства СУГ снизились по сравнению с уровнем 2008 года и составили 235 млн т. По предварительным оценкам, в 2010 году ситуация улучшилась, и объемы СУГ выросли до 240 млн т. В ближайшие два года производство СУГ в мире будет расти в среднем на 3,5 % в год.

Ежегодные объемы производства СУГ в Северной Америке составляют около 50–53 млн т. Главная тенденция последних двух лет — увеличение доли стран Ближнего Востока в мировом рейтинге стран-производителей СУГ.

К 2015 году производство СУГ в странах Ближнего Востока может увеличиться

компании решают по-разному: большинство используют его как альтернативный энергоноситель.

Одним из продуктов переработки ПНГ может стать СУГ (сжиженный углеводородный газ) — весьма ценный продукт, пользующийся спросом на мировом рынке. Практически все российские компании, обладающие мощностями по переработке ПНГ, стремятся к увеличе-

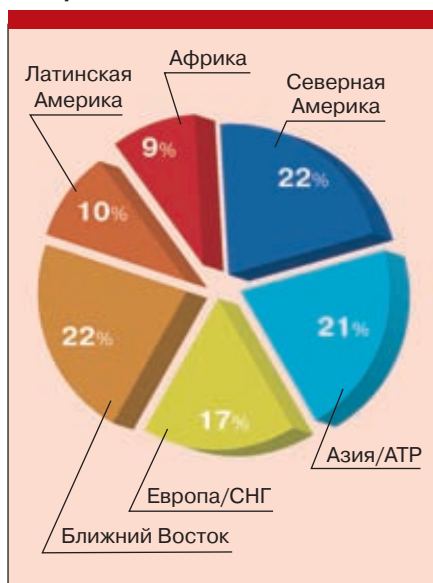
итогам прошлого года вошли «Сибур», «Газпром» и «Лукойл». Однако, несмотря на значительные запасы нефти, доля российского СУГ в мире не превышает 4 % (исходя из объемов производства).

Согласно заявлениям экспертов Purvin & Gertz (США), в ближайшие несколько лет 75 % роста объемов производства СУГ в мире будет приходиться именно на попутный нефтяной газ.

В структуре потребления указанных объемов российского СУГ экспорт занимает около 23 %. Так, в 2010 году 2,3 млн т

24 российских ГПЗ могут переработать 39 млрд куб. м/год ПНГ из добываемых 50 млрд куб. м/год, или около 70 % производимого ПНГ (без учета факельных объемов).

Рис. 1. Региональное распределение объемов производства СУГ в мире в 2010 г.



Оренбургский газоперерабатывающий завод

до 79 млн т. Лидерами остаются Саудовская Аравия, Катар, ОАЭ. Основным источником СУГ станет нефтяной попутный газ, на его долю будет приходиться 88–89% от общего объема производства. В данной ситуации экспорт СУГ также будет расти: если в 2010 году он достиг 30 млн т, то к 2013 году страны Ближнего Востока могут поставить на внешние рынки более 40 млн т, а к 2030 году — до 50 млн т. Дополнительные объемы должны будут удовлетворить, в частности, растущий спрос со стороны европейских стран.

Основной спрос на дополнительные объемы СУГ традиционно формирует Азия: на ее долю приходится более трети мировых объемов потребления СУГ. В ближайшее время страны Азии лишь укрепят свои позиции, однако эксперты отмечают и достаточно динамичный рост объемов потребления в странах Ближнего Востока, причем как со стороны нефтехимической отрасли, так и со стороны жилищно-коммунального сектора.

Европа как потребитель российских СУГ

Европейский Союз как потребитель СУГ насыщен внутренними и импортными поставками. Суммарный прирост потребления СУГ в ЕС к 2030 году, по разным оценкам, не превысит 4–5 млн т в год.

Очевидно, что именно на этот объем ориентируются будущие экспортные трубопроводные проекты «Сибура» и его партнеров, получившие названия «Хорда», «ТрансВалГаз».

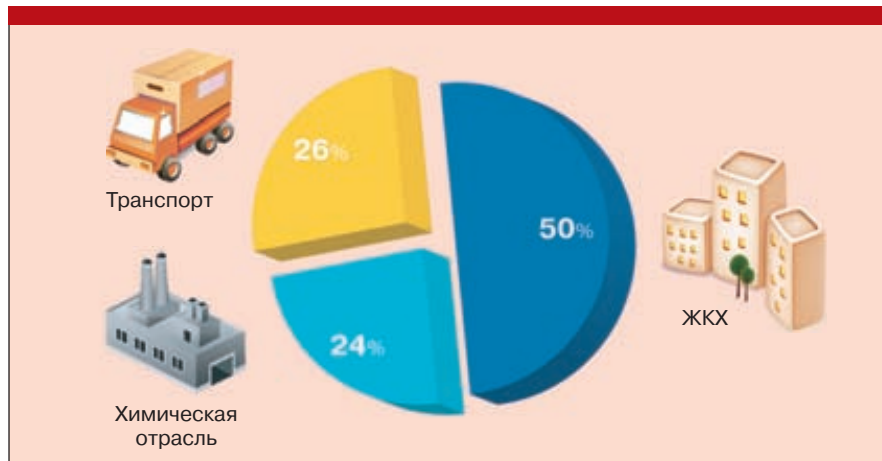
Приходится констатировать, что в случае успешного запуска ближневосточных мощностей российским поставщикам вряд ли найдется место в Европе с дополнительными объемами СУГ. Таким образом, целесообразность строительства двух магистральных трубопроводов из Западной Сибири до порта Усть-Луга, а также наливных терминалов на берегу Балтики — оказывается под большим вопросом.

Не менее амбициозный проект, связанный с экспортом газового конденсата в Европу, стартовал в 2010 году. Железнодорожная магистраль, получившая название Северный широтный ход, должна пересечь практически безлюдные северные территории по маршруту «Обская — Салехард — Надым — Пангоды — Новый Уренгой — Коротчаево — Усть-Луга» и доставить к берегам Балтики 23 млн т газового конденсата, что, как было показано только что, в несколько раз превышает потребности ЕС в дополнительных объемах сырья.

Структура сбыта СУГ

Среди сфер применения СУГ несомненным лидером остается жилищно-коммунальный сектор, который поглощает более 50% от общего объема. На втором месте находится химическая отрасль —

Рис. 2. Структура сбыта СУГ



24%, далее следует транспорт (автомобильное топливо). В целом, темпы роста спроса на СУГ в мире в большой степени зависят от развития ситуации в двух первых сферах, хотя высокие цены на нефть частично сдерживают процесс роста.

Транспортировка

СУГ, благодаря развитию соответствующей инфраструктуры и транспортным

средств, давно стал объектом международной торговли. Важную роль играют морские перевозки, которые невозмож-

ны без специализированных судов, так называемых газовозов. Ситуация на рынке судов для перевозки СУГ напрямую зависит от рынка самого газа. В кризисный период сектор кораблестроения переживал не лучшие времена, но 2010-й год вселил уверенность в судостроителей. Оживился и рынок СУГ, выросла стоимость фрахта и возросло количество заказов на новые суда.

К 2030 году Ближний Восток увеличит экспортные поставки СУГ на 20 млн т в год при росте европейского потребления лишь на 4–5 млн т в год, что снижает перспективность проектов «ТрансВалГаз», «Хорда» и Северный широтный ход, ориентированных на экспорт СУГ в ЕС.

средств, давно стал объектом международной торговли. Важную роль играют морские перевозки, которые невозмож-

В 2010 году несколько изменилось преобладающее направление перевозок, особенно в секторе самых крупных судов

Таблица 7. Динамика изменения контрактных цен на СУГ Saudi Aramco в 2007–2010 гг., долл./т

Период	2007	2008	2009	2010
январь	547,5	872,5	380,0	737,5
февраль	526,0	802,5	505,0	735,0
март	506,0	822,5	460,0	722,5
апрель	537,5	810,0	400,0	720,0
май	567,5	852,5	390,0	720,0
июнь	602,0	907,5	425,0	670,0
июль	580,0	927,5	520,0	620,0
август	592,5	875,0	505,0	585,0
сентябрь	570,0	820,0	580,0	640,0
октябрь	652,5	800,0	585,0	692,5
ноябрь	742,5	490,0	660,0	785,0
декабрь	872,5	337,5	725,0	925,0

Saudi Aramco CPG Contract Prices, пропан/бутан 50/50



Танкер-газовоз «Гранд Мерья» — был построен в 2008 году на верфях в Тибе, Япония. Этот танкер ледового класса имеет грузоподъемность около 145 тыс. куб. м и разработан для работы в условиях низких температур с целью круглогодичной навигации с Сахалина. Зафрахтован на долгосрочный период компанией «Сахалин Энерджи», оператором крупнейшего нефтегазового проекта «Сахалин-2»

класса VLGC. В связи с нестабильностью поставок СУГ из Европы, многие перевозчики переключились на трансатлантические рейсы, так как страны Ближнего Востока в прошлом году значительно увеличили объемы экспорта данного продукта. Более дешевый газ из стран Ближнего Востока составил хорошую альтернативу европейским поставкам.

Ситуация с заказами газозовозов для СУГ различной грузоподъемности в прошлом году складывалась следующим образом.

Суда класса VLGC/very large

Класс самых крупных судов для перевозки СУГ (свыше 60–65 тыс. куб. м) значительно пострадал в результате экономического кризиса, однако в 2010 году этот сегмент начал постепенно оживать. Появление нового направления перевозок — трансатлантического, оживило сектор VLGC. Заказчикам было поставлено 9 новых судов и, хотя эта цифра значительно меньше, чем в период 2008–2009 года, когда были сконструированы и построены 39 новых судов, в августе прошлого года был отмечен первый новый заказ за последние два года — от компании Petredec на два новых судна класса VLGC. Ориентировочная стоимость каждой единицы составит 75 млн долларов (в 2008 году уровень цен на данный класс составлял около 95 млн долларов). Впоследствии, в течение года поступили новые заказы от компаний SK Shipping и Astomos.

Таким образом, в период с 2011 по 2013 годы на воду может быть спущено 8 новых судов класса VLGC. Но фактическая реализация этих заказов может быть осуществлена только при условии увеличения поставок СУГ из стран Ближнего Востока.

Прошлый год ознаменовался новым альянсом у компаний-судовладельцев: компании Stolt-Nielsen Gas и Sungas

объединили усилия в лице Avance Gas — флотилия нового игрока состоит из 5 судов. В отличие от них, компании Solvang и Neu решили управлять самостоятельно имеющимися в их распоряжении судами.

Суда класса LGC/midsize

В данном классе за прошлый год не произошло существенных изменений. Мировой флот судов среднего класса насчитывает 21 единицу, возрастом немногим более 8 лет. Суда этого класса практически не оказывают влияния на общую ситуацию на рынке перевозчиков СУГ.

Отличительной особенностью LGC судов явилось то, что в условиях кризиса и снижения заказов на перевозку СУГ, некоторые судовладельцы (в частности, имеющие в распоряжении суда вместимостью 35 тыс. куб. м) переориентировались на перевозку аммиака.

Судовладельцы LGC в 2010 году достаточно уверенно чувствовали себя в регионе Средиземноморья и на трансатлантических маршрутах.

Сегмент судов класса Handy/small

Благодаря своей небольшой вместимости и более высокой маневренности, по сравнению с судами первых двух классов, заказчики проявляли значительно более высокую активность в этом сегменте.

Так, в 2010 году было поставлено десять новых судов класса Handy (12–22 тыс. куб. м), из них 6 — для компании Naftomar (три — 22,5 тыс. куб. м и три — 16,5 тыс. куб. м), что позволило увеличить мощности флота на 16%.

Несмотря на значительный прирост, ситуация с перевозками для данного класса судов в 2010 году сложилась достаточно благоприятная. Так, общее число судов вместимостью 15 тыс. куб. м, возраст которых составлял в среднем 22 года, сократилось на 9 единиц. Из-за небольшой

численности судов с такой грузоподъемностью и в связи с высокой степенью физического износа, они практически не участвуют в доставке СУГ из региона Средиземноморья в Европу и в страны Черноморского побережья. Значительно выросло число перевозок СУГ (особенно для нефтехимического сектора) по маршрутам Северо-Западная Европа — США; регион Средиземноморья — Северо-Западная Европа; Персидский залив — Юго-Восточная Азия/Дальний Восток.

Особой популярностью также пользовались суда малой грузоподъемности (до 12 тыс. куб. м). В 2010 году была поставлена заказчиком 31 единица новых судов с малой грузоподъемностью, на 2011–2012 годы заказы от различных компаний оцениваются в 64 единицы. Однако, судя по всему, не все они будут реализованы.

Следует отметить также резкое увеличение заказов на строительство судов для перевозки сжиженного этилена, 28 новых единиц судов класса Handy и small должны появиться к 2014 году. Суммарная грузоподъемность этих судов составит более 380 тыс. куб. м этилена. Сложившаяся ситуация объясняется возросшим объемом поставок сырья для европейского нефтехимического сектора с Ближнего Востока, что связано с ужесточением природоохранных норм и ростом стоимости нефтепереработки в Европе.

Сколько стоит СУГ

Цена на СУГ в большой степени зависит от цен на нефть и объемов ее добычи. Если рассматривать изменение средних ценовых уровней за последние два года, то цены на СУГ неуклонно росли.

В мировой практике одним из регуляторов разовых цен на СУГ можно назвать котировки компаний Argus, Великобритания, и Platts, США. Среди индикаторов контрактных цен при торговле СУГ часто выступают цены национальной нефтяной компании Саудовской Аравии — Saudi

Агапсо, которая сама является крупным поставщиком данного продукта. Заметим, что Саудовская Аравия входит в тройку крупнейших экспортеров СУГ на Ближнем Востоке, но к 2015 году, в связи с увеличением объемов потребления на

звание ПНГ для получения углеводородного сырья и развития на его основе нефтегазохимии не просто актуально, а является условием сохранения внутренней и внешней конкурентоспособности отечественной продукции.

В условиях растущей конкуренции в ЕС со стороны поставщиков с Ближнего Востока российское правительство поддерживает экспорт российских СУГ в Европу. При этом сохраняется дефицит СУГ на внутреннем рынке переработки.

внутреннем рынке, данный регион может несколько утратить свои экспортные позиции. Кто же вместо Saudi Aramco будет диктовать контрактные цены?

Одни эксперты полагают, что это могут быть поставщики из Катара и ОАЭ, другие — товарная биржа Dubai Mercantile Exchange, которая заявила о своем намерении ввести новый ценовой индикатор на региональном рынке СУГ.

Таким образом, мировой рынок сжиженного углеводородного (нефтяного) газа развивается достаточно динамично и, возможно, Россия займет на нем определенную долю, к разочарованию многочисленных российских переработчиков, испытывающих хронический дефицит сырья.

Очевидно, при формировании государственной таможенной политики должны были учитываться в первую очередь потребности внутренней переработки, однако пока правительство предпочитает действовать в интересах немногочисленных экспортеров. В марте 2011 года премьер-министр РФ подписал постановление о снижении пошлины на экспорт сжиженных углеводородных газов (СУГ). По сравнению с февралем размер пошлины оказался ниже на 48 долларов за тонну (почти на 25 %) и в марте составил 150,2 долларов за тонну.

Газохимия

В России в условиях нехватки базовых мономеров (этилен, пропилен) исполь-

Процесс пиролиза позволяет получать как базовые мономеры — этилен, пропилен, так и олефины более сложного строения (изобутилен, бутadiен), а также важный ароматический углеводород — бензол. Эти соединения служат основой нефтегазохимической промышленности. В качестве сырья на пиролизных мощностях можно перерабатывать легкие углеводороды (пропан, бутан и их смеси, на отдельных печах — этан), ШФЛУ и нефть.

В вопросе о том, стоит ли ориентироваться при переработке методом пиролиза на прямогонный бензин (нафту), получаемый из нефти, или же на газовые фракции, в частности ШФЛУ или этан, решающую роль играет цена. Так, в 2010 году рыночная цена пря-

могонного бензина вдвое превышала стоимость этана, что самым серьезным образом сказывается на себестоимости производства и в конечном счете — конкурентоспособности отечественной нефтегазохимии.

Варьирование номенклатуры входящего сырья пиролиза позволяет управлять соотношением выхода конечных

Российская нефтегазохимия

Нефтегазохимия в Российской Федерации включает в себя более 650 крупных и средних промышленных предприятий, на которых занято около 280 тыс. чел. промышленно-производственного персонала. В отрасли сосредоточено около 2 % стоимости основных фондов промышленности и более 5 % стоимости основных фондов обрабатывающих производств. При этом доля вклада нефтегазохимических предприятий в ВВП России составляла в 2009 году всего 0,4 %.

продуктов, что в свою очередь дает возможность гибко реагировать на рыночную конъюнктуру и сохранять высокую загрузку мощностей.

Россия располагает достаточным объемом углеводородного сырья, в том числе ПНГ, необходимо лишь обеспечить его переработку и рациональное использование, ориентируясь на мировую практику.

Для этого необходимо:

- создать нормативную базу для вовлечения в хозяйственный оборот ПНГ,

Стремление предприятий перерабатывать ШФЛУ, а не нефть на установках пиролиза связано с экономикой процесса: в 2011 году стоимость нефти составляла 20 тыс. рублей, ШФЛУ — 10 тыс. рублей за тонну.

установить четкие нормы и требования, учитывающие все аспекты потенциального использования ПНГ;

- усилить контроль за обязательным исполнением нормативно-правовых актов, касающихся добычи и переработки ПНГ;
- разработать и внедрить систему полного и достоверного учета объемов добываемого и сжигаемого ПНГ на нефтепромыслах;
- усовершенствовать систему ценообразования на ПНГ и налогообложения, используя как стимулирующие, так и запретительные рычаги воздействия на субъекты хозяйствования;
- государство и вертикально интегрированные нефтяные компании должны совместно решать вопросы использования ПНГ, разрабатывать и реализовывать национальные программы в данной сфере;
- при решении вопросов оптимального использования ПНГ применять кластерный подход, ориентируясь на задачи равномерного развития транспортной инфраструктуры и промышленности регионов. ■



Цена на СУГ в большой степени зависит от цен на нефть и объемов ее добычи