

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, Г.М. Татевосян,
С.В. Седова, Р.Ш. Магомедов

НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ
ХИМИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА
РОССИИ

Препринт # WP/2019/328

Москва
ЦЭМИ РАН
2019

УДК 338.2:622.32.003
ББК 65.050:65.305.14
Б87

DOI: 10.33276/978-5-8211-0775-6

Брагинский О.Б., Татевосян Г.М., Седова С.В., Магомедов Р.Ш. Направления развития химического комплекса России [Текст] / Препринт # WP/2019/328. – М.: ЦЭМИ РАН, 2019. – 41 с. (Рус.)

В работе исследуется ситуация в нефтегазохимическом комплексе России. Его современное состояние анализируется на предмет соответствия мировой тенденции. Рассмотрены проблемы российской нефтегазохимии, характерные для межотраслевого комплекса. Показано, что используемые меры государственного управления развитием отечественной нефтегазохимии в период 2010–2018 гг. не способны преодолеть указанные проблемы. Представлен вариант экономического механизма государственных программ развития, включающий систему показателей оценки государственных программ, специфическое ценообразование на продукцию программ и систему финансового обеспечения программ. Проведен комплексный эксперимент, демонстрирующий роль экономического механизма в оптимизации структуры инвестиционной программы.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (проект 17-06-00198).

Ключевые слова: государственная программа, инвестиционный проект, химический комплекс, оптимизация, экономический механизм, ценообразование.

JEL: L52, C61, C88, C89.

Braginsky O.B., Tatevosyan G.M., Sedova S.V., Magomedov R.Sh. The current state of the chemical complex of Russia / Working paper # WP/2019/328. – Moscow, CEMI RAS, 2019. – 41 p. (Rus.)

The paper investigates the situation in the petrochemical complex of Russia. Its current state is analyzed for compliance with the global trend. The problems of the Russian petrochemical industry, which are characteristic of the interbranch complex, are enumerated. It is shown that the governmental measures of the domestic petrochemical chemistry development in the period 2010–2018 are not able to overcome these problems. A version of the economic mechanism for governmental development programs, including a system of indicators for their evaluation, specific pricing for program products and a system of financial support, is presented. Results of the computer experiment, showing the possibilities of the economic mechanism in improving the structure of the investment program, are demonstrated.

The working paper was prepared with the financial support of the Russian Foundation of Fundamental Research (project No 17-06-00198).

Keywords: governmental program, investment project, chemical complex, optimization, economic mechanism, pricing.

JEL: L 52, C 61, C 88, C 89.

УДК 338.2:622.32.003

ББК 65.050:65.305.14

ISBN 978-5-8211-0775-6

© Текст. Брагинский О.Б., Татевосян Г.М., Седова С.В., Магомедов Р.Ш., 2018 г.

© ФГБУН Центральный экономико-математический институт РАН, 2018 г.

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	4
ГЛАВА 1. НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС РОССИИ.....	5
1.1. Значение нефтегазохимического комплекса для экономики России.....	5
1.2. Актуальные проблемы развития российской нефтегазохимии	8
1.3. Анализ мер государственного управления развитием отечественной нефтегазохимии в период 2010–2018 гг.	12
ГЛАВА 2. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ МЕХАНИЗМ РЕАЛИЗАЦИИ ГОСУДАРСТВЕННЫХ ПРОГРАММ.....	17
ГЛАВА 3. РАСЧЕТ ВАРИАНТОВ СТРУКТУРЫ ПРОГРАММЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА.....	21
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	37
ЛИТЕРАТУРА	39
ОБ АВТОРАХ.....	41

ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящий препринт посвящен проблемам развития нефтегазохимического комплекса России. Работа состоит из 3 глав. В первой главе дан анализ состояния и перспектив развития нефтегазохимического комплекса РФ. Глава 1 подготовлена Брагинским О.Б., Татевосяном Г.М. и Магомедовым Р.Ш. В главе 2 Г.М. Татевосян предлагает направления совершенствования экономического механизма реализации госпрограмм. В главе 3 приведены результаты расчетов вариантов структуры гипотетической программы развития нефтегазохимического комплекса на основе оптимизационной модели, разработанной авторами ранее. Глава написана Татевосяном Г.М. и Седовой С.В.

ГЛАВА 1.

НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС РОССИИ

1.1. Значение нефтегазохимического комплекса для экономики России

Структурные изменения в экономике, постепенный ее отход от сырьевой модели во многом связаны с развитием нефтегазохимического комплекса. Существует множество важных сфер в экономике, где использование продукции нефтегазохимического комплекса может внести в развитие этих сфер коренной перелом. К подобным сферам можно отнести развитие автомобилестроения на базе локализации производства автомобильных марок известных зарубежных компаний, а также шин и автокомпонентов на территории России. Известно, что при производстве одного автомобиля расходуется в среднем около 200 кг изделий из полимерных материалов.

Крупнейшей сферой применения изделий из полимеров является жилищно-коммунальное хозяйство, в частности, такие его подотрасли, как водоснабжение и канализация, находящиеся в крайне запущенном состоянии, из которого может быть найден выход путем замены изношенных металлических труб и деталей полимерными. Аналогичная замена может быть в широких масштабах реализована при прокладке распределительных газовых труб в процессе газификации регионов. Крупнейшей сферой применения изделий из полимеров являются отрасли строительного комплекса (жилищное, промышленное, дорожное строительство). Особенно впечатляют возможности использования полимерных композитных материалов в дорожном строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов дорожного хозяйства. Из композитов можно делать пролетные строения мостовых сооружений, системы внешнего армирования, настилы дорожного полотна и тротуаров пешеходной части; можно применять композиционные полимеры для армирования бетонных конструкций, модифицировать асфальтобетонные смеси. Композитные полимерные материалы могут использоваться в самолетостроении. В частности, в новом пассажирском самолете МС-21-300 установлены композитное крыло большого удлинения, рули высоты, рули управления. Весьма емкими сферами применения изделий из полимеров и другой химической и нефтегазохимической продукции являются отрасли агропромышленного комплекса, медицина, производство товаров народного потребления и др.

Без преувеличения можно сказать, что переработка полимеров и нефтегазохимических продуктов – это «точка роста» промышленности, в значительной мере национальный базис и основа для перехода от сырьевой модели экономики к инновационной. Кроме этого следует отметить социальную значимость переработки, поскольку малые и средние предприятия этой подотрасли могут появляться как в составе химических и нефтегазохимических кластеров (Максимова, 2014), так и в небольших городах, рабочих поселках, обеспечивая население высокотехнологичными рабочими местами с вполне достойной заработной платой.

Спрос на продукцию нефтегазохимического комплекса в ряде отраслей потребления высок, однако потребители часто ориентируются на традиционные материалы (в частности, на металлические трубы вместо полимерных). Государству следовало бы вместо устаревших норм и правил, действующих в строительстве и других отраслях, ввести новые, в частности, учитывающие обязательное использование нефтегазохимических и полимерных материалов. Более того, ряд производителей полимерных материалов готовы предоставлять свою продукцию потребителям в кредит с последующей оплатой, в том числе за счет эффекта от применения полимеров.

Примерный и далеко не полный перечень видов продукции, которые могут производить предприятия по переработке крупнотоннажных полимеров (полиэтилена, полипропилена, поливинилхлорида, полистирола и др.) и сферы их использования приведены в табл. 1.1

Перспективы производства и использования крупнотоннажных полимеров состоят в том, чтобы уйти от экспортно-сырьевой ориентации отечественной экономики, увеличить производство полимеров, отказаться от импорта базовых полимеров и насытить внутренний спрос.

Производство крупнотоннажных пластиков массового использования – это магистральный путь развития производства полимерных материалов, занимающих ценовую нишу 1,5–2,0 евро/кг полимера.

Второй категорией пластиков, развитие которых входит в состав проектов развития нефтегазохимии, можно считать среднетоннажные, ценовая ниша которых находится в интервале 2–10 евро/кг. К таким полимерам относится, в частности, полиэтилентерефталат (ПЭТФ), используемый для производства бутылочной тары. К ним можно также отнести полиуретаны, поликарбонаты и др.

Таблица 1.1

Виды изделий из полимеров и сферы их использования

Панели, листы, щиты, пластины, плиты, кровельная изоляция, изоляция стен, напольные покрытия, звуко- и теплоизолирующие материалы, оконные и дверные профили и др.	Промышленное, жилищное, индивидуальное строительство
Древесно-композитные полимерные изделия	–''–
Полимерные трубы, фитинги и запорная арматура	ЖКХ, водоснабжение, канализация
Кабели, электроустановочные изделия	ЖКХ, все виды строительства
Полимерно-битумные вяжущие добавки к асфальту, элементы строительных конструкций из композитных материалов	Дорожное строительство
Полимерная тара, упаковка	Пищевая, легкая промышленность, оптовая и розничная торговля
Пакеты, контейнеры, шприцы и проч.	Здравоохранение, медицина
Бытовые изделия, игрушки, сувениры	Товары широкого потребления, туризм
Детали транспортных средств	Автомобилестроение, транспортное машиностроение

Имеется еще ряд полимеров, ценовая ниша которых находится в интервале 10–50 евро/кг и выше. Это, как правило, высокотехнологичные конструкционные пластики и композиты специального назначения (полифениленоксид, полиамид, композиты). Промышленное производство подобных пластиков в России отсутствует, имеются только опытно-промышленные установки.

В составе ВВП доля российского химического комплекса в 2017 г. составляла около 2%, в том числе нефтегазохимии – не более 1,0%. В составе промышленного производств в России доля химического комплекса 7,0%, в том числе нефтегазохимии – порядка 4,0%. Суммарный выпуск продукции химического комплекса превысил 50 млрд долл., из них нефтегазохимической продукции не более чем 25 млрд долл.. В общем объеме производства мирового химического комплекса доля России составляет 2%, а продукции нефтегазохимии немногим более 1% (Brelsford, 2014).

Можно констатировать, что в России имеется потенциал роста внутреннего рынка полимеров, насыщение которого, в том числе путем импортозамещения, представляет собой магистральное направление развития отечественной нефтегазохимической промышленности.

1.2. Актуальные проблемы развития российской нефтегазохимии

Следует отметить, что проблемы внутреннего российского рынка химической и нефтегазохимической продукции – это проблемы не только отрасли, но и экономики в целом.

Хотя производство нефтехимической и химической продукции наряду с продукцией пищевой промышленности и производством нефтепродуктов в последние годы демонстрирует рост на фоне отрицательной динамики в других отраслях экономики, все-таки следует признать, что в развитии отечественной нефтегазохимии накопилось большое число проблем.

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 (Брагинский 2016). Так, за период 2000–2017 гг. производство нефтехимического сырья увеличилось почти вдвое, а потребление сырья для производства этилена (т.е. для нужд НГХП) – только на 18%. Сырье шло на экспорт или на производство продукции низших переделов.

Образовались дисбалансы между развитием производства базовых полупродуктов, непосредственно нефтегазохимикатов и полимеров, а также изделий из них; в производстве базовых полупродуктов и отдельных нефтехимикатов имеет место стабильность, но эта стабильность скорее с пессимистическим оттенком.

Возникло несовпадение структуры спроса и предложения продукции; структура спроса заметно изменилась, а структура производства как бы замерла на уровне конца 1980-х гг. Важным обстоятельством при расчете спроса на углеводородное сырье для нефтегазохимического комплекса является соблюдение складывающихся балансовых соотношений между компонентами сырьевых ресурсов (нафта, широкая фракция легких углеводородов, этан, сжиженные углеводородные газы) и структурой спроса на базовые нефтегазохимические полупродукты (этилен, пропилен, бензол, ксилолы, бутadiен). Кроме того следует отметить совершенно

неэффективное использование ценных компонентов природного (богатого этаном) газа. Ряд крупных месторождений на севере Тюменской области, вступивших на стадию разработки т.н. валанжинских горизонтов, являются источниками природного газа, богатого помимо метана углеводородами C₂+.

Углубилась тенденция преобладания в структуре экспорта химической и нефтегазохимической продукции товаров низких переделов, а в структуре импорта – продукции высоких переделов, наукоемкой продукции. В составе экспортируемой нефтегазохимической продукции России в 2017 г. основную часть составляли минеральные удобрения, пластмассы и изделия из них, синтетические каучуки, а в основном – нефтегазохимическое сырье и продукция первых переделов. В составе импортируемой продукции преобладала продукция более высоких переделов, прежде всего это изделия из полимеров, сами полимеры, лакокрасочная продукция, шины, катализаторы, вспомогательные вещества для производства полимеров, резино-технические изделия, химические средства защиты растений, химические волокна и нити, товары бытовой химии и прочая продукция высоких переделов.

Важнейшей является также проблема сырьевого обеспечения нефтегазохимического комплекса, прежде всего углеводородным сырьем.

Углеводородного сырья в России много и оно относительно дешевое. Если сравнить потенциальные ресурсы углеводородного сырья и потребность в нем, то ни у кого не возникает сомнений в возможности удовлетворения спроса для нужд нефтегазохимии, нефтепереработки, экспорта, коммунально-бытового сектора и др. сфер. Однако следует учесть отрыв сырьевых регионов 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.

Возникли инфраструктурные ограничения, проявившиеся в слабом развитии продуктопроводов, терминалов, перевалочных баз и т.п.

В нефтегазохимическом комплексе 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. Большинство предприятий отрасли стали акционерными обществами и частными предприятиями и государ-

ство, по сути дела, утратило контроль за их деятельностью. Менеджеры компаний (за очень малым исключением) предпочитают направлять большую часть прибыли на выплату дивидендов, а не на промышленное развитие.

Следует также принять во внимание конфликт интересов при распределении углеводородного сырья между крупными нефтегазохимическими комплексами (например, между Тобольским нефтегазохимическим комплексом, действующими и проектируемыми нефтегазохимическими производствами Татарстана и Башкирии, проектируемым комплексом в Северо-Западном округе), а также между экспортом углеводородного сырья и его внутренним потреблением. Здесь также следует упомянуть конфликт между частными интересами крупных компаний (кстати, не только нефтегазохимических) и интересами регионов (Ильин 2014).

Учитывая то обстоятельство, что наиболее эффективными производствами по переработке углеводородного сырья являются крупные и сверхкрупные установки, их обеспечение сырьем выходит за пределы возможностей одной компании и требует системы государственного регулирования в распределении сырьевых ресурсов путем заключения долгосрочных договоров. Что касается более эффективного использования ценных компонентов природного (богатого этаном) газа, то стоит напомнить о необходимости выделения в газотранспортной системе Уренгой – Надым – Пунга – Ухта – Грязовец – Выборг автономной нитки для подачи природного (богатого этаном) газа северных районов Тюменской области и сооружения вдоль трассы нескольких газохимических комплексов. Подобные схемы следует рассмотреть и при разработке крупных источников природного (богатого этаном) газа в других регионах страны, в частности, природного газа Ковыктинского, Чаяндинского и ряда других месторождений в Восточной Сибири, в составе природного газа которых наряду с углеводородами C₂+ имеется еще и гелий.

Для гармоничного развития нефтегазохимического комплекса важно организовать связывание крупных нефтегазохимических комплексов с сырьевыми источниками-продуктопроводами (этиленопроводами). Это является обычной практикой в США, западноевропейских странах. Система «этиленового кольца» существует и в России. Она связывает ряд нефтегазохимических предприятий Татарстана, Башкирии, однако эта система маломощная и в достаточной степени изношенная.

Необходимость соединения сырьевых источников и крупных нефтегазохимических комплексов очевидна. В связи с этим намечены проекты соединения северных месторождений Тюменской области с пунктом 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. Очевидным выглядит строительство продуктопровода «Тобольск – Уфа – Нижнекамск», который соединил бы добывающие районы с регионами эффективной переработки этого сырья, но тут вступает в силу вышеупомянутый конфликт интересов.

В случае реализации проекта создания газохимических комплексов на трассе «Северные районы Тюменской области – Выборг» с целью использования ценных компонентов природного (богатого этаном) газа может быть рассмотрен вопрос о создании 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).

Предложены и другие варианты транспортировки этаносодержащего газа СРТО в регион Поволжья, в частности, 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.

Объединение крупнейших центров добычи и переработки сырья, производства нефтегазохимической продукции в перспективе позволило бы оптимизировать сырьевые, полупродуктовые и продуктовые потоки, добиваться тонкой настройки балансировок, особенно в моменты ввода крупных установок, дало бы возможность регулировать и стабилизировать циклы бизнеса нефтяных, газовых и нефтегазохимических компаний и сглаживать последствия внутренне присущей нефтегазохимии цикличности ее развития.

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; снизилась инновационная активность, из-за чего медленно вводились новые продукты и технологии; для мирового нефтегазохимического комплекса характерной чертой является постоянное техническое совершенствование, внедрение новых технологий и продуктов, иначе говоря, инновационный путь развития. В принципе, большинство существующих в мире технологий производства химической и нефтегазохимической продукции доступны для любой страны, стремящейся развивать нефтегазохимию. Это касается и России. Некоторые эксперты высказы-

вают лишь сомнение в возможности получения технологий производства продукции массового использования последнего поколения, а также технологий производства химической и нефтегазохимической продукции высоких переделов. Тем не менее, в проекты, составляющие основу инвестиционной программы, должны быть непременно заложены новейшие отечественные и зарубежные технологии, если этого не сделать, то имеющееся отставание будет пролонгировано и углублено на весь горизонт перспективного плана. Отрицательную роль могут сыграть введенные против нашей страны санкции. Очевидно, комплексное решение указанных проблем отечественной нефтегазохимии требует разработки системных мероприятий, предполагающих совместные усилия государства, регионов и бизнеса (Полтерович 2010, Клейнер 2013).

1.3. Анализ мер государственного управления развитием отечественной нефтегазохимии в период 2010–2018 гг.

В 2010 г. были разработаны 2 инвестиционные программы развития химического комплекса: «Стратегия развития химической и нефтехимической промышленности России на период до 2015 г.» и «План развития нефтехимии (включая газохимию) на период до 2030 г.» (в дальнейшем названия этих программ менялись).

Стратегия была разработана еще в 2008 г., но инвестиционная часть появилась только в 2010 г. одновременно с инвестиционной частью Плана развития нефтехимии.

Некоторые проекты находятся в стадии реализации. Однако большинство проектов так и «остались на бумаге» (План развития, 2013, Славнинская, 2013).

Формат участия государства в крупных химических и нефтегазохимических проектах изменился в результате перехода системы органов государственного управления к программно-целевому бюджетированию. В результате все ведомственные целевые программы, в том числе разработанные Минпромом РФ и Минэнерго РФ, в рамках которых были инициированы две указанные выше инвестиционные программы, получили статус бюджетных. Данное обстоятельство привело к нарушению целостности государственной программы. Несмотря на то, что мероприятия государственной программы (меры правового регулирования и мероприятия государственной поддержки) направлены на обеспечение реализации инвестиционных проектов, последние были выведены из сферы ее ответственности.

Проанализируем, как в последние годы осуществляется государственное управление развитием отечественной нефтегазохимии на федеральном уровне. Из 39 государственных программ РФ были отобраны две, а именно:

1. Государственная программа РФ «Энергоэффективность и развитие энергетики» [Постановление Правительства Российской Федерации от 30.03.2018 № 371] (далее Госпрограмма №1). Ответственный исполнитель Госпрограммы № 1 – Минэнерго РФ.

2. Государственная программа РФ «Развитие промышленности и повышение ее конкурентоспособности» [Постановление Правительства РФ от 15.04.2014 № 328] (далее Госпрограмма №2). Ответственным исполнителем Госпрограммы № 2 выступает Министерство промышленности и торговли РФ.

В рамках Госпрограммы № 1 основные мероприятия (далее ОМ) в сфере нефтегазохимии сосредоточены в подпрограммах № 3 «Развитие нефтяной отрасли» и №4 «Развитие газовой отрасли» и включают:

- *ОМ 3.1. Обеспечение уровней добычи нефти на месторождениях, находящихся в стадии эксплуатации, и развитие новых центров нефтедобычи (01.01.2013 – 31.12.2020);* ожидаемый непосредственный результат – вовлечение запасов, нерентабельных при текущем уровне налогообложения, разрабатываемых месторождений, и ввод в разработку месторождений в новых регионах с суровыми природно-климатическими условиями и отсутствием инфраструктуры; развитие в Дальневосточном федеральном округе добычи нефти, включая газовый конденсат, в рамках реализации проектов СРП «Сахалин-1», «Сахалин-2» (на континентальном шельфе Охотского моря), а также освоение нефтегазовых месторождений в Республике Саха (Якутия);

- *ОМ 3.2. Строительство, модернизация, реконструкция и эксплуатация трубопроводных систем (01.01.2013 – 31.12.2020);* ожидаемый непосредственный результат – увеличение пропускной способности нефтепроводов для обеспечения приема в систему нефти новых месторождений и нефтепродуктов; увеличение поставок нефти на нефтеперерабатывающих заводах с учетом потребностей крупных центров потребления в нефтепродуктах и сохранения мощности по основным экспортным направлениям;

- *ОМ 3.3. Строительство, модернизация, реконструкция нефтеперерабатывающих предприятий (01.01.2013 – 31.12.2020);* ожидаемый непосредственный результат – увеличение глубины переработки нефтяного сырья на предприяти-

ях; улучшение качества моторных топлив; повышения экологической безопасности нефтеперерабатывающих производств; введение в эксплуатацию установок вторичной переработки нефти на Хабаровском нефтеперерабатывающем заводе и на Комсомольском нефтеперерабатывающем заводе;

- *ОМ 4.1. Проведение технологического перевооружения газовой отрасли за счет внедрения энергосберегающих и энергоэффективных технологий (01.01.2013 – 31.12.2020);* ожидаемый непосредственный результат – обеспечение необходимой ресурсной базы для покрытия потребности в газе (к 2020 г. обеспечение добычи газа в объеме 687,8 млрд м³ в год); сохранение процента действующих скважин от эксплуатационного фонда на уровне 92%, ввод новых месторождений, в том числе освоение месторождений на территории Дальневосточного федерального округа на шельфе острова Сахалин и в Республике Саха (Якутия);

- *ОМ 4.2. Реализация проектов по реконструкции существующих и строительству новых мощностей транспортировки газа (01.01.2013 – 31.12.2020);* ожидаемый непосредственный результат – увеличение протяженности линейной части газопроводов за счет ввода новых участков линейной части;

- *ОМ 4.3. Расширение действующих и строительство новых подземных хранилищ газа (01.01.2013 – 31.12.2020);* ожидаемый непосредственный результат – увеличение прироста активной мощности подземных хранилищ газа к 2020 г. на 16,4 млрд м³;

- *ОМ 4.4. Создание системы сбыта сжиженного природного газа (01.01.2013 – 31.12.2020);* ожидаемый непосредственный результат – увеличение доли объема экспорта сжиженного природного газа в общем объеме экспорта газа к 2020 г. и достижение уровня – 10,2%; ввод новых заводов по производству сжиженного природного газа;

- *ОМ 4.5. Разработка и внедрение новых отечественных технологий производства сжиженного природного газа (01.01.2013 – 31.12.2020);* ожидаемый непосредственный результат – ввод новых заводов по производству сжиженного природного газа;

- *ОМ 4.6. Строительство, модернизация, реконструкция нефтегазохимических предприятий (01.01.2015 – 31.12.2020);* ожидаемый непосредственный результат – увеличение доли переработки углеводородного сырья в нефтегазохимическую продукцию; улучшение качества нефтегазохимической продукции; повышение экологической безопасности нефтегазохимических производств;

- *ОМ 4.7. Расширение использования природного газа в качестве моторного топлива (01.01.2017 – 31.12.2020)*; ожидаемый непосредственный результат – расширение использования природного газа в качестве моторного топлива; увеличение количества автогазонаполнительных станций; увеличение расхода сжатого газа на работу автотранспорта.

Следует подчеркнуть два существенных организационных момента, снижающих эффективность мер государственного управления в сфере развития нефтегазохимии. Во-первых, нарушен структурно-логический принцип формирования государственных программ – обеспечение реализации межотраслевых инвестиционных проектов нефтегазохимических предприятий имеет низкий статус основного мероприятия (ОМ 4.6.), хотя должно осуществляться на уровне подпрограммы, где имеется возможность увязки ведомственных мероприятий различных министерств. Во-вторых, отчетливо видно, что даже успешная реализация данного перечня основных мероприятий, локализованных в Дальневосточном федеральном округе, не способна решить и малой части перечисленных выше проблем российской нефтегазохимии.

В табл. 1.2 приведены основные характеристики подпрограммы № 13 «Химический комплекс» Госпрограммы №2.

Очевидно, что само по себе наличие двух самостоятельных государственных программ, направленных на развитие нефтегазохимического комплекса России, но курируемых разными министерствами, является ярким примером ведомственной разобщенности, снижающей эффективность государственного управления. В целом, как было отмечено в (Райзберг 2014, Лексин, Порфирьев 2015), государственной программе как элементу программно-целевого бюджетирования не свойственна функция инструмента решения проблем. Более того, подчеркнем, что организационно-экономический механизм государственных программ не предназначен для программного решения проблем межотраслевых комплексов (Агафонов 1990, Лейбкинд 1974, Лемешев, Панченко 1973).

**Характеристики подпрограммы № 13 «Химический комплекс»
Госпрограммы № 2**

Цели подпрограммы	повышение конкурентоспособности химического комплекса, включая: рост значимости химического комплекса в экономике России и развитие смежных отраслей; создание высокопроизводительных рабочих мест; импортозамещение в потреблении химической продукции; реализацию сырьевого потенциала за счет увеличения глубины переработки продукции; реализацию инновационного потенциала в химическом комплексе
Задачи подпрограммы	обеспечение модернизации действующих и создание новых производственных мощностей по приоритетным направлениям химического комплекса; организационно-структурное развитие химического комплекса в части увеличения выпуска высокотехнологичной продукции, продукции с высокой добавленной стоимостью; развитие внутреннего рынка химической продукции
Целевые индикаторы и показатели подпрограммы	объем отгруженных товаров собственного производства, выполненных работ и услуг собственными силами; объем производства минеральных удобрений (в пересчете на 100% питательных веществ); объем производства лакокрасочных материалов; объем производства изделий из пластмасс; производство лакокрасочных материалов на душу населения; производство изделий из пластмасс на душу населения; индекс промышленного производства к 2012 г.; индекс производительности труда химического комплекса к предыдущему году; индекс физического объема инвестиций в основной капитал к предыдущему году; индекс роста экспорта продукции химического комплекса
Этапы и сроки реализации подпрограммы	2014–2020 гг., в том числе: первый этап – 2014–2016 гг.; второй этап – 2017–2020 гг.
Объемы бюджетных ассигнований подпрограммы	объем финансирования за счет федерального бюджета на 2014–2016 гг. составляет 418 705,6 тыс. руб., в том числе: на 2014 г. – 70 190,5 тыс. руб.; на 2015 г. – 168 516,4 тыс. руб.; на 2016 г. – 179 998,7 тыс. руб.
результаты реализации подпрограммы	объем инвестиций в основной капитал химических производств в 2015 г. составит 424 555 млн руб., в 2020 г. – 807 036 млн руб.; объем отгруженных товаров собственного производства, выполненных работ и услуг собственными силами в химическом комплексе составит в 2015 г. 3 007 071 млн руб., в 2020 г. – 4 314 171 млн руб.; производительность труда в химическом комплексе вырастет в 2015 г. в 1,21 раза и в 2020 г. в 1,76 раза по отношению к уровню 2012 г.

ГЛАВА 2.

ЭКОНОМИЧЕСКИЙ МЕХАНИЗМ РЕАЛИЗАЦИИ ГОСУДАРСТВЕННЫХ ПРОГРАММ

В этой главе развиваются результаты исследований, проведенных ранее (Брагинский, Татевосян и др. 2017а, с. 4–5; Брагинский, Татевосян и др. 2017б, с. 34–40).

Система показателей оценки программ развития до настоящего времени не годилась для практического использования. Ниже предлагаются три группы показателей: объемные (абсолютные) показатели, показатели эффективности, показатели удельного веса отдельных видов продукции в общем объеме продукции.

Абсолютные показатели

Это показатели, отражающие объем деятельности экономического объекта, в данном случае инвестиционной программы (ИП). Таким показателем является суммарный объем продукции, выполняемый в соответствии с реализацией программы. Объем продукции может быть показан за год, за более широкий отрезок времени и в целом за весь срок реализации ИП.

Объем продукции в отрасли и, соответственно, в отраслевых программах, определяется по стоимости товарной продукции.

В регионах – субъектах РФ рассчитывается валовый региональный продукт (ВРП). Для региональной программы этот показатель не годится, так как его нельзя рассчитать прямым счетом (перемножением удельного значения показателя на объем производства в натуральном выражении) и в результате невозможно выявить его зависимость от структуры программы.

Попытки определить влияние ИП на ВРП региона статистическими методами несостоятельны, так как нельзя экстраполировать тенденции прошлых лет на период действия ИП; программа призвана принципиально изменить ситуации в отрасли или в регионе.

Прибыль занимает особое место среди показателей оценки ИП.

1. Прибыль является результатом достижения определенного уровня объема производства, уровня издержек и объема использования ресурсов, в данном случае финансовых.

2. В нашей постановке задачи прибыль – один из источников финансирования ИП. Прибыль рассчитывается двумя способами: без дисконтирования и с дисконтированием.

3. В наших исследованиях прибыль выполняет роль критерия оптимизации ИП. Оптимизацию ИП можно проводить по каждому из оценочных показателей и по группе показателей (многокритериальная оптимизация); используемая в исследованиях математическая модель позволяет это сделать (Седова 2015, Седова 2018). Преимущество прибыли в том, что при стимулирующих ценах оптимизация дает возможность целенаправленно улучшать структуру ИП в пределах заданных ограничений.

Показатели эффективности

Эффективность мы понимаем в широком смысле – соотношения затрат и результатов. В этом исследовании нет показателей из апробированных методик определения эффективности инвестиций (Виленский, Лившиц, Смоляк 2015). Расчеты эффективности уже сделаны на стадии обоснования инвестиционных проектов. Здесь используется показатель рентабельности, рассчитанный как отношение прибыли к капиталу. Рентабельность рассчитывается как без дисконтирования, так и с дисконтированием одновременно прибыли и капитала.

Показатели рентабельности использовались нами ранее в исследовании возможности сокращения объема инвестиций за счет менее рентабельных производств в пределах заданных ограничений (Татевосян, Седова и др. 2013, с. 27–28, 39–40).

Показатели удельного веса особо ценной продукции

К особо ценным мы относим дефицитную продукцию, технологичную продукцию, продукцию высокого качества, перспективную продукцию, импортозамещающую продукцию. Варианты возможности увеличения доли таких видов продукции можно получить посредством надбавок к ценам и включением показателя доли этой продукции в критерий оптимизации (при многокритериальной оптимизации) (Татевосян, Седова и др. 2013, с. 17–41)

Ценообразование

В предыдущих работах (Брагинский, Татевосян и др. 2017б, с. 39) рассматривалась неправомерность рыночного ценообразования на программную продукцию. Контрактные цены здесь, с одной стороны, должны быть достаточно низкими, чтобы обеспечить реализацию продукции в условиях формирования или корректировки рынка этой продукции. С другой стороны, контрактные цены должны также обеспечить минимальную рентабельность продукции.

Понятие минимальной рентабельности появилось в СССР в период «индустриализации». Рентабельность продукции при установлении цены тогда во всех

отраслях промышленности рассчитывалась в размере 3–5% от издержек (себестоимости) изделия. Такой принцип ценообразования сохранялся вплоть до реформы оптовых цен в промышленности в 1966–1967 гг. (реформа ценообразования проходила в рамках преобразований в соответствии с решениями Сентябрьского пленума ЦК КПСС 1965 г. – «Реформы Косыгина»). Минимальная прибыль должна была обеспечить, во-первых, страховку от убыточности, во-вторых, формирование не-большого фонда материального поощрения.

В соответствии с реформой оптовых цен рентабельность на отраслевом уровне устанавливалась в размере 15% к капиталу. Это обеспечивало возможность реализовать положения экономической реформы о необходимости вносить в Государственный бюджет плату за основные производственные фонды и оборотные средства (6% для предприятий всех отраслей промышленности), создавать три фонда материального поощрения (фонд развития предприятия фонд материального поощрения, фонд жилищного строительства) и создать для большинства предприятий достаточно большой резерв в условиях применения комплекса экономических рычагов.

Цены на продукцию инвестиционных проектов в соответствии с нашей концепцией должны обеспечить минимальную прибыль для возмещения платы за кредит и для реинвестирования прибыли. Обратим внимание на эффект оптимизации трех источников финансирования (бюджет, кредит и прибыль), что позволяет увеличить изначально небольшие финансовые средства.

Эффект оптимизации будет показан в следующей части препринта.

Финансирование программы

Мы исходим из необходимости оптимального сочетания трех источников финансирования: бюджетных средств, долгосрочного кредита и рефинансирования прибыли. Кредит по своей природе является естественным источником финансирования инвестиций. В современных российских условиях, когда очень велики риски, привлечь кредит для финансирования программы можно только созданием особых условий, гарантирующих его возврат. Этого можно достигнуть особым законом, принятым специально для ИП и многосторонним контролем со стороны всех участников программы.

Гарантом успешного выполнения обязательств перед банком является также участие государства в финансировании программы.

Третьим источником финансирования является прибыль, получаемая от реализации продукции программы. При наличии ограничений на рентабельность прибыль не должна облагаться налогом.

Вопрос налоговых льгот болезненный, поэтому дадим пояснение. Во-первых, доходы, направляемые на инвестиции, в принципе должны освобождаться от налогов. Это отражено в Налоговом кодексе.

В случае ИП это особенно важно, так как только сочетание трех финансовых источников дает возможность реализовать ИП. Если программную прибыль обложить налогом, то практически невозможно использовать ее в финансировании программы и пропадает заинтересованность в ее получении. В результате и программа не будет выполнена, и бюджет ничего не получит.

Все источники финансирования в рамках ИП должны аккумулироваться в едином бюджете программы и свободно распределяться.

ГЛАВА 3.

РАСЧЕТ ВАРИАНТОВ СТРУКТУРЫ ПРОГРАММЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

Эксперимент по формированию программы развития нефтегазохимического комплекса в различных условиях экономического механизма проведен на базе, разработанной нами ранее оптимизационной многокритериальной модели частично целочисленного линейного программирования.

Модель предполагает образование единого бюджета программы, в котором собираются финансовые средства из трех источников: средств Федерального бюджета (ФБ), реинвестируемой прибыли и кредитов банков. Бюджет программы распределяется между инвестиционными проектами, инициированными различными экономическими субъектами. Таким образом, формируется структура программы, которая, в нашей постановке, определяется: 1) составом инвестиционных проектов, 2) объемами их финансирования, 3) временем запуска каждого проекта, 4) структурой финансовых средств, привлекаемых из бюджета программы в каждый период ее горизонта.

Представим общий вид модели.

$$\varphi_l f_l(x) \rightarrow \max(\min), \quad l \in L, \\ x \in G,$$

где x – вектор переменных, определяющих структуру программы; $f_l(x)$ – функция, соответствующая показателю l ; φ_l – вес показателя l ; L – множество номеров показателей; G – множество линейных ограничений.

Основные положения, история развития модели и возможности соответствующего программного обеспечения детально описаны в многочисленных наших работах, например (Брагинский, Татевосян и др., 2013, Седова 14, Седова, 2015 Брагинский, Татевосян и др., 2017). По мере совершенствования модели в нее вводились новые элементы. К настоящему времени модель учитывает следующее.

Вложения в программу производятся в течение T периодов ($t = 1, \dots, T$). Этот интервал назовем горизонтом программы.

Каждый проект, претендующий на включение в программу задается базовым вариантом, который характеризуется:

- объемом инвестиций, необходимым для реализации проекта, и их распределением периодам;

- объемами выпускаемой продукции и получаемой в результате ее реализации прибыли в целом и по периодам;

- временным интервалом, в который возможно начало реализации проекта.

Имеется возможность указать проекты, объем финансирования которых может быть увеличен или уменьшен относительно базового. Предполагается, что выпуск продукции в рамках проектов и прибыль, получаемая в результате их реализации, пропорциональны вложениям, распределение объема финансирования проекта при его изменении по периодам остается постоянным.

Состав показателей целевой функции модели и их веса определяет разработчик программы, исходя из характера, целей и задач, а также необходимости исследовать альтернативные варианты. Разработчик может указать, какие показатели нужно дисконтировать, и задать величину коэффициента дисконтирования. Показатели могут быть линейными и дробно-линейными. Число дробно-линейных показателей не ограничивается.

В связи с возможным присутствием в модели нескольких дробно-линейных критериев, для ее численной реализации был применен минимаксный метод. Данный метод многокритериальной оптимизации предложен и реализован в лаборатории ЦЭМИ, возглавляемой Е.Г. Гольштейном (Гольштейн, Борисова, Дубсон, 1990), для задачи с непрерывными переменными. Мы распространили этот метод на задачи со смешанными переменными и создали соответствующую компьютерную программу, которая использует модуль, реализующий метод ветвей и границ, разработанный в ЦЭМИ РАН У.Х. Малковым. Наша программа так же, как и система ДИСАМЗ (Гольштейн, Борисова, Дубсон, 1990), допускает изменение весов показателей целевой функции для нахождения множества Парето-оптимальных решений.

Средства ФБ. Их максимальный объем фиксирован. Общий объем средств ФБ в заданных пределах распределяется между периодами.

В модели предусмотрена возможность *реинвестирование прибыли*. Прибыль, получаемая в результате функционирования введенных в действие проектов, может полностью или частично аккумулироваться в общем бюджете программы и реинвестироваться в проекты с более поздним сроком запуском. В модели реализованы два варианта: реинвестиции без накопления и реинвестиции с накоплением. В первом случае прибыль может направляться на реинвестиции только в период, следующий за тем, в котором она получена. Во втором случае прибыль конкретного года может быть реинвестирована в любом следующем году.

Программа может финансироваться *за счет кредитов*. Модель является универсальной относительно срока кредита, т.е. позволяет отражать краткосрочный, среднесрочный и долгосрочный кредит. Предполагается, что доступно некоторое множество кредитных предложений, которые характеризуются различными процентными ставками и сроками. При этом величина ставки по кредиту зависит от срока на который предоставляется кредит и его размера. Выплаты процентов и погашение кредита может производиться за счет любого источника финансирования, в том числе новых заемных средств. Условия привлечения кредита в модели описываются наборами следующих данных: период (момент) получения кредита, срок, на который выдается кредит, границы величины кредита и процентная ставка.

Описываемый ниже эксперимент проводился при следующих условиях.

Горизонт программы равен 20 годам: (2011 2030). Периодом расчета принят 1 год.

Программа формировалась из 82 проектов, взятых из документов «Стратегия развития химической и нефтехимической промышленности России на период до 2015 г.» и «План развития нефтехимии (включая газохимию) на период до 2030 г.». Их общий объем в базовом варианте составлял 1,7 трлн руб. Эти 82 проекта в базовом варианте образуют *исходный вариант программы*. Данные по проектам, необходимые для проведения оптимизационных расчетов, приведены в табл. 3.1.

Все проекты разделены на три группы: выпускающие крупнотоннажную продукцию массового использования (тип проекта «а»), выпускающие продукцию высоких переделов (тип проекта «б») и выпускающие импортозамещающую продукцию (тип проекта «в»).

В приводимых ниже таблицах проекты сгруппированы по типу, а также введены следующие сокращения: НГ – нижняя граница; ВГ – верхняя граница; ПП – промышленная продукция; ПМ – проектная мощность; ИФ – интенсивность финансирования (отношения объема финансирования проекта, полученного в результате оптимизации, к объему финансирования проекта в исходном варианте).

Объемы представленных проектов существенно различаются: от 0,1 млрд до 1 млрд руб. и от 92 млрд до 202 млрд руб. Отдельные проекты нельзя исключать из программы. Объемы большинства проектов можно было увеличить от 2 до 20 раз. Изменять начало реализации проектов можно было от 1 года до 7 лет ближе к началу действия программы; передвигать начало реализации проектов в сторону горизонта программы можно было от 1 года до 11 лет (см. табл. 3.1).

Таблица 3.1

**Исходные данные по проектам программы развития
нефтегазохимического комплекса России**

№ проекта	Год начала инвестирования	Последний год инвестирования	Границы движения проектов по годам	Тип проекта	Объем финансирования, млрд руб.	Доля проекта в финансировании программы, %	НГ	ВГ	Дисконтированная прибыль, млрд руб.	Доля дисконт. прибыли проекта в программе, %	Годовой объем ПП при выходе на ПМ, млрд руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	13
1	2014	2016	-	а	12,00	0,72	0	2	4,84	1,53	10,00
2	2019	2022	-	а	65,00	3,88	0	1	9,09	2,87	58,00
3	2016	2020	-	а	100,00	5,97	0	1	0,00	0,00	0,00
4	2011	2013	-	а	3,80	0,23	0	1	2,10	0,66	5,20
6	2020	2023	-	а	18,60	1,11	0	2	2,18	0,69	8,50
7	2015	2017	-	а	6,00	0,36	0	2	2,06	0,65	6,00
9	2016	2023	+2	а	78,50	4,69	0	2	12,05	3,80	31,20
10	2014	2017	+8	а	40,00	2,39	0	1	12,18	3,84	24,00
11	2013	2015	+1	а	45,00	2,69	0	2	21,30	6,72	20,00
12	2015	2018	-	а	20,00	1,19	0	1	0,00	0,00	0,00
15	2022	2025	-1/+5	а	20,00	1,19	0	2	1,42	0,45	20,00
16	2021	2030	-	а	186,40	11,13	0	1	0,00	0,00	74,80
18	2013	2015	+3	а	42,00	2,51	0	2	18,12	5,71	16,00
20	2011	2013	-	а	1,60	0,10	0	4	1,03	0,33	2,00
21	2012	2014	-	а	0,90	0,05	0	15	0,50	0,16	1,10
28	2011	2011	+6	а	2,70	0,16	0	4	2,92	0,92	7,60
29	2011	2013	+5	а	3,00	0,18	0	2	1,97	0,62	4,00
30	2011	2014	+14	а	5,90	0,35	0	3	3,41	1,07	5,60
31	2013	2015	-2/+5	а	3,80	0,23	0	5	2,52	0,79	5,00
32	2011	2011	+4	а	0,60	0,04	1	20	1,55	0,49	4,40
35	2014	2016	-1/+4	а	1,60	0,10	1	4	0,67	0,21	2,80
37	2015	2017	+3	а	17,50	1,05	0	2	4,88	1,54	7,20
42	2020	2022	-2/+2	а	6,80	0,41	1	2	0,98	0,31	9,00
44	2020	2023	-3/+2	а	12,50	0,75	1	4	1,57	0,50	3,20
45	2023	2026	-3/+2	а	12,00	0,72	1	14	0,60	0,19	8,00
62	2012	2016	-1/+2	а	4,30	0,26	1	10	1,47	0,46	4,80
64	2011	2013	+6	а	1,60	0,10	1	10	0,89	0,28	1,50
67	2011	2012	+7	а	0,90	0,05	1	15	0,65	0,21	1,00
68	2011	2014	+3	а	6,60	0,39	0	3	4,09	1,29	5,70
69	2011	2014	+3	а	4,00	0,24	0	8	2,76	0,87	6,60
70	2011	2012	+7	а	0,10	0,01	0	20	0,11	0,04	0,16
72	2016	2018	-5/+5	а	4,20	0,25	0	4	1,21	0,38	2,40
73	2019	2021	-7/+7	а	2,00	0,12	0	4	0,33	0,10	1,10
76	2012	2014	-1/+3	а	2,30	0,14	0	15	1,03	0,32	1,48
79	2011	2012	+4	а	1,40	0,08	0	15	0,80	0,25	0,50
80	2020	2022	-2/+6	а	5,50	0,33	0	6	0,75	0,24	5,00
81	2012	2015	-1/+8	а	24,00	1,43	0	3	11,88	3,74	16,00
82	2026	2030	-2	а	162,00	9,67	0	2	2,83	0,89	80,00
5	2013	2015	-	б	5,90	0,35	0	2	6,36	2,00	12,32
8	2018	2023	+2	б	97,00	5,79	0	1	16,88	5,32	53,46

Окончание табл. 3.1

№ проекта	Год начала инвестирования	Последний год инвестирования	Границы движения проектов по годам	Тип проекта	Объем финансирования, млрд руб.	Доля проекта в финансировании программы, %	НГ	ВГ	Дисконтированная прибыль, млрд руб.	Доля дисконт. прибыли проекта в программе, %	Годовой объем ПП при выходе на ПМ, млрд руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	13
13	2016	2025	-	б	145,00	8,66	0	2	29,28	9,23	74,80
14	2012	2020	+3	б	142,60	8,52	0	2	49,31	15,55	44,00
17	2023	2030	-	б	201,70	12,04	0	1	6,69	2,11	81,84
19	2011	2013	+7	б	1,50	0,09	0	10	1,22	0,39	0,66
22	2011	2011	+4	б	1,30	0,08	0	20	1,32	0,42	0,77
23	2011	2013	-	б	4,50	0,27	0	5	4,48	1,41	4,40
24	2011	2013	+6	б	2,20	0,13	0	10	1,71	0,54	0,88
25	2013	2017	-2/+4	б	3,00	0,18	1	4	1,22	0,38	1,32
26	2011	2011	+10	б	0,70	0,04	0	10	1,47	0,46	1,65
27	2012	2017	+10	б	7,50	0,45	0	5	5,03	1,59	4,40
34	2015	2017	+4	б	10,80	0,64	0	4	5,14	1,62	8,91
36	2012	2014	+3	б	5,00	0,30	1	4	4,08	1,28	4,95
38	2011	2013	+7	б	2,10	0,13	1	10	1,91	0,60	1,65
39	2013	2015	-2/+6	б	1,00	0,06	1	10	0,53	0,17	0,44
40	2014	2016	-	б	2,50	0,15	0	4	1,79	0,56	2,64
41	2011	2013	+12	б	0,80	0,05	0	10	0,67	0,21	0,44
43	2023	2026	-1/+2	б	34,50	2,06	0	3	2,30	0,73	22,44
48	2015	2017	-3/+3	б	2,70	0,16	0	5	1,35	0,43	2,42
49	2018	2020	-3/+5	б	8,50	0,51	0	3	2,37	0,75	7,48
50	2012	2014	-1/+6	б	0,90	0,05	1	15	0,68	0,22	0,88
51	2024	2026	-5/+2	б	0,50	0,03	0	20	0,03	0,01	0,44
52	2015	2017	-1/+3	б	3,50	0,21	1	6	1,76	0,56	5,28
55	2014	2016	-1/+7	б	5,00	0,30	1	4	2,50	0,79	3,96
56	2017	2019	-2/+3	б	1,50	0,09	1	15	0,70	0,22	1,76
57	2020	2022	-2/+1	б	1,50	0,09	0	15	0,37	0,12	1,76
58	2012	2014	+5	б	4,50	0,27	1	10	3,43	1,08	4,40
59	2011	2013	+5	б	0,90	0,05	1	15	1,08	0,34	1,32
60	2011	2013	+4	б	2,10	0,13	1	5	2,91	0,92	3,96
61	2014	2016	-2/+3	б	2,50	0,15	1	10	1,22	0,38	1,32
63	2011	2013	+6	б	2,80	0,17	1	10	2,43	0,77	2,64
65	2014	2015	-1/+3	б	1,00	0,06	1	15	0,48	0,15	0,44
66	2015	2016	-2/+5	б	0,80	0,05	1	15	0,31	0,10	0,22
74	2011	2014	+6	б	0,60	0,04	0	15	0,66	0,21	0,88
75	2017	2019	-2/+7	б	1,50	0,09	0	12	0,47	0,15	0,88
77	2015	2016	-2/+5	б	1,00	0,06	0	12	0,47	0,15	0,55
78	2017	2018	-1/+11	б	0,80	0,05	0	15	0,28	0,09	0,55
33	2012	2013	+7	в	1,70	0,10	1	10	1,44	0,46	1,04
46	2011	2013	+5	в	7,50	0,45	1	4	6,99	2,20	4,60
47	2012	2014	-1/+3	в	3,20	0,19	1	10	3,21	1,01	4,60
53	2020	2023	-3/+2	в	23,50	1,40	1	2	2,74	0,86	11,50
54	2013	2014	+6	в	1,00	0,06	1	15	0,83	0,26	0,81
71	2012	2013	-1/+6	в	0,40	0,02	0	20	0,34	0,11	0,23
Всего					1674,60	100,00			317,17	100,00	845,72

Расчеты проводились по критерию максимизации суммарной дисконтированной прибыли от реализации проектов, составляющих программу. Для всех проектов базовым периодом для дисконтирования является первый период программы. Поэтому проекту, в случае его более раннего начала, соответствует бóльшая суммарная дисконтированная прибыль. В этом случае важную роль играет показатель, названный нами «рентабельность инвестиций», который рассчитывается как отношение суммы дисконтированной прибыли за весь срок действия программы к сумме дисконтированных инвестиций.

Прибыль, получаемая при реализации проектов, изначально рассчитывалась исходя из равенства рентабельности продукции к капиталу (инвестициям) для всех проектов. В данном эксперименте рентабельности продукции к капиталу установлена на уровне 15%. Различные виды рентабельности проектов приведены в табл. 3.2.

Таблица 3.2

***Рентабельность проектов программы развития
нефтегазохимического комплекса России***

№ про-екта	Тип про-екта	Рентабельность оборота		Коэффициент обо-рота капитала		Рентабельность капитала		Рентабельность инвестиций	
		%	ранг		Ранг	%	ранг	%	ранг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	a	18,00	56	0,83	39–40	15,00	45–79	84,12	46
2	a	16,81	59	0,89	35	15,00	45–79	61,88	70
3	a							0,00	
4	a	10,96	74	1,37	13	15,00	45–79	72,85	60
6	a	32,82	27	0,46	65	15,00	45–79	57,19	73
7	a	15,00	65	1,00	24–25	15,00	45–79	80,01	54
9	a	37,74	15	0,40	73–75	15,00	45–79	55,50	74
10	a	25,00	40	0,60	51	15,00	45–79	64,23	67
11	a	33,75	26	0,44	66–70	15,00	45–79	83,55	48
12	a							0,00	
15	a	15,00	65	1,00	24–25	15,00	45–79	45,50	76
16	a			0,40	73–75			0,00	
18	a	39,38	12	0,38	76	15,00	45–79	76,17	57
20	a	12,00	70	1,25	17	15,00	45–79	85,01	42
21	a	12,27	69	1,22	18	15,00	45–79	83,67	47
28	a	5,33	78	2,81	2	15,00	45–79	124,49	14
29	a	11,25	73	1,33	14	15,00	45–79	80,84	52
30	a	15,80	63	0,95	30	15,00	45–79	76,02	58
31	a	11,40	71	1,32	15–16	15,00	45–79	115,44	22
32	a	2,05	79	7,33	1	15,00	45–79	297,32	1
35	a	8,57	77	1,75	6	15,00	45–79	84,79	44
37	a	36,46	19	0,41	71–72	15,00	45–79	64,27	66
42	a	11,33	72	1,32	15–16	15,00	45–79	66,87	63
44	a	58,59	2	0,26	80	15,00	45–79	65,00	65
45	a	22,50	49–50	0,67	45–46	15,00	45–79	40,61	77

Продолжение табл. 3.2

№ про- екта	Тип про- екта	Рентабельность оборота		Коэффициент обо- рота капитала		Рентабельность капитала		Рентабельность инвестиций	
		%	ранг		Ранг	%	ранг	%	ранг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
62	а	13,44	68	1,12	21	15,00	45–79	58,80	71
64	а	16,00	62	0,94	31–32	15,00	45–79	72,90	59
67	а	13,50	67	1,11	22	15,00	45–79	89,33	41
68	а	17,37	57	0,86	38	15,00	45–79	84,94	43
69	а	9,09	76	1,65	7	15,00	45–79	90,78	39
70	а	9,38	75	1,60	8	15,00	45–79	139,51	10
72	а	26,25	36	0,57	56	15,00	45–79	76,53	56
73	а	27,27	35	0,55	57–60	15,00	45–79	66,60	64
76	а	23,31	47	0,64	48	15,00	45–79	67,85	62
79	а	42,00	11	0,36	77	15,00	45–79	70,30	61
80	а	16,50	60	0,91	33	15,00	45–79	63,18	68
81	а	22,50	49–50	0,67	45–46	15,00	45–79	79,89	55
82	а	30,38	31	0,49	63–64	15,00	45–79	21,65	79
5	б	16,27	61	2,09	4	33,98	2	190,13	3
8	б	36,31	22	0,55	57–60	20,01	32	80,03	53
13	б	38,17	14	0,52	62	19,69	36	83,39	49
14	б	57,70	3	0,31	78	17,81	43	84,15	45
17	б	46,06	5	0,41	71–72	18,69	41	33,91	78
19	б	43,18	7–10	0,44	66–70	19,00	37–40	107,46	30
22	б	34,42	25	0,59	52	20,38	29	116,90	20
23	б	24,43	43–44	0,98	27–29	23,89	13–15	130,96	13
24	б	46,59	4	0,40	73–75	18,64	42	102,22	31
25	б	43,18	7–10	0,44	66–70	19,00	37–40	81,80	51
26	б	15,45	64	2,36	3	36,43	1	241,22	2
27	б	34,66	23–24	0,59	53–54	20,33	30–31	131,02	12
34	б	27,27	34	0,83	39–40	22,50	22–23	109,69	29
36	б	24,24	45	0,99	26	24,00	12	123,45	15
38	б	28,18	32	0,79	42–43	22,14	25	119,95	19
39	б	43,18	7–10	0,44	66–70	19,00	37–40	91,64	38
40	б	23,30	48	1,06	23	24,60	11	143,43	8
41	б	36,36	21	0,55	57–60	20,00	33–34	110,71	28
43	б	32,15	28	0,65	47	20,91	28	52,42	75
48	б	25,83	39	0,90	34	23,15	17	115,37	23
49	б	26,14	37–38	0,88	37	23,00	18–20	97,49	36
50	б	24,43	42	0,98	27–29	23,89	13–15	114,98	25
51	б	26,14	37–38	0,88	36	23,00	18–20	62,26	69
52	б	19,03	55	1,51	9	28,71	5	116,06	21
55	б	28,03	33	0,79	42–43	22,20	24	100,12	33
56	б	21,88	51–52	1,17	19–20	25,67	8–9	142,89	9
57	б	21,88	51–52	1,17	19–20	25,67	8–9	113,93	27
58	б	24,43	43–44	0,98	27–29	23,89	13–15	115,28	24
59	б	19,32	53–54	1,47	10–11	28,33	6–7	157,98	5
60	б	17,05	58	1,89	5	32,14	4	182,37	4
61	б	37,50	18	0,53	61	19,80	35	97,52	35
63	б	25,00	41	0,94	31–32	23,57	16	114,54	26
65	б	43,18	7–10	0,44	66–70	19,00	37–40	90,09	40
66	б	63,64	1	0,28	79	17,50	44	82,80	50
74	б	19,32	53–54	1,47	10–11	28,33	6–7	152,89	6

Окончание табл. 3.2

№ про-екта	Тип про-екта	Рентабельность оборота		Коэффициент обо-рота капитала		Рентабельность капитала		Рентабельность инвестиций	
		%	ранг		Ранг	%	ранг	%	ранг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
75	б	34,66	23–24	0,59	53–54	20,33	30–31	94,51	37
77	б	36,36	20	0,55	57–60	20,00	33–34	101,29	32
78	б	30,91	30	0,69	44	21,25	27	99,29	34
33	в	37,68	16	0,61	49–50	22,94	21	120,13	18
46	в	37,50	17	0,61	49–50	23,00	18–20	122,82	16
47	в	23,48	46	1,44	12	33,75	3	151,94	7
53	в	43,70	6	0,49	63–64	21,38	26	57,49	72
54	в	31,68	29	0,81	41	25,50	10	134,47	11
71	в	39,13	13	0,58	55	22,50	22–23	120,85	17

Цены на продукцию программы в этом эксперименте получили надбавки: на продукцию высоких переделов – на 10%, на импортозамещающую продукцию, как самую актуальную и, в тоже время, производимую в очень небольшом количестве, устанавливается максимальная надбавка – 15% к первоначальной цене. На крупнотоннажную продукцию массового использования надбавки не предусматривались.

Здесь представлено 2 варианта оптимизации инвестиционной программы:

- расчет 1 с двумя источниками финансирования программы – средства федерального бюджет и реинвестирование прибыли (см. табл. 3.3);
- расчет 2 с добавлением третьего источника финансирования – кредита (см. табл. 3.4).

Преимуществом кредита в условиях предложенной авторами системы экономического механизма инвестиционных программ является большая возможность его получения и гибкость в использовании во времени. Неблагоприятным свойством кредита по отношению к бюджетному финансированию с точки зрения инвестора является его платность. В рамках второго варианта оптимизации инвестиционной программы привлекался преимущественно долгосрочный кредит по ставке 5%. Тело кредита возвращается за пределами горизонта программы.

Таблица 3.3

**Результаты оптимизации программы развития
нефтегазохимического комплекса России (расчет 1)**

№ проекта	Тип проекта	Год начала	Изменение года начала	ИФ	Объем финансирования, млрд.	Доля проекта в финансировании программы, %	Дисконтированная прибыль, млрд.	Доля дисконт. прибыли проекта в программе, %	Рентабельность инвестиций		Годовой объем ПП при выходе на ПМ, млрд руб.
									%	Ранг	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	а					0,00		0,00			
2	а	2019	0	1	65,00	2,28	9,09	1,35	61,88	51	58,00
3	а										
4	а										
6	а	2020	0	2	37,20	1,30	4,36	0,65	57,23	56	8,50
7	а					0,00		0,00			
9	а	2018	2	2	157,0	5,50	15,89	2,36	48,39	60	31,20
10	а	2022	8	1	40,00	1,40	2,34	0,35	37,71	66	24,00
11	а										
12	а										
15	а	2022	0	2	40,00	1,40	2,84	0,42	45,54	62	20,00
16	а										
18	а										
20	а					0,00		0,00			
21	а					0,00		0,00			
28	а	2012	1	4	10,80	0,38	10,08	1,50	123,46	15	30,40
29	а					0,00		0,00			
30	а	2023	12	3	17,70	0,62	1,03	0,15	40,98	64	16,80
31	а	2013	0	5	19,00	0,67	12,60	1,87	115,44	21	25,00
32	а	2011	0	20	12,00	0,42	31,04	4,61	297,32	1	88,00
35	а	2018	4	4	6,40	0,22	1,36	0,20	75,61	44	11,20
37	а					0,00		0,00			
42	а	2021	1	2	13,60	0,48	1,60	0,24	62,66	50	9,00
44	а	2021	1	4	50,00	1,75	5,07	0,75	60,24	53	12,80
45	а	2022	-1	14	168,0	5,89	11,21	1,67	47,03	61	112,00
62	а	2014	2	1	4,30	0,15	1,05	0,16	55,43	57	4,80
64	а	2013	2	1	1,60	0,06	0,65	0,10	70,26	47	1,50
67	а	2018	7	15	13,50	0,47	3,17	0,47	76,73	43	15,00
68	а					0,00		0,00			
69	а	2012	1	1	4,00	0,14	2,37	0,35	89,62	33	6,60
70	а	2011	0	14	1,40	0,05	1,58	0,24	139,51	10	2,24
72	а	2021	5	4	16,80	0,59	1,90	0,28	60,08	54	9,60
73	а	2022	3	4	8,00	0,28	0,70	0,10	53,82	59	4,40
76	а					0,00					
79	а					0,00		0,00			
80	а	2022	2	6	33,00	1,16	2,91	0,43	54,07	58	30,00
81	а	2020	8	3	72,00	2,52	8,69	1,29	59,59	55	48,00
82	а	2024	-2	2	324,0	11,36	13,87	2,06	40,10	65	80,00
5	б	2013	0	2	11,80	0,41	12,71	1,89	190,17	3	12,32
8	б	2018	0	1	97,00	3,40	16,88	2,51	80,03	42	53,46

Окончание табл. 3.3

№ проекта	Тип проекта	Год начала	Изменение года начала	ИФ	Объем финансирования, млрд.	Доля проекта в финансировании программы, %	Дисконтированная прибыль, млрд.	Доля дисконт. прибыли проекта в программе, %	Рентабельность инвестиций		Годовой объем ПП при выходе на ПМ, млрд руб.
									%	Ранг	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
13	б	2016	0	2	290,0	10,16	58,55	8,71	83,40	39	74,80
14	б	2015	3	2	285,2	10,00	57,76	8,59	74,96	45	44,00
17	б	2023	0	1	201,7	7,07	6,69	0,99	33,91	67	81,84
19	б	2018	7	10	15,00	0,53	3,86	0,57	90,19	32	6,60
22	б	2014	3	20	26,00	0,91	16,64	2,47	111,98	22	15,40
23	б	2011	0	5	22,50	0,79	22,38	3,33	130,96	13	22,00
24	б	2017	6	10	22,00	0,77	6,43	0,96	89,06	35	8,80
25	б	2017	4	4	12,00	0,42	2,39	0,36	70,15	48	5,28
26	б	2012	1	10	7,00	0,25	12,64	1,88	238,94	2	16,50
27	б	2012	0	5	37,50	1,31	25,16	3,74	131,02	12	22,00
34	б	2018	3	4	43,20	1,51	12,16	1,81	98,64	29	35,64
36	б	2013	1	4	20,00	0,70	13,92	2,07	121,22	16	19,80
38	б	2015	4	10	21,00	0,74	10,13	1,51	111,07	23	16,50
39	б	2019	6	10	10,00	0,35	1,83	0,27	73,79	46	4,40
40	б	2014	0	4	10,00	0,35	7,16	1,06	143,43	9	10,56
41	б	2019	8	10	8,00	0,28	1,76	0,26	88,89	36	4,40
43	б	2022	-1	3	103,5	3,63	9,27	1,38	61,14	52	67,32
48	б	2013	-2	5	13,50	0,47	9,34	1,39	120,53	18	12,10
49	б	2019	1	3	25,50	0,89	5,86	0,87	92,65	31	22,44
50	б	2016	4	15	13,50	0,47	5,28	0,79	103,53	27	13,20
51	б	2019	-5	20	10,00	0,35	2,28	0,34	105,56	26	8,80
52	б	2014	-1	6	21,00	0,74	12,53	1,86	119,58	19	31,68
55	б	2019	5	4	20,00	0,70	4,06	0,60	81,79	41	15,84
56	б	2015	-2	15	22,50	0,79	14,70	2,19	150,54	7	26,40
57	б	2018	-2	15	22,50	0,79	8,06	1,20	125,47	14	26,40
58	б	2015	3	10	45,00	1,58	21,03	3,13	107,74	25	44,00
59	б	2012	1	15	13,50	0,47	13,86	2,06	155,56	5	19,80
60	б	2012	1	5	10,50	0,37	12,46	1,85	179,80	4	19,80
61	б	2017	3	10	25,00	0,88	7,31	1,09	89,15	34	13,20
63	б	2017	6	10	28,00	0,98	8,99	1,34	97,82	30	26,40
65	б	2017	3	12	12,00	0,42	3,49	0,52	82,91	40	5,28
66	б	2020	5	15	12,00	0,42	1,88	0,28	67,57	49	3,30
74	б	2012	1	15	9,00	0,32	8,49	1,26	149,74	8	13,20
75	б	2019	2	12	18,00	0,63	3,85	0,57	86,52	38	10,56
77	б	2019	4	12	12,00	0,42	2,82	0,42	88,35	37	6,60
78	б	2016	-1	15	12,00	0,42	4,97	0,74	102,48	28	8,25
33	в	2016	4	10	17,00	0,60	7,57	1,13	110,19	24	10,35
46	в	2014	3	4	30,00	1,05	17,42	2,59	116,38	20	18,40
47	в	2012	0	10	32,00	1,12	32,09	4,77	151,94	6	46,00
53	в	2022	2	2	47,00	1,65	3,14	0,47	43,64	63	11,50
54	в	2014	1	15	15,00	0,53	10,59	1,57	131,96	11	12,08
71	в	2012	0	20	8,00	0,28	6,84	1,02	120,85	17	4,60
ВСЕГО					2853,2	100,00	672,61	100,00	92,86		1600,84

Таблица 3.4

**Результаты оптимизации программы развития
нефтегазохимического комплекса России (расчет 2)**

№ проекта	Тип проекта	Год начала	Изменение года начала	ИФ	Объем финансирования, млрд.	Доля проекта в финансировании программы, %	Дисконтированная прибыль, млрд.	Доля дисконт. прибыли проекта в программе, %	Рентабельность инвестиций		Годовой объем ПП при выходе на ПМ, млрд руб.
									%	Ранг	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	а										
2	а	2019	0	1	65,00	2,28	9,09	1,32	61,88	51	58,00
3	а										
4	а										
6	а	2020	0	2	37,20	1,31	4,36	0,64	57,23	57	8,50
7	а										
9	а	2018	2	2	157,00	5,52	15,89	2,32	48,39	59	31,20
10	а	2022	8	1	40,00	1,41	2,34	0,34	37,71	64	24,00
11	а										
12	а										
15	а	2023	1	2	40,00	1,41	2,15	0,31	39,67	63	20,00
16	а										
18	а										
20	а										
21	а										
28	а	2012	1	4	10,80	0,38	10,08	1,47	123,46	15	30,40
29	а										
30	а	2024	13	3	17,70	0,62	0,75	0,11	34,48	65	16,80
31	а	2013	0	5	19,00	0,67	12,60	1,84	115,44	22	25,00
32	а	2011	0	20	12,00	0,42	31,04	4,52	297,32	1	88,00
35	а	2018	4	4	6,40	0,22	1,36	0,20	75,61	43	11,20
37	а										
42	а	2022	2	2	13,60	0,48	1,28	0,19	57,84	56	9,00
44	а	2021	1	4	50,00	1,76	5,07	0,74	60,24	53	12,80
45	а	2022	-1	14	168,00	5,90	11,21	1,63	47,03	60	112,00
62	а	2014	2	1	4,30	0,15	1,05	0,15	55,43	58	4,80
64	а	2017	6	1	1,60	0,06	0,33	0,05	62,48	50	1,50
67	а	2018	7	15	13,50	0,47	3,17	0,46	76,73	42	15,00
68	а										
69	а										
70	а	2011	0	20	2,00	0,07	2,26	0,33	139,51	10	3,20
72	а	2019	3	4	16,80	0,59	2,84	0,41	67,98	47	9,60
73	а	2019	0	4	8,00	0,28	1,32	0,19	66,60	49	4,40
76	а										
79	а										
80	а	2021	1	6	33,00	1,16	3,65	0,53	59,01	55	30,00
81	а	2020	8	3	72,00	2,53	8,69	1,27	59,59	54	48,00
82	а	2024	-2	2	324,00	11,39	13,87	2,02	40,10	62	80,00
5	б	2013	0	2	11,80	0,41	12,71	1,85	190,17	3	12,32
8	б	2018	0	1	97,00	3,41	16,88	2,46	80,03	41	53,46

Окончание табл. 3.4

№ проекта	Тип проекта	Год начала	Изменение года начала	ИФ	Объем финансирования, млрд.	Доля проекта в финансировании программы, %	Дисконтированная прибыль, млрд.	Доля дисконт. прибыли проекта в программе, %	Рентабельность инвестиций		Годовой объем ПП при выходе на ПМ, млрд руб.
									%	Ранг	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
13	б	2016	0	2	290,00	10,19	58,55	8,53	83,40	38	74,80
14	б	2015	3	2	285,20	10,02	57,76	8,42	74,96	44	44,00
17	б	2023	0	1	201,70	7,09	6,69	0,97	33,91	66	81,84
19	б	2018	7	10	15,00	0,53	3,86	0,56	90,19	33	6,60
22	б	2014	3	20	26,00	0,91	16,64	2,42	111,98	23	15,40
23	б	2011	0	5	22,50	0,79	22,38	3,26	130,96	13	22,00
24	б	2017	6	10	22,00	0,77	6,43	0,94	89,06	35	8,80
25	б	2017	4	2	6,00	0,21	1,19	0,17	70,15	46	2,64
26	б	2012	1	10	7,00	0,25	12,64	1,84	238,94	2	16,50
27	б	2012	0	5	37,50	1,32	25,16	3,67	131,02	12	22,00
34	б	2015	0	4	43,20	1,52	20,56	3,00	109,69	24	35,64
36	б	2013	1	4	20,00	0,70	13,92	2,03	121,22	16	19,80
38	б	2017	6	10	21,00	0,74	7,20	1,05	104,50	28	16,50
39	б	2019	6	10	10,00	0,35	1,83	0,27	73,79	45	4,40
40	б	2014	0	4	10,00	0,35	7,16	1,04	143,43	9	10,56
41	б	2012	1	9	7,20	0,25	5,18	0,76	109,09	25	3,96
43	б	2022	-1	3	103,50	3,64	9,27	1,35	61,14	52	67,32
48	б	2013	-2	5	13,50	0,47	9,34	1,36	120,53	18	12,10
49	б	2018	0	3	25,50	0,90	7,10	1,03	97,49	30	22,44
50	б	2018	6	15	13,50	0,47	3,68	0,54	95,33	31	13,20
51	б	2019	-5	20	10,00	0,35	2,28	0,33	105,56	27	8,80
52	б	2014	-1	6	21,00	0,74	12,53	1,83	119,58	19	31,68
55	б	2019	5	4	20,00	0,70	4,06	0,59	81,79	40	15,84
56	б	2015	-2	15	22,50	0,79	14,70	2,14	150,54	7	26,40
57	б	2018	-2	15	22,50	0,79	8,06	1,17	125,47	14	26,40
58	б	2015	3	10	45,00	1,58	21,03	3,06	107,74	26	44,00
59	б	2012	1	15	13,50	0,47	13,86	2,02	155,56	5	19,80
60	б	2011	0	5	10,50	0,37	14,54	2,12	182,37	4	19,80
61	б	2017	3	10	25,00	0,88	7,31	1,07	89,15	34	13,20
63	б	2016	5	10	28,00	0,98	10,74	1,57	101,61	29	26,40
65	б	2017	3	15	15,00	0,53	4,37	0,64	82,91	39	6,60
66	б	2020	5	14	11,20	0,39	1,75	0,26	67,57	48	3,08
74	б	2012	1	15	9,00	0,32	8,49	1,24	149,74	8	13,20
75	б	2019	2	12	18,00	0,63	3,85	0,56	86,52	37	10,56
77	б	2019	4	12	12,00	0,42	2,82	0,41	88,35	36	6,60
78	б	2019	2	15	12,00	0,42	2,91	0,42	91,08	32	8,25
33	в	2014	2	10	17,00	0,60	10,53	1,53	115,84	21	10,35
46	в	2014	3	4	30,00	1,05	17,42	2,54	116,38	20	18,40
47	в	2012	0	10	32,00	1,12	32,09	4,68	151,94	6	46,00
53	в	2022	2	2	47,00	1,65	3,14	0,46	43,64	61	11,50
54	в	2013	0	15	15,00	0,53	12,41	1,81	134,47	11	12,08
71	в	2012	0	20	8,00	0,28	6,84	1,00	120,85	17	4,60
ВСЕГО					2845,20	100,00	686,25	100,00	93,65		1593,22

Основные показатели программы в целом за весь ее горизонт приведены в табл. 3.5.

Таблица 3.5

Основные показатели программы, млрд руб.

Показатель	Вариант без кредита	Вариант с кредитом	Изменение Гр.3/Гр.2*100%
1	2	3	3
Общий объем вложений	2853,200	2845,200	99,7
в том числе			
Бюджетные средства	1537,598	837,300	54,5
Реинвестированная прибыль	1315,602	1291,235	98,1
Кредит		716,665	
Общий объем вложений дисконтированный	724,301	732,809	101,2
Годовой объем промышленного производства при выходе на проектную мощность	1600,835	1593,215	99,5
Дисконтированная прибыль	672,606	686,249	102,0
Рентабельность инвестиций, %	92,86	93,65	
Прибыль	4610,768	4641,183	100,7
Возврат кредита и процентов		420,109	
Неиспользованная прибыль	3295,166	2929,839	88,9

Из табл. 3.5 видно, что общий объем финансирования в обоих вариантах оказался приблизительно равным. Кредит был взят в меньшем объеме, чем была предоставленная возможность (716 млрд вместо 987 млрд руб.). В то же время кредит позволил увеличить объем финансирования в первые годы реализации программы, что позволило профинансировать более рентабельные проекты ближе к началу действия программы. За счет этого фактора увеличилась возможность реинвестирования прибыли, причем в первые годы программы. В результате суммарная (по всем проектам) дисконтированная прибыль, несмотря на необходимость платить за кредит, получилась равной при обоих вариантах расчетов. В результате привлечения кредита для реализации программы бюджетные средства уменьшились вдвое (837 млрд против 1537 млрд руб.).

В табл. 3.6 представлены сводные данные с разбивкой по группам по числу проектов, у которых в результате оптимизации изменились объемы финансирования или сроки начала реализации.

Таблица 3.6

Сводные показатели по количеству проектов

Группа	Число проектов					
	всего	увеличивших объем	не изменив- ших объем	не получив- ших финан- сирование	со сдвигом к началу про- граммы	со сдвигом к концу про- граммы
Расчет 1						
а	38	18	5	15	2	15
б	38	36	2		7	24
в	6	6				4
Всего	82	60	7	15	9	43
Расчет 2						
а	38	18	4	16	2	14
б	38	36	2		6	22
в	6	6				3
Всего	82	60	6	16	8	39

В первом варианте расчета в сравнении с исходным вариантом программы по 60 проектам вырос объем финансирования. При этом у всех 6-ти проектов группы «в» объем финансирования достиг верхней границы. В группе «б» у 36 проектов из 38 увеличилось финансирование, при этом у 35 – на максимально возможную величину. Другая картина в группе «а». Здесь 15 проектов из 38 не получают финансирования, 5 проектов реализуются в базовом варианте, а у 18 увеличивается финансирование (у 17 максимально). Все 15 проектов, которым отказано в финансировании, имеют рентабельность инвестиций ниже средней по программе. В этом варианте расчета старт 9 проектов (2 из группы «а» и 7 из группы «б») сдвигается к началу программы на 1–5 года (все с ростом объема), а старт 43 (39 с ростом объема) – к концу программы на 1–12 года.

Во втором варианте расчета в сравнении с первым вариантом результаты сходные (см. табл. 3.6). Различия состоят в том, что к проектам, не получившим финансирование, добавился еще один из группы «а» и число проектов, у которых начало реализации сместилось к концу горизонта программы, сократилось на 4 проекта. Кроме того, на 1 проект уменьшилось число проектов со сдвигом старта к первым годам программы и число проектов, не изменивших объем финансирования.

Такому распределению бюджета программы между проектами способствовала, предложенная авторами, система ценообразования.

При более детальном анализе (см. табл. 3.3 и 3.4) можно заметить, что во втором расчете по сравнению с первым изменения затрагивают 22 проекта (9 из группы «а», 11 из группы «б» и 2 из группы «в»). В группе «в» во втором расчете по сравнению с первым проект № 54 стартует, не меняя объема финансирования,

раньше на один год, а проект № 33 – на два года. В группе «б» проекты № 25, 65 и 66 не меняют года начала реализации, при этом объем финансирования проекта № 65 увеличивается, а проектов № 25 и 66 уменьшается. Старт проектов № 38, 50 и 78 отодвигается к концу программы с сохранением объема финансирования, соответственно, на 2, 2 и 3 года. Начало реализации еще 5 проектов (№ 34, 41, 49, 60 и 63) переносится к началу программы от 1 до 7 лет. Объем финансирования проекты № 34, 49, 60 и 63 остается таким же, как и в первом варианте, а проекта № 41 сокращается. В группе «а» проект № 69 во втором варианте расчета присоединяется к проектам, не получившим финансирования. Проект № 70 во втором варианте расчета увеличивает объем финансирования, не меняя год старта. Проекты № 15, 30, 42, 64, 72, 73 и 80 сохраняют то же финансирование, что и в первом варианте расчета. При этом из них первые четыре начинаются позже, а остальные три – раньше.

При сравнении объемов финансирования по годам горизонта программы видно, что во втором варианте расчета кредит позволил по сравнению с первым вариантом увеличить объемы вложений в программу в первые годы ее горизонта (см. табл. 3.7).

Таблица 3.7

Объемы вложений по годам горизонта программы

Год	Объем финансирования, млрд.		Изменение объема финансирования Гр.3/Гр.2*100, %	Год	Объем финансирования, млрд.		Изменение объема финансирования Гр.7/Гр.6*100, %
	Расчет 1	Расчет 2			Расчет 1	Расчет 2	
1	2	3	4	5	6	7	8
2011	17,200	19,600	113,95	2021	263,472	261,252	99,16
2012	51,675	56,815	109,95	2022	267,506	255,586	95,54
2013	66,905	71,805	107,32	2023	294,557	269,097	91,36
2014	106,220	112,300	105,72	2024	300,390	287,830	95,82
2015	106,284	111,404	104,82	2025	182,560	199,640	109,36
2016	125,324	127,044	101,37	2026	127,455	134,995	105,92
2017	111,028	109,488	98,61	2027	127,455	127,455	100,00
2018	148,498	147,618	99,41	2028	72,740	72,740	100,00
2019	185,838	184,698	99,39	2029	40,340	40,340	100,00
2020	247,668	245,408	99,09	2030	10,085	10,085	100,00
Всего					2853,200	2845,200	99,72

Несмотря на существенные изменения в объемах проектов структура программы осталась неудовлетворительной. Импортзамещающие проекты в обоих расчетах, хотя и увеличили объемы от 2 до 20 раз, и их общий объем вырос почти в 4 раза, но составил всего около 5,3%. Отдельные проекты, относящиеся к высоким

технологиям, увеличили объемы, но их основная часть (29 из 38) остается с долей в общем объеме финансирования менее 1% (!).

Как уже отмечалось, проекты, ориентирующиеся на продукцию массового использования, эффективны при условии их больших объемов, но только один проект этой группы достиг объема 324 млрд руб. (около 11,4% от общего объема инвестиций).

Несмотря на то, что оптимизация структуры программы развития нефтегазохимического комплекса внесла существенные положительные изменения в ее базовый вариант, программа все же остается неудовлетворительной. Разработка программы развития отрасли или региона должна производиться только после создания концепции программы, о чем свидетельствует богатый отечественный и мировой опыт (Макаров 2013, Магомедов 2018, Ерзнкян, Магомедов 2018). В этом случае не придется собирать уже имеющиеся проекты, которые плохо соответствуют целям и задачам программ и иницируются в слишком маленьких объемах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

I. Ключевые проблемы отечественной нефтегазохимии обусловлены ее межотраслевой природой, диктующей применение соответствующих инструментов их решения. Организационный механизм государственных программ не приспособлен для решения проблем развития межотраслевых комплексов, поскольку им не предусмотрена реализация:

- процедур анализа проблем и рассмотрения альтернативных вариантов их решения;
- согласования регионального и отраслевого аспектов планирования;
- согласования интересов государства и бизнеса, предусматривающего соблюдение взаимных договоренностей;
- требования взаимоувязанности программных мероприятий, способствующей формированию горизонтальных и вертикальных интеграционных связей межотраслевого комплекса.

Отдельно следует подчеркнуть два принципиальных организационных момента, снижающих эффективность мер государственного управления в сфере развития нефтегазохимии. Во-первых, имеет место нарушение структурно-логического принципа формирования упомянутых государственных программ, содержащих мероприятия по развитию нефтегазохимии. Данное нарушение выражается в том, что обеспечение реализации межотраслевых инвестиционных проектов нефтегазохимических предприятий имеет низкий статус основного (ведомственного) мероприятия, хотя должно осуществляться на уровне подпрограммы, где имеется возможность увязки ведомственных мероприятий различных министерств. Во-вторых, перечень основных мероприятий рассмотренных государственных программ, локализованных в Дальневосточном федеральном округе, явно недостаточен для решения и малой части перечисленных выше проблем российской нефтегазохимии.

II. Предложен вариант экономического механизма реализации госпрограмм развития, состоящий из:

- системы показателей оценки программы развития, непосредственно связанной со структурой ее инвестиционной части; в предложенной системе выделяются показатели результатов реализации программы, показатели качества выпускаемой в рамках программы продукции и показатели эффективности программы;

- системы финансового обеспечения программы, объединяющей все источники финансирования в едином бюджете программы;
- специальной системы ценообразования на продукцию, выпускаемую в результате реализации инвестиционных проектов госпрограммы.

III. Представлены результаты компьютерного эксперимента, показавшие, что предложенная система ценообразования позволяет сформировать структуру условной программы развития нефтегазохимического комплекса, в которой некоторый приоритет отдается проектам, выпускающим продукцию высоких переделов и импортозамещающую продукцию.

ЛИТЕРАТУРА

- Агафонов В.А.* Анализ стратегий и разработка комплексных программ. М.: Наука, 1990. 216 с.
- Лемешев М.Я., Панченко А.И.* Комплексные программы в планировании народного хозяйства. М.: Экономика, 1973. 167 с.
- Брагинский О.Б., Татевосян Г.М., Седова С.В.* Совершенствование государственных программ развития // Экономика и математические методы. № 4. 2017а. С. 3–12.
- Брагинский О.Б., Татевосян Г.М., Седова С.В., Магомедов Р.Ш.* Государственные программы отраслевого и территориального развития: проблемы методологии и практики управления / Препринт # WP/2017/325. М.: ЦЭМИ РАН, 2017б. 73 с.
- Брагинский О.Б.* Этилен продолжает оставаться важнейшим базовым полупродуктом мировой нефтегазохимии // НефтеГазоХимия, 2016, № 2, с. 14–22.
- Виленский П.Л., Лившиц В.Н., Смоляк С.А.* Оценка эффективности инвестиционных проектов: Теория и практика: учебное пособие. 5-е изд., перераб. и доп. М.: Поли Принт Сервис, 2015. 1300 с.
- Гольштейн Е.Г., Борисова Э.П., Дубсон М.С.* Диалоговая система многокритериальных задач // Экономика и математические методы. 1990. Т. 26. Вып. 4. С. 698–709.
- Ерзнкян Б., Магомедов Р.* Блеск и нищета программирования в экономической политике развития регионов // Проблемы теории и практики управления. 2018. № 3. С. 134–141.
- Ильин В.А.* Частные интересы ограничивают доходы бюджетов // Экономическая наука современной России. 2014. № 2 (65). С. 46–54.
- Клейнер Г.Б.* Какая экономика нужна России и для чего? (опыт системного исследования) // Вопросы экономики. 2013. № 10. С. 4–27.
- Лейбкинд Ю.Р.* Проблемы программно-целевого планирования // Экономика и математические методы. 1974. Т. 10. № 3. С. 449–454.
- Лексин В.Н., Порфирьев Б.Н.* Переосвоение российской Арктики как предмет системного исследования и государственного программно-целевого управления: вопросы методологии // Экономика региона. 2015. № 4. С. 9–20.
- Магомедов Р.Ш.* Недостатки и преимущества проектного управления: мировой опыт и российская практика // Микроэкономика. 2018. № 4. С. 54–58.
- Макаров В.Л.* К вопросу о проектной экономике // Экономическая наука современной России. 2013. № 3 (62). С. 8–14.

- Максимова М.* Кластеры и реальность. Российская нефтегазохимия развивается медленно и неравномерно // Oil and Gas Journal Russia. 2014. № 12. С. 72–78.
- План развития нефтегазохимии: реальность или благие намерения // Нефтегазовая вертикаль. 2013. № 3. С. 50–59.
- Полтерович В.М.* Стратегия модернизации российской экономики: система интерактивного управления ростом // Журнал Новой экономической ассоциации. 2010. №7. С. 158–160.
- Райзберг Б.А.* Государственные программы как инструмент стратегического развития // Проблемы стратегического управления: сборник научных трудов ФБНУ «ИМЭИ». 2014. С. 54–92.
- Седова С.В.* Модель формирования структуры инвестиционных программ // Экономика и математические методы. № 2. 2015. С. 89–102.
- Седова С.В.* Оптимизация структуры инвестиционной программы с учетом реинвестиций // Научно-технические ведомости СПбГПУ. Экономические науки. 2014. № 3. С. 171–182.
- Седова С.В.* Многокритериальная оптимизация в компьютерной системе формирования структуры инвестиционных программ // Вестник ЦЭМИ. 2018 Принято к публикации.
- Славнинская Л.* Газохимия: издержки стратегии // Нефтегазовая вертикаль. 2013. № 3. С. 66–72.
- Татевосян Г.М., Писарева О.М., Седова С.В., Тореев В.Б.* Методы обоснования инвестиционных программ (реальный сектор экономики) / Препринт # WP/2009/260. М.: ЦЭМИ РАН, 2009.
- Татевосян Г.М.* Проблемы эффективности больших инвестиционных программ // Стратегическое планирование и развитие предприятий: материалы двенадцатого всероссийского симпозиума. Секция 4. М.: ЦЭМИ РАН, 2011.
- Татевосян Г.М.* Региональный аспект обоснования и реализации национальных проектов и программ // Научное, экспертно-аналитическое и информационное обеспечение стратегического управления, разработки и реализации приоритетных национальных проектов и программ. М.: ИНИОН РАН, 2007.
- Татевосян Г.М., Седова С.В., Писарева О.М., Костромина Г.Г.* Обоснование инвестиционных программ химического комплекса / Препринт # WP/2013/301. М.: ЦЭМИ РАН, 2013.
- Brelsford R.* Rising demand, low-cost feed spur ethylene capacity growth // Oil and Gas Journal. 2014. July 7. P. 90.

ОБ АВТОРАХ

Брагинский Олег Борисович – д.э.н., проф., зав. лабораторией ЦЭМИ РАН. Тел. (499) 724-25-69, E-mail braginsk@cemi.rssi.ru.

Магомедов Руслан Шарапутдинович – научный сотрудник ЦЭМИ РАН. Тел. (499) 724-25-12, E-mail mrsh.cemi2006@mail.ru.

Татевосян Георг Мартинович – к.э.н., ведущий научный сотрудник ЦЭМИ РАН. Тел. (499) 724-25-12, E-mail tatevos@cemi.rssi.ru.

Седова Светлана Владимировна – к.э.н., старший научный сотрудник ЦЭМИ РАН. Тел. (499) 724-25-12, E-mail sedova@cemi.rssi.ru.

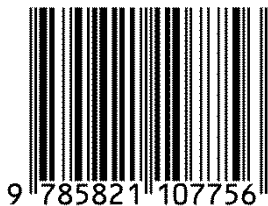
Препринт # WP/2019/328

О.Б. Брагинский, Г.М. Татевосян,
С.В. Седова, Р.Ш. Магомедов

НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ
ХИМИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА
РОССИИ

Подписано в печать 11.06.2019 г.
Формат 60×90/16. Печ. л. 2,6. Тираж 40 экз. Заказ № 11.
ФГБУН Центральный экономико-математический институт РАН
117418, Москва, Нахимовский пр-т, 47
Тел. 8 (499) 724-21-39
E-mail: ecr@cemi.rssi.ru
<http://www.cemi.rssi.ru/>

ISBN 978-5-8211-0775-6



9 785821 107756