

## ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МАЛЫХ ПРОИЗВОДСТВ НА ЗАВЕРШАЮЩЕМ ЭТАПЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Важенина Л. В.<sup>1</sup>, Мельников И. В.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ГОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет», Тюмень, Россия (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: Vagenina@rambler.ru

<sup>2</sup>ГОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет», Тюмень, Россия (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: Melnikov.IV@nadym-dobyha.gazprom.ru

**Значительная часть стран, обладающих запасами нефти, имеет слабо развитую собственную перерабатывающую промышленность. Стремительное уменьшение запасов нефти (пик мировой добычи будет пройден к 2020 г.) заставляет эти страны искать альтернативные источники дохода. В последнее время все больше внимания уделяется природному газу, в том числе попутному и даже промышленным выбросам. 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 переходят в разряд высокотехнологичных отраслей. В работе рассмотрены известные на сегодня основные направления переработки природного газа (ПГ) в мировой практике и на отечественных нефтегазодобывающих компаниях. Представлены наиболее пользующиеся спросом продукты переработки ПГ как внутри страны, так и за рубежом. Приведены наиболее перспективные проекты с позиции ценности сырья и климатических условий в регионах.**

Ключевые слова: энергоресурсы, эффективность, использование, добыча газа, продукты переработки природного газа.

## PROSPECTS OF DEVELOPMENT OF SMALL ENTERPRISES AT THE FINAL STAGE OF EXPLOITATION OF THE FIELDS

Vagenina L. V.<sup>1</sup>, Melnikov I. V.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Tyumen State Oil and Gas University, Russia (625000, Tyumen, street Volodarskogo 38), e-mail: Vagenina@rambler.ru

<sup>2</sup>Tyumen State Oil and Gas University, Russia (625000, Tyumen, street Volodarskogo 38), e-mail: Melnikov.IV@nadym-dobyha.gazprom.ru

**The significant part of the countries possessing stocks of oil, has poorly developed own process industry. Prompt reduction of stocks of oil (the peak of world extraction will be passed by 2020) forces these countries to search for alternative sources of the income. Recently more and more than attention it is given natural gas, including casing-head gas and even to industrial emissions. In connection with that oil is not renewed resource in the oil companies process diversification has begun. The strategic purpose of world oil corporations becomes intensive development of gas sector, integration into electric power industry, coal branch and transformation finally in the power company. Oil gas extracting and petrochemistry gradually pass in the category of hi-tech branches. In work basic directions of processing of natural gas (NG) known for today in a world practice and on the domestic oil and gas extraction companies are considered. The most best-selling products of processing NG, as inside of the country, and abroad are presented. The most perspective projects from a position of value of raw material and climatic conditions in regions are resulted.**

Key words: energy resource, effectiveness, use of resources, extracting of gas, products of processing natural gas.

Природный газ (ПГ) состоит из метана и небольшого количества других углеводородов и в основном используется в качестве топлива для электростанций. Однако современные технологии GTL (газ в жидкость) позволяют преобразовать газ (метан) в синтетическую нефть. Ее физические и химические свойства дают возможность 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 определяются по формуле Brent + 30 %. Премия в 30 % выплачивается за чистоту и

плотность, которые снижают затраты на ее переработку, а продукты (например, дизельное топливо) получаются более качественные (лучше «Евро – 4»), а значит и могут иметь более высокую цену [1].

Извлеченные из ПГ углеводородные фракции формируют как бы второй (после нефтепереработки) сырьевой эшелон. Спрос на это сырье растет во всем мире, так как основу большинства материалов, используемых людьми, составляет нефтехимическая продукция, потребности в которой определяются многими факторами, но главными из них являются темпы роста населения и экономики. Численность населения промышленно-развитых стран в основном стабилизировалась либо имеет слабо растущую тенденцию (США, Канада, Япония) или не на много сокращается (Европейские страны, Россия). Быстро увеличивается рождаемость в странах Африки, Латинской Америки, Азиатско-Тихоокеанского региона, вследствие чего эти регионы имеют большой потенциал роста спроса на нефтехимикаты.

По данным НИИ ТЭХИМ в табл. 1 представлен прогноз прироста спроса на продукцию химического комплекса России до 2030 г.

Таблица 1

Прогноз прироста спроса на продукцию химического комплекса России до 2030 г.

№ п/п	Вид продукции	Прирост спроса, тыс. тн	в том числе, %	
			внутренний спрос	экспорт
1	Аммиак	3790	96	4
2	Метанол	2060	53	47
3	Карбамид	1260	100	-
4	Полиэтилен низкой плотности	850	36	64
5	Полиэтилен высокой плотности	320	100	-
6	Полипропилен	940	38	62
7	Стирол	870	97	3
8	Полистирол	940	39	61
9	Поливинилхлорид	320	91	9
10	Полиэтилентерифталат	330	79	21
11	Химические волокна и нити	230	30	70
12	Шины грузовые	8*	50	50
13	Шины легковые	35*	29	71
14	Трубы и детали трубопроводов	165	76	24
15	Погонажные изделия из ПВХ	110	55	45
16	Пленка полимерная	290	93	7

\*) млн. шт.

Как видно из таблицы 1, практически по всем позициям спрос, как внутренний, так и внешний, будет расти.

По оценкам зарубежных экспертов, коэффициент опережения увеличения спроса на нефтегазохимическую продукцию по сравнению с ростом ВВП составляет в среднем 1,8. А в странах с большим ростом населения он еще выше. На рис. 1 представлена цепочка создания добавленной стоимости нефтегазохимического кластера. Условно нефтегазохимическую промышленность и ее сырьевую базу можно разбить на четыре группы: углеводородное

сырье, базовые полупродукты, нефтегазохимикаты, конечные нефтегазохимические продукты.



Рис.1. Последовательность создания добавленной стоимости нефтегазохимического кластера

Таблица 2

Основные виды сырья, полупродуктов и конечных продуктов нефтегазохимии

Виды сырья и продукции			
Углеводородное сырье	Базовые полупродукты	Нефтехимикаты	Конечные продукты
Число видов сырья, полуфабрикатов и конечной продукции			
5	10	до 100	до 1000
1. Природный газ 2. Этан 3. Пропан 4. Бутаны 5. Прямогонные бензиновые фракции нефти и газового конденсата	1. Этилен 2. Пропилен 3. Бензол 4. Толуол 5. Ксилолы суммарные 6. Ортоксилол 7. Параксилол 8. Бугадиен 9. Изопрен 10. Метанол	Спирты Оксиды Гликоли Альдегиды Ангидриды Кислоты Кетоны прочие	Синтетические смолы и пластмассы Синтетические волокна Синтетический каучук Синтетические моющие средства Лакокрасочные материалы и др.

Как видно из таблицы 2, основных массовых видов углеводородного сырья не более 10, базовых нефтепродуктов (полупродуктов) порядка 10, крупнотоннажных нефтегазохимикатов – до 100, а конечных нефтегазохимических и химических продуктов, если учесть их виды и марки, – более 1000.

Развивающиеся страны, обладающие ресурсами углеводородного сырья, в первую очередь осваивают производство базовых полупродуктов и основных нефтегазохимикатов, ориентируясь на их экспорт [3,4]. Государства, не располагающие ресурсами нефтегазохимического сырья, идут по пути развития широкой гаммы нефтегазохимии на базе привозного сырья и полуфабрикатов.

В развитых странах идет структурная перестройка нефтегазохимической отрасли, которая выражается в переходе на выпуск высокофункциональных и специализированных

видов продукции при стабилизации темпов роста массовых полупродуктов и нефтегазохимикатов.

Особенно актуальными являются следующие направления развития: *создание новых материалов, в том числе с заранее заданными свойствами; биотехнологии; развитие химии C<sub>1</sub>(углерода); активизация технологий по переработке алканов.*

**Новые материалы**, получаемые в нефтегазохимической и химической промышленности, позволяют снизить потребность в исходном сырье, повысить эффективность применяемых техники и технологий, решить отдельные экологические проблемы, сокращать издержки с учетом специфических требований потребителей, особенно тех, которые производят космическую, ядерную, оптическую, медицинскую, лазерную и другую современную технику.

**Биотехнологии** в нефтегазохимической промышленности – это технологии, позволяющие соединить нефтегазохимию с фармацевтикой, агрохимией и другими отраслями. Главное – они позволяют использовать возобновляемые виды ресурсов и решать проблемы разных отраслей.

**Развитие химии C<sub>1</sub>(углерода)** – это направление в нефтегазохимии позволяет использовать метан, ресурсы которого в мире огромны. Среди технологий, разрабатываемых в настоящее время, – новые технологии получения из метана синтеза – газа, метанола, жидких углеводородов (моторных топлив) и других продуктов. Еще более перспективными являются прямые синтезы (не через синтез – газ и метанол), приводящие к получению базовых полупродуктов (табл. 2): метанола, этилена, пропилена, бензола, ксилолов, бутадиена, бутиленов.

**Активизация технологий по переработке алканов** позволит существенно увеличить количество взаимных превращений углеводородов, таких как, например, прямое превращение этана в винилхлорид, уксусную кислоту, пропана – в нитрил акриловой кислоты, изобутана – в метилметакрилат и т.д.

В качестве стратегических продуктовых направлений развития переработки углеводородного сырья целесообразно рассматривать направления, находящиеся на стыке приоритетов различных отраслей, имеющие синергетический мультипликативный эффект.

В современных условиях переработка углеводородов нуждается в динамичном и инновационном развитии, которое невозможно без создания собственных передовых технологий.

В российской науке накоплен целый ряд современных высокоэффективных разработок технологических процессов, которые при их широкой реализации могли бы вывести отрасль из кризиса, которые не только не уступают, но зачастую и превосходят западные. Но

российские компании покупают зарубежные технологии, так как отечественные разработчики не могут дать финансовых гарантий экономической эффективности разработок. Здесь незаменима роль государства, которое могло бы взять такие гарантии на себя, что приведет к развитию нефтегазохимии, машиностроения, приборостроения и других отраслей.

На сегодняшний день со стороны нефтедобывающих и газодобывающих компаний можно констатировать уверенный рост интереса к газохимическим технологиям, которые позволяют получать конечный продукт высокой добавленной стоимости и широкого ассортимента. В России сразу несколько компаний ведут НИОКР по каталитическим методам перевода газообразных компонентов в жидкость.

Как известно, газохимические технологии наиболее эффективны в крупнотоннажном варианте. Однако малые и средние дебиты ПНГ и низконапорного ПГ на труднодоступных месторождениях и сокращаемой добычей газа исключают организацию таких производств. Таким образом «эффект масштаба» может быть достигнут за счет создания сети малых газохимических установок, ориентированных на один продукт, который может стать сырьем для последующей переработки в рамках единого промышленного центра.

ВХМАО в программе создания газохимического кластера планируется строительство сети малых установок, обеспечивающих получение из ПНГ и ПГ метанола, с последующей многостадийной переработкой в ПЭТФ.

В данном случае возможно будет достичь необходимого эффекта масштаба и обеспечить покрытие наибольшей части месторождений, где еще низконапорный газ идет на факел. На стадиях завершающей добычи и снижения выхода газа установки, выполненные в блочно-модульном варианте, могут быть перебазированы на другие месторождения или в другие газодобывающие регионы. Дополнительные затраты на дожим низконапорного газа для подачи в газопровод являются значительными, и у газодобывающих предприятий возникает проблема выбора эффективного варианта его использования на месторождениях с падающей добычей углеводородного сырья. В таких условиях выбрать долгосрочный вариант использования низконапорного ПГ очень проблематично.

Одной из приемлемых и эффективных технологий (производств) использования малых объемов газа на месторождениях с падающей добычей или на завершающих стадиях разработки, к которым и относится низконапорный газ, является его сжижение.

Для развития такого направления в 2009 г. стало сокращение объемов поставок на европейский рынок трубопроводного газа, что побудило «Газпром» без промедления сформировать альтернативные маршруты газового экспорта.

Правительством было предложено организовать совместную работу на Ямале ведущим зарубежным энергетическим компаниям с последующим созданием нового крупного производства СПГ. Без помощи ведущих мировых энергетических компаний такую задачу России не решить. Недостаточно собственного опыта в создании производств СПГ, т.к. необходимы оборудование и импортные технологии, затем их адаптация к природно-климатическим условиям Заполярья, а также требуется поддержка опытных западных партнеров, выход на высококонкурентный мировой рынок СПГ.

Основными участниками на такое взаимодействие являются Total, Shell и ENI. На Ямал получили приглашение еще 11 компаний: ExxonMobil, Conoco-Phillips, E.On, StatoilHydro, ONGC, Mitsui и Mitsubishi, Kogas, Petro-nas, SuncorEnergy и GdFSuez, которые могут рассчитывать в разработке ямальских месторождений на роль младших партнеров «Газпрома».

Разработка шести месторождений Тамбейской группы позволит ежегодно добывать до 65 млрд м<sup>3</sup> природного газа. На такие объемы и будет ориентировано производство СПГ. Реализация такого проекта требует соответствующей портовой инфраструктуры и гарантий долгосрочного сбыта сжиженного газа. По оценкам А. Миллера, добыча газа на Ямале ежегодно к 2030 г. может достичь 133 млрд м<sup>3</sup>. К этому периоду, Россия, возможно, станет одним из крупнейших в мире поставщиков СПГ с долей 20–25 %, что позволит стране закрепиться на новых динамично развивающихся газовых рынках БРИК, АТР и Северной Америки.

Таким образом, Россия получит реальный доступ к инновационным технологиям в ходе реализации общих проектов на Ямале, которыми обладают наши зарубежные партнеры, а отечественные предприятия получают масштабные заказы на поставки высокотехнологичного оборудования. Также сегодня сформирован перечень требований государства к иностранным компаниям, к которым относится передача ноу-хау и технологий по всей цепочке от добычи до маркетинга газа. Иностранные партнеры могут принять участие в обучении технологиям освоения континентального шельфа, транспортировки СПГ и т.д. российских специалистов. Для вывода сырья на рынок также возможно предоставить свою маркетинговую и логистическую инфраструктуру. Правительством было подчеркнута, что заказы иностранных компаний для газовых проектов должны размещаться преимущественно на российских предприятиях.

Производство сжиженного природного газа (СПГ) в настоящее время является одним из наиболее приоритетных и перспективных направлений развития российского газового комплекса. На первом в стране заводе по производству СПГ, строящегося оператором проекта «Сахалин-2» – компанией *SakhalinEnergy*, проводятся пусконаладочные работы.

Наилучшим образом для такого производства подходит импортный СПГ, состоящий в основном из метана. После вхождения в проект в качестве участника и акционера ОАО «Газпром» были распределены доли акционеров проекта «Сахалин-2» следующим образом: ОАО «Газпром» – 50 % плюс 1 акция, *RoyalDutch/Shell* – 27,5 %, *Mitsui* – 12,5 %, *MitsubishiCorp.* – 10 %. Для переработки в СПГ прием российского газа был начат в 2008 г. В рамках проекта «Сахалин-2» на шельфе Сахалина предусматривается освоение Лунского и Пильтун-Астохского месторождений с общими геологическими запасами в 700 млрд м<sup>3</sup> природного газа, а также эксплуатацию на этой основе завода по производству СПГ мощностью 9,6 млн тн в год. Мощности завода планируется в перспективе увеличить вдвое за счет строительства третьей и четвертой очереди.

Ежегодно потребление газа на внутреннем рынке, по данным ГП «ЦДУ ТЭК», составляет примерно 470 млрд м<sup>3</sup>, при этом поставки газа на производственно-эксплуатационные нужды, по данным Росстата, составляют 417,8 млрд м<sup>3</sup>. Для внутреннего потребления из собственных ресурсов ОАО «Газпром» по ЕСГ поставляет 402,9 млрд м<sup>3</sup> газа (85,7 % к потреблению на внутреннем рынке).

Электронная торговая площадка ООО «Межрегионгаз» (ЭТП МРГ) ежегодно поставляет около 7,1 млрд м<sup>3</sup>. Посредством ЭТП МРГ наиболее существенные поставки газа осуществляются в Пермский край (1,6 млрд м<sup>3</sup>), Самарскую область (1,4 млрд м<sup>3</sup>) и Республику Башкортостан (0,9 млрд м<sup>3</sup>).

В целом за период с 2007 г. по 2012 г. внутреннее потребление газа в стране выросло на 19,1 % (+ 75,6 млрд м<sup>3</sup>). Темпы прироста на производственно-эксплуатационные нужды (коммерческое потребление) газа в стране в среднем ежегодно составляет 2,4 %.

Основной объем потребления газа был обеспечен отраслями промышленности, в первую очередь, нефтяной (добыча и переработка), агрохимической и цементной, что обеспечило прирост потребления газа на 75 %. Лидерами газопотребления на региональном уровне служат Приволжский и Центральный федеральные округа, на их совокупную долю приходится 53 % коммерческого потребления газа в стране.

Россия является одним из основных экспортеров газа в мире. В 2007 г. за рубеж с учетом азиатского транзита было поставлено 246 млрд м<sup>3</sup> газа (97,3 % к уровню 2006 г.). В страны дальнего зарубежья (страны Западной, Центральной и Восточной Европы) было поставлено 153,7 млрд м<sup>3</sup> (94,9 %) и 92,3 млрд м<sup>3</sup> (97,7 %) в страны ближнего зарубежья (СНГ и Балтия). К концу 2012 г. объем газа только в Европу уже составил 150 млрд м<sup>3</sup>.

Основным экспортным направлением для российского газа является Европа, поставка газа в европейские страны осуществляется по долгосрочным контрактам сроком до 25 лет. На поставку российского газа в 2007 г. были продлены долгосрочные контракты

следующими компаниями: *GazdeFrance* (Франция) – до 2031 г.; *E.OnRuhrgas* (Германия) – до 2035 г.; *OMV* (Австрия) – до 2027 г.; *Eni*(Италия) – до 2035 г.; *RVETransgaz* (Чехия) – до 2036 г., с 2010 г. объем поставок увеличился с 7,5 до 9 млрд м<sup>3</sup>.

В результате развивается система спотовой торговли газом ОАО «Газпром» на торговых площадках Великобритании, Бельгии, Нидерландов и Франции. Поставка газа ОАО «Газпром» осуществляется в 22 государства Европы (без учета стран СНГ и Балтии), и география поставок российского природного газа постоянно расширяется. Ведущими потребителями российского газа являются Германия, Италия, Турция и Франция, на совокупную долю которых в 2012 г. пришлось 59 % от всех поставок газа в Европу.

Также Россия занимает доминирующее положение на газовых рынках стран ближнего зарубежья (СНГ и Балтии). С 2007 г. в страны ближнего зарубежья в структуре поставок российского газа произошли существенные изменения. Полностью прекратились поставки российского газа в Азербайджан, более чем в 2 раза сократились поставки в Грузию (с 1,4 до 0,6 млрд м<sup>3</sup>), в 1,5 раза сократились поставки на Украину (с 9 до 6 млрд м<sup>3</sup>).

На российский природный газ в странах Европы с 2000 г. по 2012 г. динамика экспортных цен складывалась под влиянием мировых цен на конкурирующие виды жидкого топлива (нефть и нефтепродукты). В 2007 г. в Европе средняя цена реализации российского газа составляла 7119, руб. за 1000 м<sup>3</sup> (включая акциз и таможенные пошлины), или 270 долл., что в шесть раз превысило цены реализации природного газа для промышленных потребителей на внутреннем рынке (1176,0 руб. или 42,0 долл. за 1000 м<sup>3</sup>). За пять лет цена на газ в Европе возросла почти в 2 раза и к декабрю 2012 г. составила 405,8 долл. за 1000 м<sup>3</sup>.

В перспективе Россия планирует диверсифицировать структуру экспортных поставок. Поставки российского СПГ планируются на рынки АТР и США за счет освоения ресурсов Дальнего Востока и Арктики (проекты «Сахалин-2», Штокмановский), а также по западному маршруту в Китай и Республику Корею российского сетевого газа.

При диверсификации маршрутов поставок газа по новым газопроводам «Северный поток» и «Южный поток» продолжится рост поставок газа в Европу. В страны ближнего зарубежья поставки российского газа будут постепенно замещаться центральноазиатским газом. Таким образом, экспорт российского газа в данный регион будет сокращаться.

В заключение можно сформулировать следующие **выводы**. Использование ПГ для производства электроэнергии непосредственно на месторождениях во многих случаях является единственным рентабельным способом использования низконапорного газа на завершающем этапе разработки. В отличие от ПНГ ПГ не нужно предварительно подготавливать, т.к. состав ПГ уже отвечает требованиям технологии производства электроэнергии на газотурбинных и газопоршневых установках.



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 газа уменьшается в 600 раз, что позволяет использовать для его транспортировки потребителям другие (не трубопроводные) более дешевые виды транспорта. 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.

В связи с ужесточением требований к моторным топливам и условиями Киотского протокола ПНГ и ПГ – представляет собой новый вид сырья для производства более высококачественных моторных топлив. Наибольшим в мире парком станций для заправки автомобилей сжиженным газом располагает Польша. Газ она импортирует в основном из России, Белоруссии, Украины и Казахстана.

Технологии GTL (газ в жидкость) позволяют преобразовывать газ (метан) в синтетическую нефть. Рентабельность сжиженного газа и GTL-продукции очень близка, и здесь не существует экономических преимуществ.

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

### **Список литературы**

1. Важенина Л. В. Состояние и перспективы переработки углеводородов в России: Известия высших учебных заведений. Социология. Экономика. Политика, 4/2008. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2008. – 0,4 п.л.
2. Важенина Л. В. Комплексный подход к оценке эффективности потребления энергоресурсов на предприятиях магистрального транспорта газа // ВЕСТНИК ИНЖЕКОНА. Серия «Экономика». Вып. 1 (24). Санкт-Петербург, 2009. – 0,4 п.л.

3. Важенина Л. В. Оценка перспектив развития переработки углеводородного сырья в России // Известия высших учебных заведений. Социология. Экономика. Политика, 1/2009. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2009. – 0,4 п.л.
4. Важенина Л. В. Попутный нефтяной газ: опыт переработки и оценка эффективности: монография. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – 216 с.
5. Важенина Л. В. Оценка программ по энергосбережению и повышению энергетической эффективности на предприятиях газовой отрасли // ВЕСТНИК ИНЖЕКОНА. Серия «Экономика». Вып. 5 (48). – Санкт-Петербург, 2012. – 0,5 п.л.

**Рецензенты:**

Руднева Лариса Николаевна, д.э.н., профессор, заведующая кафедрой экономики, организации и управления производством Тюменского государственного нефтегазового университета, г. Тюмень.

Килин Петр Мартемьянович, д.э.н., профессор кафедры экономики, организации и управления производством Тюменского государственного нефтегазового университета, г. Тюмень.