

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки  
ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ЭКОНОМИКО-МАТЕМАТИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ РАН  
CENTRAL ECONOMICS AND MATHEMATICS INSTITUTE RAS

РОССИЙСКАЯ  
АКАДЕМИЯ НАУК

RUSSIAN  
ACADEMY OF SCIENCES

О.Б. Брагинский, Н.Н. Куницына, А.В. Горлов

РАЦИОНАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ  
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ  
В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ РОССИИ

Препринт # WP/2015/314

МОСКВА  
2015

**Брагинский О.Б., Куницына Н.Н., Горлов А.В.** Рациональное использование углеводородного сырья в нефтегазовом комплексе России / Препринт # WP/2015/314. – М.: ЦЭМИ РАН, 2015. – 80 с. (Рус.)

Рассматриваются вопросы рационального использования углеводородного сырья в нефтегазовом комплексе России. Исследование охватывает производственную цепочку нефтегазового комплекса «от скважины до бензоколонки» и «от скважины до газовой горелки в квартире». Более подробно рассматриваются проблемы рационального использования углеводородного сырья в нефтяной отрасли за счет повышения коэффициента извлечения нефти из недр; в газовой отрасли за счет рационального использования попутного нефтяного газа; в нефтеперерабатывающей отрасли за счет углубления переработки нефти и улучшения качества нефтепродуктов; в нефтегазохимической отрасли за счет оптимизации ее сырьевой базы. Предложена модель выбора наиболее эффективных направлений рационального использования углеводородного сырья. Исследованы возможности малого нефтегазового бизнеса в деле рационального использования углеводородного сырья.

*Ключевые слова:* нефтегазовый комплекс, рациональное использование сырья, коэффициент извлечения, попутный нефтяной газ, нефтепереработка, нефтегазохимия, оптимизация, малый бизнес.

*JEL коды:* L 79, O 14, Q 30.

Работа выполнена при поддержке Российского гуманитарного научного фонда, проект № 14-02-00332.

**Braginsky O.B., Kunitsyna N.N., Gorlov A.V.** Rational use of hydrocarbon raw materials in the oil and gas complex of Russia / Working paper # WP/2015/314. – М.: CEMI RAS, 2015. – 80 p. (Rus.)

The problems of rational use of hydrocarbons in the oil and gas industry in Russia. The study covers the production chain, the nave and gas sector «from the wellhead to the gas station» and «from the wellhead to the gas burner in the apartment». A closer look at the problem of rational use of hydrocarbon raw materials in the oil industry by increasing oil recovery from the depths; in the gas sector through rational use of associated gas; in the petroleum industry through deeper processing of oil and improve the quality ion of petroleum products; in the petrochemical industry by optimizing its raw. A model of selection of the most effective ways of rational use of either of hydrocarbons. The possibilities of small businesses of oil and gas in the management of hydrocarbons.

*Keywords:* oil and gas, the rational use of raw materials, coefficient of extraction, associated gas, oil refining, oil and gas complex, optimization, small businesses.

*JEL code:* L 79, O 14, Q 30.

ISBN 978-5-8211-0698-8

© Брагинский О.Б., Куницына Н.Н., Горлов А.В., 2015 г.

© Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Центральный экономико-математический институт РАН, 2015 г.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение .....	4
§ 1. Повышение нефтеотдачи как способ эффективного использования сырья в нефтегазовом комплексе России .....	10
§ 2. Утилизация попутного нефтяного газа – фактор рационального использования углеводородного сырья .....	17
§ 3. Углубление нефтепереработки – путь рационального использования нефти и возможность увеличения объемов и улучшения качества нефтепродуктов.....	27
§ 4. Оптимизация сырьевой базы нефтегазохимической промышленности России как направление рационального использования нефтегазового сырья.....	50
§ 5. Использование экономико-математического моделирования для выбора направлений рационального использования сырья в нефтегазовом комплексе России .....	61
§ 6. Возможности малого и среднего нефтегазового бизнеса при решении проблем рационального использования нефтегазового сырья .....	65
Выводы и предложения .....	75
Литература.....	78

## ВВЕДЕНИЕ

Россия – одна из богатейших стран мира по запасам углеводородного сырья, объемам его добычи и переработки. Однако в цепочках добычи, транспортировки, переработки нефтегазового сырья и сбыта готовой продукции «от скважины до бензоколонки» и «от скважины до горелки в квартире» имеются участки использования ресурсов, которые нельзя назвать рациональными.

Прежде всего, речь идет об эффективности добычи нефти. В отношении эффективности разработки действующих месторождений существует значительный потенциал увеличения нефтеотдачи: достигнутый к настоящему времени коэффициент извлечения нефти (КИН) в России оценивается на уровне не более 30%, тогда как среднемировой уровень составляет порядка 45%. Тенденция снижения КИН в России характерна для всего периода постсоветского развития страны. Причина этой тенденции заключается в том, что ни для нефтепользователей, ни для инвесторов в условиях существующего фискального режима проблема увеличения КИН не является приоритетной, так как требует инвестиций.

В мире за счет третичных методов повышения нефтеотдачи пластов добывается дополнительно 120–130 млн т нефти в год, что составляет 2–3% мировой добычи. В России за счет третичных методов добывается всего 1 млн т нефти в год, что составляет 0,2% от ежегодной нефтедобычи в стране [1]. Практически отсутствует современная государственная система управления рациональным использованием запасов нефти. Технологические разработки (гидроразрыв пласта, горизонтальное бурение, термошахтный метод, энергосберегающие тепловые методы, термогазовые методы, полимерные воздействия и др.) либо слабо востребованы, либо не востребованы вовсе. А как эти методы могут быть востребованы, если при существующей системе налогообложения в нефтяной отрасли их рентабельность мала, если в стране крайне низкая степень разработанности трудноизвлекаемых запасов, если не хватает квалификации для освоения новейших технологий и необходима серьезная переквалификация персонала.

Между тем (по расчетам специалистов Минэнерго РФ) увеличение коэффициента нефтеотдачи на 1% это [2]:

- увеличение запасов нефти на 1,3 млрд т;
- рост дополнительной добычи нефти минимум на 20 млн т в год;
- рост доходов в государственный бюджет не менее чем на 150 млрд руб.;
- рост капитализации российской нефтяной отрасли почти на 25 млрд долл.;
- задействование российской машиностроительной промышленности для производства соответствующего технологического оборудования.

Россия, к большому сожалению, вышла на «почетное» первое место в мире по сжиганию попутного нефтяного газа (ПНГ) на факельных установках нефтегазовых компаний. Ежегодно на факелах в России сжигалось порядка 15–20 млрд м<sup>3</sup> ПНГ (по данным официальной российской статистики). Основываясь на наблюдениях со спутников, американские специалисты считают, что эту цифру можно увеличить вдвое.

Понимание чудовищной расточительности в отношении ПНГ привело к принятию Постановления Правительства № 7 от 8 января 2009 г. о введении жестких санкций за сверхнормативное сжигание ПНГ, при этом норматив утилизации был установлен на уровне 95%.

«Закон о 95%» (как стали называть это постановление) был принят не только из соображений экономики, но и не в последнюю очередь из соображений охраны окружающей среды. На момент принятия постановления уровень утилизации ПНГ не достигал 70%, однако принятые меры экономического, технического, экологического и организационного характера уже стали давать результаты. По итогам 2011 г. степень утилизации ПНГ по стране составила 75,2%, 2012 г. – 76,2%, а по плану на 2013 г. должна была составить 79%.

В 2012 г. было принято еще одно Постановление Правительства № 1148 от 8 ноября 2012 г. об увеличении ответственности за сжигание ПНГ на факелах. Методы утилизации ПНГ могут быть разные. Это: закачка в пласт с целью повышения нефтеотдачи пласта; «малая» и «большая» энергетика; традиционная переработка ПНГ на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ) с целью получения сжиженных углеводородных газов – сырья для нефтегазохимической промышленности, моторного и коммунально-бытового топлива; переработка на установках малой и средней мощности в легкотранспортабельные химические продукты, например, метанол.

Выбор способа утилизации ПНГ зависит от объемов его добычи на промыслах, наличия коммуникаций по доставке, расстояния до централизованных пунктов сбора и других факторов [3].

По экспертным оценкам доведение степени утилизации ПНГ в масштабах страны до уровня 95% (в случае производства из газа таких продуктов, как сжиженные углеводородные газы, синтетические жидкие углеводороды, химические продукты, например, метанол и, наконец, электроэнергия) может обеспечить дополнительную выручку в объеме 7 млрд долл. в год.

По сообщению министра природных ресурсов и экологии РФ С. Донского объем утилизации ПНГ в 2013 г. возрос до 80%, а за счет реализации намеченных проектов утилизация ПНГ достигнет требуемой планки в 95% в 2015 г. [4].

Одним из факторов рационального использования ресурсов углеводородного сырья является углубление переработки нефти.

Глубина переработки нефти на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) России составила в 2012 г. чуть больше 71%, в то время как в США она была на уровне 95%, в западноевропейских странах и Японии – 85–90%. Выход светлых нефтепродуктов (бензиновых, керосиновых, дизельных фракций) в России составляет 65%, в США, Японии и европейских странах – 85%. Если в нефтеперерабатывающей промышленности США отношение мощностей вторичных процессов (то есть преобразующих структуру исходных углеводородов нефти в ценные нефтепродукты) составляет 154% к мощности по первичной перегонке нефти, в среднем по миру 97%, то в российской переработке нефти только 70%. Индекс технологической сложности НПЗ (индекс Нельсона) в США составляет около 10, в европейских странах – около 7, в среднем по миру – около 6, в России – чуть больше 5 [5]. Это означает, что при переработке нефти на российских НПЗ выход бензина едва удовлетворяет спрос на это топливо внутри страны. Это же касается керосина. А дизельного топлива и мазута производится значительно больше, чем требуется на внутреннем рынке, поэтому эти два вида нефтепродуктов идут на внешний рынок, где продаются (из-за их низкого качества) не по ценам кондиционных (класс Евро 5) дизельных топлив, а по ценам на сырье для получения дизельных топлив, а именно газойлевых фракций. Точно также отечественный высокосернистый мазут продается по цене, равной всего 0,5–0,6 от цены сырой нефти, так что в целом цена российского экспорта корзины (набора) нефтепродуктов практически совпадает с ценой сырой нефти, из которой произведен этот набор нефтепродуктов. Такие цены вполне устраивают покупателей в Западной Европе. Импортируя дешевые российские нефтепродукты, западноевропейские нефтепереработчики путем несложных операций доводят эти, по сути дела, полуфабрикаты до необходимых качественных кондиций и продают, в том числе и на российском рынке, по среднеевропейским ценам. Тем самым на протяжении длительного времени российского экспорта нефтепродуктов в Европе создавались дополнительные рабочие места, происходило наращивание добавленной стоимости, а в странах-импортерах возрастал ВВП.

Тем не менее существовавшая система экспортных пошлин делала работу отечественной нефтепереработки, несмотря на техническую отсталость и нерациональное использование нефти, в достаточной степени рентабельной. Намеченная программа модернизации НПЗ и улучшения экологических характеристик нефтепродуктов осуществлялась медленно, с задержкой намеченных сроков и не в полном объеме. Только в самое последнее время были сделаны шаги, направленные на некоторое уменьшение экспортных пошлин на нефть, при увеличении пошлин на

экспортируемые нефтепродукты. Тем самым постепенно создаются экономические предпосылки для увеличения глубины переработки нефти, повышения качественных характеристик выпускаемых моторных топлив. Вкупе с тщательным контролем реализации намеченных каждым НПЗ модернизационных программ это стало давать результаты.

А ведь итоги выполнения модернизации отечественной нефтепереработки могут быть впечатляющими, как в отношении качественных характеристик моторных топлив и нефтепродуктов (экономический и экологический эффект), так и в обеспечении надежного снабжения нефтепродуктами (повышение энергобезопасности страны).

В направлении модернизации нефтеперерабатывающей промышленности уже проделана немалая работа. Инвестиции в модернизацию росли из года в год (млрд руб.): 2003 г. – 24,4; 2004 г. – 29; 2005 г. – 35,5; 2006 г. – 47,9; 2007 г. – 60,6; 2008 г. – 82,9; 2009 г. – 115; 2010 г. – 152,5; 2011 г. – 189,8. Количество введенных установок по углублению переработки нефти и улучшению качества нефтепродуктов в период 2008–2010 гг. составляло 4–5 в год, в 2011 г. – 6, в 2012 г. – 16. В период 2011–2030 гг. намечено ввести в эксплуатацию 125 установок вторичной переработки нефти. Их строительство позволит увеличить мощность нефтепереработки, в 2,5 раза повысить выпуск моторных топлив и улучшить качество топлив [6]. В 2012–2014 гг. инвестиции в модернизацию нефтеперерабатывающей промышленности России продолжали расти: в 2012 г. они составили 178 млрд руб., 2013 г. – 269 млрд руб., 2014 г. – 321 млрд руб. Предполагалось, что в период 2015–2020 гг. в модернизацию отрасли будет вложено 1 трлн руб. [7].

Однако выполнение программы модернизации нефтепереработки в перспективе будет испытывать влияние нескольких неблагоприятных факторов, в частности объявленного Правительством плана осуществить так называемый «налоговый маневр», сущность которого заключается в снижении таможенных пошлин на экспорт нефтепродуктов и компенсирующее это снижение повышение ставки налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ). По мнению многих специалистов, введение маневра приведет к повышению внутренних цен на нефть, снижению прибыльности нефтепереработки и станет одним из факторов торможения процесса модернизации отрасли.

Рациональное использование углеводородного сырья может быть организовано за счет кооперации нефте- и газопереработки и нефтегазохимии.

Современные крупные нефтегазовые компании мира имеют в своем составе хорошо развитые нефтехимические производства, или так называемые «нефтехимические крылья». В составе выручки крупнейших мировых нефтегазовых компа-

ний (Exxon Mobil, Shell, Total и др.) доля нефтехимической продукции достигает 8-10% и примерно такая же доля характерна для показателя чистой прибыли.

Эффект интеграции нефтепереработки, газопереработки, нефтехимии и газохимии обеспечивает синергию, появляющуюся в результате сокращения необходимых инвестиций и оборотных средств за счет эффективного использования общих объектов инженерной и социальной инфраструктуры; действия «эффекта масштаба»; оптимизации потоков сырья, полупродуктов и конечных продуктов; снижения транзакционных издержек; регулирования и стабилизации циклов бизнеса.

Комбинирование нефтепереработки, газопереработки, нефтехимии и газохимии позволяет крупнейшим нефтегазовым компаниям «держаться на плаву» в моменты серьезного изменения (прежде всего понижения) цен на нефть. Экспертами определено, что если рентабельность большинства НПЗ составляет 10%, то за счет включения в их состав ряда нефтехимических производств рентабельность может возрасти до 20%, а в случае широкого комбинирования вполне может составить 30% [8].

К сожалению, развитие «нефтехимических крыльев» не характерно для отечественных нефтегазовых компаний. Лишь «Газпром», включая аффилированную с ним нефтехимическую компанию «Сибур», а также «Лукойл» и «Роснефть» имеют в своем составе нефтехимические подразделения и планируют и дальше развивать свои «нефтехимические крылья».

Россия – крупнейшая газовая держава мира. В России в структуре добываемого природного газа возрастает доля газа из валанжинских горизонтов с высоким содержанием (кроме метана) этана, пропана, бутанов и других ценных углеводородов. Это характерно для действующих газовых и газоконденсатных месторождений северных районов Тюменской области. Высокое содержание ценных углеводородов характерно также для вовлекаемых в разработку месторождений Восточной Сибири (Ковыктинское, Чаяндинское и др.). Сейчас природный (богатый этаном) газ смешивается с природным газом сеноманских горизонтов, состоящим преимущественно из метана. Газ поступает в газотранспортную систему и идет на внутреннее потребление (как энергетическое и коммунально-бытовое топливо) или на экспорт. Ценные компоненты газа сжигаются в топках электростанций или в горелках наших квартир. Экспортируемый газ в некоторых странах-импортерах перерабатывается, из него извлекаются ценные углеводороды и используются для получения нефтегазохимической продукции, которую нам же и продают по ценам, на порядок превышающим цену импортируемого газа.

Если природный (богатый этаном) газ транспортировать по автономной нитке газотранспортных систем и по ходу этих газопроводных систем создавать га-



зохимические комплексы, используя для химической переработки ценные углеводороды, то можно реально способствовать выходу отечественной нефтехимической промышленности из глубокого кризиса, в котором она пребывает в настоящее время [9].

В России отсутствует промышленное производство альтернативных видов топлива и газа. Использование технологии превращения газа в жидкость (GTL – gas to liquide) позволяет более рационально использовать ресурсы нефти, расширить гамму моторных топлив.

Нерациональное использование ресурсов нефти и газа все больше усугубляет сырьевую ориентацию российской экономики. Использование указанных резервов рационализации нефтегазового бизнеса является одним из наиболее реальных и быстрореализуемых направлений перехода от чисто сырьевой к инновационно-сырьевой модели развития экономики.

Все большее число экспертов считает, что рационально использовать имеющиеся ресурсы углеводородного сырья гораздо эффективнее, чем разрабатывать новые труднодоступные, географически и экономически сложные месторождения. Не меньшее число экспертов настаивают на том, что углублять переработку имеющихся ресурсов нефтегазового сырья за счет повышения глубины переработки нефти, использования ценных компонентов газа и газового конденсата гораздо эффективнее, чем наращивать первичную переработку нефти и отправлять газ, содержащий ценные компоненты, на экспорт.

Практически все специалисты сходятся во мнении, что рациональное комбинирование нефтегазодобычи, нефтегазопереработки, нефтегазохимии, особенно в составе нефтегазохимических кластеров, дает возможность повысить экономическую эффективность использования ресурсов сырья в нефтегазовом комплексе России, воспользоваться преимуществом получения синергетического эффекта за счет рационального хозяйствования в подотраслях комплекса и кооперации входящих в него отраслей.

Сложившаяся в конце 2014 г. – начале 2015 г. ситуация значительно усугубила трудности реализации программ модернизации нефтегазового комплекса из-за падения цены на нефть, ослабления курса национальной валюты, введения санкций против нашей страны.

Тем не менее возможности организовать рациональное использование ресурсов углеводородного сырья в нефтегазовом комплексе России имеются и некоторые их аспекты рассматриваются в данном препринте.

## **§ 1. ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ КАК СПОСОБ ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СЫРЬЯ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ РОССИИ**

В отношении эффективности разработки действующих месторождений существует значительный потенциал увеличения нефтеотдачи. Однако в нашей стране уже в течение нескольких десятилетий наблюдается негативная тенденция снижения нефтеотдачи – основного показателя эффективности рационального использования нефтяных запасов недр и потенциала нефтедобычи. С 1960 г. по настоящее время коэффициент использования недр (КИН) снизился более чем в 2 раза (1960 г. – 0,51; 1965 г. – 0,48; 1970 г. – 0,46; 1980 г. – 0,49; 1985 г. – 0,40; 1990 г. – 0,33; 1995 г. – 0,30; 2000 г. – 0,28; 2010 г. – 0,2) [1, 2].

Низкие показатели КИН характерны для ряда нефтедобывающих стран (Саудовская Аравия – 0,29; Иран – 0,23), однако на ряде крупнейших месторождений этих стран, в частности, на самом крупном в мире нефтяном месторождении Гхавар в Саудовской Аравии КИН составляет почти 0,7. В нефтедобывающих странах, где широко используются методы увеличения нефтеотдачи, показатель КИН выше – в США – 0,39; Норвегии – 0,47; в среднем по миру – 0,35 [2].

В чем причина низкой степени извлечения нефти из недр в современной России? В России вертикально интегрированные нефтяные компании осваивают в основном крупные месторождения. Мелкие месторождения часто игнорируются из-за необходимости использовать более дорогие технологии и более квалифицированный персонал. Компании предпочитают экономить на затратах и консервировать низкопроизводительные скважины вместо того, чтобы реанимировать их. Да и как будут востребованы высокотехнологические методы повышения нефтеотдачи недр, если при существующей системе налогообложения в нефтяной отрасли их рентабельность мала; если крайне низка степень разработанности трудноизвлекаемых запасов; если не хватает квалификации для освоения новейших технологий и необходима серьезная переквалификация персонала.

Между тем работа по повышению эффективности нефтеотдачи может принести и уже приносит немалые выгоды.

Согласно материалам Лондонского форума по нефтеотдаче (2004 г.), применение уже освоенных к тому времени методов повышения нефтеотдачи недр позволило бы увеличить КИН со среднемирового уровня 0,35 до 0,50 в 2020 г., что соответствовало бы росту мировых доказанных запасов нефти в 1,4 раза, т.е. на 65 млрд т. [10].

По оценкам специалистов Минэнерго РФ, повышение КИН на 1 процентный пункт для условий нефтяной отрасли современной России может обеспечить увеличение разведанных запасов на 1,3 млрд т, дополнительную добычу нефти приблизительно на 30–60 млн т в год в зависимости от выбранного набора технологий, а также увеличить доходы бюджета страны и рост капитализации российского нефтегазового комплекса. Инвестиции в реализацию программы повышения эффективности нефтеотдачи недр оценены в 75–100 млрд долл. на период до 2030 г. [2].

В мировой практике в целях повышения экономической эффективности разработки недр, снижения прямых инвестиций и максимально возможного использования реинвестированной прибыли весь срок разработки месторождений разделяется на три основных этапа. На первом этапе максимально возможно используется естественная энергия месторождения (энергия растворенного газа, законтурных вод, газовой шапки, гравитационных сил). На втором этапе реализуются методы поддержания пластового давления путем закачки воды или газа. Эти методы называются вторичными. На третьем этапе для повышения эффективности разработки месторождения применяются методы увеличения нефтеотдачи, которые называются третичными и которые отличаются применяемыми рабочими агентами [11].

Не останавливаясь подробно на технологиях и оборудовании, применяемых на первом и втором этапах разработки месторождений (наклонное и горизонтальное бурение скважин, уплотнение сетки скважин, заводнение, закачка газа в пласт, гидроразрыв пласта, совершенствование буровой техники, оборудования механизированной добычи и др.), уже широко освоенных в мировой практике, более подробно рассмотрим третичные методы повышения нефтеотдачи.

К настоящему времени освоены и применяются в промышленных масштабах физические, физико-химические, химические, тепловые, биологические методы воздействия на пласт. Физико-химические методы – это в основном методы заводнения с применением поверхностно-активных веществ, растворов полимеров, других веществ, снижающих проницаемость пласта. Химические методы – закачка в пласт углекислого газа (диоксида углерода), азота, растворителей и т.п. Тепловые – вытеснение нефти паром, теплоносителями, воздействие с помощью внутрипластовых экзотермических реакций. Микробиологические методы – введение в пласт бактериальной продукции, ее образование непосредственно в пласте. Физические методы – включающие в себя широкий спектр физических воздействий – ударных волн, электромагнитных колебаний, плазменно-импульсного, импульсно-волнового воздействия и многих других.

Каждый из методов нуждается в оценке экономической эффективности, способа включения в налогооблагаемую базу, возможности увеличения капитали-

зации нефтегазовой компании [12]. Экономический эффект, как правило, представляет собой разницу от стоимости прироста дополнительно добытой нефти и затрат на увеличение нефтеотдачи, уменьшенную на величину ставки налога. Такой метод расчета экономического эффекта можно применять для относительно простых мероприятий, не связанных с инвестиционными затратами. В случае более сложных мероприятий, связанных с одновременными затратами, следует использовать традиционную методологию расчета экономической эффективности инвестиционных проектов.

По данным [12] для одного из месторождений Западной Сибири выполнен расчет экономического эффекта по внедрению мероприятий по повышению нефтеотдачи (табл. 1).

Таблица 1

***Расчет экономического эффекта от мероприятий по увеличению КИН на нефтяном месторождении в Западной Сибири***

Годы	Эксплуатационные и инвестиционные затраты по повышению КИН, млн руб.	Суммарная добыча нефти, млн т	в том числе за счет увеличения КИН, млн т	Цена 1 т нефти, руб.	Выручка от дополнительно добытой нефти, млн руб.	Экономический эффект, млн руб.
2007	3317	2,43	1,215	7590	9222	5905
2008	5022	2,75	1,375	3376	4642	-380
2009	3896	2,94	1,47	6759	9936	6040
2010	3693	3,17	1,585	6546	10 375	6682
2011	3645	3,38	1,69	7344	12 411	8766
2012	5484	3,90	1,95	10 261	20 003	14 525

Как видно из приведенных данных, экономический эффект от внедрения мероприятий по увеличению КИН не был получен только в 2008 г., когда из-за разразившегося мирового финансового кризиса «лопнул» нефтяной пузырь и резко упали как мировые, так и отечественные цены на нефть.

Весьма поучителен опыт применения методов повышения экономической эффективности нефтеотдачи в одной из наиболее крупных нефтегазовых компаний мира – компании Shell [13]. Специалисты из Shell считают, что увеличение КИН на 1 п.п. позволяет увеличить мировые запасы нефти на 12 млрд т. Эта величина прироста запасов в 3 раза больше, чем было добыто в мире в 2012 г.

Методы увеличения нефтеотдачи применяются в компании Шелл на стадии истощения месторождений, при оптимизации работающих скважин, при проведении экспериментальных работ. На стадии разработки месторождений с падающей добычей применяются методы закачки воды с низкой минерализацией, парагравитационное воздействие на пласт, закачка растворов полимеров, термогазовое воз-

действие, закачка растворенного газа, циклическая закачка пара. С целью оптимизации работающих скважин применяются методы внутрискважинного нагрева и горения, закачка растворителей, диоксида углерода, пара высокого давления, поверхностно-активных веществ. На экспериментальных скважинах осваивается технология закачки диоксида углерода в виде пены, использование бактерий.

Специалистами компании Shell выбраны наиболее подходящие методы повышения нефтеотдачи для скважин различной глубины: при глубине от 2 до 4 км – наиболее эффективна закачка пара, от 4 до 10 км – закачка диоксида углерода, газа и раствора полимеров, свыше 10 км – закачка растворенного азота.

Специалистами компании Shell установлено, что одним из наиболее эффективных методов повышения нефтеотдачи является закачка в пласт поверхностно-активных веществ (ПАВ), которые образуют микроэмульсии путем разрушения интерфациального натяжения между нефтью и водой в породах коллектора. Однако при использовании ПАВ надо соблюдать баланс между увеличением нефтеотдачи и стоимостью ПАВ. Хороший эффект дает закачка раствора полимеров в условиях высокой минерализации и температуры, что характерно для месторождений тяжелой нефти. В последнее время в компании Shell усилили внимание к методам математического моделирования процессов, происходящих в нефтяных пластах.

Если проанализировать эволюцию применяемых компанией Shell методов увеличения нефтеотдачи, то складывается такая картина: начав с проектов тепловой обработки пластов, закачки пара, диоксида углерода, химических реактивов в период 1960–1980 гг., компания в 1990-е гг. более углубленно стала заниматься работами по оптимизации тепловых методов и закачки химических веществ в пласт, а в начале XXI в. перешла к работам по интеллектуализации месторождений традиционной нефти, в том числе добываемой на глубоководном шельфе, а также на месторождениях битуминозных песчаников в Канаде.

Работы по совершенствованию методов увеличения нефтеотдачи недр ведутся и в нашей стране. В частности, хотелось бы отметить цикл работ отечественных специалистов, собранных в спецвыпуске «Нефтесервис» в журнале «Технологии ТЭК». Особое внимание в этом издании уделено вариантам метода гидроразрыва пласта [10].

В 2011 г. по материалам научно-технической конференции и выставки по разведке и добыче нефти журнал «Нефтегазовая вертикаль» опубликовал специальный выпуск [14]. В этом материале приведены результаты новейших разработок, выполненных российскими специалистами как самостоятельно, так и в сотрудничестве с работниками известных зарубежных компаний.

Среди рекомендованных методов повышения нефтеотдачи: применение смеси щелочных соединений, поверхностно-активных веществ и растворов полимеров на месторождении компании «Салым Петролеум» в Республике Коми; метод паротеплового воздействия на пласт на месторождении высоковязкой нефти; извлечение высоковязких нефтей и битума с применением высокочастотного электромагнитного воздействия; кислотное туннелирование в карбонатных коллекторах Тимано-Печорского нефтяного региона; применение комплекса термохимических воздействий раствора горючих веществ, окислителей и растворителей (технология компании «РИТЭК») и др.

Ряд статей посвящен использованию гидродинамических моделей на основании результатов промысловых исследований, интеллектуализации методов освоения месторождений, рациональному использованию энергии, снижению выбросов диоксида углерода в атмосферу.

В материалах конференции освещается опыт компании «Гатнефть» по управлению заводнением и применению физико-химических технологий.

Здесь стоит напомнить, что Татарстан в 1960–1970 гг. был одним из крупнейших нефтедобывающих регионов СССР. Пик добычи нефти достигал 100 млн т в год. Однако к началу 1990-х гг. объем добычи из-за истощения наиболее крупных месторождений снизился до 20 млн т в год и продолжал снижаться. Тогда власти Республики Татарстан предприняли решительные меры по увеличению нефтеотдачи на месторождениях, находящихся на заключительных этапах разработки, а именно, отменили налоги, находящиеся в республиканской компетенции. При сложившихся к середине 1990-х гг. ценах на нефть добыча на этих месторождениях с учетом дополнительных издержек на увеличение нефтеотдачи и при уменьшении налоговой нагрузки стала рентабельной. Уровень добычи поднялся до 25 млн т и сохранялась до сих пор, поскольку выросшие цены на нефть позволяли работать рентабельно даже при полной налоговой нагрузке.

В России накоплен достаточно солидный набор технологий, способствующих повышению эффективности нефтеотдачи недр, однако их реализация осуществляется медленно, отдельными компаниями или небольшими исследовательскими группами и не имеет массового характера. Причины этого явления раскрыл в своем интервью журналу «Эксперт» один из ведущих специалистов нефтегазовой отрасли чл.-корр. РАН В.А. Крюков [15]. Он считает, что требуется построить фактически с нуля целую систему государственного регулирования и управления нефтегазовой отраслью. Прежде всего, надо изменить систему налогообложения, уйти от обложения по валовому доходу в форме НДС (налога на добычу полезных ископаемых). Безусловно, НДС – простой в администрировании, легко счи-

таемый налог, обеспечивающий высокую степень мобилизации нефтегазовой ренты в федеральный бюджет. Но у этого налога есть недостаток – он индифферентен к затратам, то есть к экономической составляющей освоения месторождений. При существующей системе налогообложения в нефтегазовой отрасли недропользователям не особенно выгодно осуществлять инвестиции в разработку технических нововведений. Следует переходить к налогообложению по экономическому результату, при котором нормальная (средняя) прибыль облагается по обычным ставкам, а остальное – по повышенным ставкам налога на сверхприбыль. При такой системе налогообложения нефтяным компаниям будут выгодны инвестиции в технические нововведения, которые войдут в издержки и уменьшат налогооблагаемую часть прибыли.

В рамках новой системы налогообложения необходима также иная форма администрирования процессов освоения и разработки месторождения, связанная с особенностями различных месторождений. Переход к налогообложению по экономическому результату влечет за собой целую цепочку институциональных новаций: систему мониторинга, технического регулирования, анализа конкурентной среды и технического уровня.

Применение эффективных методов повышения нефтеотдачи пластов имеет значение не только для улучшения производственно-финансовых показателей нефтегазовых компаний, но и для народного хозяйства в целом. Как отмечал в вышеназванном интервью В.А. Крюков, Норвегии удалось создать на базе нефтяной отрасли высокотехнологичную индустрию. Во-первых, привлекли к разработке имеющие богатый опыт иностранные компании, поставив перед ними жесткие требования к локализации и передаче технологий. Во-вторых, создали у себя большое количество наукоемких сервисных фирм. В-третьих, по цепочке технологических связей развили ряд производств оборудования, контрольно-измерительной аппаратуры, химикатов и других компонентов, применяемых в операциях по повышению эффективности нефтеотдачи. Иначе говоря, заработал мультипликатор технологического развития.

В России пока действие подобного мультипликатора незначительное. Как показал опыт освоения ряда месторождений, в частности такого крупного, как Ванкорское месторождение в Восточной Сибири, инвестиции в освоение месторождения составили огромную сумму в 450 млрд руб., однако роста инвестиций в смежных отраслях практически не наблюдалось. Согласно расчетам, в 2012 г. на один рубль инвестиций в отрасли топливно-энергетического комплекса, направляемых в добычные проекты, пришлось лишь 3,2 копейки инвестиций в производство машин, оборудования, транспортных средств [16]. Это связано с тем, что, во-

первых, по причинам, указанных выше, технологии повышения нефтеотдачи недр внедряются медленно, а во-вторых, если и внедряются, то на базе зарубежных технологий и оборудования. Отечественные предприятия, к сожалению, не имеют широкого опыта участия в нефтегазовых проектах и, за редким исключением, не могут обеспечить поставки оборудования, материалов, инновационных решений для нефтегазовой отрасли.

В заключение раздела хотелось бы высказать следующие соображения.

По мнению трезво оценивающих ситуацию в мировом энергетическом комплексе экспертов спрос на нефть в перспективе будет расти, прежде всего, в развивающихся странах и странах с переходной экономикой. Роль России на мировом рынке нефти будет сохраняться, но для обеспечения внутреннего спроса и удовлетворения нужд экспорта добычу нефти потребуется поддерживать, по крайней мере на сегодняшнем уровне. Поскольку многие крупные месторождения нефти вступили в стадию падающей добычи, а многие мелкие не разрабатываются, приходится идти в труднодоступные, практически не освоенные, не имеющие никакой инфраструктуры районы, развивать добычу на глубоководном шельфе, реализовывать арктические проекты, приступать к освоению нетрадиционных видов нефти.

Мало того, что добыча нефти на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами, шельфовой, арктической, нетрадиционной нефти связана с чудовищными затратами. Для многих из перечисленных сырьевых источников либо разработаны, но еще не проверены на практике, либо вообще не разработаны технологии и оборудование для добычи нефти.

Безусловно, усилия в этих направлениях прилагать надо. Следует вести научно-исследовательские работы на экспериментальных участках, накапливать опыт работы, готовить персонал и т.п. Что же касается промышленной практики, то представляется целесообразным на государственном уровне организовать эшелонирование нефтяных проектов. То есть такую их расстановку во времени, чтобы первоочередными были проекты по увеличению нефтеотдачи на действующих месторождениях, а за ними, по мере накопления знаний, технологий и опыта, следовали проекты освоения труднодоступных месторождений, глубоководного шельфа, ресурсов Арктики и нетрадиционных видов нефти.



## **§ 2. УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА – ФАКТОР РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

В 2009 г. Россия вышла на «почетное» первое место в мире по сжиганию попутного нефтяного газа (ПНГ) на факелах. Этот факт стал венцом непрекращающегося вопиющего расточительства, продолжающегося уже многие годы. Всего в 2009 г. в мире было сожжено 140 млрд м<sup>3</sup> ПНГ, в том числе в России около 15 млрд м<sup>3</sup>, Нигерии – 14,9 млрд м<sup>3</sup>, Иране – 14,3 млрд м<sup>3</sup>, Ираке – 9,1 млрд м<sup>3</sup>, Саудовской Аравии – 3,7 млрд м<sup>3</sup>, других нефтедобывающих странах по 2–3 млрд м<sup>3</sup>. Суммарная доля четырех стран (России, Нигерии, Ирана и Ирака) составила около 40%.

Приведенные выше цифры объемов сожженного ПНГ в России – данные официальной статистики. Но есть и другие оценки. Агентство по космическим исследованиям США (НАСА) по результатам аэрокосмической разведки опубликовало данные о ежегодном сжигании ПНГ в России – 50–60 млрд м<sup>3</sup> (включая природный газ). Консалтинговая компания PFG Energy оценила объем сожженного в России в 2009 г. ПНГ в 38 млрд м<sup>3</sup>. Ряд российских экспертов не очень-то доверяют данным официальной статистики, мотивируя тем, что на многих факельных установках нет достаточно надежной измерительной аппаратуры, количество сожженного газа определяется «на глаз» и часто занижается. Не вдаваясь сейчас в обсуждение достоверности этих данных, отметим, что и официальные данные российской статистики впечатляют.

Почему в России сжигается так много ПНГ? Причин несколько. Среди них – ограниченная пропускная способность газотранспортной системы; бывшие долгое время низкими цены на ПНГ, не заинтересовавшие нефтяные компании перерабатывать этот газ; ориентация на централизованную схему поставок газа, не имеющую возможности маневра; отсутствие реальной гарантии недискриминационного доступа к магистральным газопроводам (хотя такой доступ декларируется); неэффективная система государственного контроля и мониторинга выполнения условий лицензионных соглашений компаниями – разработчиками недр; отсутствие необходимой нормативно-справочной базы, регулирующей деятельность по утилизации ПНГ; последствия прошедшей приватизации нефтяной отрасли, приведшие к неравномерному распределению газоперерабатывающих заводов (ГПЗ) между собственниками, в результате чего многие производители ПНГ оказались отдалены от переработчиков газа.

ПНГ пока не признан как самостоятельный продукт, к нему не применен налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), что на руку недропользователям.

Как показывает статистика, доля сжигаемого ПНГ от объемов его добычи продолжает оставаться высокой на всем протяжении 2000-х гг. (табл. 2).

Таблица 2

**Объем добычи и сжигания ПНГ в России в 2000–2014 гг. [17, 18]**

Показатели	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Объем добычи, млрд м <sup>3</sup>	35	36	42	50	55	58	59	62	60	58	65	68	72	74	76
Объем сжигания, млрд м <sup>3</sup>	9	10	11	15	14	17	15	15	15	15	16	16	18	16	12
Доля сжигаемого газа, %	26	28	30	26	29	25	24	25	26	26	25	24	25	22	16

Отметим, что степень утилизации ПНГ (отношение объема ПНГ, использованного на собственные нужды промыслов и переработанного на ГПЗ, к суммарной добыче ПНГ) в среднем за 2000–2010 гг. была на уровне 75%. Показатели степени утилизации ПНГ по крупнейшим нефтедобывающим районам различны: на месторождениях Европейской части России этот показатель в 2011 г. составил 71%, Западной Сибири – 84,5%, Восточной Сибири – 24%, Дальнего Востока – 89,2% (в среднем порядка 76%) [1]. Низкая степень утилизации ПНГ в Восточной Сибири объясняется тем, что это «новый» нефтедобывающий район, в котором темпы роста добычи значительно выше, чем темпы роста создания инфраструктуры, в частности, объектов по сбору, транспортировке и утилизации ПНГ.

Отличаются и показатели утилизации ПНГ по крупнейшим нефтедобывающим компаниям. По данным Центрального диспетчерского управления (ЦДУ) Минэнерго РФ в 2011 г. наиболее высокой была степень утилизации ПНГ в компаниях «Сургутнефтегаз» (98%), «Татнефть» (94%), «Башнефть» (83%), а наиболее низкой – в компании «Роснефть» (51%), что объясняется в существенной степени исторически сложившимся соотношением добывающих, инфраструктурных и перерабатывающих мощностей компаний.

Безусловно, терпеть такое положение вещей, когда четверть добываемого ПНГ сжигалась на факелах, стало уже невозможно. «Цена вопроса» (как любят говорить депутаты Государственной Думы Российской Федерации (ГД) и чиновники высоких рангов) велика. В частности, депутат ГД, член комитета ГД по природным ресурсам, природопользованию и экологии О. Лебедев отметил, что нерациональное использование ПНГ приводит к потерям бюджета страны в размере 15 млрд долл. в год. По расчетам ряда экспертов, если бы сжигаемый ПНГ утилизировался и перерабатывался в сухой отбензиненный газ (СОГ), сжиженные углеводородные газы (СУГ) и нефтехимикаты на его основе, а также в электроэнергию,

то годовая выручка составляла бы 14 млрд долл. в год, а как считает один из авторов препринта, с учетом необходимых для утилизации расходов – сумму порядка 7–9 млрд долл. в год.

В 2009 г. было принято Постановление Правительства о доведении степени утилизации ПНГ до 95% в 2012 г. Впоследствии этот срок был перенесен на 2014 г. Но в 2014 г. выполнить Постановление Правительства не удалось.

Для решения этой важной задачи необходимо решить ряд проблем, а именно: технических (налаживание учета объемов сжигания и использования газа, создание инфраструктуры сбора, транспортировки и переработки ПНГ); экономических (совершенствование ценообразования на ПНГ); организационно-институциональных (совершенствование законодательной базы ПНГ, лицензионной практики с обязательным включением в лицензию требований о 95%-й утилизации газа, снятие ограничений доступа к магистральным газовым сетям, развитие государственно-частного партнерства при создании инфраструктуры сбора, транспортировки и распределения ПНГ); экологических (определение экономически обоснованного штрафа за отклонение от 95-й нормы утилизации ПНГ, использование положений Киотского протокола по торговле квотами на выброс CO<sub>2</sub>).

Особое внимание должно быть уделено соблюдению правил утилизации ПНГ, прописанных в лицензиях на разработку недр. Как показали проверки, проведенные представителями департамента государственного экологического надзора Госприроднадзора, из проведенных в 2014 г. 77 проверок по 218 лицензиям выдано 59 предписаний о невыполнении лицензионных обязательств по утилизации ПНГ и отклонению фактических показателей по добыче и использованию ПНГ от проектных.

Набор возможных направлений переработки ПНГ в общем виде выглядит следующим образом (см. рис. 1).

Для выбора оптимального варианта технологий переработки ПНГ следует учитывать ряд факторов, главными из которых можно считать:

- потребность системы газоснабжения в поставках газа;
- ресурсы ПНГ на месторождении;
- состав газа, в частности, содержание неуглеродных компонентов;
- технико-экономические и производственно-финансовые показатели технологий по утилизации газа;
- расстояния от месторождений до пунктов сбора ПНГ, а последних – до ГПЗ и центральных газодиффузионных установок (ЦДФУ);
- объемы выбросов вредных веществ по стадиям технологической цепочки утилизации ПНГ и допустимые ограничения по объемам выбросов.



**Рис. 1. Направления утилизации ПГ и возможные технологии**

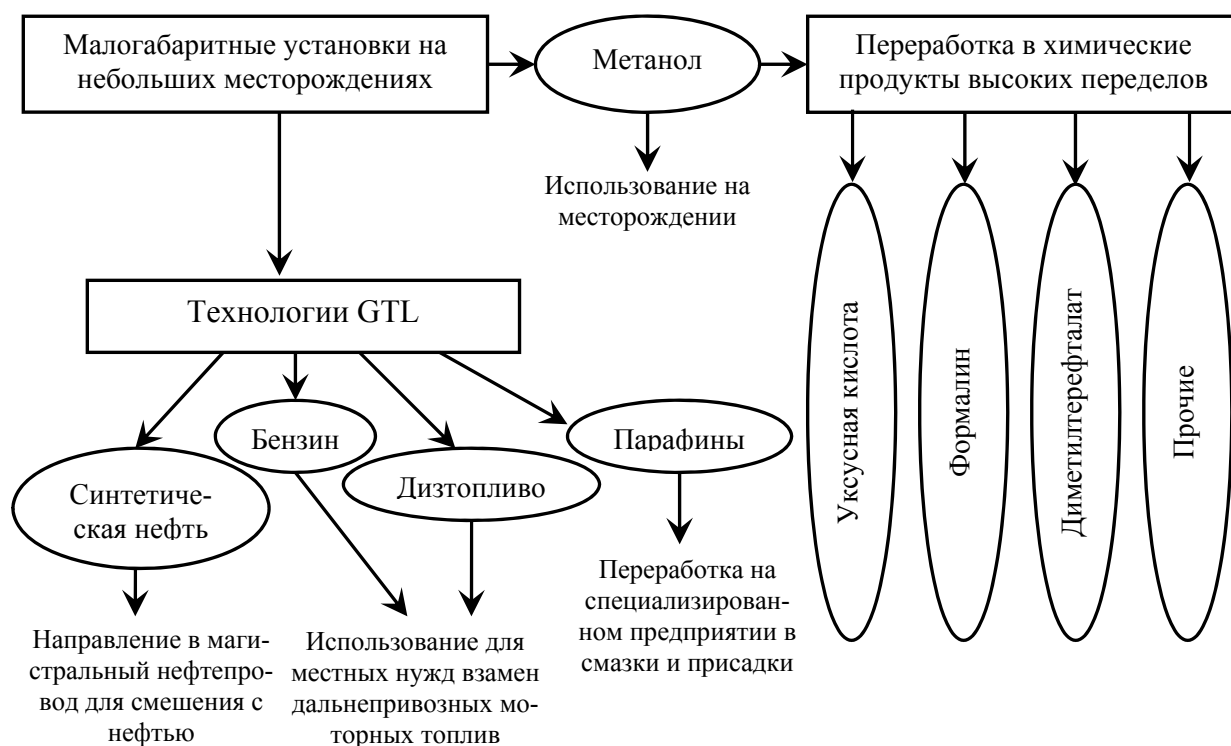
Экспертная система выбора технологий утилизации ПНГ в зависимости от объемов добываемого газа и расстояний по рекомендациям аналитической службы журнала «Нефтегазовая вертикаль» [19] представлена в табл. 3.

В приведенной в табл. 3 схеме названы наиболее часто встречающиеся практики утилизации ПНГ на месторождениях различной мощности, находящихся на различных расстояниях от централизованного пункта сбора ПНГ или газоперерабатывающего завода. Но нельзя также и проигнорировать мнение отдельных специалистов, утверждающих, что стандартной схемы утилизации не существует, технологии, пригодные для одних месторождений, не подходят для других.

**Экспертная система выбора технологий использования ПНГ в зависимости от объемов добываемого на месторождениях газа и расстояний**

Годовая добыча газа	Расстояние до пункта сбора, км	Расстояние до объекта сбережения, км	Расстояние до потребителя, км	Рекомендуемая технология
Мелкие месторождения (до 10 млн м <sup>3</sup> /год)	До 40	До 40	Не имеет значения	Совместный транспорт нефти и газа до комплексного сборного пункта
	Свыше 40	Свыше 40	Не имеет значения	Использование на собственные нужды
Малые месторождения (10–50 млн м <sup>3</sup> /год)	Свыше 40	До 40	Свыше 40	Использование на собственные нужды
	Свыше 40	Свыше 40	Свыше 40	Использование на собственные нужды
	Свыше 40	Свыше 40	Свыше 40	Первичная переработка (сухой отбензиненный газ для котельной в поселке; ШФЛУ – сброс в нефтяной коллектор)
Средние месторождения (50–150 млн м <sup>3</sup> /год)	Не имеет значения	Не имеет значения	Не имеет значения	Переработка на ГПЗ с получением сухого отбензиненного газа, смеси жидких углеводородов. Выработка на базе СОГ электроэнергии. Переработка жидких углеводородов в бензин и дизельное топливо
Крупные месторождения (>150 млн м <sup>3</sup> /год)	Не имеет значения	Не имеет значения	Не имеет значения	Газоразделение на ГПЗ и ЦГФУ с получением СУГ и сухого отбензиненного газа

В дополнение к табл. 3 для мелких, малых и средних месторождений рекомендуется прямо на месторождении строить малогабаритные установки по производству химических продуктов (метанола, диметилового эфира, малеинового ангидрида, диметилтерефталата и др.), а также синтетических жидких топлив по технологии GTL (газ в жидкость) по схеме, приведенной на рис. 2.



**Рис. 2. Малогабаритные установки на небольших месторождениях**

Малогабаритные (в ряде случаев мобильные) установки по переработке ПНГ в химические продукты или моторные топлива могут оказаться экономически эффективными в отдаленных нефтегазодобывающих районах, где имеются небольшие месторождения. Получаемые на таких установках химические продукты, например, метанол, могут использоваться непосредственно на промыслах для уменьшения гидратообразования при транспортировке газа. Если перерабатывать ПНГ на малогабаритных установках в моторные топлива по технологии GTL, то можно заменить дорогое дальнепривозное моторное топливо, что особенно актуально при решении проблемы «северного завоза». Если же использовать малогабаритные установки, работающие по технологии GTL, для получения синтетической нефти, то этот продукт (малосернистая легкая нефть) может быть направлена для смешения с традиционной нефтью и улучшения ее качества.

Малогабаритные установки могут сооружаться из модулей, собираемых на специализированных машиностроительных заводах, что существенно уменьшает необходимость сборки на месте. Такие установки позволяют гибко реагировать на изменения спроса, их изготовление обеспечит загрузку отечественных предприятий по производству оборудования.

Однако пока работают всего две небольшие установки по производству метанола непосредственно на промыслах: одна опытно-промышленная мощностью 12,5 тыс. т/год, одна промышленная – 40 тыс. т/год. Разработан ряд проектов мало-

габаритных установок, основанных на технологиях GTL, однако пока ни один из проектов не реализован.

Еще одним направлением повышения эффективности использования ПНГ могли бы стать возможности, предоставляемые положениями Киотского протокола. Это возможность привлекать дополнительные инвестиции за счет продажи квот на выбросы. При этом используется так называемый механизм чистого развития, который дает возможность инвесторам из различных стран участвовать в проектах по сокращению выбросов парникового газа в развивающихся государствах или странах с переходной экономикой. Этот механизм представляет собой проекты совместного осуществления, благодаря которым развитые страны, ведущие полный учет и аудит выбросов, могут реализовывать проекты в своих и других странах [20].

Примером такого механизма является проект «Газпрома», «Сбербанка России» и двух японских компаний [21]. Конкретно – проект «Газпром нефти» по утилизации ПНГ на Еты-Пуровском месторождении в Ямало-Ненецком автономном округе. Обязанности членов образованного для этого случая пула распределялись так: «Газпром нефть» осуществляла строительство и эксплуатацию объектов по утилизации ПНГ; японские компании Mitsubishi Corp. и Nippon Oil Corp. – координацию в рамках проекта и приведение его в соответствие с действующим законодательством РФ и нормами Киотского протокола; Сбербанк РФ был финансовым оператором проекта.

В процессе реализации проекта производилась конвертация углеродных единиц проекта в единицы сокращения выбросов (ЕСВ): проект регистрировался в журнале «International Transaction Log»; объявлялся тендер; углеводородные единицы проекта, выраженные в ЕСВ, были куплены Европейской энергетической компанией, и «Газпром нефть» получила для реализации проекта определенную сумму средств.

К сожалению, в настоящее время такой механизм стал неэффективен из-за резкого уменьшения цены каждой единицы сокращения выбросов.

После принятия Постановления Правительства об установлении 95%-й утилизации ПНГ компании прежде всего начали налаживать инструментальную базу учета ПНГ, сооружать новые системы сбора ПНГ на промыслах, транспортировки газа до компрессорных станций и газоперерабатывающих заводов (ГПЗ), расширять мощности по его переработке на ГПЗ, строить эстакады для отгрузки продуктов переработки газа, сооружать малогабаритные установки по переработке ПНГ в химические продукты.

Заметные сдвиги в решении проблемы повышения уровня утилизации ПНГ стали происходить после принятия в 2012 г. Постановления Правительства № 1148 – ключевого документа, регулирующего параметры утилизации ПНГ. Со-

гласно ему и с учетом пожеланий Министерства природных ресурсов и экологии РФ с 1 января 2013 г. были утверждены повышенные штрафы за сжигание ПНГ и предложен дифференцированный подход к утилизации газа. В частности, коэффициент при расчете платы за ненормативное сжигание на факелах ПНГ, превышающее 5% от добытого объема, составляет 12, а с 1 января 2014 г. – 25. При отсутствии приборов измерения количества газа коэффициент составит 120, независимо от объемов сжигаемого газа. Это существенно выше, чем действовавшие в 2012 г. нормативы, при которых коэффициент повышения действующих ранее штрафов составлял 4,5, а при отсутствии измерительных приборов – 6.

В 2013 г. коэффициент утилизации ПНГ составил 79%, что почти на 3 процентных пункта выше уровня 2012 г. В значительной мере это было достигнуто за счет усилий вертикально интегрированных компаний («Лукойл», «Роснефть», «Башнефть» и др.), а также крупнейшего потребителя ПНГ – нефтехимической компании «Сибур». Немалую роль сыграл фактор бизнес-сотрудничества, в частности, сотрудничества компании-потребителя ПНГ «Сибур» с нефтяными компаниями «Роснефть», «Лукойл», «Газпром нефть», «РуссНефть», независимой газодобывающей компанией «Новатэк». Стоит отметить работу, проведенную в основном нефтедобывающем районе (Ханты-Мансийском автономном округе) – здесь создан газоперерабатывающий кластер, в котором за счет кооперации нефтегазодобывающих и газоперерабатывающих предприятий, расширения объектов инфраструктуры уровень утилизации достиг в 2013 г. 91,4% [22].

По сообщению Центрального диспетчерского управления Минэнерго РФ в 2014 г. российские нефтедобывающие компании должны были на треть сократить объем сжигаемого ПНГ (до 11,2 млрд м<sup>3</sup>) и приблизиться к желаемому уровню в 95%. Реально в 2014 г. было сожжено 12,2 млрд м<sup>3</sup> ПНГ (степень утилизации – 86,6%). Предполагалось, что полностью достигнуть уровня утилизации ПНГ в 95% удастся в 2015 г., однако по оценкам специалистов в 2015 г. из прогнозируемых 78 млрд м<sup>3</sup> добычи ПНГ будет сожжено 10,5 млрд м<sup>3</sup> (степень утилизации – 86,6%, т.е. на уровне 2014 г.).

После выхода в свет Постановления Правительства о достижении 95%-й доли утилизации ПНГ цены на газ стали свободными. Практика ценообразования на ПНГ показала, что низкая цена ПНГ ни в коей степени не устраивала нефтяные компании, ибо в этом случае они не могли окупить своих затрат на сбор, транспортировку и переработку газа. Высокая цена устраивала нефтяные компании, но ни в коей степени не устраивала потребителей ПНГ, так как продукция, полученная при переработке дорогого газа (СУГ, химические продукты, электроэнергия и др.) оказывалась неконкурентоспособной. Попытки определить «справедливую» цену на ПНГ эмпирически результатов не дали.



Методически более правильно использовать так называемую цену net back (цену экспортной эквивалентности), в которой за основу берутся цены продукта первого передела ПНГ, торгуемого на международных рынках, а именно сжиженных углеводородных газов (СУГ). Технически расчет цены производится следующим образом: берутся цены СУГ (пропан-бутана) на границе с Польшей (котировки агентства Argus DAF Брест), затем из этой цены исключаются транспортные расходы, пошлина и затраты на извлечение СУГ (пропан-бутана) из ПНГ.

Такой принцип ценообразования основан на неразрывной связи ПНГ с СУГ, как наиболее значимым (и торгуемым на рынке) продуктом, а также на том, что СУГ является экспортным товаром, причем размеры экспорта год от года растут.

Не останавливаясь подробно на вопросах экономики производства и потребления СУГ, которые подробно исследованы в литературе [23–25], отметим, что вопросы ценообразования на СУГ вскрыли несколько аспектов «конфликта интересов», проявившихся в подходе к определению размера экспортных пошлин при продаже СУГ за рубеж.

В настоящее время экспортная пошлина на СУГ (пропан-бутановая смесь) рассчитывается Минэкономразвития РФ по специальной формуле и составляет 120–150 долл./т. Экспортные операции приносят производителям СУГ неплохой доход, что стимулирует увеличение объемов экспорта этого продукта. В то же время СУГ является нефтехимическим сырьем, и уменьшение его поставок на внутренний рынок тормозит развитие нефтехимической промышленности.

В этой связи представители нефтехимических предприятий Татарии, Башкирии и Самарской области обратились в Правительство с просьбой увеличить размер таможенной экспортной пошлины до уровня пошлины на бензин (то есть до 90% от пошлины на нефть) с тем, чтобы ограничить экспорт сырья, которое эффективно использовалось бы на внутреннем рынке для нужд нефтехимии. Заботы нефтехимиков не ограничивались стремлением обеспечить загрузку сырьем действующих предприятий, а касались также вопросов сырьевого обеспечения планируемых в перспективе крупных нефтехимических проектов.

Учитывая то обстоятельство, что цена СУГ определяется по принципу экспортной эквивалентности (цена net back), рост пошлины привел бы к снижению внутренней цены СУГ и сделал бы этот вид сырья наиболее приемлемым для нефтехимической промышленности.

Производители СУГ (нефтяные компании «Сибур», «Новатэк») считают, что повышать экспортные пошлины на этот продукт нельзя, так как из-за повышения пошлин экспорт для них станет невыгодным, у них снизится маржа, доходов производителей не будет хватать на реализацию проектов по утилизации ПНГ.

Кроме того, производители СУГ обеспокоены тем, что при уменьшении экспортных поставок образующиеся ниши займут поставщики продукта из других стран. Высказывались предположения, что если «замкнуть» СУГ внутри страны, то бюджет недосчитается части доходов от экспорта.

Спор между нефтехимиками и переработчиками ПНГ вышел на самый высокий уровень. Президент России во время церемонии ввода в эксплуатацию крупнейшего в Европе производства полипропилена в Тобольске выслушал предложения по поводу уровня экспортных пошлин на СУГ и дал указания заинтересованным сторонам подготовить соответствующие обоснования и представить их для рассмотрения в Правительство.

По мнению авторов, приоритет в использовании СУГ должен быть отдан внутреннему рынку, на котором выстраиваются цепочки производств по утилизации ПНГ, производству СУГ, переработке их в нефтехимические продукты, выпуск на их основе изделий, находящих применение во многих отраслях экономики страны. Подобное решение является наиболее рациональным способом использования ресурсов углеводородного сырья, реальным направлением перехода от экспортно-сырьевой к высокотехнологичной экономике.

Завершая раздел, посвященный проблемам утилизации ПНГ, хотелось бы отметить, что ряд представителей нефтяных компаний считают утилизацию ПНГ необходимым аспектом своей деятельности, однако рассматривают эту утилизацию не как коммерческое направление, а как экологическое. Особенно усилилась такая позиция отдельных нефтяных компаний, когда стали снижаться цены на нефть, упала выручка компаний, в том числе из-за затрат на утилизацию ПНГ. Более того, ряд нефтяных компаний, ссылаясь на сложную экономическую ситуацию, обратились в правительственные органы с просьбой снизить штрафы за сжигание ПНГ.

Между тем в деле утилизации попутного нефтяного газа имеется еще много пока не задействованных механизмов. В частности, практически не применяются технологические дорожные карты, отражающие не только ключевые стадии и перспективные технологии переработки ПНГ (технологические маршруты), но и рыночный потенциал продуктов переработки попутного нефтяного газа. Пока лишь в отдельных регионах сосредоточения ресурсов ПНГ реализуется идея «газовых кластеров», в которых объединяются системы добычи, транспортировки и переработки ПНГ, инфраструктурные объекты (газо- и продуктопроводы, хранилища, технологические установки по переработке газа, в частности, конверсии ПНГ в обычный природный газ, сжижения природного газа на небольших установках и использование СПГ для газификации региона).

### **§ 3. УГЛУБЛЕНИЕ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ – ПУТЬ РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕФТИ И ВОЗМОЖНОСТЬ УВЕЛИЧЕНИЯ ОБЪЕМОВ И УЛУЧШЕНИЯ КАЧЕСТВА НЕФТЕПРОДУКТОВ**

Российскую нефтеперерабатывающую промышленность называют отраслью «с плохой наследственностью», о чем писал автор, характеризуя ее технический уровень, размещение нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) по территории страны, давая оценку историческим этапам развития отрасли в СССР, после распада страны в 1990-е гг., наконец, в первое десятилетие 2000-х гг. [26].

К настоящему времени мощности российских НПЗ достигли порядка 300 млн т/год (по данным «Oil and Gas Journal» на 01.01.2015 г. – 275 млн т/год), что в мировой иерархии соответствует четвертому месту (1. США – 900 млн т/год; 2. ЕС –  $\approx$  760 млн т/год; 3. Китай – 540 млн т/год). Глубина переработки нефти составляет 71% (в США и Канаде – 95%, европейских странах – 85–90%, Японии – 82,5%). По уровню обеспеченности мощностями на душу населения (порядка 2 т/чел.) Россия занимает место во второй десятке стран, уступая США, Канаде, Норвегии, Нидерландам, Швеции, Бельгии, Греции, Южной Корее, Кувейту, Саудовской Аравии.

Степень использования мощностей в большинстве стран мира составляла в 2013 г. 85–90%, в России – 96% [27].

Напомним, что во времена СССР нефтепереработка страны уступала по размеру мощностей НПЗ только США, а по показателю средней мощности НПЗ была первой в мире. Из 28 НПЗ, работавших во времена СССР, в современной России осталось 27, из которых заводов, в основном имеющих только первичную перегонку нефти – 14%, первичную перегонку и риформинг – 24%, первичную перегонку, риформинг, крекинг и другие процессы глубокой переработки нефти – 62%.

Особенно заметным является отставание технологической структуры российской нефтеперерабатывающей промышленности от нефтепереработки США, а также и от отраслевых показателей по миру в целом. Суммарная доля основных деструктивных процессов от объема переработки нефти составила в России в конце 2014 г.  $\approx$  22% (в США – 67%, в мире –  $\approx$  36%), в том числе по важнейшему процессу переработки нефти – каталитическому крекингу – это отставание весьма заметно (Россия –  $\approx$  6%, США – 31%, мир в целом – 16%). Велика разница также по одному из наиболее перспективных технологических процессов – каталитическому гидрокрекингу (Россия – 2%, США – 11%, мир – 7%).

Такая же картина наблюдается по процессам, улучшающим качество нефтепродуктов. Доля таких процессов в России за 2014 г. составляла 55% (в США – 110%, мире – 68%). Из этих процессов более близкие к мировым показателям имеет каталитический риформинг (Россия – немногим более 14%, мир – 13%, США –  $\approx$  20%). Однако по процессам гидроочистки топлив разница уже заметна (Россия – 40%, мир – 51%, США – 81%). По процессам улучшения качества бензинов эта разница еще заметнее (суммарная доля процессов изомеризации и алкилирования в России в конце 2014 г. составляла 0,6%, в мире – более 4%, США – свыше 10%) [27].

Одним из самых низких в мире является средний российский показатель индекса Нельсона. Этот показатель характеризует технологическую сложность нефтеперерабатывающей промышленности. В России в целом этот показатель (по оценке В. Дребенцова, представителя компании ВР в России) составил на начало 2012 г. 5,3, в США – 9,7, западноевропейских странах – 6,8. Необходимо отметить, что на отдельных НПЗ этот показатель сильно колеблется (НПЗ «Уфанефтехим» компании «АФК Система» – 8,6; Пермский НПЗ компании «Лукойл» – 6,69; два других НПЗ компании «АФК Система» Уфимский и Новоуфимский соответственно 6,30 и 6,05). Однако имеются НПЗ, где показатель индекса Нельсона составляет 1,0 (Краснодарский и Нижнекамский НПЗ).

Масштабы России являются фактором, обуславливающим высокий показатель удельного размера территории, снабжаемой с одного НПЗ. Авторы по материалам журнала «Oil and Gas Journal» и справочника «BP Statistical Review of World Energy» рассчитали такой показатель для 2013 г. в тыс. км<sup>2</sup> (Россия – 465,5, Канада – 462,7, страны Западной Европы – 117,3, США – 81,1, Япония – 12,1, бывшие страны СССР, без России – 376,2).

В российской нефтеперерабатывающей промышленности накопился ряд дополнительных (кроме технологического отставания) проблем. Среди них: удорожание строительства на объектах переработки нефти вследствие действия устаревших строительных норм и правил; сохранение рисков топливного дефицита из-за работы большинства НПЗ на технологическом максимуме; отсутствие резерва мощностей, из-за которого любая авария, внеплановая остановка, не говоря уже о планово-предупредительном ремонте, могут вызвать дефицит топлива и рост цен.

Если говорить о возможном дефиците топлив, то речь может идти об автобензине и авиакеросине. Напротив, производство дизельного топлива и мазута значительно превышает потребности внутреннего рынка, что свидетельствует о несбалансированности спроса и предложения нефтепродуктов.

В стране увеличивается опасность возрастания роли суррогатных топлив, которые поставляют многочисленные мини-НПЗ, выросшие «как грибы после дождя». По оценкам экспертов доля некондиционного топлива в общем потреблении бензина достигает как минимум 10%. Проблема мини-НПЗ станет одним из объектов анализа в данной работе.

В российской нефтеперерабатывающей промышленности сложилась устаревшая специализированная инфраструктура. Основным видом транспорта является железнодорожный, тарифы на котором постоянно растут. Доля продуктопроводного транспорта невелика. По оценке эксперта средняя дальность транспортировки нефтепродуктов в России – 2000 км, в США – 500 км; средняя плотность сетки продуктопроводов в России  $\approx$  2 км / тыс. км, в США – 16 км / тыс. км [28].

В структуре российского экспорта преобладают полупродукты – мазут, прямогонный бензин. Товарный экспортный продукт (дизельное топливо) из-за высокого содержания серы, не соответствующего европейским стандартам, продается по цене полупродукта (вакуум-газойля). Из-за такой структуры экспортных нефтепродуктов соотношение экспортных цен «корзины нефтепродуктов» и сырой нефти на протяжении 2000–2013 гг. было около 1 (2001 г. – 0,972; 2002 г. – 0,968; 2003 – 1,037; 2004 г. – 1,028; 2005 г. – 1,050; 2006 г. – 1,036; 2007 г. – 0,990; 2008 г. – 0,970; 2009 г. – 0,920; 2010 г. – 0,958; 2011 г. – 0,992; 2012–2013 гг. – около 1,0). Для сравнения отметим, что в странах, осуществляющих экспорт качественных нефтепродуктов, такое соотношение составляет 1,3–1,4.

Среди проблем российской нефтеперерабатывающей промышленности следует отметить необходимость «подстраиваться» под требования структуры автопарка, в котором пока еще значительную долю представляют автомобили устаревших марок и длительной эксплуатации. Следует также отметить особые условия эксплуатации военной техники, части которой не требуется моторное топливо более высоких кондиций.

Система экономических отношений, сложившаяся в нефтяном комплексе, делает экспорт сырья выгоднее его глубокой переработки, а доходность вложений в первичную переработку выше, чем вторичных процессов. По укрупненным оценкам внутренняя норма доходности (IRR) проектов прямой перегонки нефти составляла 30-35%, а проектов глубокой переработки нефти 10–15%.

Существовавшая ранее система экспортных пошлин стимулировала нефтяные компании экспортировать прямогонный бензин, высокосернистое дизельное топливо, мазут, а не углублять переработку нефти. Система пошлин приводила к субсидированию экспортно-ориентированных НПЗ с низкой глубиной переработки и делала неэффективными проекты по углублению.

Еще с середины 2000-х гг. была разработана программа реконструкции и модернизации предприятий нефтеперерабатывающей промышленности на период до 2010–2020 гг., являвшаяся частью более крупной программы «Топливо и энергия». Цели программы были весьма благородные: повысить глубину переработки до 75% в 2010 г. и до 80–85% в 2020 г.; обеспечить рост выпуска моторных топлив до 100–110 млн т в 2010 г. и 115–135 млн т в 2020 г.; улучшить качество нефтепродуктов и снизить их вредное влияние на окружающую среду; осуществить ресурсосбережение в отрасли.

Намеченная программа выполнялась, но с заметным отставанием. Прежде всего это касалось замедления ввода установок, улучшающих качество нефтепродуктов (каталитический риформинг, изомеризация, алкилирование) и углубляющих процессов (каталитический крекинг, каталитический гидрокрекинг, переработка тяжелых остатков). Из-за невыполнения поставленных задач программа была закрыта, хотя по ряду показателей, таких как объем переработки нефти и выпуск светлых нефтепродуктов программа на 2010 г., была выполнена. Однако главная цель – углубление переработки, снижение производства мазута – достигнута не была.

Причиной отставания в выполнении программы реконструкции и модернизации нефтепереработки стало, по мнению автора, то, что руководство вертикально интегрированных компаний сосредоточилось на развитии сектора upstream (разведка и добыча), направляя туда основную часть инвестиций, а сектор downstream (переработка и сбыт) финансировался «по остаточному принципу».

Однако в последние несколько лет ситуация в отечественной нефтеперерабатывающей промышленности стала меняться в лучшую сторону. Были предприняты немалые усилия по модернизации отрасли и более эффективному использованию нефти за счет углубления ее переработки и улучшения качества нефтепродуктов.

Основными итогами развития российской нефтепереработки за 2000–2014 гг. были: рост объемов переработки нефти, выпуска моторных топлив и других нефтепродуктов; улучшение качественных характеристик нефтепродуктов; более энергичное (особенно в период 2009–2013 гг.) осуществление программы реконструкции и модернизации отрасли за счет прироста инвестиций и выполнения постановления об улучшении качества нефтепродуктов.

По мнению большинства экспертов, это было достигнуто за счет модификации системы таможенных пошлин на нефть и нефтепродукты; дифференциации акцизов на топливо в зависимости от его качества; выполнения условий четырех-

стороннего соглашения, заключенного между Федеральной антимонопольной службой, Ростехнадзором, Росстандартом и крупнейшими нефтяными компаниями.

Данные об объемах переработки нефти, производстве основных нефтепродуктов в России за период 2000–2014 гг. приведены в табл. 4.

Таблица 4

**Объемы переработки нефти и производства основных нефтепродуктов  
в России в период 2000–2014 гг., млн т**

Показатели	Годы														
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Объем переработки нефти	173,5	178,0	184,9	189,7	194,1	206,6	219,9	229,0	235,7	235,6	250,0	256,4	265,3	272,3	288,9
Производство автотоплива	27,1	27,7	25,1	29,3	30,6	32,0	34,3	35,2	35,5	35,8	36,0	36,6	38,2	38,7	38,3
Производство авиакеросина	6,6	7,0	7,2	7,5	7,9	8,1	9,1	9,1	9,4	8,4	9,0	9,3	10,0	10,4	10,9
Производство дизельного топлива	49,2	50,0	52,4	53,7	55,3	55,4	64,1	66,2	68,8	67,4	69,9	70,6	69,7	72,0	77,3
Итого производство моторных топлив	82,9	84,7	84,7	90,5	93,5	95,5	107,5	110,5	113,7	111,6	114,9	116,5	117,9	121,1	126,5
Производство мазута	54,1	56,3	56,9	57,3	55,3	53,3	59,2	63,1	63,6	68,6	69,5	75,1	74,5	76,9	78,4

Источник: данные ЦДУ Минэнерго РФ.

За период 2000–2014 гг. среднегодовой темп роста объемов переработки нефти составил 3,8%. Затормозился рост объемов переработки нефти только в 2009 г., но это был год, когда последствия мирового экономического кризиса ощутили все страны, включая Россию. За этот же период среднегодовые темпы роста производства бензина составили 2,5%, авиакеросина – 3,6%, дизельного топлива – 3,3%, суммарного производства моторных топлив – 3,0%. Производство мазута, которое по замыслу нефтепереработчиков должно было снижаться (именно это и происходило в 2003–2005 гг.), в итоге за период 2000–2014 гг. возросло со среднегодовым темпом 2,7%. Рост в 2014 г. продолжился, когда объем переработки нефти по сравнению с аналогичным периодом прошлого года возрос на 5,8%, то есть больше, чем по отдельным нефтепродуктам.

За исследуемый период (2000–2014 гг.) были введены в эксплуатацию крупные мощности по первичной переработке нефти на Туапсинском НПЗ, Яйском и Антипинском НПЗ, а также вошли в строй новые и модернизированы действующие малые и средние НПЗ [29]. В 2011 г. были реконструированы установки каталитического риформинга на НПЗ компании «Роснефть» в Самаре, Сызрани и Ангарске, а также установка гидроочистки дизельного топлива в Самаре. В 2012 г.

были реконструированы установки каталитического риформинга на НПЗ компании «Роснефть» в Комсомольске-на-Амуре и компании «Орскнефтеоргсинтез» в Орске, установки гидроочистки дизельного топлива на НПЗ компаний «Лукойл» в Саратове, ТАИФ в Нижнекамске. В 2012 г. начали работать новые установки гидрообессеривания бензина и изомеризации бензина на Ярославском НПЗ компании «Славнефть», 3 установки гидрообессеривания дизельных топлив компаний «Лукойл» в Волгограде, «Газпром нефть» в Омске, «Сургутнефтегаз» в Киришах, а также установка каталитического риформинга компании «Газпром» на Астраханском газоперерабатывающем комплексе. В 2013–2014 гг. уже введены или в стадии завершения 2 установки изомеризации, 3 установки гидрообессеривания бензина каталитического крекинга, 5 установок гидрообессеривания дизельного топлива, одна установка каталитического крекинга, 2 установки гидрокрекинга и одна – замедленного коксования [30, 31].

В производстве бензина произошли достаточно заметные изменения, связанные с увеличением удельного веса бензинов АИ-92, АИ-95 и выше (табл. 5).

Таблица 5

**Структура выпуска бензина по видам в период 2000–2014 гг., %**

Бензины	Годы													
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
А-80 и ниже	56,8	51,1	48,2	47,8	43,6	41,9	28,6	30,0	16,5	15,2	10,1	7,3	6,0	5,0
АИ-92	37,6	41,8	43,8	42,7	44,6	45,9	55,4	70,0	65,0	64,8	67,8	71,0	67,9	68,0
АИ-95 и выше	5,6	7,1	8,0	9,5	11,8	12,2	16,0		18,5	20,0	22,1	21,7	26,1	27,0
Итого	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Источник: данные ЦДУ Минэнерго РФ за 2000–2013 гг., 2014 г. по материалам седьмой международной конференции «Бензины 2015», М., КРЕОН, 2 апреля 2015 г.

Та же тенденция прослеживалась в отношении повышения «классности» выпускаемых в России бензинов (табл. 6).

Таблица 6

**Динамика «классности» российских бензинов в период 2007–2014 гг., % [30]**

Классы бензинов	2007	2009	2011	2012	2013	2014
Класс 4	1,5	9,1	9,7	13,4	8,4	5,7
Класс 5	–	–	0,5	9,3	21,5	37,3
Суммарная доля бензинов классов 4 и 5	1,5	9,1	10,2	22,7	29,9	43,0

Примечание: 2007, 2009 г. – расчеты автора; 2014 г. по материалам седьмой международной конференции «Бензины 2015», М., КРЕОН, 2 апреля 2015 г.

Рост производства бензинов лучшего качества и повышенной экологичности связан с причинами, названными ранее, а именно: более строгим выполнением заданий программы модернизации отрасли переработки нефти, которое произошло



не без влияния заключенного ранее четырехстороннего соглашения; изменением в политике таможенного регулирования; введением гибкой шкалы акцизов, учитывающих качество топлив.

К сожалению, по техническим и технологическим причинам не смогли отказаться от производства бензина класса Евро-3 Ангарский НПЗ, заводы Самарской группы (Самарский, Сызранский и Новокуйбышевский), Комсомольский НПЗ (все принадлежат Роснефти), а также Киришский НПЗ компании «Сургутнефтегаз», заводы Уфимской группы компаний «Башнефть» и Астраханский газоперерабатывающий комплекс компании «Газпром» [32].

Произошли некоторые изменения в балансах производства, внутреннего потребления, экспорта и импорта бензинов, о чем свидетельствуют данные табл. 7 за период 2012–2014 гг.

Таблица 7

**Баланс по бензинам в России в 2012–2014 гг., млн т**

Показатели	2012	2013	2014
Производство	38,2	38,7	38,3
Внутреннее потребление	34,6	33,5	33,8
Экспорт	3,6	4,0	3,5
Импорт	0,5	0,8	1,0
Запасы	0,5	2,0	2,0

*Примечание:* составлено автором по материалам конференций консалтинговой компании CREON «Бензины-2013», «Бензины-2014», «Бензины-2015».

Как видно из данных табл. 7, в структуре баланса бензинов произошли изменения, в основном за счет роста запасов. Это связано с необходимостью создать резервы топлива, чтобы избежать ситуации с возникновением дефицита бензина.

В производстве дизельного топлива также произошли изменения, связанные с улучшением качества продукции. Основой этого стали вводы в период 2012–2014 гг. ряда установок производства дизельного топлива (каталитический крекинг и гидрокрекинг), а также гидроочистки и депарафинизации дизельного топлива [30]. В результате возросло производство более качественного дизельного топлива (табл. 8).

Таблица 8

**Производство дизельного топлива различных классов в России в 2012–2014 гг., %**

Дизельное топливо	2012	2013	2014
Класс 1,2	50	17	9
Класс 3	16	31	23
Класс 4	9	10	10
Класс 5	25	42	58

*Примечание:* рассчитано автором по материалам конференций компании CREON «Дизель-2013», «Дизель-2014», «Дизель-2015».

Тем не менее, по оценкам экспертов, высказанных на пятой международной конференции «Дизель-2015» (Креон, Москва, 3 апреля 2015 г.), рынок моторных топлив составляет 31% от всего потребляемого в России объема дизельных топлив.

Одной из причин увеличения доли дизельных топлив классов 4,5 было введение (как и в случае автобензинов) дифференцированной ставки акцизов на топливо.

При этом складывается парадоксальная ситуация: на нефтеперерабатывающих заводах стараются получить качественное топливо, а на нефтебазах, то есть на пути к покупателю, качественное топливо превращается в суррогат. Эксперты считают, что причиной является отсутствие нормативной базы, регулирующей деятельность нефтебаз.

Производство дизельного топлива в России значительно превышает внутренний спрос, о чем свидетельствуют сведения о балансе дизельного топлива в 2012–2014 гг. (табл. 9).

Таблица 9

***Баланс дизельного топлива в России в 2012–2014 гг., млн т***

<b>Показатели топливо</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>
Производство	69,5	72,0	77,3
Внутреннее потребление	33,5	29,0	27,8
Экспорт	35,8	43,0	50,3
Импорт	0,1	0,1	0,8
Запас	0,3	0,1	–

*Источник:* Рассчитано автором по материалам конференций компании CREON «Дизель-2013», «Дизель-2014», «Дизель-2015».

Производство дизельного топлива в России значительно больше, чем это требуется для развития экономики страны, поэтому более половины продукта ( $\approx 60\%$  в 2013 г.) экспортируется, причем на экспорт идет высокосернистое, не отвечающее экологическим требованиям ЕС дизельное топливо, которое реализуется по цене сырья (вакуум-газойль). Как уже отмечалось, для европейских импортеров такое дизельное топливо – пока выгодный товар. Нефтепереработка ряда европейских стран «заточена» на использование высокосернистого российского дизельного топлива, из которого производится ультранизкосернистый продукт, востребованный на европейском рынке.

При общем профиците дизельного топлива в России имеет место дефицит зимнего (особенно арктического) топлива, что связано с необходимостью ввода установок депарафинизации.

По факту за 2014 г. производство арктического дизтоплива составило 2,2% от общего объема выпуска, на зимнее пришлось 15,8%, на летнее – 82%, хотя по-

требность в низкозастывающих топливах для нашей страны, с учетом ее природно-климатических условий, составляет 40%. Для зимних и арктических топлив разработаны новые стандарты. Технология производства зимнего дизельного топлива путем трансформации высокоплавких нормальных парафинов разработана в России и по этой технологии осуществляется на ряде установок депарафинизации.

Не менее острой является проблема присадок к дизельному топливу – ее пока не могут решить за счет собственного производства, необходим импорт.

Определенная проблема возникает при выполнении оборонзаказа на обеспечение дизельным топливом структур Министерства обороны. «Военные» топлива должны иметь более высокое содержание серы и не содержать присадок, кроме цетаноповышающих, противоизносных и антиокислительных. В связи с разностью в требованиях к качеству дизтоплив для военных и гражданских нужд возникает ситуация, когда необходимо совмещать запросы Министерства обороны и положения программы модернизации нефтепереработки, направленные на увеличение выпуска продукции классов 4,5.

Производство авиационного керосина за период 2000–2014 гг. росло среднегодовым темпом 3,6% в год. Рост производства обусловлен увеличением масштабов грузо- и пассажироперевозок воздушным транспортом. Своеобразием отечественной системы обеспечения авиакеросином является тот факт, что аэропорты городов-миллионников, расположенных недалеко от НПЗ, снабжаются авиатопливом по продуктопроводам. Уровень конкурентности рынка авиатоплив крайне низкий, здесь имеет место региональный монополизм ряда крупнейших нефтяных компаний. Тем не менее порядка 10% от всего произведенного авиакеросина реализуется через биржу (Санкт-Петербургскую международную товарно-сырьевую биржу).

Главными проблемами, обсуждаемыми участниками рынка авиакеросина, являются принятие нового регламента по качеству авиатоплива и отмена сертификации предприятий топливообеспечения на авиатранспорте. Для авиатоплива не существует классов экологической безопасности (по аналогии с автомобильными бензинами). Есть понятие надежной эксплуатации авиатехники. В свое время система контроля качества авиатоплив в России была разработана и доказала свою эффективность. Отмена сертификации предприятий топливоснабжения и лабораторий проверки качества вызывает у специалистов опасения, что может возрасти количество авиапроисшествий, вызванных низким качеством авиакеросина.

Мазут продолжает оставаться самым массовым продуктом отечественной нефтепереработки. Объемы его производства значительно превышают потребности внутреннего рынка. Высокосернистый низкосортный мазут по низким ценам экс-

портируется в европейские страны, где из него извлекают легкие фракции (сырье для производства моторных топлив), а остаток подвергают обессериванию и уже облагороженный продукт продают как качественное, соответствующее стандартам котельно-печное топливо и как топливо для морского флота. Таким образом, выгода от использования мазута в основном извлекается европейскими нефтепереработчиками.

В перспективе из-за более жестких экологических требований для экспорта высокосернистого мазута из России в европейские страны может быть поставлен барьер.

Задача программы модернизации отечественной нефтепереработки – сократить выпуск мазута – так и не выполнена, производство мазута только растет.

Значительно выросли инвестиции в нефтеперерабатывающую отрасль России. Особенно заметна динамика роста инвестиций в период 2010–2013 гг. (млрд руб.): 2010 г. – 143; 2011 г. – 151; 2012 г. – 178; 2013 г. – 269; 2014 г. – 321. Предполагается, что за период 2015–2020 гг. в отрасль будет вложено более 1 трлн руб. [31]. Отметим также, что в среднем за последние 4 года (2010–2013 гг.) доля инвестиций в нефтепереработку по отношению к суммарным инвестициям в нефтяной комплекс росла (%): 2010 г. – 19,2; 2011 г. – 20,0; 2012 г. – 22,8; 2013 г. – 30,9 [32]. В период 2000–2009 гг. доля инвестиций в нефтепереработку по отношению к инвестициям в нефтяной комплекс в целом составляла в среднем 1,4%, что и вынудило говорить об «остаточном» принципе инвестирования в нефтепереработку.

Прошлые тенденции развития отечественной нефтеперерабатывающей промышленности, к сожалению, продолжились и в 2014 г. Это касается прежде всего роста объемов переработки нефти (объем переработки составил 288,9 млн т, степень использования мощностей достигла 96%). Положительной тенденцией следует считать введение в конце 2014 г. на предприятии ТАНЕКО в Нижнекамске комплекса установок гидрокрекинга вакуум-газойля, позволяющего увеличить производство дизельного топлива класса евро-5, топлива для реактивных двигателей, прямогонного бензина, сырья для производства масел [33].

В 2014 г. выросло производство дизельного топлива до 77,3 млн т (на 7,4%), авиакеросина – до 10,9 млн т (на 4,8%). Однако снизилось производство бензина на 1,1% (до 38,3 млн т), причем снижение производства бензина началось уже в середине года и привело к росту цен на бензин, а также вызвало у экспертов тревогу по поводу возможного дефицита продукта и опасения, что некоторые компании не справляются с программой модернизации отрасли.

В 2014 г. не произошло уменьшения выпуска мазута: производство этого продукта выросло почти на 2%.

Результаты деятельности российской нефтеперерабатывающей промышленности за период 2000–2014 гг. характеризуются рядом парадоксов, которые не дали возможности в полной мере реализовать концепцию более рационального использования нефти. Наряду с ростом объемов переработки, увеличением выпуска моторных топлив и других нефтепродуктов, улучшением качества моторных топлив, более энергичным осуществлением программы реконструкции и модернизации отрасли имели место:

- стабилизация важного качественного показателя развития отрасли, а именно глубины переработки, на уровне немногим более 70%, что значительно ниже показателей развитых стран (85–95%) и свидетельствует о том, что в стране такой ценный ресурс как нефть используется нерационально;

- улучшение качества моторных топлив (автобензина, дизельного топлива) до кондиций лучших мировых образцов, которое воспринимается рядом экспертов как излишняя роскошь;

- сохранение серьезных дисбалансов в производстве и потреблении основных наиболее крупнотоннажных нефтепродуктов, которое грозит затянуться надолго;

- практически неуклонный рост оптовых и розничных цен на основные нефтепродукты, который происходит, несмотря на серьезные усилия по модернизации действующих производств и введение в строй новых более совершенных и экономически эффективных технологических установок.

Рассмотрим каждый из указанных парадоксов более детально.

Как уже было отмечено выше, несмотря на усилия нефтепереработчиков по модернизации отрасли, глубина переработки не только не росла, но даже снижалась (табл. 10).

Таблица 10

***Показатели глубины переработки нефти в России в период 2008–2014 гг., % [32]***

<b>Показатель</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>
Глубина переработки	72,1	71,3	71,5	71,0	71,1	71,3	70,0

*Источник:* данные ЦДУ Минэнерго РФ; 2014 г. – расчеты О.Б. Брагинского.

Такое положение связано с тем, что темпы роста объемов переработки (3,6% в год в период 2000–2014 гг.) обгоняли темпы роста производства моторных топлив (3% в год). При этом рост в определенной части обеспечивался за счет ввода в эксплуатацию малых и средних НПЗ, многие из которых кроме установок по прямой перегонке нефти никаких установок вторичной переработки не имели. За-

метим, что в период 2009–2014 гг. ни разу не был превышен достигнутый в 2008 г. абсолютный максимум (72%).

Как уже отмечал в [26] один из авторов, вопреки мировой тенденции уменьшения числа НПЗ за счет закрытия мелких нерентабельных и не имеющих возможности выпускать качественные нефтепродукты заводов, в России начался бум мини-НПЗ.

Мотивировками создания мини-НПЗ были: возможность переработки нефтей мелких и удаленных месторождений, откуда нет смысла транспортировать нефть; возможность обеспечения нефтепродуктами регионов, удаленных от крупных НПЗ, что могло бы привести к монополизации некоторых рынков; простота технологической схемы, относительно небольшие затраты на сооружение таких заводов. Однако масштабы роста числа мини-НПЗ превзошли все мыслимые пределы, и в настоящее время никто не знает, сколько таких заводов в стране. Имеется оценка, что на 01.05.2014 г. таких заводов было 316, но в реестре Минэнерго РФ их числится только 63. Американский журнал «Oil and Gas Journal» приводит данные по 13 мелким и средним НПЗ [27].

В 2013 г. прирост переработки нефти по сравнению с 2012 г. составил 2,5% (с 265,7 млн т до 272,3 млн т), а рост поставок нефти на мини-НПЗ вырос в 2012 г. с 8,4 млн т до 10,3 млн т в 2013 г. (на 22,6%). Доля поставок нефти на мини-НПЗ возросла с 3,2% в общих поставках нефти на НПЗ в 2012 г. до 3,8% в 2013 г. Отмеченная тенденция имела место и в 2014 г.

Большинство имеющихся в России мини-НПЗ не могут производить нефтепродукты требуемых кондиций. Из-за малых объемов переработки на таких заводах высокие удельные затраты (на 1 т перерабатываемой нефти). Многие из них являются объектами теневого и, часто, криминального бизнеса.

Тем не менее мини-НПЗ имеют серьезное лоббирование своих интересов, выражающееся, в частности в том, что даже предлагался законопроект об отмене требования их регистрации в реестре Минэнерго РФ и освобождении этих заводов от предоставления плана договора с поставщиками нефти на ближайшие 3 года.

Конечно, некоторые средние и мелкие мини-НПЗ могут за счет постепенного подключения установок вторичной переработки увеличить глубину переработки нефти с 55–60 до 76% и выше и за счет этого увеличить выпуск и улучшить качество выпускаемых нефтепродуктов. Это возможно, но не следует забывать, что для мини-НПЗ это потребует инвестиций на 1 т перерабатываемой нефти в среднем примерно вдвое больше, чем для крупных НПЗ, что обусловлено «эффектом масштаба», который отчетливо проявляется в нефтеперерабатывающей промышленности.

Мало того, что большинство мини-НПЗ не могут обеспечить качество нефтепродуктов, они поставляют на рынок дополнительный мазут, спрос на который внутри страны падает, а возможности экспорта высокосернистого мазута из-за ужесточения экологических требований к этому продукту становятся все более проблематичными.

Мини-НПЗ не только нивелируют картину позитивных сдвигов в технологической структуре отрасли и улучшении качественных характеристик нефтепродуктов, но и создают опасность возникновения новых дефицитов автомобильных бензинов требуемых высоких классов. Со временем придется добывать нефть из отдаленных труднодоступных месторождений, с месторождений глубоководного шельфа, арктических месторождений, из источников нетрадиционной нефти. Такая нефть будет более дорогой, и поэтому трудно представить себе что-либо более нерациональное, чем переработка ее в дешевый высокосернистый мазут на мини-НПЗ.

Кроме того, практически все малые и даже средние НПЗ окажутся в зоне риска после введения с 2015 г. налогового маневра, о котором более подробно будет сказано ниже. По оценке консалтинговой компании «Инфотек-Консалт» при осуществлении налогового маневра маржа малых и средних НПЗ может снизиться в 2,5 раза [32].

Из изложенного материала можно сделать вывод, что эксплуатация действующих и строительство новых мини-НПЗ нецелесообразна, кроме случаев, когда такие заводы работают в отдаленных нефтедобывающих районах, куда завозят дальнепривозное топливо, или когда мини-НПЗ уже эволюционировали в достаточно технологически сложные объекты, способные выпускать нефтепродукты необходимых стандартов. Однако парадоксальность мини-НПЗ может проявиться еще и в том, что из-за осуществления налогового маневра «приличные» мини-НПЗ могут закрыться, а примитивные мини-НПЗ, выпускающие моторное топливо низких классов, как раз могут и выжить, так как в условиях кризиса обычно более востребована недорогая продукция.

Другим парадоксом современного развития нефтеперерабатывающей промышленности России можно считать тот факт, что ряд экспертов считает тенденцию роста выпуска автомобильных бензинов и дизельного топлива более высоких классов (4,5 классы) излишней роскошью [34].

Аргументы скептического отношения к резкому увеличению выпуска топлива класса 4,5 заключены в том, что: после введения обязательного уровня качества автобензинов Евро-3 дальнейшее ужесточение требований классности экологического эффекта не даст; в России пока велика доля автомобилей устаревших

модификаций, которым топливо классов 4,5 не нужно; из-за дифференциации акцизов могут сократиться поступления в региональные бюджеты; территория нашей страны большая, есть огромные малонаселенные территории, в которых в отличие от городов не обязательно вводить стандарты моторного топлива классов 4,5.

По мнению авторов, главной целью ужесточения требований к качеству автотоплива является решение экологических проблем, а именно снижение выбросов вредных веществ в городах и других населенных пунктах, поскольку 80–90% вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу – это выхлопные газы автомобилей и эти выбросы идут не из трубы, высотой 100 м, а на уровне нашего дыхания. И это влияет на здоровье людей независимо от того, где они живут.

Что же касается неготовности отечественного автопарка принимать топливо классов 4,5, то это положение довольно быстро меняется. В относительно короткий исторический период за счет импорта и отечественного производства автомобилей, в том числе с использованием зарубежных технологий, структура автопарка заметно обновляется. Более того, современные автозаводы страны 85% своей продукции выпускают в расчете на использование топлив классов 4,5.

Вопрос о дифференциации акцизов на моторное топливо желательно рассмотреть в контексте налогового маневра, о котором будет сказано ниже.

Еще одним парадоксом развития отечественной нефтепереработки является то, что существующие дисбалансы производства и потребления отдельных нефтепродуктов в перспективе могут углубиться. Это касается мазута, о чем было сказано ранее, и дизельного топлива.

В настоящее время в структуре отечественного автопарка более или менее высокая доля автомобилей с дизельными двигателями сложилась в сегменте легких и тяжелых грузовиков, сельскохозяйственной и промышленной техники. Парк легковых автомобилей только на 5% состоит из машин с дизельным двигателем, а парк автобусов укомплектован машинами с дизельным двигателем на 62%, в то время как в большинстве развитых стран эта доля составляет 100%. Естественно, что если такие соотношения сохранятся в перспективе, дисбалансы между производством и потреблением дизельных топлив в целом, а также между производством дизельных топлив классов 4,5 и их потреблением на внутреннем рынке могут усилиться. Более того, эти дисбалансы и усилятся в перспективе, поскольку в процессе выполнения программы модернизации отрасли будут вводиться высокотехнологичные производства дизельных топлив классов 4,5 (гидрокрекинг, каталитический крекинг, гидрооблагораживание топлив). Особенно беспокоит вопрос, окажется ли отечественное высококлассное и экологически безопасное топливо для



автомобилей с дизельным двигателем конкурентоспособным на основном для российского экспорта европейском рынке.

Чтобы хотя бы приблизительно оценить конкурентные возможности расширения экспорта дизельного топлива классов 4,5, рассмотрим ситуацию в мировой нефтепереработке.

Мировая нефтепереработка в последние годы развивается неравномерно. Впервые за достаточно длительный период в 2013 г. мировые мощности по сравнению с предыдущим 2012 г. снизились (с 4465 млн т/год до 4400 млн т/год, т.е. на 65 млн т./год) и стабилизировались на этом уровне в 2014 г. [27]. Основное снижение мощностей произошло в европейских странах и Японии и выразалось это в закрытии ряда НПЗ.

В то же время выросли мощности по переработке нефти в Китае, что связано с ростом спроса на нефтепродукты (спрос растет на 21–22 млн т нефтепродуктов в год). Также выросли мощности НПЗ в странах Ближнего Востока, прежде всего в Саудовской Аравии, Кувейте и ОАЭ. Растут мощности по переработке нефти в Индии. В этой стране построен и функционирует самый большой в мире НПЗ (в г. Джалнагар – суммарная мощность 62 млн т/год). Особенностью этого НПЗ является его отличная технологическая оснащенность, что позволяет вырабатывать на этом заводе качественные нефтепродукты, которые в основном идут на экспорт, в том числе дизельное топливо в страны Западной Европы.

В США и Канаде оживление в нефтеперерабатывающей промышленности связано с ростом добычи сланцевой нефти и нефти из битуминозных песчаников. Благодаря приросту производства на заводах, перерабатывающих нефть нетрадиционных источников, в США объем экспорта нефтепродуктов впервые за многие годы превысил объем импорта. Относительно недорогие нефтепродукты из США (прежде всего дизельное топливо) экспортируются в страны Западной Европы.

Западноевропейский рынок нефтепродуктов, наиболее интересный и важный для российского экспорта, испытывает трудности. В европейской нефтепереработке степень использования мощностей снизилась за последние 23 года до самого низкого уровня. Дизельное топливо является основным в Европе. Европейским НПЗ становится все труднее удовлетворять спрос на дизельное топливо, так как структура производства ориентирована в значительной степени на выпуск бензина. Высокие цены на нефть привели в свое время к снижению маржи на европейских НПЗ. Ряд заводов либо закрылись, либо работают с неполной загрузкой, либо функционируют как товарно-сырьевые парки. При этом трудности возникли не только в нефтеперерабатывающей промышленности западноевропейских стран, но и в соответствующих отраслях стран Центральной и Восточной Европы.

На европейский рынок хлынул поток нефтепродуктов (в том числе дизельного топлива) из стран Ближнего Востока и Индии. Благодаря производству нефтепродуктов на современных крупных технологических установках с низкими издержками (эффект масштаба плюс технологическое совершенство), относительно несложной логистике, экспортная продукция из этих стран стала постепенно вытеснять с рынка продукцию европейских НПЗ. Не исключено, что именно эта относительно дешевая экспортная продукция из стран Ближнего Востока и Индии станет серьезным конкурентом для экспорта качественного ультранизкосернистого дизельного топлива из России.

В то же время растущий спрос на дизельное топливо в Азиатско-Тихоокеанском регионе, прежде всего в Китае, является фактором роста восточного вектора российской внешней торговли нефтепродуктами. Однако расширение дальневосточных экспортных ниш потребует расширения производства качественного дизельного топлива на НПЗ в восточных районах страны.

Представляется, что для сглаживания дисбалансов производства и потребления дизельного топлива в России целесообразно (кроме расширения экспортных ниш) снова вернуться к продвигаемому еще во времена СССР направлению дизелизации автопарка, а также к производству и использованию альтернативных видов топлива. Дизелизация автопарка увеличит внутренний спрос на качественное дизельное топливо, а альтернативные виды топлива уменьшат опасность возникновения дефицита автобензинов.

Что касается дизелизации автопарка, то здесь есть неплохая база в лице отечественного производства линейки дизельных двигателей, в частности на Ярославском моторном заводе. Имеются научные разработки в области автомобильных дизельных двигателей в НИИ автотростроения (НАМИ).

Производство альтернативных моторных топлив набирает оборот в мире. Пока объем мирового автопарка, работающего на газомоторном топливе, невелик (20 млн ед.), то есть немногим более 2% от числа всех автомобилей в мире. Однако по расчетам специалистов к 2020 г. количество автомобилей с газомоторным топливом достигнет 50 млн ед., а к 2030 г. – более 100 млн ед. [35].

Преимуществом газомоторных топлив является экологичность и дешевизна по сравнению с нефтяными топливами. Недостатки газомоторного топлива (слабое развитие заправочной инфраструктуры и нормативно-технической базы, регулирующей использование газомоторного топлива) могут быть достаточно быстро исправлены. Основные виды газомоторного топлива, такие как сжиженные углеводородные газы (пропан и бутан), сжиженный и сжатый (компримированный) природный газ, имеют в нашей стране обильную сырьевую базу и могут в существенной

степени улучшить экологию в мегаполисах и других населенных пунктах и, как уже было сказано, заменяя бензин, предотвратить возможные дефициты моторных топлив.

Безусловно, проблема дизелизации автопарка и производства и использования альтернативных топлив требует гораздо более подробного изложения, но ограниченность размера препринта не позволяет авторам развить дальше эту перспективную тему.

Среди парадоксов развития отечественной нефтеперерабатывающей промышленности следует отметить применяемую до сих пор схему работы в режиме процессинга. Процессинг – это способ хозяйствования, доставшийся нам со времен 90-х гг., когда из-за высокой инфляции НПЗ практически потеряли оборотные средства и не могли заплатить за поступающую к ним нефть. Большинство российских НПЗ работают и сейчас по давальческой схеме (схеме процессинга). Они не покупают нефть и, следовательно, не являются собственниками получаемых нефтепродуктов. На НПЗ рассчитываются только эксплуатационные расходы, то есть оказываемая поставщику нефти (давальцу) услуга. Цена процессинга (издержки с определенной рентабельностью) устанавливается на основе договорных отношений между НПЗ и нефтяной компанией (давальцем).

При работе по давальческой схеме (процессингу) руководство НПЗ не заинтересовано в снижении издержек. При такой работе отсутствует прозрачность в формировании затрат и возможность оценки экономической эффективности за счет увеличения выпуска целевых продуктов, сокращения расходов сырья и материалов, уменьшения потерь и т.п. Из-за того, что налоги при реализации нефтепродуктов уплачиваются по месту нахождения офиса нефтяной компании (в основном в Москве, Санкт-Петербурге) уменьшается прирост ВВП в регионе размещения НПЗ и, соответственно, в бюджете регионов. При работе по схеме процессинга нефтеперерабатывающие заводы не имеют достаточных финансовых средств на модернизацию.

В настоящее время лишь ряд независимых НПЗ и компания «Лукойл» работают по схеме работы с покупной нефтью и имеют, по их мнению, ряд преимуществ, таких как увеличение прозрачности при формировании полной себестоимости продукции и, следовательно, оптовых цен. На таких заводах увеличилась прибыль и появилась возможность ее рекапитализации для целей модернизации и реконструкции. Наконец, такие НПЗ стали более полноценно участвовать в формировании региональных бюджетов.

Еще одним парадоксом современной нефтеперерабатывающей промышленности является то, что, несмотря на проведение серьезной работы по техниче-

скому совершенствованию отрасли, не удастся добиться не то чтобы снижения, но даже стабилизации цен на нефтепродукты. Рост цен – постоянная тенденция, сдерживаемая лишь за счет вмешательства государства.

Современная методология ценообразования в отечественной нефтеперерабатывающей промышленности базируется на принципах цены netback (цены экспортной альтернативы) и формульном ценообразовании. Основой для определения внутренних цен на российском рынке являются котировки на бирже нефтепродуктов в Роттердаме. Из этой цены вычитается стоимость фрахта и перевалки, экспортная пошлина и транспортные издержки от терминала до НПЗ.

Для страны, участвующей в системе мировой торговли нефтепродуктами, принятие подобной методологии понятно, хотя для многих специалистов нефтяного комплекса трудно согласиться с тем, что в России, нефтеэкспортирующей, самодостаточной с точки зрения нефтеобеспечения стране, за основу внутренних цен на нефтепродукты должны использоваться европейские цены при условии, что Европа является нефтеимпортозависимым регионом, а доходы потребителей топлива в Европе существенно превышают доходы россиян.

Основными факторами, влияющими на цены нефтепродуктов, являются изменения мировых котировок и внутренней налоговой политики.

Аналитики отмечают, что влияние изменения мировых котировок в период 2012–2013 гг. было минимальным. Однако в связи со снижением мировых нефтяных котировок в 2014 г. цены на нефтепродукты в большинстве стран мира также пошли вниз, достигнув исторических минимумов 2000-х гг. Однако в России цены на нефтепродукты не снизились, а наоборот, даже выросли. В 2012 г. цены на нефтепродукты увеличились на 6,5%, в 2013 г. – на 6,3%, в 2014 г. – на 10,5% [36]. Эксперты объясняют это тем, что вертикально интегрированные нефтяные компании (ВИНК) хотят ускорить возврат инвестиций от модернизации НПЗ. Но это также говорит об обособленности российского рынка нефтепродуктов от мировых тенденций.

При анализе динамики внутренних цен на нефтепродукты эксперты обращают внимание на фактор непрозрачности российского рынка нефтепродуктов, поскольку не ясно, за какую цену продают нефть своим дочерним фирмам вертикально интегрированные нефтяные компании (иначе говоря, каковы трансфертные цены).

Заметное влияние на колебания цен, точнее на уровень роста цен, оказали изменения в налогообложении.

С середины 2012 г. началась дифференциация акцизов, в частности снижение акцизов на топливо классов 4,5, что существенно повлияло на увеличение выпуска топлив высоких классов. В период 2013–2014 гг. акцизы на топливо клас-

сов 4,5 повышались, что привело к росту цен. Также на повышательную тенденцию повлияло изменение курса рубля к доллару.

Постоянный рост цен на нефтепродукты стимулирует активность государственного вмешательства в систему ценообразования на рынке нефтепродуктов. Не ограничиваясь рекомендациями по повышению прозрачности ценообразования и преодолению информационной закрытости сведений о формировании цен, государство рекомендует компаниям формировать оптовые цены на нефтепродукты на уровне, обеспечивающем 15%-ю рентабельность в каждом сегменте нефтяного комплекса, то есть по сути дела устанавливает некий верхний уровень цен внутреннего рынка нефтепродуктов.

Имеются и более кардинальные предложения. В частности предлагается, учитывая региональный монополизм в торговле нефтепродуктами, придать НПЗ статус региональных естественных монополистов и распространить на нефтепродукты порядок государственного контролирования цен, который предусмотрен для естественных монополий. Предлагается также, с целью избежать возможного дефицита топлив на внутреннем рынке, обязать нефтяные компании отправлять на внутренний рынок определенный процент выпускаемой продукции.

Государственное вмешательство в деятельность рынка нефтепродуктов в виде нерыночных механизмов должно иметь место, но в определенных пределах.

Для регулируемой рыночной экономики базовыми все же должны быть рыночные механизмы и их могут обеспечить устойчивые «правила игры» для нефтяных компаний и биржевая торговля.

На бирже на основе анализа биржевых и внебиржевых сделок осуществляются прозрачные процедуры определения ценовых индикаторов и устанавливаются «справедливые» цены, учитывающие как динамику мировых котировок, так и специфику российского рынка нефтепродуктов.

Первая отечественная биржа нефтепродуктов – Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа (СПбМТСБ) начала функционировать с 2008 г. Торговля нефтепродуктовыми фьючерсами началась на ней с 2010 г., а с 2011 г. – нефтяными фьючерсами. В 2013 г. через СПбМТСБ и биржу «Санкт-Петербург» было реализовано 13,5 млн т светлых нефтепродуктов, что составляет немногим более 10% их суммарного производства. Пока это нижний предел, от которого считается, что биржевая торговля в стране налажена. Учитывая темпы роста биржевой торговли (2010 г. – 8,3 млн т, 2013 г. – 13,5 млн т; среднегодовой темп роста – 17,7%), а также то, что индексы биржи стали базовым активом при формировании фьючерских контрактов, можно надеяться на возможное в перспективе

расширение биржевой торговли и установление на бирже «справедливой» цены на российском рынке нефтепродуктов.

Использование фьючерсов позволяет фиксировать цену сделок с моторными топливами и нефтяным компаниям, и нефтетрейдерам, и автозаправщикам. Этот инструмент обеспечивает страховку от падения цен и позволяет зафиксировать цену поставок.

Правда факты говорят о том, что имеют место нарушения процедуры регистрации контрактов, что требует внесения поправок в Кодекс административных правонарушений, которые позволят контролировать регистрацию внебиржевых сделок на законодательном уровне.

Еще один парадокс отечественной нефтепереработки – относительное благополучие отрасли на фоне технической отсталости – объясняется особенностями налогообложения и, в частности, системой экспортных пошлин [35].

Система экспортных пошлин, установленная в августе 2004 г. и просуществовавшая без изменений до февраля 2011 г., создала чрезвычайно благоприятные условия для российских нефтяных компаний, так как пошлины на нефтепродукты оказались заметно ниже, чем пошлина на нефть, причем эта разница росла по мере роста цены на нефть. Рост цен на нефть в этот период и относительно низкие пошлины на нефтепродукты сделали их конкурентными на мировом рынке. Маржа нефтепереработки\* стала расти. Одновременно система низких пошлин на нефтепродукты нивелировала разница между более технологически оснащенными заводами и заводами с низкой глубиной переработки. Реально создались условия, когда вложения в увеличение глубины переработки не сулили быстрой отдачи и вследствие этого откладывались, а прибыль от экспорта использовалась для проектов upstream.

С февраля 2011 г. действовала система 65–67–47, то есть на нефть устанавливалась пошлина в размере 65% от цены нефти, на светлые нефтепродукты пошлина составляла 67% от пошлины на нефть, а на темные – 46,7% от пошлины на нефть. Однако принятая система практически не повлияла на политику компаний в отношении экспорта нефтепродуктов, который продолжал расти.

С целью избежать бензинового дефицита и уменьшить экспорт ценного нефтехимического сырья (прямогонного бензина, или нафты) с 1 мая 2011 г. пошлина на автобензин была увеличена с 67 до 90% от пошлины на нефть, а с 1 июля 2011 г. пошлина на нафту (прямогонный бензин) еще раз была увеличена с 67% до

---

\* Маржа переработки нефти – это разница стоимости корзины нефтепродуктов, получаемой из 1 тонны нефти, и стоимостью 1 т нефти с учетом затрат на транспорт нефти до НПЗ.

90% от пошлины на нефть. С 1 октября 2011 г. была снижена пошлина на нефть с 66 до 60% от цены на нефть, а с целью уменьшения экспорта мазута и стимулирования его глубокой переработки на отечественных НПЗ, пошлина на мазут была увеличена с 46,7 до 66%. С 1 января 2015 г. пошлина на мазут должна была быть увеличена до 100% от пошлины на нефть.

Существовавшая система экспортных пошлин 60–66–90–66 дала возможность откликнуться на увеличение спроса на моторные топлива класса 4,5 и сдержала экспорт нефти. Нефтяные и газовые компании даже обратились в Правительство с просьбой постепенно снизить пошлину на нефть, мотивируя тем, что в противном случае для компаний станут невыгодными проекты утилизации попутного нефтяного газа и переработки газового конденсата. На самом деле инициатива нефтяных и газовых компаний о снижении таможенной пошлины на нефть была продиктована ростом спроса на этот продукт за рубежом. Но поддержать их предложение – означало, что сырье, которое могло бы пойти на развитие отечественной нефтегазохимии, усиление кооперации нефтегазопереработки и нефтегазохимии, уйдет на экспорт.

Следует отметить, что системы налогообложения, применяемые в нефтяном комплексе, оказывают заметное воздействие на маржу нефтепереработки. Чем выше экспортная пошлина на нефть, тем ниже цена нефти на внутреннем рынке и тем выше маржа нефтепереработки. Чем выше экспортная пошлина на тот или иной нефтепродукт, тем ниже маржа нефтепереработки. Чем ниже экспортная пошлина на нефтепродукты по сравнению с экспортной пошлиной на нефть, тем выше маржа нефтепереработки. Переход к системе повышения экспортных пошлин на мазут до уровня экспортных пошлин на нефть ухудшит экономику переработки нефти. Эксперты даже подсчитали, что если экспортная пошлина на мазут составит 100% от пошлины на нефть, то маржа переработки снизится на 50–60 долл. / т переработанной нефти и даже станет отрицательной. Таким образом, может возникнуть еще один парадокс современной российской нефтепереработки – планируемое увеличение экспортной пошлины на мазут до 100% от пошлины на нефть стимулирует глубокую переработку нефти, инвестиции в процессы углубления, а экономика НПЗ может ухудшиться.

В настоящее время различными министерствами выдвигаются предложения по реформированию системы налогообложения в нефтегазовом секторе и, естественно, в нефтеперерабатывающей промышленности. Минэнерго РФ выдвинул идею налогообложения нефтяного комплекса по финансовому результату его деятельности (как принято во многих странах). Минфин РФ против такого предложения, так как налогообложение по финансовому результату трудно администриро-

вать (в отличие от налога на добычу полезных ископаемых – НДС). В свою очередь, Минфин РФ предложил идею большого налогового маневра, основной идеей которого является выравнивание и постепенный отказ от экспортных пошлин (что связано с образованием Евразийского экономического союза). Выпадение доходов бюджета от экспортных пошлин предлагается компенсировать увеличением ставок НДС, а эффект роста цен на нефть на величину цен на нефтепродукты компенсировать снижением акцизов и субсидированием отдельных видов нефтепродуктов.

По мнению многих экспертов, налоговый маневр окажет серьезное воздействие на цены нефтепродуктов, толкая их вверх [37]. При этом эксперты полагают, что отрицательное воздействие будет оказано на НПЗ, где уже осуществлена и продолжает осуществляться модернизация и где уже достигнуты более или менее приличные показатели глубины переработки. Возникает беспокойство о судьбе проектов увеличения добычи нефти (арктические, глубоководные проекты, разработка месторождений нетрадиционной нефти), а также проектов создания крупных комбинированных комплексов по переработке нефти и нефтехимии (проект Восточного нефтехимического комплекса компании «Роснефть»). Аналитики компании «ВТБ Капитал» подсчитали, что маневр в нефтяной отрасли, который должен стать ответом на создание Евразийского экономического союза, обойдется российским нефтеперерабатывающим заводам в 2,4 млрд долл. в год, а промышленным потребителям топлива из-за его подорожания – в 3,4 млрд долл.

По мнению авторов, проследить за наиболее серьезными последствиями от «большого налогового маневра» в нефтяном комплексе путем обычных логических умозаключений и прослеживанием изменения влияния наиболее значимых параметров его развития на доходы бюджета, темпы роста добычи и переработки нефти, внутреннего потребления и экспорта нефти и нефтепродуктов, систему стимулирования новых нефтяных проектов и другие параметры весьма сложно. Здесь нужен модельный подход, позволяющий имитировать различные сценарии и оптимизировать конечный результат реформ с позиций национальной экономики. Понимая это, представители министерств и ведомств России вспомнили о научном сообществе, что вообще-то нужно было сделать гораздо раньше.

Вторая половина 2014 г. и начало 2015 г. обернулись для отечественной нефтеперерабатывающей промышленности новыми серьезными проблемами и вызовами. Падение мировых цен на нефть, девальвация рубля, введенные против нашей страны санкции, намеченный к реализации с 2015 г. налоговый маневр являются главными факторами, которые будут определять тенденции развития нефтеперерабатывающей промышленности в ближайшей перспективе.



По всей вероятности из-за уменьшения продаж новых автомобилей замедлится тенденция изменения структуры автопарка и окажется, что положительные сдвиги в системе поставок более качественных топлив опередили темпы изменения структуры автопарка. Это, в свою очередь, сдвинет сроки полного перехода на применение топлив класса Евро-5.

Из-за причин, указанных выше, замедлятся темпы модернизации нефтеперерабатывающих заводов и сроки ввода новых установок. Эта тенденция может углубиться из-за санкций и сложной экономической ситуации, в результате чего объявленные проекты сдвинутся на более поздний период.

Более часто для регулирования деятельности нефтеперерабатывающей отрасли будет использоваться «ручное управление».

Тем не менее при установлении для нефтяного комплекса «правил игры» следует исходить из того, что выбранный путь модернизации и технологического перевооружения нефтеперерабатывающей промышленности является правильным. Это путь перевода отрасли на рельсы современного экологически оправданного развития. Это путь «встраивания» отечественной нефтепереработки в мировую систему производства, потребления и торговли нефтепродуктами не в качестве сырьевого придатка и поставщика продукции с низкой степенью добавленной стоимости и невысокого качества, а в качестве полноценного участника мирового рынка нефтепродуктов. Это путь расстановки предприятий переработки по степени эффективности их функционирования в зависимости от вложенных средств в модернизацию. Это путь роста производства более качественной продукции, ликвидации дефицитов и, в конечном счете, сдерживания цен. И наконец, это путь рационального использования нефти, поставки которой на внутренний рынок можно сохранить и даже уменьшить, а объемы производства нефтепродуктов и их качество увеличить.

## **§ 4. ОПТИМИЗАЦИЯ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ КАК НАПРАВЛЕНИЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО СЫРЬЯ**

Занимавший во времена СССР устойчивую вторую позицию (после США) наряду с Японией и ведущими европейскими странами, нефтегазохимическая промышленность России откатилась во вторую половину второй десятки стран. Затухание развития российской нефтегазохимии началось в 90-е гг., когда падение объемов производства составило больше 50%. Некоторое восстановление объемов производства началось в 1998–1999 гг., но оно было неустойчивым. Небольшой подъем за счет импортозамещения и вовлечения простаивающих ранее мощностей начался в 2000-е гг., но и он прервался из-за кризиса 2008–2009 гг. В 2010–2011 гг. происходил рост и восстановление утерянных в годы кризиса темпов роста, но все это происходило, главным образом за счет производственного потенциала времен СССР. В период 2012–2014 г. темпы роста отрасли вновь замедлились, несмотря на то, что был осуществлен ввод ряда крупных проектов («Тобольск-Полимер», «Полиом», «РусВинил» и др.). В российской нефтегазохимии накопилось много проблем и если промедлить с их разрешением, не исключена ситуация, когда может быть пройдена «точка невозврата» и по уровню производства продукции нефтегазохимии на душу населения Россия может быть отброшена на уровень стран третьего мира.

Основные проблемы современного состояния российской нефтегазохимии известны и неоднократно анализировались экспертами. Ниже перечислена часть проблем, а именно:

- образовались дисбалансы между развитием производства базовых полупродуктов, непосредственно нефтегазохимикатов и полимеров, а также изделий из них;
- возникло несовпадение структуры спроса и предложения продукции; структура спроса заметно изменилась, а структура производства как бы замерла на уровне конца 1980-х гг.;
- стали все более наглядно проявляться технологическая отсталость и высокий износ оборудования; отрицательную динамику имели показатели удельной ресурсо- и энергоемкости; невысоким оставалось качество продукции, узким был ассортимент;

- стала сказываться недостаточная интегрированность производств нефтегазохимического комплекса;

- снизилась инновационная активность, из-за чего медленно вводились новые продукты и технологии;

- проявилась недостаточность инвестиций и их низкая эффективность; между тем фактор инвестиций, обусловленный высокой капиталоемкостью производств нефтегазохимического комплекса и возможными рисками невозврата капитала, для этого комплекса является весьма значимым;

- возникли инфраструктурные ограничения, проявившиеся в слабом развитии продуктопроводов, терминалов, перевалочных баз и т.п.;

- стал проявляться кадровый дефицит, обусловленный «постарением» кадров и перекосом в подготовке молодых специалистов;

- обозначились недостатки нормативно-правового регулирования, обусловленные устареванием существующих строительных норм и правил, и других нормативных документов, что стало причиной удорожания смет, замедления сроков строительства объектов;

- выявились инертность государства в реализации химических и нефтегазохимических проектов и нежелание нефтегазовых компаний (за исключением «Газпрома», «Лукойла» и в последнее время – «Роснефти») реализовывать такие проекты;

- углубилась тенденция преобладания в структуре экспорта химической и нефтегазохимической продукции товаров низких переделов, в а структуре импорта – продукции высоких переделов, наукоемкой продукции.

В нефтегазохимической промышленности происходила частая смена владельцев, имели место рейдерские захваты собственности, что не содействовало стабильной работе предприятий. Да и владельцы химических и нефтегазохимических предприятий в период высоких цен на продукцию комплекса не воспользовались как следует благоприятной конъюнктурой, расходуя значительную часть прибыли не на модернизацию предприятий, а на выплату дивидендов.

Особенно заметной стала проблема дисбаланса сырьевой составляющей нефтегазохимического комплекса с производством базовых полупродуктов, химикатов и нефтехимикатов, полимеров и изделий из них. По масштабам потенциальной сырьевой базы российский нефтегазохимический комплекс принадлежит к числу наиболее богатых сырьем. Усилиями малого и среднего бизнеса достаточно активно развивалась переработка нефтегазохимических продуктов и полимеров, а вот производство базовых полупродуктов, в первую очередь этилена и пропилена,

замерло на уровне конца 1980-х гг. и, по сути дела, стало узким местом в развитии комплекса.

Если проследить развитие сырьевой базы нефтегазохимии с момента появления первых нефтегазохимических предприятий до наших дней, то складывается следующая картина.

Сырьевая база отечественной нефтегазохимии пережила несколько исторических этапов. Первые предприятия данной отрасли в СССР были пущены в эксплуатацию в начале 1950-х гг. (заводы по производству синтетического спирта) и были ориентированы на использование газового сырья, а именно – продукции газоперерабатывающих (сжиженные углеводородные газы, или СУГ) и нефтеперерабатывающих (СУГ, пропан-пропиленовая и бутан-бутиленовая фракции) заводов.

Однако, начиная с 1960-х гг., когда пошла «большая нефть» западносибирских месторождений, концепция сырьевого обеспечения нефтегазохимической промышленности резко изменилась. Она стала частью более широкого направления промышленного развития СССР, заключающегося в создании крупных территориально-производственных комплексов. Основу таких комплексов составляли НПЗ большой мощности с низкой глубиной переработки. Бензиновые фракции с таких заводов являлись сырьем для нефтегазохимических предприятий, а мазут был основным энергоносителем для электростанций. Получаемая на таких станциях электроэнергия была гарантией для создания в составе территориально-производственных комплексов промышленных предприятий (металлургических, машиностроительных и других), а также необходимой инженерной и социальной инфраструктуры. В структуре углеводородного сырья нефтегазохимии основную роль стали играть прямогонные бензины и другие жидкие фракции, получаемые на НПЗ.

В современной российской истории в условиях рыночной экономики стали происходить заметные структурные сдвиги в составе сырьевой базы нефтегазохимии. Постепенно все более заметную роль стали играть продукты газоперерабатывающей промышленности, в частности СУГ, широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ) и т.д. Они стали выигрывать в конкурентной борьбе у жидких фракций НПЗ.

Как видно из представленных в табл. 11 данных, наблюдается «возврат к истокам», то есть постепенная переориентация на более легкое газовое сырье, как это имело место на заре развития отечественной нефтегазохимии [8, с. 178–180; 38, 39].

Эта тенденция прослеживается и при анализе правительственной программы развития нефтегазохимической промышленности на период до 2030 г. – «План-2030», о которой было сделано несколько публикаций, в том числе и одного из ав-

торов [40]. В данной программе упор был сделан на кластерное развитие, а в составе сырьевой базы – на преобладающее использование легкого газового сырья.

Таблица 11

**Динамика структуры сырьевой базы отечественной нефтегазохимии  
в период 1960–2014 гг., %**

Виды сырья	Годы											
	1960	1970	1980	1990	1995	1998	1999	2000	2005	2007	2013	2014
Нефтезаводский газ	31,0	1,0	1,0	0,5	–	–	–	–	–	–	–	–
Этан	3,0	3,0	4,0	6,5	8,0	11,6	9,4	7,9	4,4	6,2	8,5	7,1
Сжиженные углеводородные газы	45,0	40,0	20,0	15,0	29,0	20,1	18,2	32,5	19,6	28,7	44,1	53,0
Бензины	21,0*	56,0	75,0	76,0	60,0	55,2	63,8	56,0	65,8	51,2	47,4	39,9
ШФЛУ	–	–	–	2,0	3,0	13,1	8,6	3,6	10,2	13,9		
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

\* Керосин

Источники: Брагинский О.Б. Нефтехимический комплекс мира. М.: Academia, 2009. С. 178–180; Хазова Т.Н. Нефтегазохимия – стратегический рынок // НЕФТЕГАЗ.RU. 2013. С. 34–38; Хазова Т.Н. Развитие газонефтехимии: мобилизация или либерализация / Доклад на Международной конференции «Сырьевой вектор развития газонефтехимии». М.: Альянс-Аналитика, 2015.

Задумано было развивать 6 крупнейших нефтегазохимических кластеров: Поволжский, Западно-Сибирский, Каспийский, Восточно-Сибирский, Северо-Западный и Дальневосточный. Два последних – это совершенно новые центры размещения нефтегазохимической промышленности.

Наиболее развитый, практически сложившийся кластер – Поволжский. Базовыми предприятиями для него являются Нижнекамский нефтехимический комплекс, предприятие «Сибур-Химпром» в Перми, «Сибур-Нефтехим» в Кстово (Нижегородская область), «Газпром нефтехим Салават», Казанский завод органического синтеза, «Уфанефтеоргсинтез», активы компании «Санорс» в Новокуйбышевске (Самарская область), мощности «Объединенной нефтехимической компании» (ОНК) в Уфе.

Крупнейшими проектами по производству базовых полупродуктов нефтегазохимической промышленности, намеченных к реализации в этом кластере – сооружение этиленовых установок мощностью 1 млн т этилена в год и более в Нижнекамске, Новокуйбышевске, Уфе; а также модернизация и расширение действующих установок в Казани, Салавате, Кстово, Перми.

Преобладающими видами сырья для действующих и вновь создаваемых производств базовых полупродуктов в составе Приволжского кластера являются прямогонные бензины (нафта) и СУГ, вырабатываемые на НПЗ и ГПЗ кластера.

Второй действующий кластер – Западно-Сибирский, включающий в себя производственные комплексы в Тобольске и Томске, а также строящийся в Новом Уренгое. Основными проектами в этом кластере являются уже построенный комплекс «Тобольск-Полимер» (выпуск полипропилена на базе пропилена, полученного дегидрированием пропана); а также «Запсибнефтехим» (крупнейшее производство полиолефинов на базе этилена и пропилена, получаемых пиролизом СУГ) и завершение строительства самого северного нефтегазохимического предприятия – Новоуренгойского газохимического комплекса (сырьем для него послужит этансодержащий газ процесса деэтанзации газового конденсата Уренгойского газоконденсатного месторождения). Как видим, в Западно-Сибирском кластере сделан акцент на использование продукции газодобычи и газопереработки.

Каспийский нефтегазохимический кластер включает в свой состав предприятие компании «Лукойл» по производству пластиков – «Ставролен». Оно использует в качестве сырья фракции прямогонного бензина. В связи с развитием нефтедобычи в Северном Прикаспии предполагается использовать попутный нефтяной газ как источник СУГ. Место размещения нового газохимического комплекса для переработки СУГ, выделяемых из ПНГ, выбирали долго, но в конце концов решили его разместить недалеко от уже действующего «Ставролена».

Нефтегазохимических предприятия Восточно-Сибирского кластера – Ангарский завод полимеров и «Саянскхимпласт» – взаимосвязаны. Производство базовых полупродуктов сосредоточено в Ангарске, а переработка сырья – в Ангарске и Саянске. Основным сырьем Восточно-Сибирского нефтегазохимического кластера являются прямогонные бензиновые фракции, но их явно недостаточно для развития в регионе новых производств. Поэтому здесь в качестве сырья могут быть использованы ресурсы Ковыктинского газоконденсатного месторождения (этан, СУГ).

В Дальневосточном федеральном округе намечено создать два кластера – в г. Белогорск Амурской области на базе легких углеводородов природного (богатого этаном) газа Чаяндинского месторождения и нефтехимический комплекс на тихоокеанском побережье в районе порта Находка на базе ресурсов нефти, поступающей по нефтепроводу ВСТО.

В Северо-Западном ФО намечено создать нефтегазохимический комплекс на базе природного газа месторождений Северных районов Тюменской области. Данное сырье также имеет высокое содержание этана. Для этого рекомендовано выделить в действующей газотранспортной системе Уренгой – Надым – Пунга – Ухта – Грязовец автономную нитку для транспортировки природного (богатого этаном) газа. Планируется также создать в г. Череповец газохимические мощности,

включая ГПЗ по извлечению из природного газа ценных компонентов, и соорудить продуктопровод для транспортировки ШФЛУ в пункт на берегу Финского залива (например, в Усть-Луге), где и организовать нефтегазохимический комплекс.

Намеченная в «Плане-2030» структура сырьевой базы нефтегазохимической промышленности, безусловно имела целью добиться наиболее эффективного использования имеющегося сырья. Тем не менее, ряд положений сырьевой программы отрасли в перспективе может быть откорректирован. Следует отметить, что углеводородного сырья в России много и это сырье относительно дешевое. Если сравнить ресурсы сырья и потребность в нем нефтегазохимической промышленности, то не возникает сомнений в возможности удовлетворения всех потребностей отрасли. Однако существуют:

- отрыв сырьевых ресурсов от перерабатывающих мощностей и регионов спроса на конечную продукцию нефтегазохимии, что обуславливает повышенные транспортные издержки и делает в ряде случаев невыгодным углубление переработки и не дает возможности конкурировать с интегрированными зарубежными мощностями, поддерживаемыми в ряде случаев государством в виде фиксированных цен на сырье;

- конфликт интересов в части распределения ресурсов сырья между крупными нефтегазохимическими комплексами (Тобольский нефтегазохимический комплекс – комплексы в Татарстане, Башкирии); в части распределения ресурсов легкого углеводородного сырья между внутренним потреблением и экспортом;

- необходимость соблюдения складывающихся балансовых соотношений между сырьевыми ресурсами (нафта, сжиженные углеводородные газы, этан) и структурой спроса на базовые нефтегазохимических полупродукты (этилен, пропилен, бутадиен, бензол, ксилолы);

- совершенно неэффективное использование ценных углеводородов природного (богатого этаном) газа.

Из анализа динамики структуры сырьевой базы, а также из перечисления сырьевых источников действующих и новых кластеров следует, что наметилась отчетливая тенденция – сдвиг в сторону широкого использования газоперерабатывающей продукции. Одновременно не следует забывать о том, что отрасль нуждается кроме этилена и пропилена, в таких базовых полупродуктах, как бензол, ксилолы, бутадиен, углеводороды C<sub>5</sub> и т.д. Их получают при использовании в качестве сырья прямогонных бензиновых фракций (нафты) или других, более тяжелых, в частности, дизельно-газойлевых фракций с НПЗ.

С целью согласования сырьевой базы нефтегазохимии со складывающимися в перспективе объемами и структурой производства конечной продукции отрасли автор совместно с коллегами еще в 2005 г. рекомендовал экономико-математическую модель оптимизации\*. Критерием в ней был выбран максимум дисконтированного чистого дохода от производства базовых полупродуктов нефтегазохимии, а ограничениями – лимиты по отдельным видам сырья и инвестициям на развитие сырьевой базы.

Для выполнения экспериментальных расчетов была подготовлена исходная информация, в состав которой были включены данные о типовых установках пиролиза различных видов сырья (этан, СУГ, ШФЛУ, прямогонные бензиновые фракции), а также об установках по производству ароматических углеводородов в процессах каталитического риформинга, деметилирования толуола, дегидрирования пропана в пропилен, нормального бутана в бутadiен, изобутана в изопрен, дегидроциклизации СУГ в ароматические углеводороды, извлечению бутadiена из фракции C<sub>4</sub> пиролиза, а бензола – из смолы пиролиза. По каждой из типовых установок были рассчитаны технико-экономические показатели расхода сырья, выхода целевой и побочной продукции, затраты, выручка и прибыль. В задаче экспертно задавались показатели спроса на этилен, пропилен, бензол, толуол, ксилолы, бутadiен, изопрен. Вводились ограничения по ресурсам отдельных видов сырья. Расчеты были выполнены по фактическим данным на 2003 г., расчетным данным на 2005 г. и прогнозным данным на 2010 г. и 2020 г. Результаты экспериментальных расчетов приведены в табл. 12.

Выполненные расчеты по экспериментальной проверке данной оптимизационной задачи, в которой учитывались возможности использования сырьевых ресурсов с НПЗ и ГПЗ, а также параметры действующих и новых технологий их переработки, показали тенденцию увеличения доли легкого газового сырья. Однако эта тенденция, выявленная в экспериментальных расчетах 2005 г. на период до 2020 г., показала более умеренные темпы прироста легкого сырья, чем предусмотрено в «Плане 2030».

Подобные расчеты, обеспечивающие увязку балансов между сырьевыми ресурсами и структурой спроса на базовые полупродукты отрасли, следовало бы выполнить и при обосновании перспектив развития нефтегазохимии России на период до 2030 г.

---

\* Брагинский О.Б., Кричевский И.Е., Куницына Н.Н., Савинская М.Э. Анализ и моделирование взаимосвязей отраслевого комплекса с обеспечивающими и потребляющими отраслями. Препринт # WP/2005/191. М.: ЦЭМИ РАН, 2005. С. 40–48.



**Структура сырьевой базы нефтегазохимической промышленности России  
на период до 2020 г. (по результатам решения оптимизационной задачи в 2005 г.)**

Виды сырья	2003 г.		2005 г. (оценка)		2010 г. (прогноз)		2020 г. (прогноз)	
	млн т	%	млн т	%	млн т	%	млн т	%
1. Прямогонные бензины, всего	7,6		8,8		10,0		12,0	
в том числе								
на пиролиз	3,6	63,3	4,6	63,8	6,3	61,0	6,5	58,2
на производство ароматики	4,0		4,2		3,7		5,5	
2. Сжиженные углеводородные газы	2,8		3,0		3,5		4,6	
в том числе								
пропан на пиролиз	1,7		1,7		1,8		2,0	
пропан на дегидрирование	–	23,3	–	21,7	–	21,4	0,4	22,3
на бутан на дегидрирование	0,7		0,9		1,0		1,4	
изобутан на изопрен	0,2		0,2		0,4		0,5	
изобутан на дегидрирование	0,2		0,2		0,3		0,2	
3. Углеводороды C5 (пентаны на изопрен)	0,5	4,2	0,5	3,6	0,6	3,7	0,8	3,9
4. ШФЛУ на пиролиз	0,3	2,5	0,5	3,6	0,5	3,0	0,9	4,4
5. Этан на пиролиз	0,5	4,2	0,6	4,4	1,3	7,9	1,7	8,3
6. Пропан-пропиленовая фракция с НПЗ	0,3	2,5	0,4	2,9	0,5	3,0	0,6	2,9
Всего,		100,0		100,0		100,0		100,0
в том числе								
нефтяное сырье с НПЗ	12,0	71,6	13,8	72,1	16,4	68,3	20,6	64,4
газовое сырье		28,4		27,9		31,7		35,6

Безусловно, выявленная в результате модельных расчетов структура сырья для нефтегазохимии является виртуальной, она не адресована конкретному объекту мезоуровня (кластеру), а выполняет лишь балансирующую функцию в целом по отрасли. Однако результаты оптимизационных расчетов могут служить сигналом для компаний, участвующих в реализации «Плана-2030» при обосновании конкретных проектов. Таким образом, может быть осуществлен переход от виртуальной оптимизационной задачи, являющейся частью системы индикативного планирования, к конкретным задачам проектирования нефтегазохимических комплексов и создания кластеров.

Кроме того, результаты расчетов по оптимизации сырьевой базы могут быть использованы при подготовке долгосрочных договоров на поставку углеводородного сырья для проектируемых кластеров. Подобные договора, заключаемые между поставщиками сырья (нефтегазовыми компаниями) и потребителями (нефтегазохимическими компаниями) по принципу «бери и / или плати» с фиксированной (индексируемой) ценой позволят, во-первых, обеспечить надежность поставок сырья нефтегазовыми компаниями, которые будут уверены в окупаемости вложенных средств. Во-вторых, будут улажены выявленные конфликты интересов

нефтегазохимических компаний в отношении сырьевых ресурсов. И, в-третьих, будут соблюдены интересы компаний и государства в отношении объемов экспорта сырья.

Последнее обстоятельство приобретает особую важность, учитывая тот факт, что обеспечение современных крупных и сверхкрупных установок по переработке углеводородного сырья (наиболее эффективных из-за примененных в них технологических новаций и «эффекта масштаба») выходит, за малым исключением, за пределы возможности одной компании и требует государственного регулирования.

Если продолжить далее тему конфликта интересов, то следует также проанализировать систему таможенных пошлин. В частности, на прямогонные бензиновые фракции и СУГ. Они должны, с одной стороны, ограничивать экспорт сырья, а с другой стороны, не делать его слишком дорогим для отечественных потребителей.

Одной из ключевых проблем рационального использования ресурсов углеводородного сырья для нужд нефтегазохимии является проблема извлечения ценных углеводородов из природного (богатого этаном) газа. Сейчас такой газ смешивается с природным газом, в основном содержащим метан, и отправляется через магистральный газопровод на экспорт или по распределительным сетям потребителям внутреннего рынка.

Экспортный газ, с достаточно высоким содержанием этана (не менее 3% объемных), как правило, подвергается в стране-импортере переработке, из него извлекаются ценные углеводороды (этан, пропан, бутаны и др.), которые служат сырьем для производства нефтегазохимической продукции. Полученные из этого газа (по цене 300–350 долл./тыс. м<sup>3</sup>) полимеры (полиэтилен, полипропилен и др.) экспортируются в Россию по цене 1500–2000 долл./т.

Так же нерационально используются ценные углеводороды богатого этаном природного газа и внутри страны: они просто-напросто сжигаются в энергоустановках электростанций или в горелках наших квартир.

Согласно проекту «Северный маршрут», разработанному при участии одного из авторов, предполагалось направлять этаносодержащий газ месторождений севера Тюменской области в специально выделенную автономную нитку из пятиниточной газотранспортной системы Уренгой – Надым – Пунга – Ухта – Грязовец – Выборг и организовать «по ходу трубы» создание нескольких газохимических комплексов относительно простой конфигурации: разделение газа – пиролиз этана и пропанобутановой фракции с получением этилена и пропилена – полимеризация этилена и пропилена в полиэтилен и полипропилен. Полученные полиме-

ры предполагалось перерабатывать в изделия в небольших городах и рабочих поселках в географических зонах, примыкающих к «трубе», с участием предприятий малого и среднего бизнеса. Подобные схемы можно было использовать при разработке крупных источников природного (богатого этаном) газа на Ковыктинском и Чаядинском месторождениях в Сибирском Федеральном округе, в составе природного газа которых наряду с ценными углеводородами присутствует гелий.

Проблему оптимизации сырьевой базы российской нефтегазохимии нельзя рассматривать в отрыве от развития необходимой транспортной инфраструктуры отрасли. А именно, от создания терминалов, продуктопроводов, хранилищ, «этиленовых колец». Отметим, что связывание между собой с их помощью крупных кластеров является обычной практикой для нефтегазохимии США, Канады и отдельных западноевропейских стран.

В России также есть продуктопроводы по транспортировке легкого углеводородного сырья (газового конденсата, ШФЛУ) из северных районов Тюменской области в Тобольск. Имеется также система «этиленового кольца», соединяющая нефтегазохимические комплексы Татарстана, Башкирии и других регионов Поволжья. Функционируют продуктопроводы, идущие от НПЗ и ГПЗ к предприятиям нефтегазохимии. Однако эти магистрали в основной массе – относительно мало мощные, технически отсталые, изношенные и имеющие сугубо региональный характер.

Необходимость соединения сырьевых источников и крупных нефтегазохимических кластеров очевидна. В связи с этим намечено строительство трубопровода от северных месторождений Тюменской области до пункта переработки легкого углеводородного сырья (продуктопровод «Пуровский завод по переработке газового конденсата» – Южно-Балыкский газоперерабатывающий комплекс), а также расширение продуктопровода Ю. Балык – Тобольск. Это позволит значительно увеличить поставки легкого углеводородного сырья на переработку.

Представляется целесообразным продолжить эту магистраль путем сооружения продуктопровода «Тобольск – Уфа – Нижнекамск – Казань – Самара», который соединит добывающие районы с регионами эффективной переработки этого сырья. Это обеспечило бы импульс для развития «старопромышленных» нефтегазохимических регионов и позволило бы эшелонировать (более рационально распределить по срокам) ввод новых объектов отрасли. Тем более что подобного рода продуктопровод существовал, но из-за аварии был разрушен и впоследствии демонтирован.

Что касается Северо-западного кластера, то может быть рассмотрен вопрос о реализации вместо газпромовского проекта «Трансвалгаз» упомянутого ранее

проекта «Северный маршрут», который заключается в выделении автономной нитки для подачи природного (богатого этаном) газа по маршруту Уренгой – Надым – Пунга – Ухта – Грязовец – Выборг и создании «по ходу трубы» нескольких относительно простых по структуре газохимических комплексов. В дальнейшем можно было бы говорить о строительстве этиленопровода Череповец – Казань и объединении в кольцо ресурсов углеводородного сырья и важнейшего базового полупродукта нефтегазохимии (этилена) трех крупнейших регионов (Западная Сибирь – Урало-Поволжье – Северо-Запад).

Имеются и другие варианты транспортировки этансодержащего газа северных районов Тюменской области в регион Поволжья. Глава ОАО «Татнефтехиминвест-холдинга» Р. Яруллин рекомендует организовать транспортировку природного газа валанжинских горизонтов на предприятия Поволжья по двум направлениям: Ямбург – Кенгур – Полянская – Туймазы – Миннибаевский ГПЗ и Ямбург – Пермь – Ижевск – Арск – Шеморданский ГПЗ. В первом случае сооружение магистрали обойдется в 1,2 млрд долл., втором – в 1 млрд.

Объединение крупнейших центров добычи, переработки сырья и производства нефтегазохимической продукции в перспективе позволило бы оптимизировать транспортные потоки, обеспечило бы тонкую настройку балансировок, особенно в моменты ввода крупных установок. Это дало бы возможность регулировать и стабилизировать циклы бизнеса нефтяных, газовых и нефтегазохимических компаний и сглаживать последствия цикличности, которая внутренне присуща нефтегазохимии.

Крупные продуктопроводы, «этиленовые кольца» – это инфраструктурные проекты, имеющие право на господдержку. Организационной формой строительства таких объектов могли бы стать консорциумы, создаваемые заинтересованными компаниями и региональными администрациями при поддержке федеральных властей. Первоочередным объектом господдержки следовало бы сделать проект по сооружению на Нижнекамском НХК этиленовой установки мощностью 1 млн т в год, в совокупности с модернизацией и расширением действующего «этиленового кольца». Придание этому комплексу статуса инфраструктурного объекта могло бы ликвидировать «узкое горло» отечественной нефтегазохимии и обеспечить ее реальный рывок за счет ввода крупной этиленовой мощности и увеличения производства продукции на всех без исключения предприятиях, подсоединенных к «этиленовому кольцу».

## **§ 5. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭКОНОМИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ВЫБОРА НАПРАВЛЕНИЙ РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СЫРЬЯ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ РОССИИ**

Каждое из рассматриваемых направлений рационального использования ресурсов углеводородного сырья в нефтегазовом комплексе России отличается спецификой, разнообразием вариантов, масштабами реализации, особенностью методов расчета экономической эффективности.

В частности, расчет экономической эффективности повышения коэффициента нефтеотдачи при эксплуатации недр проводится путем сопоставления стоимости дополнительно добытой нефти и затрат на соответствующую технологию воздействия на пласт, позволяющую увеличить коэффициент использования недр (КИН).

В случае эффективного использования попутного нефтяного газа (ПНГ) сравнивается стоимость дополнительно полученной продукции (электро-, теплоэнергия, сжиженные углеводородные газы, химическая и нефтехимическая продукция, дополнительно добытая нефть путем закачки ПНГ в пласт и т.п.) с затратами на реализацию мероприятий по утилизации ПНГ.

При увеличении глубины переработки нефти, осуществляемой за счет модернизации действующих и ввода новых установок на НПЗ, сравнивается стоимость дополнительно полученных нефтепродуктов (с учетом их качества) с соответствующими затратами на строительство и эксплуатацию этих установок.

В случае организации производства продукции нефтегазохимии при переработке ценных компонентов, извлекаемых из природного, богатого этаном газа, сравнивается стоимость полученных нефтегазохимических продуктов с затратами на их производство.

По мнению авторов, сопоставлять и ранжировать эти разнородные проекты рационального использования ресурсов нефтегазового сырья с учетом, что эти процессы требуют для своей реализации различных капитальных и текущих издержек, разных сроков реализации этих проектов, можно при помощи показателя удельных дисконтированных текущих затрат в расчете на тонну нефтяного эквивалента израсходованного углеводородного сырья в год.

Полученные показатели удельных дисконтированных текущих затрат выстраиваются по ранжиру (в порядке убывания). Дальнейший алгоритм выбора наилучших вариантов рационального использования ресурсов углеводородного

сырья таков: сначала определяется (как правило, экспертным путем) объем средств (инвестиций и текущих затрат), которые на определенный период могут быть выделены на реализацию мероприятий по рациональному использованию углеводородного сырья. Затем определяются текущие дисконтированные затраты на реализацию отдельных мероприятий (проектов) по повышению эффективности использования углеводородного сырья, характеризующегося наивысшими удельными затратами, на полный масштаб реализации. Израсходованные на реализацию этого наиболее эффективного проекта (на полный объем его реализации) вычитаются из общей суммы денежных средств, выделенных на всю программу повышения эффективности использования углеводородного сырья.

Затем точно такая же процедура повторяется для второго по рейтингу эффективности проекта повышения эффективности при полном масштабе реализации этого проекта. Далее осуществляется такая же процедура для третьего по степени эффективности проекта и затем для последующих вплоть до полного исчерпания выделенных денежных средств.

Еще одной возможностью выбора наиболее эффективных способов использования ресурсов углеводородного сырья является применение оптимизационных экономико-математических моделей.

Ниже излагается модель оптимизации сырьевой базы нефтегазохимической промышленности [41]. Сущность предлагаемой модели заключается в том, чтобы выбрать такую структуру видов углеводородного сырья (этана, пропана, бутанов, широкой фракции легких углеводородов, прямогонных бензиновых фракций), которая обеспечила бы получение основных полупродуктов нефтегазохимии (этилена, пропилена, бензола, бутадиена и др.) в количествах, обеспечивающих намеченные объемы производства нефтегазохимической продукции с наибольшей суммарной прибылью.

Оптимизационная модель представлена в виде системы уравнений:

$$\bar{P}_{jt} \leq \sum_i^I \sum_{\lambda}^L x_{ij\lambda}^t \leq \tilde{P}_{jt}, \quad (1)$$

$$\sum_i^I \sum_j^J \alpha_{ij\lambda}^t x_{ij\lambda}^t \leq R_{\lambda t}, \quad (2)$$

$$x_{ij\lambda}^{t+1} \geq x_{ij\lambda}^t, \quad (3)$$

$$\sum_i^I \sum_j^J \sum_{\lambda}^L k_{it} x_{ij\lambda}^t \leq K_t, \quad (4)$$

$$\sum_t^T K_t < K_0, \quad (5)$$

$$x_{ij\lambda}^t \geq 0, \quad (6)$$

$$\sum_t^T \rho_t \left\{ \sum_j^J Z_{jt} \sum_i^I \sum_\lambda^L x_{ij\lambda}^t - \sum_\lambda^L Z_{\lambda t} \sum_i^I \sum_j^J \alpha_{ij\lambda}^t x_{ij\lambda}^t - \sum_i^I (C_{it} + K_{it}) \right\} \rightarrow \max. \quad (7)$$

Обозначения модели приведены ниже:

$\bar{P}_{jt}$  и  $\tilde{P}_{jt}$  – нижнее и верхнее значение прироста спроса на  $j$ -й нефтехимический полупродукт в году  $t$ ;

$R_{\lambda t}$  – ресурс  $\lambda$ -го вида сырья в году  $t$  на прирост производства нефтехимических полупродуктов;

$\alpha_{ij\lambda}^t$  – расход сырья вида  $\lambda$  при производстве продукта вида  $j$  по технологии вида  $i$  в году  $t$ ;

$k_{it}$  – удельные капитальные затраты по технологии вида  $i$  в году  $t$ ;

$K_t$  – лимит инвестиций в году  $t$ ;

$K_0$  – лимит инвестиций на весь период  $T$ ;

$C_{it}$  – операционные затраты по технологии вида  $i$  в году  $t$ ;

$K_{it}$  – капиталовложения в производство по технологии  $i$ -го вида в году  $t$ ;

$Z_{\lambda t}$  и  $Z_{jt}$  – цены соответственно на сырье вида  $\lambda$  и базовый полупродукт вида  $j$  в году  $t$ ;

$\rho_t$  – норма дисконта в году  $t$ ;

$x_{ij\lambda}^t$  – прирост производства  $j$ -го полупродукта из сырья вида  $\lambda$  по технологии вида  $i$  в году  $t$ .

Описание условий задачи представлено ниже:

Условие (1) означает ограничение прироста производства  $j$ -ого вида базового нефтехимического полупродукта приростом спроса на него в году  $t$ .

Условие (2) является ограничением по ресурсам сырья вида  $\lambda$  в году  $t$  (на прирост спроса).

Условие (3) означает, что прирост производства  $j$ -го базового нефтехимического полупродукта из сырья вида  $\lambda$  по технологии вида  $i$  в году  $t+1$  должен быть не меньше, чем в году  $t$ .

Условие (4) является ограничением по размеру инвестиций, выделяемых компаниями на прирост производства базовых нефтехимических полупродуктов в году  $t$ .

Условие (5) является ограничением по инвестициям на весь период  $T$ .

Условие (6) – условие неотрицательности переменных.

Критерий (7) представляет собой максимизацию приведенного чистого дохода, получаемого за счет прироста производства  $j$ -х базовых нефтехимических полупродуктов по технологиям типа  $i$  в период  $T$ .

Некоторые результаты решения по модели на экспертной информации были представлены в предыдущем разделе. Предварительные экспертные оценки по результатам экспериментальных расчетов по модели (1)–(7) показали, что в результате оптимизации может быть сэкономлено до 10% исходного сырья для получения базовых нефтегазохимических полупродуктов.



## **§ 6. ВОЗМОЖНОСТИ МАЛОГО И СРЕДНЕГО НЕФТЕГАЗОВОГО БИЗНЕСА ПРИ РЕШЕНИИ ПРОБЛЕМ РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО СЫРЬЯ**

Нефтегазовый и нефтегазохимический секторы невозможно представить без малого бизнеса, поскольку жесткие реалии современной экономики диктуют крупным компаниям следующие условия: для сохранения конкурентоспособности необходимо наращивать объемы конечной продукции. Активизация подобных действий возможна лишь при непосредственном участии субъектов малого бизнеса (а именно – малых предприятий) в производственной цепи от добычи нефти, газового конденсата, попутного нефтяного и природного газа с целью их переработки, до выпуска нефтепродуктов и химической продукции.

В мировой индустрии малые нефтегазовые и нефтегазохимические предприятия (МНП) являются важной и неотъемлемой частью нефтегазового и нефтехимического комплексов большинства промышленно развитых стран, в которых, благодаря эффективному функционированию малых фирм, решается целый ряд социально и экономически значимых задач, таких как:

- создание условий для проведения локального изучения участков недр, техногенных месторождений, доразведки малых месторождений полезных ископаемых и специальных геологических исследований;
- форсирование перехода к разработке и внедрению новых технологий и технических средств, способствующих повышению полноты извлечения полезных ископаемых из недр, их переработке и улучшению качества выпускаемых нефтепродуктов и химической продукции;
- участие в рыночной адаптации крупных предприятий в случае их реструктуризации и конверсии, а также вовлечение в процесс добычи, переработки и производства не востребованных крупным бизнесом ресурсов;
- насыщение местных рынков продукцией нефтегазового и нефтехимического комплекса по более доступной цене, удовлетворяя тем самым спрос населения на ключевые виды товаров и услуг;
- снижение социальной напряженности в обществе посредством создания новых рабочих вакансий, особенно в удаленных районах, а также предотвращения люмпенизации и потери квалификации работников промышленных отраслей вследствие утраты ими прежних рабочих мест или по причине безработицы;

- помощь молодому поколению предпринимателей в реализации потенциала с целью подготовки и образования среднего класса – основы и опоры существования современного общества.

Главная цель МНП заключается в выпуске продукции, выполнении работ и оказании услуг, повышении эффективности производства и качества выпускаемой продукции (работ, услуг), рациональном использовании сырья и в конечном итоге максимизации прибыли при наименьших сырьевых, трудовых, материальных и финансовых затратах. Экономическая деятельность МНП во многом связана с добычей и переработкой углеводородного сырья, производством базовых нефтепродуктов, полупродуктов и нефтехимикатов, полимеров и изделий из них, производством малотоннажных видов нефтепродуктов и нефтехимических продуктов, улучшающих условия, комфортность и качество повседневной жизни населения, ассортимент которых достаточно широк и разнообразен [8].

Малые промышленные предприятия в нефтегазовом комплексе России участвуют в геологоразведочной, нефтесервисной деятельности, осуществляют добычу нефти и газа на небольших месторождениях, занимаются утилизацией попутного нефтяного газа с получением электроэнергии и тепла для собственных нужд. При этом малые предприятия эксплуатируют месторождения, от которых крупные компании, как правило, отказались. В своей деятельности малые добывающие предприятия добиваются более высоких показателей коэффициента извлечения из недр (КИН), они быстрее осваивают новые технологии, особенно при работе на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами.

Что касается работы малых предприятий в нефтеперерабатывающей промышленности, то недостатки мини-НПЗ были уже отмечены в предыдущих разделах реферата. Там же было показано, что мини-НПЗ, осуществившие модернизацию, освоившие технологии производства качественной продукции, могут дополнять рынки, особенно в регионах, где отсутствуют крупные нефтеперерабатывающие заводы. То же самое можно сказать о мини-НПЗ, расположенных в отдаленных районах, куда моторное топливо приходится доставлять авиа- или автотранспортом.

Особенно много возможностей у малого бизнеса в сфере нефтегазохимии. Это производство малотоннажной продукции, катализаторов и особенно изделий из полимеров. В настоящее время в местах размещения крупных нефтегазохимических предприятий создаются индустриальные парки, в которых на базе продукции крупных предприятий создаются небольшие предприятия по производству изделий из полимеров, выпуску резинотехнической, лакокрасочной продукции, синтетических моющих средств и т.п.

Сейчас в России нефтегазовый и нефтехимический комплекс невозможно представить без малого предпринимательства. В соответствии с законодательством [43, 44], под малыми нефтегазовыми и нефтегазохимическими предприятиями понимаются внесенные в единый государственный реестр юридических лиц потребительские кооперативы и коммерческие организации, осуществляющие предпринимательскую деятельность в сферах добычи топливно-энергетических полезных ископаемых (уголь, нефть, природный и попутный газ, битуминозные сланцы), производства кокса и нефтепродуктов, химического производства, производства резиновых и пластмассовых изделий, выполняющие и оказывающие работы (услуги) производственного характера по заказам со стороны. Средняя численность работников малого предприятия за календарный год должна составлять не более 100 чел. (для микропредприятия – не более 15 чел.), а предельный размер годовой валовой выручки от реализации товаров (работ, услуг) без учета НДС или балансовая стоимость активов (остаточная стоимость основных средств и нематериальных активов) не должен превышать 400 млн руб. (для микропредприятия – 60 млн руб.).

Деятельность российских МНП подлежит обязательной аккредитации, лицензированию и находится под надзором со стороны компетентных органов государственного контроля [45, 46]. Выпускаемая химическая продукция подвергается сертификационным испытаниям, обязана пройти проверку на безопасность, иметь знак обращения на рынке и знак соответствия, должна быть идентифицирована и задекларирована.

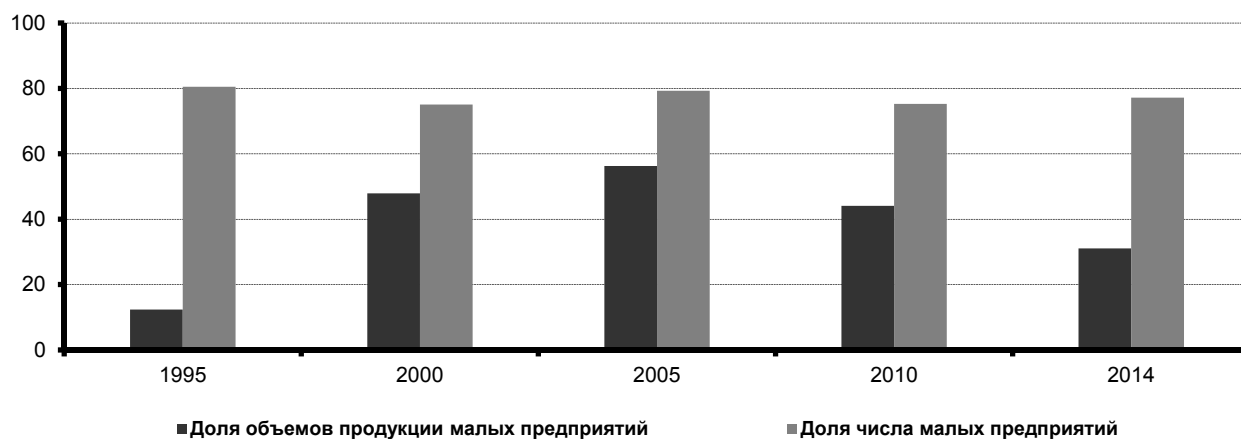
Стоит отметить, что по прошествии почти 20 лет (с 1995 г. по н/в) МНП прочно и устойчиво функционируют в добыче углеводородного сырья, его переработке и выпуске химической продукции, представляя собой один из самых прогрессивных и быстрорастущих секторов отечественной промышленности.

В соответствии со статистическими данными Росстата [47-53], с 1995 по 2014 гг. общее число малых предприятий выросло: на 78% – в добыче топливных ресурсов и на 79% – в производстве химической продукции. Вместе с активным ростом малых фирм увеличилось и количество занятых на них работников – на 34% и 67%. За этот же период отмечается прирост инвестиций в основной капитал (в 86 раз и 112 раз), что способствовало увеличению объемов произведенной продукции в 43 раза и 31 раз.

На долю малых предприятий приходится в среднем (с 1995 по 2014 г.) 7% от совокупного объема добываемых углеводородных сырьевых запасов страны и 48% от общего производства нефтехимических продуктов. При этом в данных сферах деятельности малые предприятия занимают в среднем 53 и 77% от всего количества хозяйствующих субъектов (см. рис. 3 и 4).



**Рис. 3. Основные индикаторы деятельности малых предприятий в добыче топливно-энергетических полезных ископаемых, %**



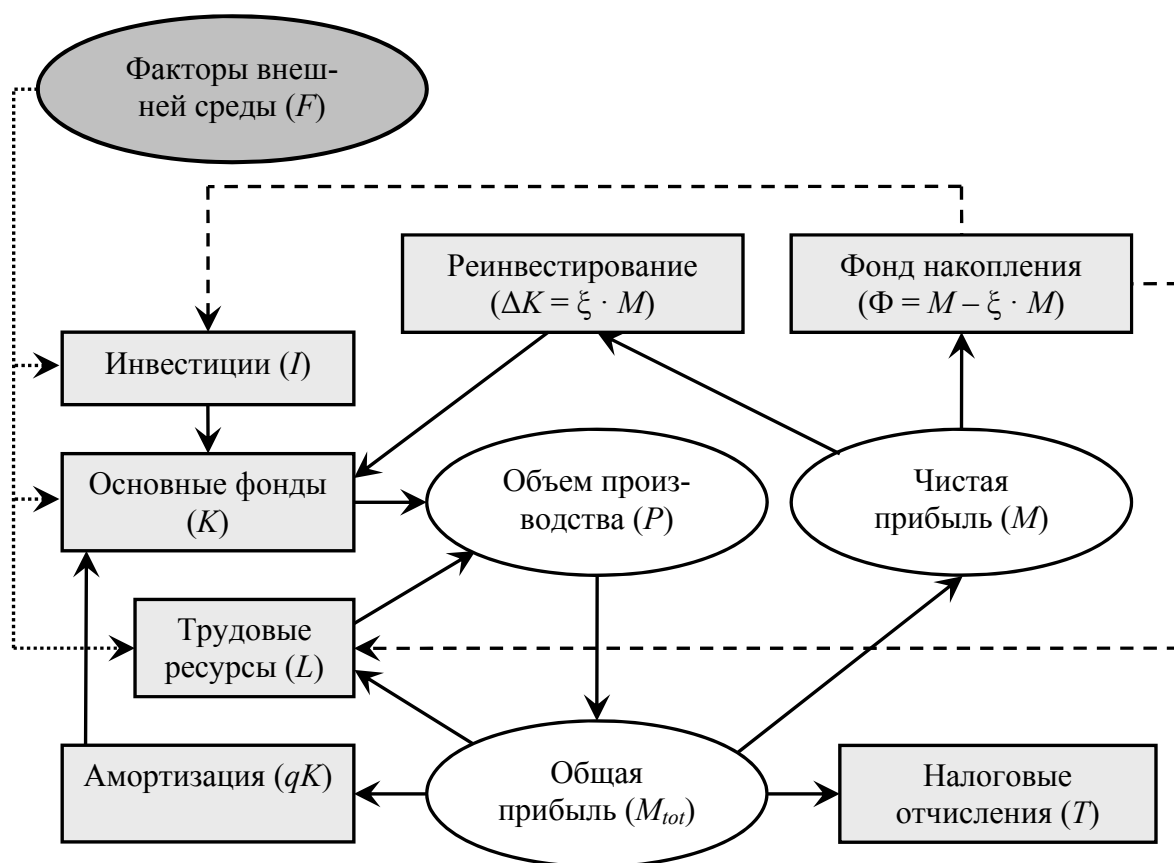
**Рис. 4. Основные индикаторы деятельности малых предприятий в производстве кокса и нефтепродуктов, химическом производстве, производстве резиновых и пластмассовых изделий, %**

Невысокая доля продукции малых предприятий в общей добыче топливно-энергетических ресурсов во многом обусловлена тем, что в данной отрасли доминирующее положение занимают крупные субъекты [54]. При этом малые фирмы как правило сконцентрированы не на отгрузке произведенной продукции, а на разработке маломасштабных и истощенных месторождений с низкодебитными скважинами, освоении территориальных участков с трудноизвлекаемыми и трудноперерабатываемыми запасами, которые не представляют интереса для вертикально-интегрированных компаний, поскольку требуют повышенных эксплуатационных затрат и, соответственно, снижают общую рентабельность всей корпорации.

Серьезным препятствием для полноценного функционирования малых предприятий в добывающем секторе является также отсутствие собственной инфраструктуры по транспортировке добытого сырья, что существенно снижает воз-

возможности минимизировать затраты и расходы путем диверсификации производства [55].

С позиции системного анализа [56] малое нефтегазовое и нефтегазохимическое предприятие может быть представлено в качестве малой, открытой, управляемой, динамической организационно-экономической системы, которая состоит из следующих основных элементов: техника, технология, организация производства и условий труда, квалификация работников. Входными параметрами для МНП выступают трудовые, сырьевые и финансовые ресурсы, выходом служит совокупность выпущенной продукции (работ, услуг). Структурообразующей основой для внутренних и внешних взаимодействий элементов малой фирмы служат производственные отношения, ориентированные на решение конкретной задачи – выпуска продукции, внедрения новых технологий, повышения эффективности труда и ряда других. Схема МНП, как управляемой экономической системы, отображена на рис. 5 [57].



**Рис. 5. Схема малого нефтегазового и нефтегазохимического предприятия как экономической системы**

В соответствии с данной схемой, для малого предприятия, в процессе осуществления им хозяйственной деятельности, характерны следующие процессы:

объем производства – конечный результат (продукция, работы, услуги)  $P$  полностью определяется поступающими в виде отдельных потоков двумя входными ресурсами (основными производственными факторами  $K$  и рабочей силой  $L$ ), взаимодействующими между собой в процессе производственного цикла. Общая прибыль  $M_{tot}$  определяется объемом производства за вычетом издержек, и после реализации продукции служит источником для формирования налоговых отчислений  $T$ . Оставшиеся в распоряжении денежные средства образуют чистую прибыль  $M$ , которая делится на две части: основная доля  $\xi$  расходуется на развитие производства (акселерация), тогда как другая часть прибыли образует фонд накопления  $\Phi$ , который является конечным экономическим смыслом хозяйственной деятельности предприятия. Он может расходоваться, в зависимости от принятого собственником малой фирмы решения, например, на погашение привлеченных инвестиций (кредитов, займов)  $I$  или на премирование и стимулирование промышленно-производственного персонала  $L$ .

Отдельно следует отметить другую важную входную характеристику деятельности МНП – взаимодействие с факторами внешней среды  $F$ , определяемое уровнем развития национальной экономики и законодательными нормами, поскольку нефтегазовый и нефтегазохимический бизнес, как и любые другие отрасли промышленного производства, подвержен влиянию экономических циклов, тесно взаимосвязан с фазами роста или спада экономики и периодически повторяющимися финансовыми кризисами. Данные факторы воздействуют на состояние промышленно-экономической инфраструктуры, определяют объем и качество поступающих из внешних рынков производственных ресурсов, используемых малым предприятием, обуславливая трансформацию сырья в производственные ингредиенты, что способствует росту производительности фирмы и повышению ее эффективности.

Представленная схема может быть использована для выбора наиболее эффективной и рациональной (с точки зрения использования ресурсов) модели текущей деятельности малых нефтегазовых и нефтегазохимических предприятий.

С целью определения перспектив развития малого нефтегазового и нефтегазохимического бизнеса России может быть использован эконометрический инструментарий. С целью анализа перспектив было выполнено исследование, основанное на гипотезе, согласно которой развитие отечественных предприятий и достигнутый ими уровень активности зависят от ряда факторов, обуславливающих их рост. Данное исследование базировалось на следующих методологических принципах:

- электронный банк информации сформирован на основе годовых статистических данных по малому предпринимательству и социально-экономическому развитию России, опубликованных в официальных источниках Росстата;
- временной диапазон исследования составил 20 лет (1995–2014 гг.);
- под результирующей переменной, представляющей собой показатель уровня развития малых предприятий, функционирующих в добыче и переработке нефти и газа и в нефтегазохимическом производстве, понимается объем валового выпуска продукции, млн руб. ( $Y$ ); под факторными признаками подразумеваются показатели, характеризующие производственную среду МНБ: среднесписочная численность работников, тыс. чел. ( $L$ ); стоимость основных промышленных фондов, млн руб. ( $C$ ); объем инвестиций в основной капитал, млн руб. ( $I$ ); количество малых предприятий, тыс. ед. ( $E$ ).

Для выявления и идентификации из отобранных факторов наиболее существенных и определения степени их влияния на результирующую переменную был применен корреляционный анализ, с помощью которого были рассчитаны линейные коэффициенты парной корреляции, представленные в табл. 13 и 14.

Таблица 13

***Корреляционная зависимость выпуска продукции малых предприятий, функционирующих в добыче углеводородного сырья, от исследуемых факторов***

	$Y$	$E$	$C$	$I$	$L$
$Y$	1,000				
$E$	0,956	1,000			
$C$	0,853	0,890	1,000		
$I$	0,685	0,772	0,261	1,000	
$L$	0,636	0,626	0,306	0,268	1,000

Таблица 14

***Корреляционная зависимость выпуска продукции малых предприятий, функционирующих в производстве химической продукции, от исследуемых факторов***

	$Y$	$I$	$E$	$C$	$L$
$Y$	1,000				
$I$	0,969	1,000			
$E$	0,950	0,953	1,000		
$C$	0,853	0,336	0,929	1,000	
$L$	0,841	0,289	0,819	0,305	1,000

Согласно табл. 13 и 14, взаимосвязь объема продукции МНП прослеживается со всеми факторами, однако теснота этой связи неодинакова. Валовой выпуск

малых предприятий, сосредоточенных в добыче углеводородного сырья, во многом зависит от их количества, а также от стоимости промышленных фондов, тогда как производство нефтегазохимической продукции обуславливается не только институциональным фактором, но и инвестициями в основной капитал.

После выявления корреляционных взаимосвязей было осуществлено построение многофакторных производственных функций (поскольку наблюдаемая между факторами теснота связи  $|\pm 0,3|$  позволяет включать в модели сразу несколько переменных), которые имеют следующий вид:

$$Y = AL^{\alpha}C^{\beta}I^{\gamma}, \quad (1)$$

где  $Y$  – анализируемый показатель развития МНП (объем валового выпуска продукции);  $A$  – совокупная факторная производительность (остаточный параметр);  $L$  – среднесписочная численность работников МНП;  $C$  – стоимость основных промышленных фондов МНП;  $I$  – инвестиции в основной капитал субъектов МНП;  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$  – оцениваемые коэффициенты эластичности труда  $L$ , основных фондов  $C$  и инвестиций  $I$ .

Так как соотношение (1) относится к классу нелинейных функций, то уравнение подверглось линеаризации путем логарифмирования обеих частей равенства. Оценка параметров производственных функций осуществлена с использованием метода наименьших квадратов.

Полученные производственные функции имеют следующий вид\*:

для малых предприятий, функционирующих в сфере добычи топливно-энергетических полезных ископаемых:

$$Y = -3,328 \cdot L^{0,414} \cdot C^{0,025} \cdot I^{0,563}, \quad (2)$$

для малых предприятий, функционирующих в производстве кокса и нефтепродуктов, химическом производстве, производстве резиновых и пластмассовых изделий:

$$Y = -0,839 \cdot L^{0,398} \cdot C^{-0,281} \cdot I^{0,656}. \quad (3)$$

Найденные коэффициенты эластичности, отражающие доли труда ( $\alpha$ ), имущества ( $\beta$ ) и капиталовложений ( $\gamma$ ), позволили установить вклад отобранных факторов в формирование объемов валовой продукции МНП. Превышение в обоих случаях коэффициента  $\gamma$  над остальными свидетельствует о более существенном вкладе капитала в выпуск продукции по сравнению с численностью промышленно-

---

\* О проверке качества построенных функций свидетельствуют показатели коэффициента детерминации, множественной корреляции и критерия Фишера. Рассчитанные коэффициенты детерминации равны:  $R_{(1)}^2 = 0,924$  и  $R_{(2)}^2 = 0,953$ ; коэффициенты множественной корреляции –  $R_{(1)} = 0,791$  и  $R_{(2)} = 0,845$ ; проверка по критерию Фишера:  $F_{(1)} = 24,95$  и  $F_{(2)} = 108,8$ . Все эти значения свидетельствуют о хорошем качестве полученных моделей.



производственного персонала и стоимостью основных фондов, что подтверждается более низкими значениями коэффициентов эластичности данных факторов. Таким образом, в развитии МНП преобладает инвестиционный рост, что неудивительно, поскольку именно внутренние капиталовложения являются локомотивом развития не только малого нефтегазового и нефтегазохимического бизнеса, но и частного предпринимательства в целом. Обращает на себя внимание тот факт, что во второй функции роль инвестиций немного выше, по сравнению с первой. Подобная диспропорция обусловлена тем, что для добывающих малых предприятий инвестиции расцениваются как вложения в материально-техническую базу (оборудование, транспортные средства, комплектующие детали и т.д.), тогда как малые фирмы обрабатывающего профиля вынуждены финансировать не только приобретение и обслуживание оборудования и техники, но и закупать сырье.

Вклад трудового фактора является вторым по значимости для эффективного функционирования МНП, при этом в соотношении (3) он несколько ниже, чем в соотношении (2). Возможно, подобное явление объясняется высокой степенью автоматизации процесса выпуска нефтегазохимической продукции. В связи с этим, промышленно-производственный персонал в обрабатывающих производствах, в отличие от добывающего сектора, выполняет в большей степени второстепенные функции – настройка силовых узлов и компрессоров, пуско-наладочные работы, обслуживание и ремонт оборудования, подготовка сырьевой базы, контроль над производственным циклом и ряд других, и в меньшей степени участвует непосредственно в производственном цикле.

В условиях рыночной трансформации, при переходе от ресурсных ограничений к спросовым, значимость основных производственных фондов для малых фирм как фактора, способного определять динамику выпуска продукции, резко снизилась. При этом для добывающих предприятий коэффициент эластичности данного индикатора крайне низок. Вероятно, при добыче углеводородного сырья производственные мощности, находящиеся на балансе у малых предприятий, используются ими далеко не в полной мере и имеют более долгий срок эксплуатации.

Результаты выполненного исследования позволили установить лимитирующий фактор, оказывающий воздействие на функционирование малых предприятий в добыче углеводородного сырья и производстве нефтепродуктов и нефтегазохимической продукции – *инвестиции в основной капитал*. В этой связи, в качестве основных предложений, которые поспособствуют эффективному развитию российских МНП в современных условиях, можно рекомендовать следующее.

Как и любые другие предприятия малого бизнеса, МНП нуждаются в определенных финансовых средствах. Для российского малого предпринимательства

вопросы поиска источников финансирования и инвестиций не только не теряют своей актуальности, а наоборот, приобретают порой критический характер. Однако для малых фирм, имеющих в основном небольшие размеры уставного капитала, который не может служить гарантированной основой для дальнейшего развития, скорее важны не сами инвестиции, а объекты инвестирования – производственные мощности, помещения, сырьевая база. Это обусловлено тем, что малым предприятиям производственной сферы для осуществления своей деятельности (в отличие, например, от малых коммерческих фирм) требуется специальное (зачастую – дефицитное) оборудование, дорогостоящие материалы и специализированные площади. Кроме того, малые предприятия довольно часто начинают свою деятельность на арендуемом или списанном оборудовании, что в условиях ограниченности финансовых ресурсов является удобной формой организационного обособления на определенном этапе производственного процесса. Однако это требует постоянной модернизации технопарка, что влечет за собой существенные затраты и вложения.

В качестве альтернативного источника финансового обеспечения малых нефтегазохимических производств следует рекомендовать развитие института лизинга, который позволит не прибегать к привлечению кредитов и займов, а использовать в производственном процессе необходимое оборудование и новые технологии. Лизинг предоставляет МНП дополнительные возможности и снижает отдельные факторы риска и издержки по сравнению с другими финансовыми формами. В частности, лизинг обеспечивает снижение объемов необходимых капиталовложений, предоставляя малым фирмам использовать не денежные средства, а оборудование, которое будет применяться по прямому назначению и одновременно может выступать объектом залога; более гибкое расходование свободных финансовых средств, получаемых в процессе эксплуатации оборудования и обслуживания лизинговых платежей.

Развитию лизинговых отношений в большей степени должны содействовать крупные компании посредством вовлечения малых предприятий в производственный цикл. Также, зачастую малые фирмы не имеют в собственности современных добывающих и перерабатывающих мощностей, вследствие чего производимые ими нефтепродукты проигрывают конкуренцию импортным, что существенно затрудняет обеспечение населения потребительскими товарами отечественного производства, снижает объемы создаваемой добавленной стоимости и налоговых поступлений в бюджет. Поэтому предоставление малым предприятиям на лизинговой основе современного оборудования может способствовать улучшению материально-технической базы МНП и создаст предпосылки для повышения инвестиционной емкости и конкурентоспособности нефтехимического комплекса России.

## ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ

Россия находится в числе мировых лидеров по запасам нефти и газа, масштабам их добычи и экспорта, входит в первую пятерку стран по уровню мощностей переработки нефти. К сожалению, богатство ресурсами углеводородного сырья во многих случаях не рождает рачительного отношения к этим ресурсам. Сложившаяся практика эксплуатации запасов говорит о том, что значительная часть нефтегазового сырья используется нерационально. Низок коэффициент извлечения из недр. Значительная часть попутного нефтяного газа, добываемого совместно с нефтью, сгорает на факелах.

Исторически сложилась неглубокая переработка нефти. Если в передовых в техническом отношении странах глубина переработки нефти составляет 85–95%, то в России на протяжении последних двух десятков лет она едва превышала 70%.

Особенно напряженное положение сложилось с углеводородным сырьем для обеспечения нефтегазохимической промышленности. Потенциально сырья много, а мощностей по его переработке в базовые нефтегазохимические полупродукты не хватает. Из-за этого усилия российских компаний и предпринимателей, вложивших средства в производство изделий из полимеров, пропадают зря, а уже созданные мощности загружены не полностью и приходится использовать импортное сырье. Между тем, за счет рационального использования ресурсов ценных углеводородов, содержащихся в сгораемых на факелах, в топках электростанций и горелках наших квартир природного (богатого этаном) и попутного нефтяного газа, можно полностью обеспечить развитие отечественной нефтегазохимической промышленности, которая во времена СССР была в числе передовых, а к настоящему времени скатилась в середину второй десятки стран.

В работе подробно рассмотрены возможности более рационального использования нефтегазового сырья в нефтегазовом и нефтегазохимическом секторах экономики. Предложены пути и обоснована экономическая эффективность повышения нефтеотдачи за счет применения новых технологий воздействия на пласт. Выявлены направления утилизации попутного нефтяного газа в зависимости от его состава, масштабов добычи, дислокации, степени обеспечения инфраструктурными объектами.

Детально рассмотрена проблема модернизации отечественной нефтеперерабатывающей промышленности с целью углубления переработки и повышения качества выпускаемых нефтепродуктов. Отмечены парадоксы развития нефтепереработки, в которой за счет усилий компаний и под строгим наблюдением государственных органов (через четырехстороннее соглашение) проводится серьезная мо-

дернизация, повышается качество нефтепродуктов, а в результате сложившихся в экономике условий и принятых экономических механизмов эти усилия зачастую оказываются преждевременными и не востребованы.

Рекомендованы методы и модели оптимизации сырьевой базы нефтегазохимической промышленности, позволяющие обосновать направления перестройки структуры сырьевого обеспечения отрасли с наиболее эффективным использованием ресурсов сырья и удовлетворением складывающегося спроса на продукцию нефтегазохимии.

Безусловно, эффекты от выявленных направлений разные как в абсолютном выражении, так и в расчете на единицу используемого углеводородного сырья, рассчитанному на 1 т нефтяного эквивалента (тнэ). Применение показателя дисконтированной величины экономического эффекта от реализации соответствующего проекта рационального использования нефтегазового сырья, отнесенного к тнэ, стало основой предложенного алгоритма рейтингования таких проектов и применения ступенчатой модели выбора направлений рационального использования сырья в условиях ограниченных финансовых ресурсов.

Другим способом привлечения методов экономико-математического моделирования к выбору направлений рационального использования нефтегазового сырья можно считать предложенную в работе модель оптимизации сырьевой базы развития нефтегазохимической промышленности.

Результаты расчетов эффективности проектов по рационализации использования нефтегазового сырья, выполненные как с использованием данных официальной статистики, так и экспертных оценок, позволили сделать ряд важных практических выводов.

При обосновании перспектив роста добычи нефти желательно прежде чем начинать широкомасштабную работу на арктическом шельфе, в районах залегания нетрадиционных источников и освоения трудноразрабатываемых месторождений, рассмотреть возможности использования внутренних ресурсов разрабатываемых месторождений традиционной нефти за счет повышения коэффициента извлечения из недр (КИН).

Работу по утилизации попутного нефтяного газа следует вести строго по графику, предусмотренному правительственным постановлением о достижении 95%-й утилизации газа. Ни в коем случае не следует поддаваться на просьбы компаний об уменьшении размеров штрафов за сжигание газа на факелах, сдвигать сроки достижения 95%-й нормы на более поздний срок и т.п.

Также неукоснительно, в соответствии с заключенным четырехсторонним соглашением, следует выполнять график модернизационных работ по увеличению

глубины переработки нефти в противовес практике нефтегазовых компаний инвестировать в переработку нефти по остаточному принципу.

Наконец, в планы развития нефтегазохимической промышленности придется внести коррективы, но они не должны коснуться бесспорных с точки зрения эффективности проектов, таких как проект автономной транспортировки природного (богатого этаном) газа и создания на базе выделенных из него ценных углеводородов газохимических комплексов. Такой же вывод следует сделать в части использования углеводородов газоконденсатных месторождений Западной Сибири с целью обеспечения сырьем крупнейших нефтегазохимических кластеров. В качестве первоочередного следует считать проект этиленовой установки мощностью 1 млн т / год в Татарстане, а также модернизацию «этиленового кольца», соединяющего нефтегазохимические комплексы Татарстана, Башкирии, Самарской области, что смогло бы «расшить» узкие места в развитии нефтегазохимии.

## ЛИТЕРАТУРА

1. О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2011 году / Доклад Министерства природных ресурсов и экологии РФ. М., 2012. С. 18.
2. Об основных трендах на мировых рынках углеводородного сырья, структурных вызовах и государственной политике российской нефтегазовой отрасли / Доклад Минэнерго РФ. М., 2013. С. 14.
3. Braginskij O.B., Chernavsry S.Y. Utilization of Associated Petroleum Gas: Economic Issue // Russian Journal of General Chemistry. 2011. Vol. 81. № 12. P. 2542–2546.
4. [http:// www.rcc.ru/article/42092](http://www.rcc.ru/article/42092)
5. Брагинский О.Б. Нефтегазовый комплекс мира. М.: Нефть и газ, 2006. С. 330–362.
6. Андрианов В. Модернизация переработки // Нефтегазовая вертикаль. 2013. № 8. С. 70–75.
7. Модернизация НПЗ в тисках санкций и налогового маневра // Нефтегазовая вертикаль. 2015. Пилотный номер 4. Янв. С. 1–8.
8. Брагинский О.Б. Нефтехимический комплекс мира. М.: Academia, 2009. С. 483–523; 22.
9. Брагинский О.Б. Современное состояние и перспективы развития нефтегазохимической промышленности России // Нефть, газ и бизнес. 2012. № 11. С. 3–7.
10. Гузь В. КИН как приоритет нефтедобычи // Технологии ТЭК. Спецвыпуск «Нефтесервис». 2008. № 4 (41). С. 48–49.
11. Концепция государственного управления использованием запасов нефти. М.: ГП РВО «Зарубежнефть», 2003. С. 31–32.
12. Батретдинов И.А., Карпов В.Г. Классификация методов увеличения нефтеотдачи (экономический подход) // Нефтегазовая технология. Теория и практика. 2014. Т. 9. № 1. С. 1–5.
13. Shell Global Solution International BV. Рейсвайк, Нидерланды, 2013.
14. Новейшие методы увеличения нефтеотдачи // Нефтегазовая вертикаль. 2011. № 5. С. 64–85.
15. Ивантер А. Вызов возвращения государства // Эксперт. 2014. № 11 (890). С. 38–42.
16. Семькина И. Ускользящий след Ванкора // Эксперт. 2014. № 11 (890). С. 43–44.
17. Фрейман Л.А., Корба О.И. Попутный нефтяной газ: цифры и факты // Вестник химической промышленности. 2012. № 5 (68). С. 37–42.
18. Пуртов П., Аджиев А., Мегедь А. Лучший путь для попутного газа // Нефть России. 2014. № 1–2. С. 40–44.
19. ПНГ – законотворческий избыток при методическом дефиците // Нефтегазовая вертикаль. 2009. № 25–26. С. 50–55.
20. Коржубаев А., Ламорт Д., Эдер Л. Негасимое пламя ПНГ // Нефть России. 2012. № 7. С. 58–61.

21. Кутепова Е. ПНГ закон не писан // Нефть России. 2012. № 7. С. 62–65.
22. Цена чистого неба над Югрой // Нефть и капитал. 2014. № 1–2. С. 34–36.
23. Газы улечувачуея (СУГ-2011). URL: <http://www.creon-online.ru/?1D=491795>.
24. Вторая Международная конференция «СУГ-2012» // Газовая промышленность. 2012. № 12. С. 96–97.
25. Андрианов В. СУГ: у каждого своя правда // Нефтегазовая вертикаль. 2014. № 3. С. 71–76.
26. Брагинский О.Б. Состояние и перспективы развития отечественной нефтеперерабатывающей промышленности // Нефть, газ и бизнес. 2010. № 11. С. 8–12.
27. Oil and Gas Journal World Refineries Capacities, 2014.
28. Шмат В. Проблемный profile российской нефтепереработки // ЭКО. 2012. № 8. С. 5–10.
29. Мещерин А. Стабильность лечит от застоя: нефть и газ России в 2013 г. // Нефтегазовая вертикаль. 2014. № 6. С. 26–29.
30. Капустин В. Нефтехимии не хватило «рычага» // Нефть России. 2014. № 1–2. С. 34–39.
31. Модернизация НПЗ в тисках санкций и налогового маневра // Нефтегазовая вертикаль. 2015. Пилотный номер 4. Янв. С. 1–8.
32. Альков И. Угроза секвестра программы модернизации российских НПЗ // Oil and Gas Journal Russia. 2015. № 3. С. 68–73.
33. Капустин В.М. Нефтепереработка медленно поднимается с колен // Нефтегазовая вертикаль. 2015. Пилотный номер 3. Янв. С. 6–9.
34. Светлый поток. ТАНЕКО запустила серию производств светлых нефтепродуктов // Нефть и капитал. 2014. № 12. С. 50–52.
35. Андрианов В. Модернизация нефтепереработки: быстро можно двигаться к тупику // Нефтегазовая вертикаль. 2013. № 8. С. 70–75.
36. Рудерман Я.Л. Налогообложение в нефтепереработке: сумбур вместо музыки // ЭКО. 2012. № 8. С. 25–30.
37. Андрианов В. Рынок нефтепродуктов: кто заплатит за дорогой бензин // Нефтегазовая вертикаль. 2015. № 2. С. 12–18.
38. Влияние налогового маневра на цену бензина // Эксперт. 2014. № 51 (928). С. 9.
39. Хазова Т.Н. Развитие газонефтехимии – стратегический рынок // НЕФТЕГАЗ.RU. 2013. С. 34–38.
40. Хазова Т.Н. Развитие газонефтехимии: мобилизация или либерализация / Доклад на международной конференции «Сырьевой вектор развития газонефтехимии». М.: Альянс-Аналитика, 2015.
41. Брагинский О., Татевосян Г. Как избежать «точки невозврата» // Нефть России. 2014. № 3–4. С. 33–38.
42. Брагинский О.Б., Кричевский И.Е., Куницына Н.Н. и др. Анализ и моделирование взаимосвязи отраслевого комплекса с обеспечивающими и потребляющими отраслями / Препринт # WP/2005/191. М.: ЦЭМИ РАН, 2005. С. 40–48.

43. Постановление Госстандарта России от 6 ноября 2001 г. № 454-ст «О введении в действие Общероссийского классификатора видов экономической деятельности (ОКВЭД)».
44. Федеральный Закон РФ от 24 июля 2007 г. № 209-ФЗ «О развитии малого и среднего предпринимательства в Российской Федерации».
45. Федеральный Закон РФ от 4 мая 2011 г. № 99-ФЗ «О лицензировании отдельных видов деятельности».
46. Федеральный Закон РФ от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании».
47. Малое предпринимательство в России. 1998: стат. сб. М.: Госкомстат России, 1998.
48. Малое предпринимательство в России. 2006: стат. сб. М.: Росстат, 2006.
49. Малое и среднее предпринимательство в России. 2013: стат. сб. М.: Росстат, 2013.
50. Официальный сайт Федеральной службы государственной статистики. Раздел: «Официальная статистика». Подраздел: «Институциональные преобразования в экономике». URL: [http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat\\_main/rosstat/ru/statistics/enterprise/reform/](http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/enterprise/reform/)
51. Промышленность России. 2002: стат. сб. М.: Госкомстат России, 2002.
52. Промышленность России. 2008: стат. сб. М.: Росстат, 2008.
53. Промышленность России. 2014: стат. сб. М.: Росстат, 2014.
54. Экономические обзоры ОЭСР 2001–2002. РФ. М.: Весь Мир, 2002. Т. 5. С. 73.
55. Корзун Е.В. Развитие малого и среднего независимого нефтедобывающего бизнеса России: проблемы, перспективы, решения / Мат-лы Открытого семинара «Экономические проблемы энергетического комплекса». М.: Изд-во ИНП, 2003. С. 11.
56. Клиланд Д., Кинг В. Системный анализ и целевое управление. М.: Советское радио, 1974. С. 32.
57. Шерстенников Ю.В. Модель динамики инвестиционного развития малого предприятия // Економічний простір. 2008. № 11. С. 204.



## ИЗДАНИЯ ЦЭМИ РАН

2014 г.

### Препринты

1. **Бабат Л.Г.** Овалированные алмазы и  $\varepsilon$ -оптимальные круглые бриллианты / Препринт # WP/2014/307. – М.: ЦЭМИ РАН, 2014. – 77 с. (Рус.)
2. **Горлов А.В.** Малый производственный бизнес: основные закономерности и факторы развития / Препринт # WP/2014/308. – М.: ЦЭМИ РАН, 2014. – 58 с. (Рус.)
3. **Клейнер В.Г.** Коррупция в России. Россия в коррупции. Есть ли выход? / Препринт # WP/2014/309. – М.: ЦЭМИ РАН, 2014. – 49 с. (Рус.)
4. **Белкин В.Д., Стороженко В.П.** Стагнация российской экономики и ее преодоление с помощью потребительского рынка / Препринт # WP/2014/310. – М.: ЦЭМИ РАН, 2014. – 39 с. (Рус.)
5. **Смоляк С.А.** Статистические и теоретические модели зависимости стоимости машин от возраста / Препринт # WP/2014/311. – М.: ЦЭМИ РАН, 2014. – 50 с. (Рус.)

### Книги

1. **Стратегическое планирование и развитие предприятий.** В 5 т. / Материалы Пятнадцатого всероссийского симпозиума. Москва, 15–16 апреля 2014 г. Под ред. чл.-корр. РАН Г.Б. Клейнера. – М.: ЦЭМИ РАН, 2014. – 998 с.
2. **Стратегическое планирование и развитие предприятий** / Сборник пленарных докладов и материалов круглого стола Тринадцатого всероссийского симпозиума. Москва, 9–10 апреля 2013 г. Под ред. чл.-корр. РАН Г.Б. Клейнера. – М.: ЦЭМИ РАН, 2014. – 90 с.
3. **Классификатор экономико-математических моделей планирования и управления в компании.** – М.: ЦЭМИ РАН, 2014. – 107 с. (Рус.)
4. **Теория и практика институциональных преобразований в России** / Сборник научных трудов под ред. Б.А. Ерзнкяна. Вып. 28. – М.: ЦЭМИ РАН, 2014. – 172 с. (Рус., англ.)
5. **Овсиенко Ю.В.** Институциональные системы и их взаимосвязи с социальными и экономическими процессами. В 2 ч. – М.: ЦЭМИ РАН, 2014. – 256 с. (Рус.)
6. **Теория и практика институциональных преобразований в России** / Сборник научных трудов под ред. Б.А. Ерзнкяна. Вып. 29. – М.: ЦЭМИ РАН, 2014. – 170 с. (Рус., англ.)
7. **Теория и практика реформирования муниципальных образований** / Доклады Всероссийского научно-практического семинара. 27 июня 2014 г., г. Валдай. Под ред. М.В. Глазырина, М.П. Чемоданова. – М.: ЦЭМИ РАН, 2014. – 110 с.
8. **Модели и методы инновационной экономики** / Сборник научных трудов под ред. К.А. Багриновского и Е.Ю. Хрусталёва. Вып. 6. – М.: ЦЭМИ РАН, МАОН, 2014. – 213 с. (Рус.).
9. **Молодая экономика: экономическая наука глазами молодых ученых** / Материалы научно-практической конференции. Москва, 10 декабря 2014 г. Под ред. Р.Н. Павлова. – М.: ЦЭМИ РАН, 2014. – 143 с.
10. **Теория и практика институциональных преобразований в России** / Сборник научных трудов под ред. Б.А. Ерзнкяна. Вып. 30. – М.: ЦЭМИ РАН, 2014. – 174 с. (Рус., англ.)

## 2015 г. Препринты

1. **Волконский В.А.** Человек обживает мир: эволюция конструктивных и деструктивных идеологий / Препринт # WP/2015/312. – М.: ЦЭМИ РАН, 2015. – 76 с. (Рус.)
2. **Фаерман Е.Ю., Тарасова Н.А., Васильева И.А., Фонтана К.А.** Моделирование финансирования социальной сферы РФ и анализ социальной политики. Часть 1 / Препринт # WP/2015/313. – М.: ЦЭМИ РАН, 2015. – 66 с. (Рус.)
3. **Брагинский О.Б., Куницына Н.Н., Горлов А.В.** Рациональное использование углеводородного сырья в нефтегазовом комплексе России / Препринт # WP/2015/314. – М.: ЦЭМИ РАН, 2015. – 80 с. (Рус.)

## Книги

1. **Стратегическое планирование и развитие предприятий.** В 5 т. / Материалы Шестнадцатого всероссийского симпозиума. Москва, 14–15 апреля 2015 г. Под ред. чл.-корр. РАН Г.Б. Клейнера. – М.: ЦЭМИ РАН, 2015. – 864 с.
2. **Стратегическое планирование и развитие предприятий** / Пленарные доклады и материалы Круглого стола Пятнадцатого всероссийского симпозиума. Москва, 15–16 апреля 2014 г. Под ред. чл.-корр. РАН Г.Б. Клейнера. – М.: ЦЭМИ РАН, 2015. – 138 с.
3. **Модели и методы инновационной экономики** / Сборник научных трудов под ред. К.А. Багриновского и Е.Ю. Хрусталёва. Выпуск 7. – М.: ЦЭМИ РАН, МАОН, 2015. – 189 с. (Рус.).

Central Economics and Mathematics Institute Russian Academy of Sciences  
Publications

2014

Working papers

1. **Babat L.G.** Rounded Raw Diamonds and  $\varepsilon$ -optimal Round Polished Diamonds / Working paper # WP/2014/307. – Moscow, CEMI RAS, 2014. – 77 p. (Rus.)
2. **Gorlov A.V.** The small manufacturing business: basic patterns and factors of development / Working paper # WP/2014/308. – Moscow, CEMI RAS, 2014. – 58 p. (Rus.)
3. **Kleiner V.G.** Corruption in Russia. Russia Corrupted. Is There a Way Out? / Working paper # WP/2014/309. – Moscow, CEMI RAS, 2014. – 49 p. (Rus.)
4. **Belkin V.D., Storozhenko V.P.** Russian economy stagnation and its overcoming through consumer market / Working paper # WP/2014/310. – Moscow, CEMI RAS, 2014. – 39 p. (Rus.)
5. **Smolyak S.A.** Statistical and Theoretical Models of the Effect of Age on the Market Value of Machinery and Equipment Items / Working paper # WP/2014/311. – Moscow, CEMI RAS, 2014. – 50 p. (Rus.)

Books

1. **Strategic Planning and Evolution of Enterprises.** 5 issues / Materials. Fifteenth Russian Symposium. Moscow, April 15–16, 2014. Ed. by G.B. Kleiner. – Moscow, CEMI RAS, 2014. – 197 p.
2. **Strategic Planning and Evolution of Enterprises** / Materials. Fourteenth Russian Symposium. Moscow, April 9–10, 2013. Ed. by G.B. Kleiner. – Moscow, CEMI RAS, 2014. – 90 p.
3. **The Qualifier of Economic-Mathematical Models of Planning and Management in the Company.** – Moscow, CEMI RAS, 2014. – 107 p. (Rus.)
4. **Theory and Practice of Institutional Reforms in Russia** / Collection of scientific works ed. by B.H. Yerznkyan. Issue 28. – Moscow, CEMI RAS, 2014. – 172 p. (Rus., Eng.)
5. **Ovsienko Yu.V.** Institutional Systems and Their Interactions with Social and Economic Processes. 2 part. – Moscow, CEMI Russian Academy of Sciences, 2014. – 256 p. (Rus.)
6. **Theory and Practice of Institutional Reforms in Russia** / Collection of scientific works ed. by B.H. Yerznkyan. Issue 29. – Moscow, CEMI Russian Academy of Sciences, 2014. – 170 p. (Rus., Eng.)
7. **Theory and Practice of Reform of Municipalities** / Reports of the All-Russian scientific-practical seminar. June 27, 2014, Valdai. Ed. M.V. Glazyrin, M.P. Chemodanov. – M.: CEMI RAS, 2014 – 110 p.
8. **Models and Methods of Innovation Economics** / Collection of scientific papers, ed. by K.A. Begenovskogo, E.Y. Khrustaleva. Issue 6. – M.: CEMI RAS, IAOS, 2014. – 213 p. (Rus.)
9. **Young Economics: Economic Science in Terms of Young Scientists** / Proceedings of the scientific and practical conference. Moscow, December 10, 2014, Ed. by R.N. Pavlov. – Moscow, CEMI RAS, 2014. – 143 p.
10. **Theory and Practice of Institutional Reforms in Russia** / Collection of scientific works ed. by B.H. Yerznkyan. Issue 30. – Moscow, CEMI Russian Academy of Sciences, 2014. – 174 p. (Rus., Eng.)

## 2015

### Working papers

1. **Volkonsky V.A.** The Human Renders Habitable the World: the Evolution of Constructive and Destructive Ideologies / Working paper # WP/2015/312. – Moscow, CEMI RAS, 2015. – 76 p. (Rus.)
2. **Faerman E.Yu., Tarasova N.A., Vasilieva I.A., Fontana K.A.** Simulation of the financing of the social sphere Russian Federation and social policy analysis. Part 1 / Working paper # WP/2015/313. – M.: CEMI RAS, 2015. – 66 p. (Rus.)
3. **Braginsky O.B., Kunitsyna N.N., Gorlov A.V.** Rational use of hydrocarbon raw materials in the oil and gas complex of Russia / Working paper # WP/2015/314. – M.: CEMI RAS, 2015. – 80 p. (Rus.)

### Books

1. **Strategic Planning and Evolution of Enterprises. 5 / Materials.** Sixteenth Russian Symposium. Moscow, April 14–15, 2015. Ed. by G.B. Kleiner. – Moscow, CEMI RAS, 2015. 864 p.
2. **Strategic Planning and Evolution of Enterprises /** Plenary reports and materials of the Round table. Fifteenth Russian Symposium. Moscow, April 15–16, 2014. Ed. by G.B. Kleiner. – Moscow, CEMI RAS, 2015. – 138 p.
3. **Models and Methods of Innovation Economy /** Collection of scientific papers by ed. K.A. Bagri-novsky and Ey.Yu. Khrustalyov. Issue 7. – Moscow, CEMI RAS, IASS, 2015. – 189 p.