

СИСТЕМО-ДИНАМИЧЕСКИЙ ПОДХОД В УПРАВЛЕНИИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ НЕФТЯНОЙ КОМПАНИИ

Акопов А.С., к.э.н., с.н.с.

Центральный экономико-математический институт РАН

ВВЕДЕНИЕ

Деятельность нефтяных компаний (НК) характеризуется высокой сложностью управленческих решений, масштаб и стоимость которых, в большинстве случаев существенно выше, чем в других сегментах экономики. Изменение доли экспортной составляющей в структуре конечного продукта, управление сырьевыми активами, принятие решений о консервации скважин на месторождениях, ценовая политика на внутреннем рынке нефтепродуктов, ввод в действие новых производственных мощностей – далеко неполный перечень управленческих решений высокой сложности и стоимости (как для нефтяной компании, так и для государства в целом). Все эти решения тесно связаны с инвестиционной политикой НК, фактически определяющей финансовое состояние компании и ее производственно-сбытовые возможности в среднесрочной и долгосрочной перспективах.

Настоящая работа посвящена научно-практическим аспектам применения системно-динамического подхода в управлении инвестиционной деятельностью нефтяной компании (НК). Системная динамика – новое направление, предназначенное для решения широкого круга задач, относящихся в основном к моделированию деятельности экономических систем (производственных холдингов, отраслей, регионов, и др.), характеризуемых наличием сложных внутрисистемных связей (в том числе, обратных, перекрестных и иерархических). Такие связи, как правило, порождают нелинейный характер взаимозависимостей между отдельными характеристиками экономической системы, в результате планирование ее деятельности становится принципиально сложной задачей, требующей разработки специального инструментария. В условиях высокой стоимости управленческих решений характерной для нефтяной компании таким инструментарием было выбрано имитационное моделирование, одним из направлений которого является системная динамика.

ОСНОВНОЙ ОБЪЕКТ ИЗУЧЕНИЯ

Инвестиционная деятельность нефтяной компании, которая затрагивает следующие сегменты:

- геологоразведка и нефтедобыча (upstream);
- нефтепереработка и сбыт (downstream).

При этом инвестиционная политика НК рассматривается с учетом сложного взаимодействия показателей деятельности бизнес-сегментов (через механизм перекрестных и обратных связей) и наличием системы корпоративных ограничений и предпочтений, главным из которых является капитализация компании, и учетом инфраструктурных особенностей (транспортной системы). Совокупность прочих бизнес-сегментов (химия и нефтехимия) в работе не рассматривается, по-

скольку их доля в акционерной стоимости нефтяной компании не существенна.

ОСНОВНОЙ ПРЕДМЕТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Ключевые проблемы управления портфелем инвестиционных проектов нефтяной компании: сложность учета взаимовлияния ключевых показателей деятельности НК, необходимость одновременного рассмотрения проектов по всем бизнес-сегментам, необходимость принятия во внимание инфраструктурных особенностей НК (транспортной и сбытовой системы) и др. Решение этих проблем реализуется посредством создания единой долгосрочной имитационной модели управления портфелем проектов, описывающей взаимодействие ключевых бизнес-сегментов НК в рамках сложившейся инвестиционной и производственной политики.

МЕТОДИЧЕСКАЯ БАЗА И МЕТОДОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ

Подход основан на использовании технологии системной динамики.

Впервые системно-динамический подход был предложен Джеймсом Форестером в 1961 г. [1] для моделирования деятельности сложных производственных систем, характеризуемых наличием обратных связей и лаговых соотношений между переменными. Этот подход получил свое дальнейшее развитие в работах западных ученых [2]-[6]. Вместе с тем, нельзя ни отметить, успехи российской экономической науки в области имитационного моделирования, связанные с работами ученых ЦЭМИ РАН, [7]-[9], МГУ [11], МГТУ [12] и др. Отметим также, успехи, связанные с разработкой информационных систем динамического моделирования, в частности известный отечественный программный продукт AnyLogic, поддерживающий концепцию системной динамики, а также другие возможности, в том числе, так называемого, агентского моделирования.

Возвращаясь к проблеме управления инвестиционной и производственной деятельностью нефтяной компании, отметим работы российских ученых по оценке эффективности инвестиционных проектов в нефтяном секторе, в частности работы [13]-[17]. По сути, эти работы можно дифференцировать на две группы: первая [13]-[16], посвящена оценке эффективности инвестиций в обустройство и развитие месторождений, вторая [17]-[18] – оценке эффективности инвестиций в нефтеперерабатывающие мощности и каналы сбыта нефтепродуктов.

В дальнейшем тема имитационного моделирования в управлении инвестиционной деятельностью нефтяной компании была развита автором в работах [19 - 29], в которых представлены разработанные динамические модели, предназначенные для оптимизации портфеля сырьевых активов. Необходимо отметить, о существовании определенных особенностей поведения энергетической компании, оказывающих влияние на ее ценовую и производственную политику. Эти особенности подробно исследованы в работах автора [30] – [42], где изучены и систематизированы вопросы взаимодействия субъекта ТЭК с другими субъектами экономики.

Анализ всех этих работ показывает глубину проблем управления инвестициями в нефтяной промышленности, связанных в основном с необходимостью учета многих факторов при подготовке решений (макроэкономические показатели, технико-экономические показатели месторождений и скважин, затраты на консервацию, риски, спрос на нефтепродукты, производственные мощности, воз-

можности транспортной системы и др.). Число этих факторов только для одного сектора upstream (нефтедобыча) измеряется сотнями. В целом же (с учетом временного фактора, а также общего количества месторождений, скважин, АЗС, нефтебаз, и др.) требуется провести одно-временную компьютерную обработку нескольких десятков миллионов цифр, характеризующих все возможные проекты НК. При долгосрочном инвестиционном планировании оценка влияния такого объема факторов принципиально сложная задача. Отметим, что она особенно актуальна для ВИНК (вертикально-интегрируемых компаний), в которых есть острая потребность в анализе всего портфеля проектов, в силу специфики организационно-бюджетной структуры компании, охватывающей все сферы ее многопланового бизнеса.

Традиционно, в российских нефтяных компаниях принято проводить оценку инвестиционных проектов только на уровне отдельных бизнес-сегментов либо предприятий, например, в секторе upstream рассчитывать показатели месторождений, в секторе downstream (нефтепереработка) оценивать эффективность проектов в строительстве АЗС, и т.д. При этом забывается важный тезис о необходимости достижения сбалансированности в инвестиционной и производственной политике. В противном случае, нефтяная компания, может испытывать недостаток транспортных ресурсов, не получая достаточный эффект от наращивания добычи нефти. И наоборот, вкладывая значительные средства в строительство новых АЗС, за счет избыточной экономии на инновационных технологиях в нефтедобыче, компания рискует упустить дополнительную прибыль (особенно в условиях стремительного роста цен на нефть, когда даже малодобитые скважины становятся рентабельными). К сожалению, такая несбалансированность в долгосрочном периоде может привести к более негативным последствиям (например, потеря позиций компании на ключевых рынках, ухудшение качества переработки, рост себестоимости добычи и т.п.). Высокие цены на нефть в определенной степени сглаживают эффект от несбалансированности, однако, с естественным падением уровня добычи в среднесрочной перспективе (5 – 10 лет), влияние просчетов, допущенных ранее, станет более ощутимым.

Сложность управления огромным портфелем проектов заключается, прежде всего, в трудности создания и реализации методологического инструментария уровня ВИНК, даже с учетом международного опыта. Необходимо отметить, что наиболее известные технологии, предназначенные для оптимизации инвестиционной и производственной политики нефтяных компаний (как западных, так и российских), имеют очень узкую специализацию (отдельные системы для upstream, downstream и т.д.), при этом связь между результатами деятельности предприятий различных бизнес-сегментов, как правило, не учитывается. Другой принципиальной сложностью, является «закрытость» западных технологий. Для их успешного функционирования необходимо обеспечение полноты и непротиворечивости исходной статистической информации, которую практически невозможно достичь в российских условиях. И, наконец, существующие технологии не обеспечивают эффективной связи между стратегическим и оперативным планированием. Недостаточно рациональное использование бюджетных средств на уровне дочерних добывающих предприятий зачастую приводит к существенному снижению эффекта от инвестиционной деятельности. Мно-

гие управленческие решения подготавливаются «интуитивно», на основе экспертных знаний специалистов, методом простого ранжирования технических мероприятий на скважинах. Конечно, в дальнейшем такие решения проходят некоторую апробацию (согласуются с руководством и другими подразделениями предприятия), однако эта процедура требует существенных временных и материальных затрат. Все это затягивает корпоративный инвестиционный процесс, и в определенной степени снижает эффект от капитальных вложений.

Таким образом, вышеперечисленные аспекты обуславливают высокую актуальность данной работы, принципиально улучшающей методологию управления портфелем инвестиционных проектов за интеграции моделей ключевых бизнес-сегментов нефтяной компании (разработанных с использованием существующих методик расчета экономической эффективности) в единую долгосрочную консолидированную модель (ЕДМ), реализованную в среде имитационного моделирования и интегрированную с корпоративным информационным хранилищем и оптимизационными алгоритмами.

Нужно отметить, что в практике оперативного управления существуют и апробированы различные методы интенсификации добычи, направленные на увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН). К их числу, можно отнести изменение сетки бурения, боковую зарезку стволов скважин, гидроразрыв пласта, приобщение пластов и др. В основном эти методы направлены на увеличение проницаемости пластов, либо снижение обводненности нефти. Их можно оценивать по эффективности, а также вероятности успешного проведения.

Вопросы прогнозирования дебита скважин и оценки эффекта от мероприятий остаются за рамками данной работы (этой теме посвящено много специализированных исследований), нацеленной в основном на решение глобальной проблемы повышения эффективности управления деятельностью нефтяной компании, за счет оптимизации:

- портфеля инвестиционных проектов в разрезе НК;
- затрат на транспортировку сырья;
- выбора технических мероприятий на скважинах;
- цен на продукты нефтепереработки;
- объемов поставок нефтепродуктов в различные каналы сбыта.

Итак, отличительной особенностью предлагаемого подхода является:

- использование системной динамики для моделирования производственной и инвестиционной деятельности нефтяной компании, позволяющей описать сложные перекрестные взаимосвязи между отдельными характеристиками системы в виде визуализированного графа, отражающего движение материальных и финансовых потоков компании во времени;
- одновременный анализ всех инвестиционных проектов НК, по всем бизнес-сегментам и дочерним предприятиям;
- учет влияния широкого перечня сценарных условий (макроэкономических факторов, корпоративных ограничений и предпочтений) при оценке эффективности инвестиционных проектов НК;
- реализация единой долгосрочной консолидированной модели, описывающей производственную и инвестиционную деятельность НК на платформе имитационного моделирования, что позволило осуществлять многовариантные расчеты при различных сценарных условиях;
- реализация оперативной модели, предназначенной для оценки экономической эффективности технических мероприятий на скважинах, на платформе имитационного мо-

делирования с интеграцией с моделью верхнего (стратегического) уровня;

- возможность оценки влияния риск-эффектов (курса доллара, цен на нефть, и др.) на рентабельность инвестиционных проектов и капитализацию компании.

Научная новизна работы заключается в следующем:

- Разработан инструментарий интегрированного управления инвестиционной деятельностью нефтяной компании, учитывающий сложный характер взаимодействия различных субъектов ключевых бизнес-сегментов (upstream, downstream и др.).
- впервые в практике управления нефтяной компанией реализована концепция оптимизации портфеля инвестиционных проектов по всем бизнес-сегментам (геологоразведка, нефтедобыча, транспортировка, переработка и сбыт) с учетом системы корпоративных ограничений и предпочтений;
- разработана математическая модель, описывающая производственную и инвестиционную деятельность нефтяной компании, которая в отличие от ранее известных моделей такого типа, учитывает инфраструктурные особенности нефтяной компании, в частности систему транспортировки сырья и систему организации сбыта нефтепродуктов;
- разработан новый методологический и программный инструментарий, реализованный на платформе имитационного моделирования, позволяющий оценивать показатели эффективности инвестиционных проектов, с учетом обратных зависимостей между: динамикой объема добычи сырья по месторождениям и затратами на транспортировку, динамикой поставок нефтепродуктов и соответствующим спросом на внутреннем рынке;
- впервые использована технология CGE-моделирования для прогнозирования динамики цен на нефтепродукты в долгосрочной перспективе, что позволило учесть влияние равновесного фактора в инвестиционной модели нефтяной компании;
- проведен анализ устойчивости портфеля инвестиционных проектов НК по отношению к широкому перечню сценарных условий (курс доллара, цена URALS, инфляция и т.д.) на основе единой долгосрочной инвестиционной модели НК, в результате найдены границы устойчивости, при которых проекты становятся нерентабельными;
- предложена принципиально новая методология оптимизации инвестиционного портфеля НК, базирующаяся на принципах: одновременного рассмотрения проектов во всех бизнес-сегментах; учета влияния перекрестных зависимостей и обратных связей между ключевыми характеристиками системы; использования «генетических» алгоритмов для поиска оптимальных решений; применения средств имитационного моделирования интегрируемых с корпоративным хранилищем. Использование данной методологии позволяет существенно снизить издержки НК на подготовку стратегических планов, повысить экономическую эффективность проектов и обеспечить сбалансированную инвестиционную политику (что важно как удовлетворения растущего спроса на экспорт, так и для развития внутреннего рынка).

Научные результаты, полученные в ходе исследования, являются вкладом в методологию построения систем поддержки принятия решений для нефтяных компаний. Разработанные модели и методы успешно апробированы в крупной нефтяной компании и используются при подготовке стратегических и оперативных решений.

1. ИНВЕСТИЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ НЕФТЯНОЙ КОМПАНИИ

Инвестиционная деятельность нефтяной компании оказывает существенное влияние на характеристики различных бизнес-сегментов НК. Так, например, снижение инвестиций в нефтепереработку может привести к уменьшению объема поставок нефтепродуктов, что неизбежно

приведет к росту цен. Таким образом, невозможно рассматривать инвестиционную политику обособленно, не анализируя при этом другие характеристики системы. Поэтому в данной главе рассматривается не только инвестиционная, но также производственная политика нефтяной компании. Особое внимание уделяется смежным вопросам, связанным с решением транспортной задачи, ценообразованием на внутреннем рынке и др.

ВВЕДЕНИЕ В МЕТОДОЛОГИЮ УПРАВЛЕНИЯ ИНВЕСТИЦИОННЫМИ ПОТОКАМИ НЕФТЯНОЙ КОМПАНИИ

Практическим результатом данной работы является непосредственное внедрение системы динамического моделирования (точнее, единой долгосрочной модели управления портфелем инвестиционных проектов, реализованной на системе имитационного моделирования) в крупнейшей российской нефтяной компании.

Разработанная модель была построена с использованием расчетных методик, существующих и утвержденных в НК. Эти методики носили достаточно разрозненный характер, охватывали отдельные бизнес-сегменты и направления деятельности Компании. Одним из ключевых недостатков такого подхода являлось отсутствие инструмента поддержки принятия решений, способного объединить достоинства этих методик в единую долгосрочную консолидированную модель. В результате невозможно было эффективно управлять портфелем инвестиционных проектов всей компании. Отсутствие интеграции между методиками приводило к необходимости отдельного анализа «фрагментов» бизнеса. В итоге, наблюдалось недостаточно эффективное использование инвестиционных потоков, дисбаланс в производственной сфере и рост транспортных издержек.

Для комплексного решения этих проблем был предложен новый подход, нацеленный на одновременное рассмотрение портфеля инвестиционных проектов в разрезе всей компании. Реализация этого подхода на практике представляла собой сложную задачу. Потребовалось проанализировать огромные массивы информации, учесть иерархические и обратные связи, наблюдаемые между производственными, инвестиционными, ценовыми и др. параметрами, характеризующими операционную деятельность НК, построить математическую, а затем имитационную модель инвестиционного процесса и др. Вместе с тем, именно это задача и была решена в данной работе.

Перечислим важнейшие принципы, которые учитываются в рамках предложенного подхода:

- целью инвестиционной деятельности в долгосрочной перспективе как правило является максимизация акционерной стоимости нефтяной компании;
- инвестиционная деятельность должна охватывать все бизнес-сегменты компании, обеспечивая их сбалансированное развитие;
- инвестиционная деятельность должна обеспечивать устойчивое выполнение корпоративных ограничений (производственных планов, финансовых лимитов, лицензионных соглашений и т.д.) при различных сценарных условиях.

Исходя из сформулированных принципов, предлагается модель управления инвестиционными потоками, позволяющая проводить одновременный анализ более тысячи проектов, в рамках имеющихся ограничений и предпочтений, с учетом влияния риск-эффектов (макроэкономических факторов) и обратных связей, возникающих в реальной системе управления нефтяной компании. По сути, обратные связи представляют собой перекрестные

зависимости между инвестициями в развитие и обустройство месторождений (блок upstream), прогнозируемыми объемами добычи сырой нефти по месторождениям (при заданных инвестициях), транспортными издержками (при прогнозируемых объемах поставок товарной нефти), спросом со стороны нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) на локальных внутренних рынках и объемом поставок нефтепродуктов. Таким образом, рассматривается замкнутая модель управления инвестиционными проектами, в которой инвестиции в проекты одного из бизнес-сегментов (например, downstream) приводят к перераспределению финансовых и материальных потоков и изменению состояния всей системы (например, изменению внутреннего спроса на товарную нефть, далее изменению объемов добычи товарной нефти и расходов на транспорт), т.е. оказывают влияние на результаты деятельности других бизнес-сегментов. Тогда, для того чтобы поддерживать систему в состоянии устойчивого роста, необходимо обеспечить сбалансированную инвестиционную политику, т.е. не только инвестировать в проекты, характеризующиеся высоким уровнем рентабельности, но также инвестировать в другие «обеспечивающие» проекты (связанные с «рентабельными» посредством обратных связей). В противном случае, может возникнуть дисбаланс в системе управления инвестиционными проектами (например, существенное увеличение добычи при ограниченных инфраструктурных возможностях).

Архитектура разработанной модели управления инвестиционными потоками представлена на рис. 1.1.

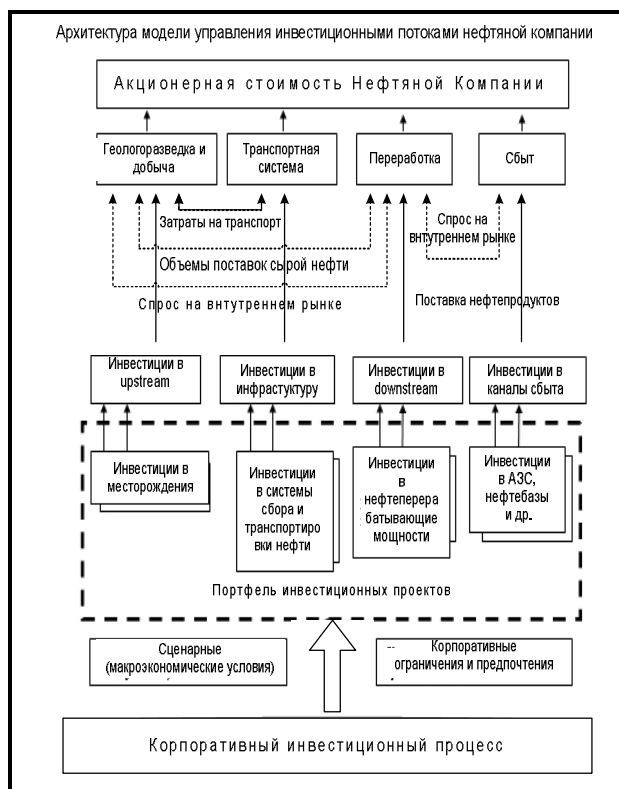


Рис. 1.1. Схема управления инвестиционными потоками в разработанной модели

В соответствии со схемой, представленной на рис. 1.1 дадим некоторые определения, конкретизирующие экономический смысл используемых понятий.

- В рамках предлагаемого подхода акционерная стоимость нефтяной компании рассчитывается по методу DCF (Discounted Cash Flow – дисконтированный денежный поток), представляющий собой накопленную сумму (разность) потоков от операционной и инвестиционной деятельности. Целесообразность использования метода DCF обусловлена тем, что основная часть инвестиций в настоящее время идет на поддержание (и приращение) требуемого уровня добычи нефти (например, за счет выполнения геолого-технических мероприятий на скважинах). При этом доля капитализируемых инвестиций (например, в разведку новых месторождений, строительство нефтеперерабатывающих заводов и др.) относительно не велика. Вместе с тем, отметим, что во многих случаях для оценки акционерной стоимости можно использовать и другие методы, в частности EVA (экономическая добавленная стоимость), multiples (метод весовых коэффициентов) и др. Эти методы применяются в основном в западных нефтяных компаниях.
 - Под корпоративным инвестиционным процессом (рис. 1.1) понимается реализация инвестиционных проектов, которая включает мониторинг и сопровождение, контроль исполнения, обслуживание инвестиционных заявок и др. В рамках предлагаемого подхода инвестиционный процесс рассматривается как совокупность взаимосвязанных бизнес-процессов, с которыми интегрируется единая динамическая модель (ЕДМ), предназначенная для оценки эффективности инвестиционных проектов и оптимизации портфеля проектов. Эти бизнес-процессы транслируются на уровень корпоративной информационной системы (хранилища), с которой интегрируется ЕДМ.
 - Под сценарными условиями (рис. 1.1) понимаются макроэкономические факторы, оказывающие влияние на выручку и затраты. Типичными примерами сценарных условий являются курс доллара и цена на нефть BRENT.
 - Под корпоративными ограничениями понимаются ограничения на материальные и финансовые потоки (например, план по добыче, лимит операционных затрат, и т.д.). Данные ограничения определяются руководством Компании и условиями ее функционирования (например, требованиями лицензионных соглашений, возможностями сервисных компаний, и т.д.).
 - Под корпоративными предпочтениями понимается набор целевых функций (например, добыча нефти, добыча жидкости, чистая выручка и т.д.). Компания может стремиться к максимизации (минимизации) как одной целевой функции, так и рассматривать комплексный критерий (например, максимизировать добычу и одновременно минимизировать затраты).
- Объектами инвестиционной деятельности являются:
1. месторождения, дифференцируемые по фондам скважин (новый фонд, старый фонд);
 2. элементы транспортной инфраструктуры (железнодорожный и морской транспорт)
 3. нефтеперерабатывающие и газоперерабатывающие заводы;
 4. каналы сбыта нефтепродуктов (автозаправочные станции и нефтебазы);

5. прочие объекты, не относящиеся к основной деятельности (например, нефтехимическое производство).

Объекты инвестиционной деятельности относятся к определенным бизнес-сегментам (нефтедобыче, переработке и сбыту), имеющим свои особенности, которые описаны в таблице 1.1.

Таблица 1.1

ОСОБЕННОСТИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПО БИЗНЕС-СЕГМЕНТАМ

Бизнес-сегмент	Ключевые особенности инвестиционной политики
Нефтедобыча (UPSTREAM)	<ol style="list-style-type: none"> инвестируются направления развития и обустройства месторождений (например, проведение геолого-технических мероприятий, зарезка боковых стволов, и т.д.); инвестируются геологоразведочные работы (относящиеся к так называемым, неразведанным месторождениям); инвестируются альтернативные варианты транспортировки нефти к потребителям, необходимые в условиях ограниченных возможностей системы трубопроводного транспорта (например, приобретение танкеров, строительство железнодорожной ветки, и т.д.)
Переработка и сбыт (DOWNSTREAM)	<ol style="list-style-type: none"> инвестируются проекты по строительству НПЗ и ГПЗ, либо варианты их реконструкции (например, строительство комплекса глубокой переработки сырья на основе каталитического крекинга); Инвестируются проекты по развитию каналов сбыта (строительство новых АЗС и нефтебаз)

УПРАВЛЕНИЕ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ

Управление инвестиционной деятельностью нефтяной компании включает нескольких фаз:

- сбор исходной информации от дочерних предприятий в виде инвестиционных заявок, содержащих формализованное технико-экономическое обоснование инвестиционных проектов, определение сценарных условий;
- оценка показателей эффективности инвестиционных проектов;
- оптимизация инвестиционного портфеля;
- мониторинг и сопровождение инвестиционных проектов.

Сбор исходных данных и определение параметров сценарных условий находятся вне рамок данной работы. Прогнозирование динамики курса доллара, цен нефть и других сценарных характеристик, являющихся экзогенными параметрами в расчетных моделях, является отдельной задачей, решаемой специальным отделом, и не относится к зоне ответственности департамента стратегической и инвестиционной политики НК. Сбор и подготовка исходных данных (инвестиционных заявок) также является достаточно сложной задачей (требуется обрабатывать огромные массивы информации, приводить их к единому формату, выявлять ошибки и др.), традиционно решаемой отдельным отделом НК. То же относится и к мониторингу инвестиционных проектов на основе фактических данных.

В работе основное внимание уделяется моделированию эффекта от инвестиционных проектов (достигаемого за счет оптимизации портфеля, обеспечения финансовой устойчивости и инвестиционной сбалансированности), поскольку именно эти задачи представляют собой наивысшую сложность для выработки стратегии НК. Вопросы мониторинга, сопровождения, план-факт анализа, и др., в рамках работы подробно не рассматриваются.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ УПРАВЛЕНИЯ ИНВЕСТИЦИОННЫМИ ПРОЕКТАМИ

Эффективность управления инвестиционными проектами в разрезе НК зависит от многих факторов, среди которых выделяются следующие:

- Полнота и качество исходной информации. Точность оценивания инвестиционных проектов нефтяной компании, во многом зависит от полноты и достоверности исходных технико-экономических показателей, характеризующих эти проекты.
- Анализ экономической эффективности инвестиционных проектов должен вестись одновременно по всем бизнес-сегментам НК. Оптимизация портфеля инвестиционных проектов по всей НК позволяет достичь большей экономической эффективности, по сравнению с подходом, ориентированным на раздельный анализ проектов, относящихся к блокам upstream и downstream. Реформирование инвестиционного портфеля может привести к существенному перераспределению финансовых и материальных потоков, и изменению состояния (и соответственно акционерной стоимости) всей НК. Поэтому, одновременный анализ инвестиционных проектов в разрезе всех бизнес-сегментов, с учетом инфраструктурных особенностей, может обеспечить сбалансированность инвестиционной и производственной политики.
- Необходимость учета обратных связей при оптимизации портфеля инвестиционных проектов. Обратные связи, главным образом, наблюдаются между динамикой добычи нефти, формирующей чистую выручку в бизнес-сегменте upstream, и расчетной стоимостью транспортировки сырья. В результате при расчете цен на сырье по методу net back (цена нефти минус удельная стоимость поставки) необходимо учитывать точные значения объемов поставки (так, называемую сдачу нефти в пунктах сбыта), которая, в свою очередь не может быть определена без моделирования эффекта от инвестиционной деятельности, влияющей на показатели добычи нефти. Таким образом, процесс вычисления оптимальных цен на нефть по методу net back и инвестиций в месторождения, должен носить итерационный характер – вначале расчет объемов добычи при некотором уровне инвестиций (на всем горизонте планирования), затем, распределение нефти по направлениям поставок (через транспортную систему), и собственно, расчет транспортных издержек и цен на нефть net back. Далее, формирование нового портфеля инвестиционных проектов, и повторение процедуры расчета цен.
- Необходимость учета влияния спроса на нефтепродукты на внутреннем рынке при оптимизации портфеля инвестиционных проектов. Спрос на нефтепродукты оказывает очевидное влияние на потребление и возможности каналов сбыта (АЗС, нефтебаз, франчайзинг), развитие которых является одним из направлений инвестиционной деятельности НК. Спрос также оказывает прямое влияние на объемы поставок сырой нефти на нефтеперерабатывающие заводы. Объемы поставок (также именуемые объемами сдачи) определяют транспортные издержки. В результате модель спроса на нефтепродукты приобретает особое значение при инвестиционном планировании.
- Необходимость в исследовании устойчивости портфеля инвестиционных проектов по отношению к сценарным условиям. Рентабельность инвестиционных проектов во многом зависит от сценарных условий (курса доллара, цен на нефть, инфляции и др.), параметры которых определяются прогнозным путем. Соответственно, вероятные ошибки при формировании сценарных условий в долгосрочной модели, могут привести к существенному изменению рентабельности (например, малодобитные месторождения при высоких ценах на нефть могут перейти в категорию рентабельных).
- Необходимость учета инфраструктурных особенностей Нефтяной Компании. Под инфраструктурными особенностями, здесь понимается прежде все транспортная система, пропускные возможности которой, оказывают существенное воздействие на объемы поставок, как на внутренний рынок, так и в зарубежье. В условиях недостатка транспортных возможностей, Компания, как правило, пы-

тается развивать альтернативные способы транспортировки сырья (например, железнодорожный и морской транспорт), что также является частью инвестиционной политики НК. Отсюда возникает потребность в решении так, называемой транспортной задачи, заключающейся в минимизации транспортных издержек за счет перераспределения сырья по направлениям поставок.

- Возможность консолидации финансовых и материальных потоков НК, с учетом динамики ее организационной структуры. Финансовые и материальные потоки НК формируются в различных аналитических разрезах (например, по месторождениям, каналам сбыта и т.д.), далее агрегируются до уровня территориального производственного предприятия, бизнес-сегмента и Компании в целом. Наличие эффективного инструментария для консолидации таких потоков необходимо для корректного учета результатов инвестиционной деятельности (непосредственно влияющей на перераспределение потоков во времени).
- Возможность реконфигурирования системы управления инвестиционными проектами во времени. Инструмент оценки инвестиционных проектов должен обладать достаточной гибкостью и позволять пользователям (менеджерам компании) самостоятельно модифицировать модели (например, вносить изменения в формулу расчета налога на добычу полезных ископаемых).

Для учета рассмотренных факторов в новой системе был проведен комплексный реинжиниринг существующих в НК расчетных методик, и в результате, были предложены модели, представленные в табл. 1.2. В дальнейшем они были интегрированы в единую систему поддержки принятия решений в соответствии с архитектурой, представленной на рис. 1.1.

При разработке и интеграции моделей, представленных в таблице 1.2 использовались различные методы, и в частности:

- теория управления стоимостью компании (для моделирования эффекта инвестиций на акционерную стоимость);
- системная динамика (для реализации сложной математической модели, описывающей результаты инвестиционной деятельности с учетом обратных связей и лаговых соотношений, в системе имитационного моделирования);
- генетические алгоритмы (для оптимизации инвестиционного портфеля);
- теория общего экономического равновесия (для моделирования динамики спроса на нефтепродукты);
- эконометрические методы (для оценки эластичностей спроса на нефтепродукты);
- другие инструменты.

В следующем разделе представлен расширенный обзор российской и зарубежной литературы, который включает рассмотрение ключевых вопросов (ценообразование, решение транспортной задачи, оптимиза-

ция и др.) связанных с корпоративным инвестиционным процессом (как напрямую, так и опосредованно).

ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Обзор используемой литературы построен таким образом, что бы в определенной степени описать объект и предмет исследования данной работы, а именно:

- специфику бизнес-сегментов upstream и downstream, непосредственно влияющую на результаты инвестиционной деятельности НК;
- влияние инфраструктурных особенностей НК на принимаемые решения;
- ключевые проблемы управления портфелем инвестиционных проектов и возможности системно-динамического подхода в решении этих проблем.

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА И НЕФТЕДОБЫЧА

Подробное описание производственной деятельности бизнес-сегмента upstream, выходит за рамки данной работы. Тем не менее, остановимся на наиболее важных аспектах, затрагивающих инвестиционную деятельность. Одним из наиболее интересных руководств по нефтедобыче можно считать книгу Фореста Грея «Добыча нефти» [43], в которой автором подробно рассмотрены технические аспекты нефтедобычи, в том числе связанные с методами повышения нефтеотдачи пластов (такими, как гидроразрыв пласта, боковая зарезка скважин, изменение сетки бурения и др.). Эти методы как правило характеризуются определенным уровнем инвестиционных затрат, имеют прогнозные значения прироста дебита, приводят к увеличению коэффициента извлечения нефти – КИН за счет проводимых геолого-технических мероприятий (ГТМ) на скважинах. Отметим, что большинство ГТМ направлено на изменение проницаемости пластов, либо степени обводненности нефти (что и приводит к интенсификации добычи нефти). Естественно, что рентабельность инвестиций в ГТМ напрямую зависит от исходных физических характеристик пластов и свойств нефти. Как правило, прогноз экономического эффекта от ГТМ осуществляется специалистами по нефтедобыче и геологии.

Помимо инвестиций в технические мероприятия на скважинах, принято также рассматривать затраты на бурение новых скважин (разведочных, нагнетательных и добывающих), приобретение промыслового оборудования, строительство объектов, затраты на проведение геолого-разведочных работ без бурения и др. Кроме этого существуют так называемые «морские проекты», которые обычно характеризуются дополнительными затратами, связанными со строительством дорогостоящих платформ.

Таблица 1.2

МОДЕЛИ, РАЗРАБОТАННЫЕ НА ОСНОВЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ РАСЧЕТНЫХ МЕТОДИК

	Геологоразведка и добыча	Транспортная систем	Переработка	Сбыт
Разработано в результате реинжиниринга	Модель оптимизации инвестиционных проектов в месторождения	Модель оптимизации транспортных издержек	Модель оценки экономического эффекта от инвестиций в НПЗ	CGE – модель для прогнозирования спроса и цен на нефтепродукты по различным каналам сбыта
Было в НК до реинжиниринга	Методика оценки показателей эффективности инвестиций в месторождения Оптимизация портфеля проектов на основе ранжирования	Методика расчета транспортных издержек Методика расчета цен за вычетом затрат на транспорт - net back	Описание конфигураций действующих нефтеперерабатывающих заводов и вариантов их возможной реконструкции Методика расчета показателей эффективности в нефтепереработке	

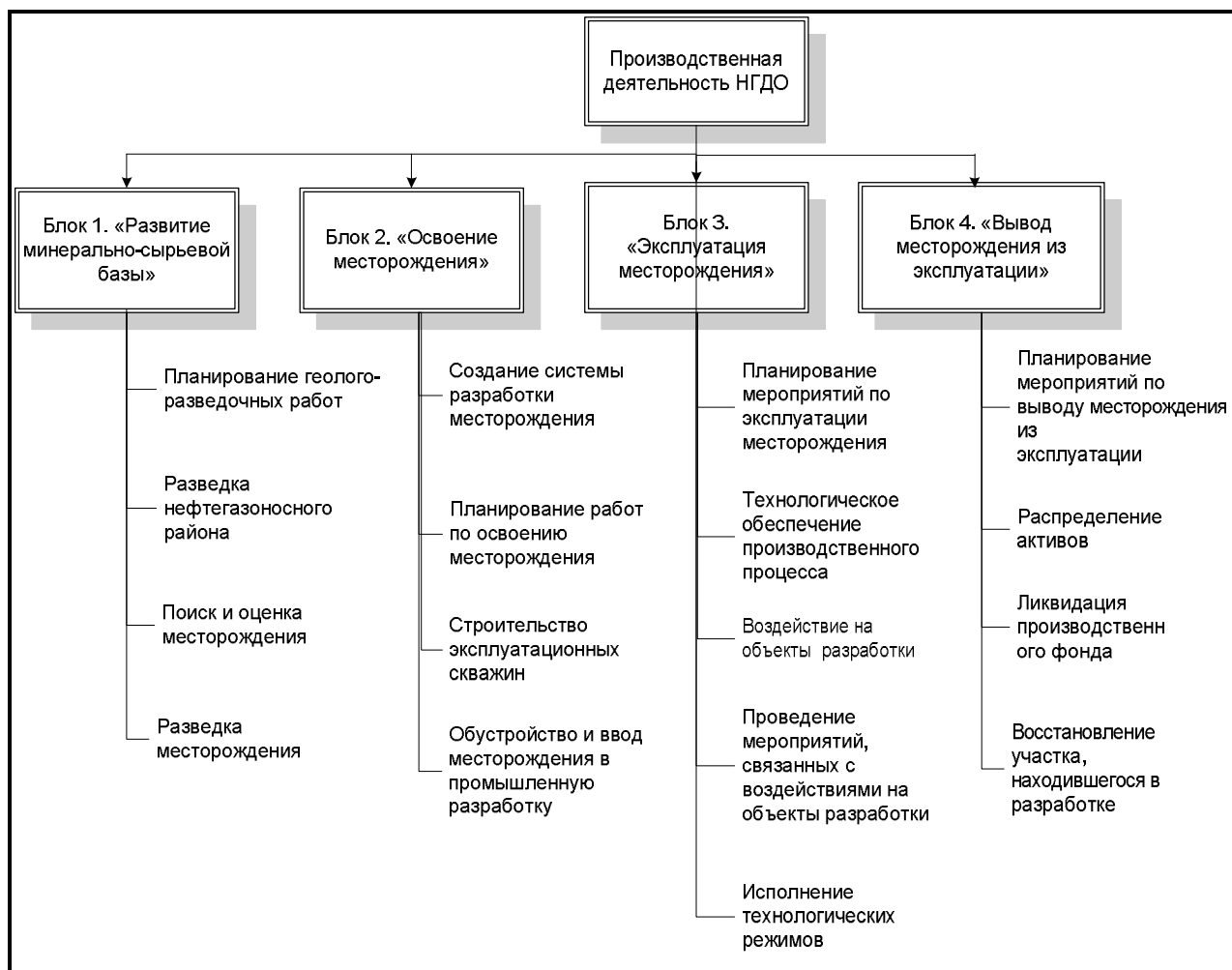


Рис. 1.2 Структура производственной деятельности НГДО

Таблица 1.3

ОПИСАНИЕ СУБЪЕКТОВ УПРАВЛЕНИЯ НГДО

Функциональный блок	Цель	Задачи
Развитие минерально-сырьевой базы	Прирост подтвержденных запасов нефти и газа с помощью формирования и реализации сбалансированного комплекса мероприятий по развитию минерально-сырьевой базы НГДО при заданных ресурсах	Обнаружение прогнозных ресурсов нефти и газа (Д1 и Д2) на территории деятельности НГДО; Обнаружение новых месторождения и прирост запасов по категории С1 и С2; Сбор геолого-геофизических материалов и изучение характеристик месторождений (залежей)
Освоение месторождения	Обеспечение прироста промышленной мощности НГДО	Обеспечение проектно-технологической документацией процесса обустройства и разработки месторождения; Реализация проекта обустройства месторождения с соблюдением сроков, объемов и качества работ; Обеспечение ввода в промышленную эксплуатацию
Эксплуатация месторождения	Обеспечение экономически и технологически эффективного извлечения максимального объема нефти из месторождения за весь период его эксплуатации с учетом лицензионных соглашений, норм отбора и требований проектных документов	Совершенствование технологических цепочек и определение оптимальных режимов эксплуатации объектов разработки; Проведение мероприятий по поддержанию продуктивности объектов разработки; Исполнение технологических режимов работы технологических объектов
Вывод месторождения из эксплуатации	Своевременное прекращение эксплуатации месторождения в связи с экономической и технологической целесообразностью или в соответствии с предписаниями внешних регулирующих органов в оптимальные сроки и порядке, отвечающем требованиям регулирующего законодательства	Рациональное распределение активов выводимого из эксплуатации месторождения; Восстановление участка, находившегося в разработке в соответствии с требованиями регулирующего законодательства

В любом случае, в задачах оценки эффективности инвестиционных проектов в бизнес-сегменте upstream, как правило, оперируют месторождениями, либо фондами скважин, относящимися к месторождениям (например, новый фонд, старый фонд, фонд скважин над которыми приводятся мероприятия ГТМ и др.). Такая классификация особенно оправдана для крупных нефтяных компаний (имеющим сотни месторождений и тысячи скважин).

Необходимо отметить, что в ходе инвестиционного процесса на уровне нефтегазодобывающего объединения (НГДО) помимо выбора вариантов ГТМ также решается задача выбора способа добычи нефти (от этого зависит стоимость добычи и ожидаемый экономический эффект). При этом руководствуются не только экономическими, но также и технологическими соображениями. Соответствующие подходы, подробно изучены российскими учеными, специализирующимися в нефтяной промышленности [44]-[47]. К таким соображениям в первую очередь относятся физические свойства пласта на месторождении (проницаемость) и свойства пластовой нефти (таких как плотность, вязкость, давление насыщения нефти газом, газосодержание и др.). Например, фонтанный способ добычи нефти является наиболее экономичным, однако его реализация существенно зависит от свойств пласта и нефти, газлифтный – более дорогой и эффективный, так как позволяет отбирать значительные объемы жидкости с больших глубин даже в условиях сильного искривления ствола скважины и т.д.

Выбор вариантов ГТМ и способов добычи являются локальными задачами НГДО, как правило, решаемыми совместно с корпоративным центром НК. Производственная деятельность НГДО включает в себя:

- развитие минерально-сырьевой базы;
- основание месторождения;
- эксплуатация месторождения;
- вывод месторождения из эксплуатации.

В соответствии с приведенной выше классификацией можно выделить следующие направления инвестиционной деятельности НГДО:

- инвестирование в разведку месторождений;
- инвестирование в систему разработки месторождения;
- инвестирование в технологическое обеспечение производственного процесса и интенсификацию добычи посредством воздействия на объекты разработки;
- затрат на консервацию малодобитных месторождений.

Анализируя корпоративный инвестиционный процесс НК, можно заметить очевидные сложности, связанные с управлением сырьевыми активами, и в частности с выводом нерентабельных месторождений из эксплуатации. Зачастую стоимость консервации и затраты на восстановление участка, находившегося в эксплуатации оказываются столь высокими, что компании выгоднее продолжать убыточную эксплуатацию. Ряд месторождений находятся на шельфе, правила их разработки контролируются государством в соответствии с международными соглашениями, и они не могут быть законсервированы в произвольном порядке. Существуют и другие ограничения, налагаемые на структуру инвестиционных потоков в месторождения («отключение» некоторых инвестиций невозможно из-за инфраструктурных связей между месторождениями).

Таким образом, результатом оценки эффективности инвестиционных проектов в бизнес-сегменте upstream, как правило, являются управленческие решения рекомендательного характера («поднимается флажок» на

проблемном месторождении, которое в дальнейшем анализируется более детально).

Возвращаясь к обзору литературы по бизнес-сегменту upstream, нельзя не отметить ряд важных работ в области геологии нефти и газа. Данная тема актуальна с точки зрения инвестиционного процесса, так как существует понятие экономической оценки прогнозных и перспективных ресурсов нефти и газа. Эта оценка, в дальнейшем используется при анализе инвестиционных проектов. При этом, затраты в эксплуатирующиеся месторождения рассматриваются наравне с затратами в неразведанные месторождения, так как будто бы последние гарантированно приносили бы прибыль начиная с определенного момента времени. Конечно, для экономической оценки ресурсов углеводородов существуют определенные методики, в частности, рассмотренные в работе [48], в которой приводится пример оценки экономической эффективности перспективных участков (например, для Мезенской синеклизы рифейского, венского и др. комплексов, а также Московской синеклизы). В этом примере используются традиционные методы оценки эффективности инвестиционных проектов NPV (чистая приведенная стоимость) и IRR (внутренняя норма окупаемости) с учетом вероятности успеха (рассчитывается математическое ожидание нормы доходности по выборке прогнозируемых месторождений района).

Необходимо отметить, что прогнозирование нефтегазоносности – сложная задача, требующая проведения комплекса геологоразведочных работ (например, анализ сейсмических данных, трехмерное моделирование и др.) результаты которых оцениваются специалистами. Затем проводится разведочное бурение, подтверждающее (либо опровергающее) предположения геологов. При оценке эффективности инвестиционных проектов в бизнес-сегменте upstream предполагается, что прогноз технико-экономических показателей разведываемых месторождений осуществлен с высокой степенью точности. Поэтому дополнительный учет каких-либо вероятностных факторов при оптимизации портфеля проектов не требуется.

Помимо экономических аспектов геологии нефти, в работах российских и западных ученых рассматриваются технологические особенности процесса разведки ископаемых, связанные в основном с анализом потенциальной нефтегазоносности пластов [49] – [51].

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА И СБЫТ

Нефтепереработка имеет достаточно сложную специфику производственной деятельности, подробное описание которой также выходит за рамки данной работы. Рассмотрим ключевые аспекты технологических процессов нефтепереработки, значимые при планировании инвестиций.

В качестве наиболее полного руководства по данной теме можно рекомендовать книгу Уильяма Л. Леффлера «Переработка нефти» [52]. В этой работе уделяется большое внимание технологическим аспектам переработки сырья.

Итак, на объем выручки в бизнес-сегменте upstream непосредственное влияние оказывают следующие факторы:

- Характеристики первичного сырья, в частности: фракционирование сырой нефти (в легких нефтях больше бензина, нафты и керосина, а в тяжелых – газойля и мазута);

- Способ нефтепереработки. Тип нефтепродукта зависит от способа переработки. В частности, бутан и углеводородные газы отправляются на газофракционирование, для получения автомобильного бензина требуется компаундирование прямогонного бензина, и т.д., прямогонный остаток подается на вакуумную перегонку. Таким образом, рентабельность нефтепереработки напрямую зависит от используемой установки (например, простая нефтепереработка – гидрооблагораживание легких фракций, сложная нефтепереработка – бензиновый вариант, очень сложная нефтепереработка – дополнительное производство олефинов). В результате стоимость нефтеперерабатывающего завода (уровень требуемых капиталовложений зависит от его сложности). Более того, рентабельность также зависит от того, какое сырье используется для установки данного типа (для сложной схемы выгоднее легкая нефть);
- Объема подаваемого на вход нефтеперерабатывающей установки сырья и степени загрузки производственных мощностей. Выход установки нелинейно зависит от соотношения этих двух переменных. Соответственно меняется маржа нефтепереработчика.

Возвращаясь к обзору литературы по проблемам нефтепереработки, следует отметить работы российских ученых [53] – [55], в которых особое внимание уделяется вопросам экологической безопасности и перспективам развития данной отрасли.

СБЫТ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Сбыт нефтепродуктов – особая тема, редко затрагиваемая в научной литературе. В России имеется ряд консалтинговых компаний, оказывающих услуги по прогнозированию динамики спроса на нефтепродукты. В основном такие прогнозы строятся на основе регрессионных моделей, учитывающих различные факторы (в том числе сезонность, тип региона и т.д.). Принципиальный недостаток использования регрессионных моделей состоит в том, что они не могут отразить динамику спроса на нефтепродукты с достаточной точностью в среднесрочной и долгосрочной перспективе, что имеет существенное значение для инвестиционной задачи. Равновесная CGE модель лишена этого недостатка, и позволяет описать реакцию потребителей на внутреннем рынке во времени. Изменение цен на отдельные нефтепродукты, неизбежно ведет к изменению конечного спроса, который в свою очередь влияет на стабилизацию внутренних цен (в противном случае, в условиях отсутствия жесткого регулирования, цены стремились бы к бесконечности). И хотя российский внутренний рынок нефтепродуктов является олигопольным (и в отдельных регионах РФ – монопольным), применение равновесных моделей все же оправдано, поскольку в долгосрочной перспективе (с учетом того, что инвестиционная программа разрабатывается на 20 лет) изменение рыночной среды в сторону развития конкуренции – неизбежно. Кроме того, поведение конечных потребителей все же обеспечивает реакцию рынка на изменение цен (по статистике наблюдается некая квазиравновесная реакция с постепенным привыканием к новым ценам).

Термин CGE упомянутый выше означает – Computable General Equilibrium Model (вычисляемая модель общего экономического равновесия). CGE модели называются общими, так как они включают в себя экономических агентов, результаты деятельности которых, находят отражения во всей экономической системе. По своей сути, CGE модель представляет собой систему нелинейных уравнений, решением которой

является общее экономическое равновесие, при котором уравниваются спрос и предложение на рынке каждого товара, услуги и факторы производства. Такие модели базируются на теории общего экономического равновесия, поэтому они являются равновесными. CGE-модели являются прикладными. Они используют статистические данные. Равновесие надо вычислить, используя тот или иной численный метод. Поэтому такие модели называются вычислимыми.

На основе анализа существующих CGE моделей их можно условно разделить на две основные группы, в соответствии с их историческим развитием и целями создания.

Первая группа моделей сформировалась на основе Леонтьевской модели затрат-выпуска и экономических моделей краткосрочного периода. Задачи, решаемые с помощью моделей этой группы, в основном, сводятся к получению количественной оценки последствий распределения дохода, полученного в краткосрочной периоде, а также к оценке результатов экономического роста отраслей экономики. В настоящее время, эти макромоделли стали особенно популярны для анализа политики в развивающихся странах. В качестве наиболее представительной работы в этой области можно указать книгу Тейлора [56] (1990).

Первой CGE моделью этой группы принято считать докторскую диссертацию Йохансена, посвященную многосекторному анализу экономического роста [57] (1960). Впоследствии, рассмотренная модель стала известна как MSG – модель (многосекторная модель роста – Multi-Sectoral Growth Model). Целью создания MSG – модели было исследование особенностей развития и взаимодействия секторов экономики в процессе экономического роста.

Следующим шагом в построении CGE моделей стала модель ORANI. Эта модель разрабатывалась для более тесной взаимосвязки проблем создания экономической политики и практического экономического планирования в Австралии [58] (1982).

Во вторую группу моделей входят модели Вальрасовского типа или Вальрасовские CGE модели, представляющие собой практическую реализацию известной модели общего экономического равновесия Вальраса. Свое распространение они получили после работы Харбергера [59] (1960), в которой он оценивал эффект от налогообложения в двухсекторной модели экономики. Помимо этого, существенное влияние на развитие данного типа моделей оказала работа Скарфа [60] (1984), описывающая алгоритм численного разрешения системы уравнений Вальраса.

Особое внимание в моделях данного типа уделяется результатам налоговой политики и политики в области международной торговли. Правда, в течение последнего десятилетия, при разработке Вальрасовских CGE моделей наблюдается отклонение от теории общего равновесия Вальраса, с целью получения более реалистичной картины функционирования экономики. Примером могут служить работы Шаха и Фельтенштейна, включившие в модель финансовые рынки [61] (1995).

CGE модели часто используются для оценки влияния политики как на национальном, так и на региональном уровнях (например, региональная модель CGE реализована в штате Оклахома Koh, Budiyaniti, и Amera) [62] (1991).

Региональные модели CGE отличаются от национальных. Большинство этих различий происходит оттого, что регионы характеризуются относительно большим количеством открытых экономических зон, по сравнению с государством. Из-за региональной открытости товарная торговля и перераспределение ресурсов играют более важную роль в региональных моделях CGE. Например, региональные домашние хозяйства и предприниматели не вложили бы капитал в пределах региона, если бы другие регионы предложили более высокие нормы доходности. Таким образом, в то время как национальные CGE модели требуют, чтобы сбережения были равны инвестициям, региональные модели CGE разрешают перераспределение сбережений между регионами. Нельзя сказать, что региональные высшие чиновники не могут влиять на некоторые индикаторы инвестиционной привлекательности, но контроль над важными компонентами валютной политики главным образом определен на национальном уровне.

Примером региональной CGE модели может служить известная Модель Анализа Дохода Калифорнии (Dynamic Revenue Analysis for California или DRAM) [63] (1996). Примечательно, что эта модель была разработана под контролем Министерства финансов Калифорнии, в соответствии с принятым законодательной палатой Калифорнии в 1994 году законом, требующим от Министерства Финансов использовать эконометрические методы оценки для анализа "возможной реакции налогоплательщиков" вследствие изменения налоговых ставок.

В российской литературе по экономике термин CGE практически отсутствует. Тем не менее, в 1997 году, Макаровым В.Л. была создана первая в России CGE модель – RUSEC (RUSSian EConomy) [64] (1999). В соответствии с приведенной выше классификацией CGE моделей ее можно отнести ко второй группе моделей Вальрасовского типа, однако, за основу взята не сама модель Вальраса, а ее наиболее известная модификация – модель Эрроу-Добре, отличающаяся от модели Вальраса более четким описанием функций спроса и предложения, а также механизмом образования дохода потребителей.

Дальнейшим развитием агрегированного CGE моделирования является работа Бекларян Г.Л. «Анализ эффективности экономической политики государства с помощью вычислимой модели общего экономического равновесия» [65] (2002), описывающая поведение совокупного производителя, совокупного потребителя и государства (выполненная в ЦЭМИ РАН под руководством Макарова В.Л.). На основе такой модели был проведен анализ эффективности экономической политики государства за период с 1992- 2002гг. (на примере экономики России). Разработанная модель позволяет оценивать влияние различных инструментов регулирующей политики государства (как по отдельности, так и совокупно), выявлять кризисные тенденции в экономике и др.

Большой интерес представляет также работа «CGE модель федеральных округов» [66], в которой автором представлена первая в России региональная CGE модель, с помощью которой исследованы межбюджетные отношения, влияние изменений в налоговой политике (в частности, ставки НДС и эффект от введения

дополнительной ренты с производителей) на уровне федеральных округов РФ.

Итак, зарубежная литература по CGE моделированию весьма обширна, включает как отраслевые (микроуровневые), так и региональные модели [67 - 81].

СИСТЕМНО-ДИНАМИЧЕСКИЙ ПОДХОД ДЛЯ НЕФТЯНОЙ КОМПАНИИ

Возможности применения системно-динамического подхода для моделирования инвестиционной и производственной деятельностью сложных холдинговых структур подробно изучены в зарубежной литературе. Термин системная динамика напрямую связывается с известной работой американского ученого Jay W.Forrester «Industrial dynamics» (1961) [1].

По своей сути системно-динамическая модель представляет собой систему дифференциальных уравнений в форме Коши первого рода. В отличие от традиционных аналитических подходов системная динамика ориентируется на использование новейших возможностей ЭВМ (т.е. разрабатываемые модели являются прикладными и реализуются в имитационной среде с использованием потоковых методов).

В [1] автором представлена общая теория системной динамики, базирующаяся на принципах учета аддитивных обратных связей и лаговых соотношений в динамических моделях с реализацией в имитационной среде. Далее этот подход применяется для моделирования мировой экономики (описывается дезагрегированная экономика, включающая динамику использования исчерпаемых природных ресурсов). Несмотря на некоторые недостатки «мировой экономики», работа представляла огромный интерес, прежде всего с точки зрения возможности представления динамики взаимосвязанных процессов мирового масштаба в режиме «сжатого» времени. В дальнейшем данный подход был развит в работах [2]-[6] и [82] – [104]. Эти работы являются, по сути, примерами построения динамических имитационных моделей для решения бизнес задач (оптимизация логистических цепочек в строительстве, эффективное управление финансами потоками предприятия, управление цепочками поставок и др.).

В российской литературе также имеются работы по системной динамике [11], [107]– [109], в том числе авторские в части применения системно-динамического подхода в управлении деятельностью нефтяной компании [19] – [28]. В этих работах продемонстрирована возможность применения системной динамики для оценки эффективности инвестиционной деятельности в бизнес-сегменте upstream.

Необходимо отметить, что одним из преимуществ системной динамики является возможность практической реализации современных концепций управления стоимостью Компаний. Так, в частности используемый в работе метод расчета акционерной стоимости DCF легко реализуется в среде имитационного (системно-динамического) моделирования Powersim, за счет применения возможности построения иерархических моделей со сложной структурой (на самом верхнем уровне – консолидация финансовых и материальных потоков по всей компании, на более нижнем – по предприятиям, далее – по месторождениям, и т.д.). Очевидно, что аналитический вид параметрической функции DCF достаточно сложен, однако ее техническая реализация на Powersim представляет собой на-

глядный и компактный вид. В результате в модели можно выделить «драйверы» стоимости (в данном случае – инвестиции в бизнес-сегменты), управляя которыми меняется чистый дисконтированный денежный поток по компании.

Системная динамика является одним из направлений в имитационном моделировании, широкие возможности использования которого, продемонстрированы в работах российских ученых [105] – [109].

ГЕНЕТИЧЕСКИЕ АЛГОРИТМЫ И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ ДЛЯ ЗАДАЧ НЕФТЯНОЙ КОМПАНИИ

Предложенная в работе методология оптимизации инвестиционного портфеля базируется на использовании генетических алгоритмов.

Идея генетических алгоритмов заимствована у живой природы и состоит в организации эволюционного процесса, конечной целью которого является получение оптимального решения в сложной комбинаторной задаче. Разработчик генетических алгоритмов выступает в данном случае как "создатель", который должен правильно установить законы эволюции, чтобы достичь желаемой цели как можно быстрее. Впервые эти нестандартные идеи были применены к решению оптимизационных задач в середине 70-х годов [116, 121]. Примерно через десять лет появились первые теоретические обоснования этого подхода [125, 130, 132]. На сегодняшний день генетические алгоритмы доказали свою конкурентоспособность при решении многих NP-трудных задач [115, 124] и особенно в практических приложениях, где математические модели имеют сложную структуру и применение стандартных методов типа ветвей и границ, динамического или линейного программирования крайне затруднено.

Общую схему генетических алгоритмов можно легко понять, рассматривая задачи безусловной оптимизации:

$$\max\{f(i) \mid i \in \{0,1\}^n\}.$$

Примерами служат задачи размещения, стандартизации, выполнимости и другие [111, 114, 128]. Стандартный генетический алгоритм начинает свою работу с формирования начальной популяции $I_0 = \{i_1, i_2, \dots, i_s\}$ — конечного набора допустимых решений задачи. Эти решения могут быть выбраны случайным образом или получены с помощью вероятностных жадных алгоритмов [110, 112, 113]. Как мы увидим ниже, выбор начальной популяции не имеет значения для сходимости процесса в асимптотике, однако формирование "хорошей" начальной популяции (например, из множества локальных оптимумов) может заметно сократить время достижения глобального оптимума.

На каждом шаге эволюции с помощью вероятностного оператора селекции выбираются два решения, родители i_1, i_2 . Оператор скрещивания по решениям i_1, i_2 строит новое решение i' , которое затем подвергается небольшим случайным модификациям, которые принято называть мутациями. Затем решение добавляется в популяцию, а решение с наименьшим значением целевой функции удаляется из популяции. Общая схема такого алгоритма может быть записана следующим образом.

ГЕНЕТИЧЕСКИЙ АЛГОРИТМ

1. Выбрать начальную популяцию I_0 и положить $f^* = \max\{f(i) \mid i \in I_0\}$, $k = 0$.
2. Пока не выполнен критерий остановки делать следующее.
 - Выбрать родителей i_1, i_2 из популяции I_k .
 - Построить i' по i_1, i_2 .
 - Модифицировать i' .
 - Если $f^* < f(i')$, то $f^* = f(i')$.
 - Обновить популяцию и положить $k = k + 1$.

Остановимся подробнее на основных операторах этого алгоритма: селекции, скрещивании и мутации. Среди операторов селекции наиболее распространенными являются два вероятностных оператора пропорциональной и турнирной селекции. При пропорциональной селекции вероятность на k -м шаге выбрать решение i в качестве одного из родителей задается формулой

$$P\{i - \text{выбрано}\} = \frac{f(i)}{\sum_{i \in I_k} f(i)}, i \in I_k.$$

В предположении, что $f(i) > 0$ для всех $i \in I$. При турнирной селекции формируется случайное подмножество из элементов популяции и среди них выбирается один элемент с наибольшим значением целевой функции. Турнирная селекция имеет определенные преимущества перед пропорциональной, так как не теряет своей избирательности, когда в ходе эволюции все элементы популяции становятся примерно равными по значению целевой функции. Операторы селекции строятся таким образом, чтобы с ненулевой вероятностью любой элемент популяции мог бы быть выбран в качестве одного из родителей. Более того, допускается ситуация, когда оба родителя представлены одним и тем же элементом популяции.

Как только два решения выбраны, к ним применяется вероятностный оператор скрещивания (crossover). Существует много различных версий этого оператора [124], среди которых простейшим является однородный оператор. По решениям i_1, i_2 он строит решение i' присваивая каждой координате этого вектора с вероятностью 0,5 соответствующее значение одного из родителей. Если вектора i_1, i_2 совпадали по первой координате, то вектор i' "унаследует" это значение. Геометрически, оператор скрещивания случайным образом выбирает в гиперкубе вершину i' , которая принадлежит минимальной грани, содержащей вершины i_1, i_2 . Можно сказать, что оператор скрещивания старается выбрать новое решение i' где-то между i_1, i_2 полагаясь на удачу. Более аккуратная процедура могла бы выглядеть таким образом. Новым решением i' является оптимальное решение исходной задачи на соответствующей грани гиперкуба. Конечно, если расстояние Хемминга между i_1, i_2 равно n , то задача оптимального скрещивания совпадает с исходной. Тем не менее даже приближенное решение этой задачи

вместо случайного выбора заметно улучшает работу генетического алгоритма [117, 118, 119, 123]. По аналогии с однородным оператором скрещивания легко предложить и другие операторы, использующие не только два, но и произвольное число решений из популяции. Например, в [129] использовалось восемь родителей. Другие примеры можно найти в [122]. С адаптацией этой идеи к задаче коммивояжера можно познакомиться в [126]. Оператор мутации, применяемый к решению i' в п. 2.3. генетического алгоритма, с

заданной вероятностью $p_m \in (0,1)$ меняет значение каждой координаты на противоположное. Например, вероятность того, что $i' = (0,0,0,0,0)$ в ходе мутации перейдет в $j' = (1,1,1,0,0,)$, равна $p_m * p_m * p_m * (1 - p_m) * (1 - p_m) > 0$. Таким образом, с ненулевой вероятностью решение i' может перейти в любое другое решение. Отметим, что модификация решения i' может состоять не только в случайной мутации, но и в частичной перестройке решения алгоритмами локального поиска.

Применение локального спуска позволяет генетическому алгоритму сосредоточиться только на локальных оптимумах. Множество локальных оптимумов может оказаться экспоненциально большим и на первый взгляд кажется, что такой вариант алгоритма не будет иметь больших преимуществ. Однако экспериментальные исследования распределения локальных оптимумов свидетельствуют о высокой концентрации их в непосредственной близости от глобального оптимума [120, 127]. Это наблюдение известно как гипотеза о существовании "большой долины" для задач на минимум или "центрального горного массива" для задач на максимум.

Генетические алгоритмы находят свое широкое применение в прикладной экономике, и в частности в задачах связанных с оптимизацией портфеля ценных бумаг [132]. Стоит также отметить, что известный программный продукт Capital Planning (производитель SIS Merak), предназначенный для оптимизации инвестиционного портфеля в бизнес-сегменте upstream также использует возможности генетических алгоритмов.

Целесообразность применения ГА для решения оптимизационных задач нефтяной компании обусловлена несколькими факторами:

- необходимостью анализировать огромный пул проектов (более 1000);
- сложностью представления целевой функции (например, чистой приведенной стоимости – NPV по добыче) в аналитическом виде;
- наличием нелинейных зависимостей внутри портфеля проектов (имеется обратная связь между объемом добычи и ценами на нефть, вычисляемыми по методу net back, отдельные месторождения связаны системой транспортировки нефти, и не могут быть «выключены» по отдельности и т.д.);
- необходимостью учитывать сложную систему корпоративных ограничений и предпочтений (план по добыче, лимит инвестиционных расходов, и др.), которые носят конкурентный характер.

В работе используется так называемый модифицированный ГА, суть которого сводится к оценке дополнительного критерия – расстояния от вероятного решения (локального максимума) до области допустимых значений (определяемой системой конкурентных ограничений). Таким образом, поиск оптималь-

ного решения с помощью ГА осуществляется с учетом минимизации данного расстояния.

В результате, осуществляется выбор между двумя соседними решениями, одного из которых строго удовлетворяет системе корпоративных ограничений, другое – частично нарушает ее, обеспечивая лучшее значение целевой функции. Если разница между соседними решениями велика, то окончательный выбор осуществляется в пользу последнего решения (в этом случае корректируются ограничения).

ТРАНСПОРТНАЯ ЗАДАЧА НЕФТЯНОЙ КОМПАНИИ

Отметим, что в работе рассматривается так называемая локальная транспортная задача НК, заключающаяся в ежегодном (стратегическом) распределении первичного сырья по направлениям поставок через систему трубопроводов от пунктов отправки, в качестве которых обычно выступают нефтегазодобывающие объединения (НГДО), до пунктов сбыта, в качестве которых, выступают нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ) – для поставок на внутренний рынок, пограничные города – для поставок на внешний рынок. При этом учитывается прогнозируемый спрос в конечных пунктах (основная задача состоит в обеспечении материального баланса, за счет эффективного использования транспортной инфраструктуры).

Такая постановка, все же имеет ряд допущений, связанных в основном с отсутствием учета критических ситуаций, возникающих в транспортной системе. Существует так называемая, глобальная транспортная задача НК, заключающаяся в ежедневном (оперативном) планировании потоков сырья в зависимости от состояния маршрутов (отдельные участки которых могут находиться временно в нерабочем состоянии). Такая задача, является более сложной, поскольку требуется учитывать дополнительные ограничения (в том числе, со стороны сервисных компаний, осуществляющих ремонт участков трубопровода) и возможности альтернативной транспортировки (например, железнодорожным транспортом).

Для решения локальной транспортной задачи, то есть ежегодного планирования распределения сырья по направлениям поставок без учета риск-факторов, достаточно применения стандартных аналитических методов. Вместе с тем, даже на таком уровне удается оценить потребности НК в развитие транспортной инфраструктуры (в настоящее время ограничение пропускной способности транспортной системы является одним из основных ограничений на рост объемов поставок). Для этого рассматриваются проекты развития альтернативных вариантов транспортировки сырья (например, приобретение танкеров, строительство локальных железнодорожных участков и др.). При этом рентабельность таких проектов, оценивается с учетом увеличения совокупной пропускной способности.

Итак, в работе рассматривается однородная транспортная задача являющаяся прикладной задачей линейного программирования, в которой требуется найти оптимальный план транспортировки сырой нефти из конечного числа пунктов поставки с заданными объемами производства в конечное число пунктов потребления с известными объемами потребности:

- минимизирующий суммарную стоимость транспортировки;

- не превышающий объем производства в каждом пункте поставки;
- полностью покрывающий потребности в каждом пункте потребления.

При заданной стоимости перевозки единицы транспортируемого продукта между каждой парой пунктов поставки и потребления и пропускной способности маршрута.

Транспортная задача была впервые сформулирована Хитчкоком [133], развита Канторовичем [134], и с тех пор применяется для решения практических задач доставки и распределения однородных продуктов. В наиболее наглядном виде постановку задачи отражает следующая формальная модель.

Имеется m пунктов поставки (НГДО) и n пунктов потребления сырой нефти. Для каждого НГДО $i = 1, \dots, m$ задан объем производства A_i , а для каждого потребителя $j = 1, \dots, n$ задан объем спроса B_j и известна стоимость доставки единицы продукта C_{ij} из пункта производства i в пункт потребления j , а также пропускная способность маршрута Z_{ij} . Управляемые параметры X_{ij} характеризуют объем перевозки между каждым поставщиком $i = 1, \dots, m$ и потребителем $j = 1, \dots, n$. В случае учета ограничений на пропускные способности транспортной системы:

$$A_1 + \dots + A_m \leq B_1 + \dots + B_n$$

оптимальный план транспортировки соответствует минимизации линейной целевой функции:

$$\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n C_{i,j} * X_{i,j} \rightarrow \min_{X_{i,j}}$$

при m ограничениях по поставке:

$$X_{i,1} + \dots + X_{i,j} + \dots + X_{i,n} \leq A_i; \quad i = 1, \dots, m$$

и n ограничениях по потреблению:

$$X_{1,j} + \dots + X_{i,j} + \dots + X_{m,j} \geq B_j; \quad j = 1, \dots, n$$

ограничения на пропускную способность маршрутов:

$$X_{i,j} \leq Z_{i,j}; \quad i = 1, \dots, m; \quad j = 1, \dots, n.$$

а также при очевидном условии неотрицательности управляемых переменных:

$$X_{i,j} \geq 0, \quad i = 1, \dots, m \quad \text{и} \quad j = 1, \dots, n.$$

Поскольку критериальные и функциональные ограничения можно свести к линейному виду, следует, что рассмотренная формальная модель транспортной задачи соответствует задаче линейного программирования. Однако, при целочисленных объемах производства и потребления транспортная задача гарантированно обладает целочисленным оптимальным планом. Это обстоятельство было впервые экспериментально отмечено Данцигом при применении симплекс-метода для решения данной задачи, что позволяет формально включить транспортную задачу в класс задач целочисленного линейного программирования, используя при этом для ее решения аппарат регулярного линейного программирования.

2. Модель управления инвестиционными потоками нефтяной компании

В данном разделе представлена единая динамическая модель (ЕДМ), предназначенная для оценки эффективности инвестиционных проектов нефтяной компании и оптимизации портфеля проектов.

ЕДМ состоит из четырех взаимосвязанных моделей:

- модель нефтегазодобывающего объединения;
- транспортная модель;
- модель нефтеперерабатывающего предприятия;
- модель сбыта нефтепродуктов.

Эти модели позволяют рассчитать дисконтированные финансовые потоки – DCF от операционной и инвестиционной деятельности нефтяной компании, которые в дальнейшем формируют акционерную стоимость НК, являющуюся целевой функцией ЕДМ. Отметим, что модель прочих бизнес-сегментов (химия и нефтехимия) НК в работе не рассматривается из-за их низкого вклада в акционерную стоимость.

Схема построения модели

Вначале рассмотрим общую схему построения модели управления инвестиционным портфелем НК, в рамках которой осуществляется информационный обмен между подмоделями и формирование акционерной стоимости, рассчитываемой по методу DCF. Еще раз отметим, что метод DCF является одним из возможных методов расчета акционерной стоимости (известны методы EVA, NPV NOPAT, multiples), и характеризуют, так называемую чистую стоимость, генерируемую компанией. Она, как правило, совпадает с рыночной стоимостью, не учитывает стоимость нематериальных активов и др., но вместе с тем, наилучшим образом отражает интересы инвесторов (в том числе собственников) ориентирующихся на рост (а не продажу) активов и чистой прибыли.

Схема модели управления инвестиционным портфелем НК представлена на рис.3.1.

На рис. 2.1 видно, что за формирование DCF отвечают два бизнес-сегмента:

- геологоразведка и нефтедобыча;
- нефтепереработка и сбыт, взаимодействующие между собой через транспортную инфраструктуру.

Данная постановка имеет ряд допущений, а именно:

- не учитывается влияние совокупности прочих бизнес-сегментов НК (химии и нефтехимии);
- не рассматриваются транспортные потоки между нефтеперерабатывающими заводами (НПЗ) и каналами сбыта (железнодорожный, грузовой и морской транспорт).

Тем не менее, эти допущения не оказывают существенного влияния на акционерную стоимость НК, вычисляемую по методу DCF.

Модель нефтегазодобывающего объединения

Перейдем к более подробному рассмотрению моделей, представленных на схеме рис. 2.1., начиная с бизнес-сегмента upstream.

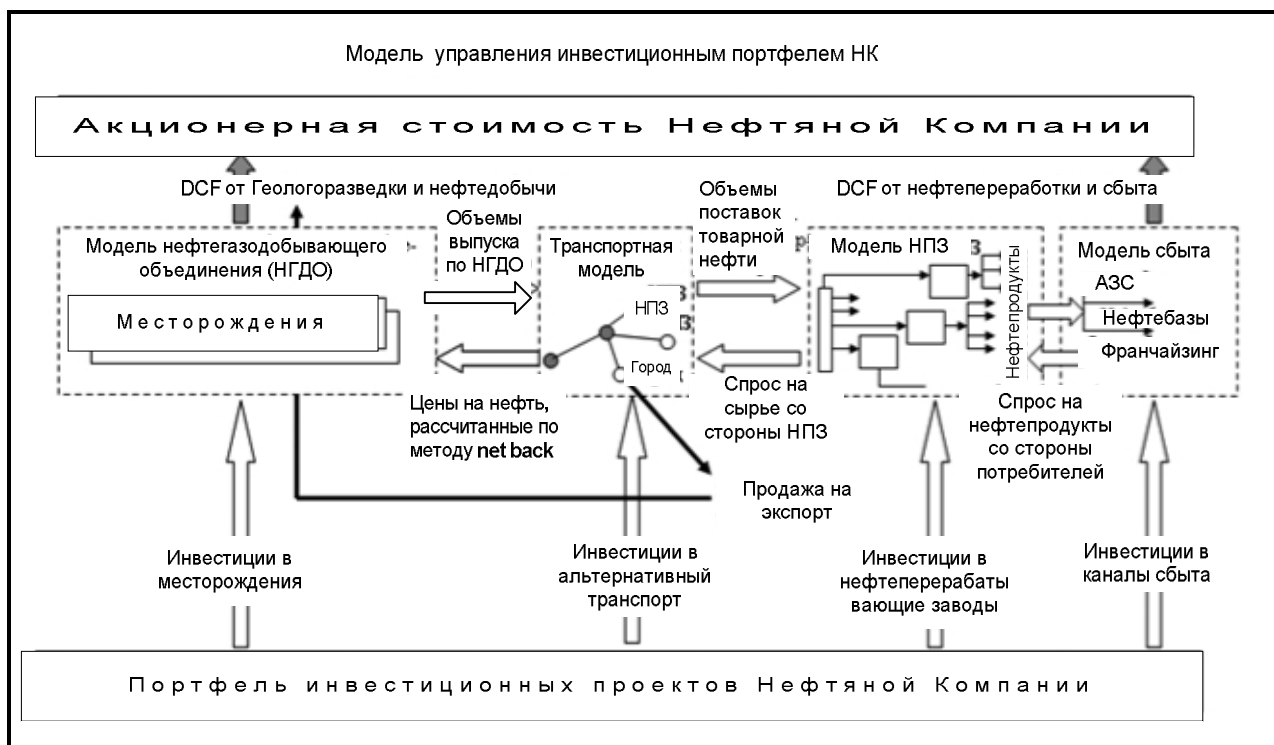


Рис. 2.1 Схема модели управления инвестиционным портфелем НК

Представленный в этом разделе подход нацелен на повышение эффективности, в первую очередь, блоков «Эксплуатация месторождений» и «Вывод месторождений из эксплуатации» (рис. 1.2). Рассматривается модель, предназначенная для решения задач, относящихся к оценке рентабельности месторождений в условиях динамично меняющейся внешней среды. Назначение этой модели - оценка дисконтированных финансовых потоков - DCF, характеризующих производственную и инвестиционную деятельность НГДО.

При построении модели используются определенные допущения, обусловленные в основном недостатком соответствующей статистической информации:

- затраты на восполнение минерально-сырьевой базы рассматриваются как инвестиции в отдельное неразведанное месторождение, имеющие свои прогнозируемые характеристики;
- затраты на вывод месторождения из эксплуатации не учитываются (предполагается, что влияние этих затрат на рентабельность месторождений не велика);
- средневзвешенная стоимость капитала для компании (WACC) и стоимость ликвидации необоротных активов были определены на основе экспертных оценок;
- прогноз макроэкономических (курса доллара, цен на нефть и др.) и внутренних (объем добычи, затраты и т.д.) экзогенных показателей осуществлялся внешними специалистами предприятия.

Несмотря на эти допущения, такой подход позволяет сохранить адекватность модели, поскольку ее центральной задачей является скорее выявление «проблемных» месторождений и перераспределение инвестиций в пользу более эффективных направлений развития, а не вывод (консервация) активов. Тем более, что в реальных условиях НГДО, как правило, не может полностью исключить инвестиции на «отключаемых» скважинах (существуют затраты на ремонтные работы, скважины могут быть расконсервированы

по прошествии определенного времени, есть ограничения со стороны государства и т.д.).

В соответствии с общепринятым подходом, будем классифицировать показатели бизнес-сегмента upstream, участвующие в разрабатываемой модели на три категории:

- исходные данные - экзогенные (внемодельные) показатели (серии исходных данных);
- параметры управленческих решений – экзогенные переменные, варьируемые в процессе проведения численного эксперимента;
- контролируемые – эндогенные показатели, вычисляемые внутри модели;
- целевые – эндогенные показатели.

НГДО эксплуатирует $i = 1, 2, \dots, N$ месторождений. Некоторые экзогенные переменные будут привязаны к месторождениям. Время в модели имеет дискретный шаг -1 год ($t = 1, 2, \dots, T$, где T - период стратегического планирования, например 10, 15 и 20 лет). На месторождениях осуществляется добыча углеводородов трех видов: нефть, нефтяной газ, природный газ. Из них, только сырая нефть, поставляется как на внутренний, так и на внешний рынки.

Исследуются два основных режима управления сырьевыми активами:

- выявление не рентабельных месторождений (фондов скважин) и полный вывод их из эксплуатации (консервация либо продажа) – формирование портфеля активов;
- выявление не рентабельных месторождений (фондов скважин) и частичное снижение (увеличение) капиталовложений – определение наиболее рациональных направлений развития месторождений.

Общая схема модели управления сырьевыми активами представлена на рис.3.1.

Основная задача инвестиционной политики в бизнес-сегменте upstream – сформировать матрицу отключений (набор единиц и нулей по месторождениям и го-

дам), таким образом, чтобы рентабельность группы месторождений (в разрезе отдельного добывающего предприятия либо нефтяной компании в целом) была максимална. При этом, возможны различные критерии оценки рентабельности, в частности NPV - чистая приведенная стоимость портфеля активов), PI - индекс прибыльности и IRR - внутренняя норма окупаемости по группе месторождений. Экономический смысл матрицы «отключений» заключается в формировании некоего набора управленческих решений, как то – вывод нерентабельных месторождений из эксплуатации, прекращение инвестиций в нерентабельные месторождения, прекращение добычи нефти и затрат по нерентабельному месторождению, продажа месторождения. Конкретный вариант зависит от корпоративной стратегии управления сырьевыми активами (например, продажа может быть предпочтительнее консервации).



Рис. 2.1 Схема управления сырьевыми активами НГДО

Перейдем к формальной постановке этой задачи. Положим, что компания осуществляет только добычу нефти (в реально действующей модели также учитывается добыча и реализация нефтяного и природного газа). В качестве инвестиционных проектов будем рассматривать фонды скважин, дифференцируемые по направлениям развития месторождений.

Введем следующие обозначения:

$t = 1, 2, \dots, T$ - дискретные моменты времени (годовые отсчеты), где T - максимальный период эксплуатации месторождений;

$i = 1, 2, \dots, N$ - индекс месторождения (N - количество месторождений в группе);

$j = 1, 2, \dots, N$ - индекс предприятий (НГДО);

$\gamma_{j,i}^t = \begin{cases} 1 \\ 0 \end{cases}$ - матрица отключений инвестиционных

проектов в бизнес-сегменте upstream ($\gamma_{j,i}^t = 1$ - принимается решение об инвестировании i - ого

месторождения, $\gamma_{j,i}^t = 0$ - принимается решение об исключении инвестиций в i - ое месторождение);

$v_{j,i}^t$ - объем добычи нефти по i - ому месторождению (в тоннах) j -ого НГДО, известный из статистики (на основании геологического прогноза по проекту разработки);

$h_{j,i}^t$ - инвестиции по i - ому месторождению за период времени - t , известные из статистики (в руб.);

$p_{j,1}^t$ - цена нефти на внутреннем рынке (рубль./тонна), вычисляемая по методу net back;

$p_{j,2}^t$ - цена нефти на внешнем рынке (долл./тонна), вычисляемая по методу net back;

$\omega_{j,i}^t$ - доля поставок нефти на внешний рынок ($0 \leq \omega_{j,i}^t \leq 1$);

E^t - курс доллара;

$c_{j,i}^t(v_{j,i}^t)^*$ - операционные затраты (руб.), включающие переменные и постоянные затраты (без учета транспортных издержек);

$\eta_{j,i}^t(v_{j,i}^t, p_{j,2}^t)$ - совокупные налоговые отчисления: налог на добычу полезных ископаемых, экспортные пошлины и др. (без налога на прибыль);

$a_{j,i}^t$ - амортизационные отчисления;

$g_{j,i}^t$ - затраты (руб.) на геологоразведочные работы;

r^t - ставка дисконтирования.

Прибыль (до налога на прибыль) по i - ому месторождению j - ого НГДО складывается из выручки получаемой от реализации нефти на внутреннем и внешнем рынках, за вычетом всех затрат и налогов.

$$\pi_{j,i}^t = v_{j,i}^t(1 - \omega_{j,i}^t)p_{j,1}^t + v_{j,i}^t\omega_{j,i}^tE^t p_{j,2}^t - c_{j,i}^t(v_{j,i}^t) - \eta_{j,i}^t(v_{j,i}^t, p_{j,2}^t) - a_{j,i}^t - g_{j,i}^t \quad (2.1)$$

Поток от операционной деятельности складывается из чистой прибыли, затрат на геологоразведочные работы и амортизацию.

$$o_{j,i}^t = (\pi_{j,i}^t - \Delta_j \pi_{j,i}^t) + g_{j,i}^t + a_{j,i}^t \quad (2.2)$$

где Δ_j - ставка налога на прибыль.

Чистая приведенная стоимость финансовых потоков – это дисконтированный денежный поток, представляющий собой накапливаемую разницу операционного и инвестиционного потоков.

$$NPV_{j,i} = \sum_{t=1}^T \frac{(o_{j,i}^t - h_{j,i}^t)\gamma_{j,i}^t}{(1+r)^t} \quad (2.3)$$

Совокупный объем добычи по группе эксплуатируемых месторождений (с учетом матрицы «отключений») за период времени t рассчитывается по формуле

$$V_j^t = \sum_{i=1}^N v_{j,i}^t \gamma_{j,i}^t \quad (2.4)$$

для любого $\gamma_i^t \neq 0$;
 $i = 1, 2, \dots, N$;
 $j = 1, 2, \dots, J$.

Аналогично, можно рассчитать совокупные инвестиционные расходы $I_j^t = \sum_{i=1}^N h_{j,i}^t \gamma_{j,i}^t$, совокупную чистую прибыль $P_j^t = \sum_{i=1}^N \pi_{j,i}^t \gamma_{j,i}^t$, совокупные операционные издержки $C_j^t = \sum_{i=1}^N c_{j,i}^t \gamma_{j,i}^t$, поток от операционной деятельности $O_j^t = \sum_{i=1}^N o_{j,i}^t \gamma_{j,i}^t$ и чистую приведенную стоимость $NPV_j = \sum_{i=1}^N NPV_{j,i}^t \gamma_{j,i}^t$ по группе месторождений (для всей компании).

Цены на нефть на внутреннем и внешнем рынках, рассчитываются по методу net back для каждого НГДО (являющегося пунктом отправки) с помощью ТРАНСПОРТНОЙ МОДЕЛИ:

$$p_{j,1}^t = \tilde{p}_1^t - s_{j,1}^t(v_{j,i}^t, \omega_{j,i}^t), \quad (2.5)$$

$$p_{j,2}^t = \tilde{p}_2^t - s_{j,2}^t(v_{j,i}^t, \omega_{j,i}^t), \quad (2.6)$$

где

$\tilde{p}_1^t, \tilde{p}_2^t$ - цена нефти марки URALS и BRENT соответственно;

$s_1^t(v_{j,i}^t, \omega_{j,i}^t), s_2^t(v_{j,i}^t, \omega_{j,i}^t)$ - стоимости транспортировки единицы нефти марок URALS и BRENT от j -ого НГДО к потребителям, зависящие от объемов поставок на внутренний и внешний рынки.

Дисконтированный финансовый поток по бизнес-сегменту upstream рассчитывается по формуле:

$$DCF_1 = \sum_{j=1}^M NPV_j. \quad (2.7)$$

Вычисление удельных транспортных издержек $s_1^t(v_{j,i}^t, \omega_{j,i}^t), s_2^t(v_{j,i}^t, \omega_{j,i}^t)$ осуществляется с помощью, так называемой транспортной модели, рассматриваемой в следующем разделе.

Транспортная модель

Основное назначение транспортной модели, как было упомянуто выше состоит в обеспечении возможности расчета цен по методу net back (то есть за вычетом транспортных затрат) по формулам (2.5)-(2.6).

Вначале рассмотрим общий алгоритм работы транспортной системы. Одна из задач стоящих перед НК, состоит в обеспечении потребителей (например, НПЗ) в поставках нефти, с минимальными транспортными издержками. Возможности снижения издержек связаны в основном с наличием альтернативных (многовариантных) маршрутов, позволяющих обеспечить своевременные поставки сырья от НГДО к потребителям. Таким образом, принимается решение о том в какой последовательности, и по какому маршруту осуществлять эти поставки.

Под транспортным маршрутом понимается последовательность транспортных участков соединяющих пункт отправки (НГДО) с конечным пунктом (НПЗ – при внутренних поставках, пограничный город - в случае поставок на экспорт).

Под транспортной системой понимается трубопроводная система (например, Сибнефтепровод, Транссибирь, и др.), соответствующая определенным маршрутам (одна система может обслуживать несколько маршрутов).

Транспортный маршрут имеет следующие характеристики:

- мощность (пропускная способность) млн. т/год;
- загрузка текущая %;
- прокачка текущая расчетная млн. т/год;
- перевалка (в п. отправки) р/100тонн;
- тариф транспортировки р/100ткм;
- диспетчеризация внутренняя р/100ткм;
- диспетчеризация внешняя \$/100ткм;
- итоговый тариф внутренняя р/100ткм;
- итоговый тариф внешняя р/100ткм;
- стоимость транспорта внутренняя р/тыс т;
- стоимость транспорта внешняя р/тыс т;
- сдача р/100тонн;
- налив на ж/д р/100тонн;
- налив в порту р/100тонн.

Среди данных характеристик основное значение имеет мощность (пропускная способность), накладывающее дополнительное ограничение на объемы поставок от НГДО к пункту назначения, а также тариф транспортировки и диспетчеризация, формирующие итоговые транспортные тарифы.

В рамках модели, предполагается, что маршруты не зависят от времени (т.е. незапланированный ввод в эксплуатацию новых маршрутов не учитывается).

Обозначим, через

$j = 1, 2, \dots, J$ - пункты отправки (города, где расположены НГДО);

$k = 1, 2, \dots, K$ - конечные пункты (НПЗ, либо пограничные города);

$m1 = 1, 2, \dots, M1$ - внутренние маршруты (наименование пути от пункта отправки до конечного пункта);

$m2 = 1, 2, \dots, M2$ - внешние (экспортные) маршруты;

$w = 1, 2, \dots, W$ - характеристики транспортного маршрута: $w1$ - мощность, $w2$ - загрузка текущая (%), $w11$ - стоимость транспорта внутренняя, $w11$ - стоимость транспорта внешняя и т.д.;

$t = 1, 2, \dots, T$ - время (по годам);

$b = 1, 2, \dots, B$ - индекс города, входящего в маршрут (например, Астрахань, Пермь, и т.д.);

$$Z_{m1} = \begin{Bmatrix} z_{1,1}^{m1} & z_{1,2}^{m1} & \dots & z_{1,B}^{m1} \\ z_{2,1}^{m1} & z_{2,2}^{m1} & \dots & z_{2,B}^{m1} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ z_{B,1}^{m1} & z_{B,2}^{m1} & \dots & z_{B,B}^{m1} \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} 1 \\ 0 \end{Bmatrix} - \text{набор внутренних}$$

маршрутов для НГДО, соединяющих j -ые пункты отправки с k -ыми конечными пунктами ($z_{b_1, b_2}^{m1} = 1$ - города $\{b_1, b_2\}$ входят в маршрут, $z_{b_1, b_2}^{m1} = 0$ - города $\{b_1, b_2\}$ не входят в маршрут);

$$Z_{m2} = \begin{Bmatrix} z_{1,1}^{m2} & z_{1,2}^{m2} & \dots & z_{1,B}^{m2} \\ z_{2,1}^{m2} & z_{2,2}^{m2} & \dots & z_{2,B}^{m2} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ z_{B,1}^{m2} & z_{B,2}^{m2} & \dots & z_{B,B}^{m2} \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} 1 \\ 0 \end{Bmatrix} - \text{набор внешних}$$

(экспортных) маршрутов для НГДО, соединяющих j -ые пункты отправки с k -ыми конечными пунктами;

$$Tr^w = \begin{Bmatrix} tr_{1,1} & tr_{1,2} & \dots & tr_{1,B} \\ tr_{2,1} & tr_{2,2} & \dots & tr_{2,B} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ tr_{B,1} & tr_{B,2} & \dots & tr_{B,B} \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} F(w) \\ 0 \end{Bmatrix} - \text{транспортная}$$

система (матрица маршрутов со своими характеристиками, $tr_{b_1,b_2} = F(w)$ - определено значение характеристики транспортной системы (например, значение пропускной способности) для маршрута, проходящего через города $\{b_1, b_2\}$, $tr_{b_1,b_2} = 0$ - характеристика маршрута для пары $\{b_1, b_2\}$ не задана;

$Y1_{m1}^t, Y2_{m2}^t$ - объемы поставок по внутренним маршрутам и внешним маршрутам (тыс. тонн):

$$Y1_{m1}^t = \{y1_1^t, y1_2^t, \dots, y1_{M1}^t\};$$

$$Y2_{m1}^t = \{y2_1^t, y2_2^t, \dots, y2_{M2}^t\};$$

$S1(m1) \in J; S2(m2) \in J$ - начальные пункты внутренних и внешних маршрутов (соответствуют кодам НГДО);

$E1(m1) \in B; E2(m2) \in B$ - конечные пункты внутренних и внешних маршрутов (соответствуют кодам городов, где расположены пункты сдачи, например НПЗ);

$Int_j^t; Out_j^t$ - объемы внутренних и внешних поставок нефти по НГДО (тыс. тонн);

$C1_{m1}^t, C1_{m1}^t$ - стоимость транспорта нефти по внутренним и внешним маршрутам (руб./тыс. тонн);

$D1_{m1}^t, D2_{m2}^t$ - стоимость сдачи нефти по внутренним и внешним маршрутам (руб/тыс. тонн);

$c3_{m1}^t, c4_{m1}^t$ - удельные стоимости поставок нефти по маршрутам (руб./тыс. тонн);

V_j^t - объем добычи по НГДО и ω_j^t - доля поставок на внутренний рынок;

p_{m1}^t, p_{m2}^t - цена нефти net back по маршрутам;

$p_{j,1}^t, p_{j,1}^t$ - цена нефти net back по НГДО;

Тогда, объем внутренних поставок нефти по НГДО вычисляется по формуле:

$$Int_j^t = V_j^t(1 - \omega_j^t) = \sum_{m1=1}^{M1} [Y1_{m1}^t | j = S1(m1)], \quad (2.8)$$

$j = 1, 2, \dots, J; m1 = 1, 2, \dots, M1,$

и объем внешних поставок по НГДО:

$$Out_j^t = V_j^t \omega_j^t = \sum_{m2=1}^{M2} [Y2_{m2}^t | j = S2(m2)], \quad (2.9)$$

$j = 1, 2, \dots, J; m2 = 1, 2, \dots, M2,$

где

V_j^t - объем добычи нефти по НГДО, вычисляемый с помощью модели бизнес-сегмента upstream (представленной в предыдущем разделе),

ω_j^t - доля поставок на внешний рынок.

Стоимость транспорта нефти по внутренним и внешним маршрутам рассчитывается по формулам:

$$C1_{m1}^t = \sum_{b1=1}^B \sum_{b2=1}^B z_{b1,b1}^{m1} tr_{b1,b2}^{w11}; \quad (2.12)$$

$$C2_{m2}^t = \sum_{b1=1}^B \sum_{b2=1}^B z_{b1,b1}^{m1} tr_{b1,b2}^{w12}; \quad (2.13)$$

$m1 = 1, 2, \dots, M1; m2 = 1, 2, \dots, M2.$

Аналогичным образом рассчитывается внутренняя и внешняя сдача нефти (стоимость выгрузки в конечном пункте):

$$D1_{m1}^t = \sum_{b1=1}^B \sum_{b2=1}^B z_{b1,b1}^{m1} tr_{b1,b2}^{w13}; \quad (2.12)$$

$$D2_{m2}^t = \sum_{b1=1}^B \sum_{b2=1}^B z_{b1,b1}^{m1} tr_{b1,b2}^{w13}; \quad (2.13)$$

$m1 = 1, 2, \dots, M1; m2 = 1, 2, \dots, M2.$

Тогда, удельные стоимости поставки по маршрутам:

$$c3_{m1}^t = C1_{m1}^t + D1_{m1}^t; \quad (2.14)$$

$$c4_{m2}^t = C2_{m2}^t + D2_{m2}^t, \quad (2.15)$$

Цена нефти net back по маршрутам:

$$p_{m1}^t = \tilde{p}_1^t - c3_{m1}^t; \quad (2.16)$$

$$p_{m2}^t = \tilde{p}_2^t - c3_{m2}^t; \quad (2.17)$$

$m1 = 1, 2, \dots, M1; m2 = 1, 2, \dots, M2,$

где

$\tilde{p}_1^t, \tilde{p}_2^t$ - цена нефти на внутреннем (URALS) и внешнем (BRENT) рынке (рубл./тонна).

Выручка по маршрутам:

$$CF_{m1}^t = p_{m1}^t Y_{m1}^t; \quad (2.18)$$

$$CF_{m2}^t = p_{m2}^t Y_{m2}^t, \quad (2.19)$$

и НГДО:

$$CF_{j,1}^t = \sum_{m1=1}^{M1} [CF_{m1}^t | j = S1(m1)]; \quad (2.20)$$

$$CF_{j,2}^t = \sum_{m1=1}^{M1} [CF_{m2}^t | j = S2(m2)]; \quad (2.21)$$

$m1 = 1, 2, \dots, M1; m2 = 1, 2, \dots, M2; j = 1, 2, \dots, J.$

И в результате можно вычислить внутренние и внешние цены net back по НГДО, используемые в предыдущей модели бизнес-сегмента upstream.

$$p_{j,1}^t = \frac{CF_{j,1}^t}{Int_j^t}; p_{j,1}^t = \frac{CF_{j,1}^t}{Int_j^t}, \quad (2.22)$$

для $Int_j^t > 0, Out_j^t > 0,$

$j = 1, 2, \dots, J; t = 1, 2, \dots, T.$

Допустим, что спрос в конечных пунктах маршрутов (обозначим его, как $X_{m1}^t; X_{m2}^t$) можно вычислить с помощью модели бизнес-сегмента downstream (которую рассмотрим в следующем разделе):

$$X_{m1}^t = \begin{Bmatrix} x_{1,1,m1}^t & x_{1,2,m1}^t & \dots & x_{1,B,m1}^t \\ x_{2,1,m1}^t & x_{2,2,m1}^t & \dots & x_{2,B,m1}^t \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ x_{B,1,m1}^t & x_{B,2,m1}^t & \dots & x_{B,B,m1}^t \end{Bmatrix},$$

($x_{b1,b2,m1}^t > 0$, при условии, что город b_2 является одним из конечных пунктов, и в нем существует ненулевой спрос на нефть).

Теперь можно сформулировать транспортную задачу, решающую в рамках единой долгосрочной модели (ЕДМ).

ТРАНСПОРТНАЯ ЗАДАЧА

Требуется найти такое распределение объемов поставок нефти НГДО по маршрутам $\{Y1_{m1}^t, Y2_{m2}^t\}$, удовлетворяющее системе ограничений (2.25) –(2.29), при котором достигается минимальное значение совокупных транспортных издержек:

$$\left[\sum_{m1=1}^{M1} c3_{m1}^t Y1_{m1}^t + \sum_{m2=1}^{M2} c4_{m2}^t Y2_{m2}^t \right] \rightarrow \min_{Y1_{m1}^t, Y2_{m2}^t}, \quad (2.23)$$

при ограничениях:

$$\sum_{m1=1}^{M1} [Y1_{m1}^t | j = S1(m1)] = V_j^t (1 - \omega_j^t); \quad (2.25)$$

$$\sum_{m2=1}^{M2} [Y2_{m2}^t | j = S2(m2)] = V_j^t \omega_j^t, \quad (2.26)$$

для всех $j = 1, 2, \dots, J$,

$$Y1_{m1}^t \leq \sum_{b1=1}^B \sum_{b2=1}^B z_{b1, b2}^{m1} tr_{b1, b2}^{w1}, \quad (2.27)$$

$$Y2_{m1}^t \leq \sum_{b1=1}^B \sum_{b2=1}^B z_{b1, b2}^{m1} tr_{b1, b2}^{w1}, \quad (2.28)$$

$$Y1_{m1}^t Z_{m1} = X1_{m1}^t; Y2_{m2}^t Z_{m2} = X2_{m2}^t \quad (2.29)$$

для каждого маршрута: $m1 = 1, 2, \dots, M1$, $m2 = 1, 2, \dots, M2$,

и очевидном ограничении на не отрицательность управляемых переменных.

$$Y1_{m1}^t \geq 0; Y2_{m2}^t \geq 0. \quad (2.30)$$

Рассмотрим ограничения (2.25) – (2.30) более подробно.

Ограничения (2.25) – (2.26) определяются объемами добычи нефти по НГДО, вычисляемыми с помощью модели бизнес-сегмента upstream (рассмотренной в предыдущем разделе). Согласно корпоративным целям НК, вся добываемая нефть, должна быть поставлена потребителям. Если эти ограничения не выполняются (например, из-за ограниченности пропускной способности транспортной системы), НК изыскивает средства на альтернативный транспорт. Расчет необходимых затрат, в этом случае, зависит от многих факторов, связанных в основном с наличием соответствующих потенциальных возможностей (в одних случаях можно воспользоваться железнодорожным транспортом, в других – морским, и т.д.) и расстоянием от НГДО до потребителей. Таким образом, если ограничения (2.25) – (2.26) входят в противоречие с ограничениями (2.27)-(2.28), обусловленными возможностями пропускной способности транспортной системы, то к правой части последней пары ограничений добавляется «довесок» в виде дополнительной (виртуальной) мощности, обеспечиваемой альтернативным транспортом. В дальнейшем, при вычислении прибыли, расходы на эту дополнительную составляющую добавляются к общим транспортным затратам.

Материальный баланс (2.29) определяется спросом со стороны конечных пунктов (НПЗ и пограничных городов), на практике он может частично не выполняться.

Ограничение (2.30) - не отрицательность управляющих переменных имеет понятный экономический смысл.

Результатом решения задачи (2.23)-(2.30) являются:

- распределение нефти по маршрутам $\{Y1_{m1}^t, Y2_{m2}^t\}$;
- внутренние и внешние цены на нефть net back $\{P_{j,1}^t, P_{j,2}^t\}$.

Можно показать, что ограничения (2.25)-(2.28) легко приводятся к линейному виду, при этом задача (2.23)-(2.30) решается методом потенциалов.

Рассмотренная транспортная модель непосредственно связана с моделью бизнес-сегмента downstream через спрос со стороны нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) - X_m^t ($m1 = 1, 2, \dots, M1$).

Выход транспортной модели - распределение нефти по внутренним маршрутам $y1_{m1}^t$ ($m1 = 1, 2, \dots, M1$) отображается в объем поставок товарной нефти - Θ_k^t на внутренний региональный рынок ($k = 1, 2, \dots, K$ - индекс НПЗ):

$$\Theta_k^t = y1_{m1}^t | k = E1(m1).$$

Модель нефтеперерабатывающего предприятия

В данном разделе представлена агрегированная модель нефтеперерабатывающего предприятия. Она, как и рассмотренная ранее модель НГДО, предназначена для оценки эффективности инвестиций в бизнес-сегменте downstream.

Одним из основных достоинств рассматриваемого подхода является интеграция финансовой и нефинансовой (производственной) составляющей в единой модели downstream, что обеспечивает возможность оценки потребностей в первичном сырье (X_m^t) при заданных:

- функциях спроса на продукты переработки со стороны конечных потребителей;
- объемах инвестиций в реконструкцию НПЗ и вариантах реконструкции;
- сценарных условиях (макроэкономическом окружении).

Вместе с тем разработанная модель НПЗ является достаточно агрегированной. Рассматривая варианты реконструкции НПЗ, моделирование процессов переработки (таких как, перегонка, риформинг, крекинг, и т.п.) осуществляется только до уровня необходимого для расчета основных материальных и финансовых показателей. При этом управление технологическими режимами НПЗ (естественно требующее более детального моделирования) не рассматривается.

Поясним некоторые аспекты выбора схемы построения НПЗ. Существуют три основных типа НПЗ [52]:

- нефтеперерабатывающий завод, работающий по простой схеме, включает перегонку сырой нефти, гидроочистку средних дистилляторов и каталитический риформинг нефти;
- нефтеперерабатывающий завод, работающий по сложной схеме, включает все то же самое плюс каталитический крекинг установку и установки алкилирования и газофракционирования;
- нефтеперерабатывающий завод, работающий по очень сложной схеме, включает все то же самое что при сложной схеме плюс установки по производству олефинов, либо по сокращению количества остатка (например, установка коксования).

Под вариантом реконструкции НПЗ, при этом понимается, модернизация схемы НПЗ, например, реконструкция кокосового производства, добавление установок риформинга, изомеризации, дооборудование установок компаундирования масел, реконструкция производства масел, реконструкция битумной установки и т.д. При этом, как правило, реализуется переход от простой схемы построения НПЗ к сложной или очень сложной.

При переработке любой нефти по очень сложной схеме больше светлых нефтепродуктов, чем при переработке по простой схеме. При этом тип нефти существенно влияет на выход НПЗ (продукты переработки).

В стандартной отраслевой модели можно рассчитать выходы нефтепродуктов для каждого сорта сырой нефти для каждой схемы нефтепереработки.

Переход от одной (простой) схемы переработки к более сложной как правило, требует существенных капиталовложений, приблизительный объем которых вычисляется с помощью схемы Нельсона [52] (по коэффициентам сложности используемых установок).

Практика показывает, что рентабельность НПЗ зависит от многих факторов: схемы нефтепереработки (варианта реконструкции НПЗ), типа первичного сырья, спроса на продукты нефтепереработки (в свою очередь зависящего от сезонного фактора, дохода потребителей, уровня развития экономики в регионе и др.), стоимости транспортировки нефти от НГДО к НПЗ, поведения конкурентов и др. Также необходимо отметить о связи нефтепереработки с бизнес-сегментом upstream - выбирая схему НПЗ, мы тем самым определяем потребность в первичном сырье (поскольку разные схемы работают с разной эффективностью), что влияет и на добычу нефти и на соотношение поставок между внутренним и внешним рынками. Усложнение схемы, как правило, ведет к смещению потребностей в сторону более качественной (легкой) нефти и снижению спроса на тяжелую нефть (за счет снижения выхода остаточного топлива и увеличения выхода бензина растет глубина переработки).

Традиционный подход, ориентированный на использование схемы Нельсона (разработанной в эпоху растущей переработки дешевой арабской нефти), к сожалению, не учитывает комплексного влияния этих факторов, и поэтому была разработана принципиально новая модель бизнес-сегмента downstream, интегрированная с другими сегментами НК.

В рамках рассматриваемого подхода учитывается региональная дифференциация поставок нефтепродуктов на внутренний и внешний рынки (объемы поставок, транспортные тарифы, стоимость реализации). Отметим, что с точки зрения НПЗ, реализация нефтепродуктов на внешний рынок означает поставки по различным направлениям (например, северное, западное, и т.д.) с пунктами сдачи, находящимися в регионах РФ. Таким образом, отличие внешней реализации от внутренней заключается в налоговом окружении (учете акцизов), дополнительных издержках на экспортную транспортировку и ценах на нефтепродукты.

Перейдем к формализованному представлению модели бизнес-сегмента downstream.

Введем следующие обозначения:

$k = 1, 2, \dots, K$ - индекс НПЗ;

$t = 1, 2, \dots, T$ - время (по годам);

$\psi = 1, 2, \dots, \Psi$ - набор новых установок НПЗ;

$u = 1, 2, \dots, U$ - индекс нефтепродуктов (бензин, дизельное топливо, мазут, и др.);

$\theta_{k,\psi}^t$ - мощность НПЗ (тыс. тонн);

$\Omega_{k,\psi}^t$ - загрузка НПЗ (%);

Θ_k^t - объем поставок товарной нефти от НГДО к k -ому НПЗ (тыс. тонн);

$\tilde{\Theta}_k^t$ - объем закупаемой нефти от сторонних организаций;

$h_{k,\psi}^t$ - инвестиции в оборудование НПЗ (млн. долл.);

I_k^t - капитальные затраты (инвестиции на реконструкцию НПЗ) (млн. долл.);

$\gamma_{k,\psi}^t = \begin{Bmatrix} 1 \\ 0 \end{Bmatrix}$ - матрица «отключений» инвестиций в варианты реконструкции НПЗ ($\gamma_{k,\psi}^t = 1$ - принимается решение об инвестициях в ψ -вариант реконструкции НПЗ, например добавление установки риформинга);

$fn_{k,\psi}^t$ - управляющая функция НПЗ (управление тех. режимами работы установок, например, перераспределение алкилата для получения бензина с разным октановым числом);

$G_{k,u}^t(\psi, \Omega_{k,\psi}^t, (\Theta_k^t + \tilde{\Theta}_k^t); fn_{k,\psi}^t)$ - производственная функция НПЗ;

$r = 1, 2, \dots, R$ - регионы РФ (пункты сдачи нефтепродуктов);

$p_{i,r,u}^t$ - средние цены на нефтепродукты по регионам (р./тонн);

$p_{2,r,u}^t$ - средние цены на нефтепродукты на внешнем рынке (\$/тонн);

$w_{1,k,r,u}^t$ - объем поставок нефтепродуктов на внутренний рынок (тыс. тонн);

$w_{2,k,r,u}^t$ - объем поставок нефтепродуктов на внешний рынок (тыс. тонн);

η_k^t - совокупные налоговые отчисления (не включая налог на прибыль): НДС, суммарные акцизы (зависящие от экспортной реализации нефтепродуктов), социальный налог, налог на имущество;

E^t - курс доллара;

C_k^t - операционные затраты (материальные затраты, кроме транспорта, расходы на оплату труда, прочие затраты);

O_k^t - поток от операционной деятельности НПЗ;

a_k^t - амортизация оборудования НПЗ;

$tr_{k,r}^t$ - транспортные тарифы (\$/тонну).

Итак, прибыль НПЗ (до налога на прибыль) от реализации нефтепродуктов рассчитывается по следующей формуле:

$$\pi_k^t = \sum_{u=1}^U \sum_{r=1}^R [w_{1,k,r,u}^t p_{1,r,u}^t + E^t w_{2,k,r,u}^t p_{2,r,u}^t] - E^t \sum_{r=1}^R [tr_{k,r}^t \sum_{u=1}^U w_{2,k,r,u}^t] - C_k^t - a_k^t - \eta_k^t, \quad (2.31)$$

при этом должно выполняться следующее балансовое соотношение:

$$G_{k,u}^t(\psi, \Omega_{k,\psi}^t, (\Theta_k^t + \tilde{\Theta}_k^t); fn_{k,\psi}^t) = \sum_{r=1}^R [w_{1,k,r,u}^t + w_{2,k,r,u}^t], \quad (2.32)$$

при этом объем поставок нефтепродуктов на внутренний рынок:

$$\sum_{k=1}^K w_{1,k,r,u}^t \leq x_{r,u}^t, \text{ для всех } r = 1, 2, \dots, R, u = 1, 2, \dots, U, \quad (2.33)$$

где

$x_{r,u}^t$ - емкость рынка (спрос в r - ом регионе на u - ый нефтепродукт), прогнозируемая с помощью сбытовой модели (CGE), которая будет рассмотрена в следующем разделе. Теперь можно рассчитать:

поток от операционной деятельности НПЗ:

$$O_k^t = (\pi_k^t - \Delta_t \pi_k^t) + a_k^t, \quad (2.34)$$

где Δ_t - налог на прибыль,

поток от инвестиционной деятельности НПЗ:

$$I_k^t = \sum_{\psi=1}^t \gamma_{k,\psi}^t h_{k,\psi}^t, \quad (2.35)$$

чистый дисконтированный поток по НПЗ:

$$NPV_k = \sum_{t=1}^T \frac{O_k^t - I_k^t}{(1+r)^t}, \quad (2.36)$$

где r - ставка дисконтирования.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ФУНКЦИИ НПЗ

Моделирование производственной функции НПЗ – сложная задача, поскольку схема нефтеперерабатывающего завода характеризуется наличием сложных перекрестных связей, описывающих соответствующие технологические взаимодействия. Эти связи, как правило, носят потоковый (а иногда, рециркулирующий) характер. Можно показать, что схема построения НПЗ непосредственно связана с корпоративным инвестиционным процессом. Так, в частности, если ввести переменные τ_ψ - срок службы ψ - установки, то итоговая конфигурация НПЗ будет определяться по формуле:

$$\tilde{\gamma}_{k,\psi}^t = \begin{cases} 1, & \text{если } \gamma_{k,\psi}^t = 1 \text{ и } h_{k,\psi}^t \geq h_\psi^* \text{ для одного } t \in [t - \tau_\psi; t]; \\ 0, & \text{если } \gamma_{k,\psi}^t = 0 \text{ или } h_{k,\psi}^t = 0 \text{ для всех } t \in [t - \tau_\psi; t], \end{cases} \quad (2.37)$$

где

$\tilde{\gamma}_{k,\psi}^t$ итоговая матрица «отключений» установок НПЗ (учитывающая срок службы установок);

$\gamma_{k,\psi}^t$ - варианты реконструкции НПЗ (начальная матрица «отключений»);

$h_{k,\psi}^t$ - инвестиции в реконструкцию (дооборудование НПЗ);

h_ψ^* - минимальный уровень инвестиций, необходимый, для поддержания ψ - ой установки в работоспособном состоянии (для некоторых установок составляет несколько миллионов долларов).

Формула (2.37) имеет понятный экономический смысл – отключение установок из схемы НПЗ происходит либо планоно (при $\gamma_{k,\psi}^t = 0$), либо внепланово (при $h_{k,\psi}^t = 0$ для всех $t \in [t - \tau_\psi; t]$), то есть, по истечению срока службы установки. Можно привести пример, с ус-

тановой алкилирования, в которой каждые 2 – 3 года приходится менять катализатор (из-за естественного разрушения).

Итак, для моделирования производственной функции НПЗ была разработана специальная имитационная модель, которая в отличие от ранее известных моделей, интегрирована в корпоративный инвестиционный процесс, и позволяет управлять (в имитационном режиме) составом используемого оборудования через матрицу «отключений» ($h_{k,\psi}^t$). Ранее [17] аналогичный подход применялся для управления технологическими режимами оборудования НПЗ, однако детальное моделирование производственной функции в связке с инвестициями и сбытовой моделью осуществлено впервые.

Решение этой задачи (построение имитационной модели НПЗ) было реализовано на системе динамического имитационного моделирования Powersim Studio [108]. Использование этой инструментальной платформы позволило снизить временные затраты на реализацию имитационной модели. Разработанная система управления НПЗ представлена на рис.3.2. Вопросы интеграции данной модели с другими блоками (моделью сегмента upstream, транспортной и сбытовой моделями) будут рассмотрены в следующей главе.

Главное назначение имитационной модели НПЗ - рассчитать выход нефтепродуктов, в зависимости от объема исходного сырья, степени загрузки производственных мощностей, схемы построения НПЗ и др. В результате, обладая информацией о прогнозируемом спросе на нефтепродукты можно рассчитать (путем подбора на имитационной модели) объемы необходимого первичного сырья ($\Theta_k^t + \tilde{\Theta}_k^t$) (где объем закупаемой нефти $\tilde{\Theta}_k^t$ от сторонних организаций обычно фиксирован).

Можно показать, что вычисляемые таким образом, значения Θ_k^t поставок товарной нефти от НГДО к k - ому НПЗ отображаются в спрос в конечных пунктах маршрутов, при условии, что в конечных пунктах маршрутов b_2 ($b_2 = 1, 2, \dots, B$) размещены k - ые НПЗ ($k = 1, 2, \dots, K$):

$$x_{b_1, b_2, m_1}^t = \Theta_k^t \mid b_2 = k. \quad (2.38)$$

Построение имитационной модели НПЗ было осуществлено на основе материальных балансов, собранных в единую систему уравнений. Эти материальные балансы, представлены в таблице 2.1.

Итак, имитационная модель нефтеперерабатывающего завода необходима для построения производственной функции НПЗ, зависящей, главным образом, от объема первичного сырья, степени загрузки производственных мощностей и состава используемого оборудования. Выход НПЗ, нелинейно зависит от входа. Построение производственной функции НПЗ возможно и другими (аналитическими) методами, однако, использование имитационной модели, позволяет интегрировать модель бизнес-сегмента downstream в корпоративный инвестиционный процесс (через матрицу отключений - $h_{k,\psi}^t$), проводить сценарные расчеты в режиме «сжатого» времени, исследовать устойчивость инвестиционного портфеля по отношению к внешним макроэкономическим факторам и т.д.

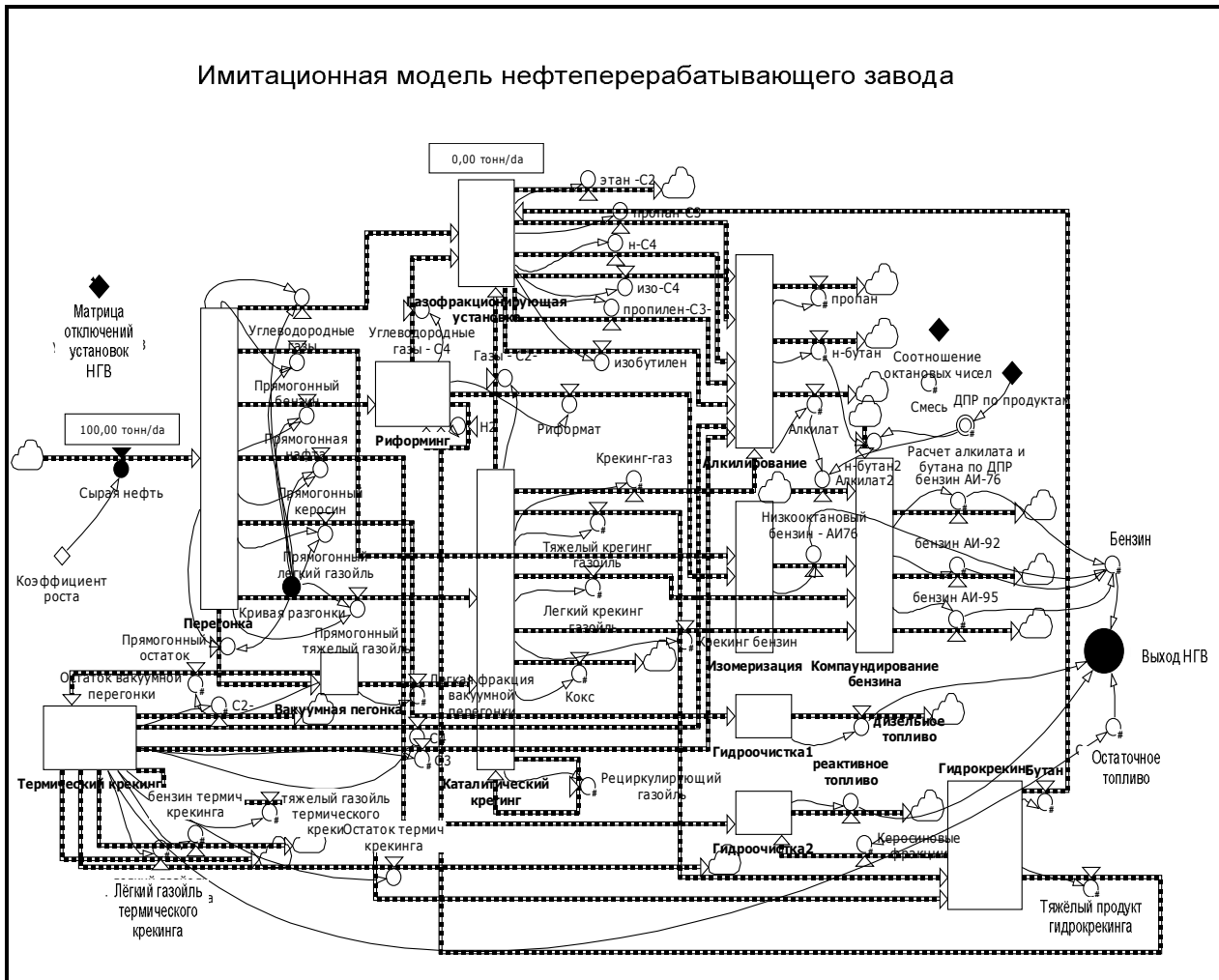


Рис. 2.2 Имитационная модель НПЗ

Важнейшим компонентом модели бизнес-сегмента downstream является сбыт нефтепродуктов. В следующем разделе рассматривается разработанная модель сбыта (интегрируемая с моделью НПЗ через спрос, влияющий на выбор оптимальной схемы НПЗ и выход бензина).

Модель сбыта нефтепродуктов

Разработанная модель сбыта нефтепродуктов относится к классу так называемых, CGE моделей (Computable General Equilibrium Models – компьютерных моделей общего экономического равновесия), подробно описанных в первой главе (раздел 1.2.2).

Разработанная модель относится к CGE моделям Вальрасовского типа, и имеет некоторые особенности:

- является квазиравновесной, то есть, не учитывает инерционный характер динамики перехода системы в равновесное состояние;
- рассматривает только долгосрочные факторы спроса, оказывающие влияние на годовых интервалах прогнозирования (примером долгосрочных факторов является динамика грузоперевозок, производство, импорт автомобилей и автобусов и др., примером краткосрочных факторов, является – сезонность спроса на нефтепродукты);
- является многопродуктовой, то есть в модели прогнозируется спрос на нефтепродукты по видам;
- является региональной, точнее ограничивается уровнем Федеральных округов РФ.

Квазиравновесность модели, а также ограниченность набора рассматриваемых факторов влияния обусловлены, прежде всего, ее целеполаганиями, а именно – прогнозирование спроса и цен на годовых интервалах в долгосрочной перспективе. Это прогнозирование необходимо для общекорпоративной инвестиционной модели (включающей бизнес-сегменты upstream и downstream), которая также является годовой и долгосрочной. Рассматриваемую сбытовую модель нельзя напрямую использовать для краткосрочного прогнозирования, поскольку в этом случае, надо учитывать краткосрочные факторы (сезонность спроса, привыкаемость потребителя к ценам, и т.д.).

Возможность применения CGE подхода к моделированию сбыта нефтепродуктов обусловлено неконкурентным характером ценообразования на внутреннем рынке нефтепродуктов (он является олигопольным, а во многих регионах – монопольным). В результате возникает необходимость более точного описания динамики взаимодействия производителя (нефтяной компании) и потребителя. Эта динамика носит квазиравновесный характер (по сути, потребительские возможности являются единственным ограничивающим фактором роста цена на нефтепродукты) – рост цен уравнивается частичным снижением спроса.

Таблица 2.1

МАТЕРИАЛЬНЫЕ БАЛАНСЫ В ИМИТАЦИОННОЙ МОДЕЛИ НПЗ

Процесс	Сырье	Выход
Обычная перегонка нефти	Нефть (марки URALS)	Углеводородные газы - 10% Прямогонный Бензин – 15% Прямогонная Нафта – 15% Прямогонный Керосин – 14% Прямогонный легкий газойль – 21% Прямогонный тяжелый газойль – 10% Прямогонный остаток – 15%
Вакуумная перегонка	Прямогонный остаток	Легкая фракция вакуумной перегонки -90% Остаток вакуумной перегонки - 10%
Каталитический крекинг	Прямогонный тяжелый газойль Легкая фракция вакуумной перегонки Рециркулирующий газойль	Кокс – 8% Крекинг-газ – 35% Крекинг-бензин – 55% Легкий крекинг-газойль - 12% Тяжелый крекинг газойль – 8% Рециркулирующий газойль – 10% (итого – 118% за счет соотношения плотностей продуктов и сырья)
Газофракционирующая установка	Углеводородные газы (C4, C2)	Этан -C2 – 6% Пропан - C3 – 9% Н - C4 – 10% Изо – C4 -11% Пропилен - C3-9% Изобутилен -11% (остальное – метан и этан)
Алкилирование	Пропилен Изобутилен Изобутан	Пропан – 14% Н-бутан - 5% Алкилат – 81%
Каталитический реформинг	Прямогонная нефтя (олефины, парафины, нафтены, ароматика)	Риформат – 88% Углеводородные газы - C4 – 10% Рециркулирующий водород – 2%
Термический крекинг	Остаток вакуумной перегонки	Бензин термического крекинга – 30% легкий газойль термического крекинга – 7% Тяжелый газойль термического крекинга – 10% Этан C2 - 18% Пропан – 5% Бутан – 4% Остаток термического крекинга – 20% Бутилены – 6%
Гидрокрекинг	Тяжелый крекинг-газойль Тяжелый газойль термического крекинга	Керосиновые фракции – 17% Тяжелый продукт гидрокрекинга – 73%
Гидроочистка 1	Легкий газойль	Дизельное топливо
Гидроочистка 2	Прямогонный керосин	Реактивное топливо
Изомеризация	Прямогонный бензин Риформат	Низкооктановый бензин – 15% (остальное – рециркулят)
Компандирование бензина	Низкооктановый бензин Алкилат н-Бутан Легкий крекинг газойль Крекинг бензин	Бензин АИ-76 – X1% * Бензин АИ-92 – X2% Бензин АИ-95 – X3%

Пояснения к табл. 2.1. Суммарный объем высокооктанового бензина рассчитывается с помощью системы уравнений, исходя из объема Алкилата и н-Бутана, требуемых для достижения минимального октанового

числа (в данном случае 95) и ДПР (давлении паров по Рейду) приблизительно в 0,7 атм. При этом считаются известными значения октановых чисел и ДПР для исходных нефтепродуктов. Конкретная структура бензина (X1%, X2%, X3%) будет зависеть от спросовой модели.

Следует отметить, что если бы характер ценообразования на рынке нефтепродуктов был бы рыночным (конкурентным), то использование CGE модели для прогнозирования спроса было нецелесообразным (в этом случае, стоило бы рассчитывать равновесие по Нэшу, соответствующее рынкам с несколькими независимыми производителями).

Важным достоинством разработанной модели является то, что оценивается влияние инвестиционной политики в каналы сбыта нефтепродуктов (строительство новых АЗС, нефтебаз и т.д.). В результате, модель бизнес-сегмента downstream является законченной и интегрируемой с корпоративной инвестиционной моделью.

Отметим, что основные факторы, оказывающие влияние на спрос нефтепродуктов считаются известными (это, динамика доходов населения, изменение объема выпуска сельского хозяйства, рост грузоперевозок, рост численности парка легковых автомобилей и т.д.) [135]. Перейдем к формальному представлению разработанной модели.

Введем следующие обозначения:

$r = 1, 2, \dots, R$ - регионы РФ (Федеральные округа);

$u = 1, 2, \dots, U$ - нефтепродукты по видам;

$c = 1, 2, \dots, C$ - каналы сбыта нефтепродуктов (АЗС, нефтебазы, франчайзинг);

$t = 1, 2, \dots, T$ - время (по годам);

$h_{r,c}^t$ - инвестиции в развитие каналов сбыта (строительство АЗС, нефтебаз, и др.).

$\gamma_{r,c}^t = \begin{Bmatrix} 1 \\ 0 \end{Bmatrix}$ - матрица «отключений» каналов сбыта

нефтепродуктов, $\gamma_{r,c}^t = 1$ - в r -ом регионе строится c -ый канал сбыта, $\gamma_{r,c}^t = 0$ - канал сбыта не строится.

$x_{r,u,c}^t$ - спрос на нефтепродукты (тыс. тонн), рассчитываемый на CGE модели по каналам сбыта;

$x_{stat,r,u,c}^t$ - спрос на нефтепродукты (тыс. тонн), известный из статистики;

$x_{r,u}^t = \sum_{c=1}^C \gamma_{r,c}^t x_{r,u,c}^t \leq X_{r,u}^t$ - спрос в регионах на u -ые нефтепродукты, где $X_{r,u}^t$ - прогнозируемая емкость рынка нефтепродуктов;

$p_{r,u,c}^t$ - средние цены на нефтепродукты в r -ом регионе, рассчитываемые на CGE модели (тыс. р./тонн) по каналам сбыта;

$\underline{p}_{r,u,c}^t$ - себестоимость нефтепродуктов (закупочные цены от НПЗ);

$w_{r,u}^t$ - объем внутренних поставок нефтепродуктов в r -ый регион (тыс. тонн) со всех НПЗ

($w_{r,u}^t = \sum_{k=1}^K w_{1,k,r,u}^t$);

$\epsilon_{r,u,c}$ - эластичность спроса на нефтепродукты (коэффициенты, отражающие реакцию потребительского спроса на рост цен) по каналам сбыта;

$E_{r,u}^t = (w_{r,u}^t - x_{r,u}^t)$ - функция избыточного спроса;

$\sigma_{r,c}^t$ - операционные затраты на функционирование каналов сбыта;

O_c^t - поток от операционной деятельности каналов сбыта;

I_c^t - поток от инвестиционной деятельности НК;

$a_{r,c}^t$ - амортизация каналов сбыта;

$\eta_{r,c}^t$ - совокупные налоговые отчисления (в том числе федеральные акцизы на нефтепродукты, НДС, и др., без налога на прибыль).

Для прогнозирования емкости рынка нефтепродуктов по субъектам РФ была построена простая регрессионная модель, коэффициенты которой представлены в таблице 7.1 Приложения. Для расчета этих коэффициентов использовались статистические данные статистические данные, предоставленные нефтяной компанией. Расчеты проводились в пакете EViews. Значения эластичностей спроса на нефтепродукты $\varepsilon_{r,u,c}^t$, рассчитанные с помощью хорошо известного метода наименьших квадратов представлены в таблице 7.2 Приложения.

Прогнозируемые значения спроса и цен определяются в результате перехода рассматриваемой экономической системы (рынка нефтепродуктов) к состоянию общего экономического равновесия, что соответствует решению задачи 2.1:

Задача 2.1 Вычислить пару $\{\tilde{x}_{r,u,c}^t, \tilde{p}_{r,u,c}^t\}$, при которых избыточный спрос на нефтепродукты равен нулю:

$$w_{r,u}^t - \sum_{c=1}^C \gamma_{r,c}^t x_{r,u,c}^t = 0, \quad (2.39)$$

при заданной функции спроса:

$$x_{r,u,c}^t = \frac{x_{stat,r,u,c}^t}{[p_{r,u,c}^t / p_{r,u,c}^{t-1}]^{\varepsilon_{r,u,c}^t}}, \quad (2.40)$$

для всех $r = 1, 2, \dots, R$; $u = 1, 2, \dots, U$; $c = 1, 2, \dots, C$,

и ограничениях:

$$\sum_{c=1}^C \gamma_{r,c}^t x_{r,u,c}^t \leq X_{r,u}^t, \quad (2.41)$$

$$\underline{p}_{r,u,c}^t \leq p_{r,u,c}^t, \quad (2.42)$$

и других ограничениях, имеющих понятный экономический смысл (неотрицательность спроса и цен).

В задаче (2.39)-(2.42) матрица «отключений» инвестиций в каналы сбыта $\gamma_{r,c}^t$ считается заданной. Однако, при интеграции сбытовой модели в единую корпоративную инвестиционную модель, происходит эндогенизация $\gamma_{r,c}^t$, что может привести к нарушению ограничения на емкость рынка (2.41). Таким образом, цены на нефтепродукты $p_{r,u,c}^t$ ограничены снизу емкостью рынка и себестоимостью производства (2.42), известной из статистики.

При низкой емкости рынка $X_{r,u}^t$ нефтяной компании не имеет смысла развивать новые каналы сбыта, и, наоборот, при высоких значениях емкости, целесообразно развивать каналы сбыта, и снижать цены для стимулирования спроса.

Решение задачи (2.39)-(2.42) осуществляется с помощью алгоритма Скарфа [60], будет более подробно рассмотрено в следующей главе (алгоритм Скарфа заклю-

чается в итерационном «нащупывании» равновесных спроса и цен).

В результате сбыта нефтепродуктов можно рассчитать прибыль каналов сбыта (до налога на прибыль):

$$\pi_c^t = \sum_{r=1}^R \left[\sum_{u=1}^U \gamma_{r,c}^t \tilde{x}_{r,u,c}^t (\tilde{p}_{r,u,c}^t - \underline{p}_{r,u,c}^t) - \gamma_{r,c}^t \sigma_{r,c}^t \right], \quad (2.43)$$

чистый денежный поток, генерируемый каналами сбыта:

$$O_c^t = (\pi_c^t - \Delta_r \pi_c^t) + a_c^t, \quad (2.44)$$

где Δ_r - ставка налога на прибыль,

чистый денежный поток по бизнес-сегменту downstream:

$$DCF_2 = \sum_{k=1}^K NPV_k + \sum_{c=1}^C \sum_{t=1}^T \frac{O_c^t - I_c^t}{(1+r)^t}, \quad (2.45)$$

где r - ставка дисконтирования.

Совокупные операционные затраты по каналам сбыта вычисляются по формуле:

$$\tilde{C}_c^t = \sum_{r=1}^R \sigma_{r,c}^t. \quad (2.46)$$

Спрос на продукты нефтепереработки, вычисляемый с помощью CGE модели, можно агрегировать до уровня регионов и нефтепродуктов:

$$x_{r,u}^t = \sum_{c=1}^C \tilde{x}_{r,u,c}^t. \quad (2.47)$$

Следующим этапом моделирования инвестиционной деятельности нефтяной компании является сборка всех проектов, относящихся к различным бизнес-сегментам в единый портфель, и решение глобальной оптимизационной задачи (портфельная оптимизация).

3. Оптимизация портфеля инвестиционных проектов нефтяной компании

В данной главе рассматриваются ключевые аспекты оптимизации инвестиционного портфеля нефтяной компании. Как было отмечено ранее, глобальная цель НК – обеспечить сбалансированность инвестиционной и производственной политики и максимизировать акционерную стоимость компании. Достижение этой цели возможно только при условии одновременного анализа всего пула инвестиционных проектов в бизнес-сегменты upstream и downstream. Для этого необходима интеграция разработанных ранее моделей в единую динамическую модель (ЕДМ), позволяющую оптимизировать портфель проектов по Компании в целом.

Задача оптимизации портфеля проектов

В результате перехода от отдельных моделей бизнес-сегментов upstream и downstream к ЕДМ, формируется единая матрица отключений инвестиционных проектов:

$$\gamma_{pr}^t = \begin{cases} 1 \\ 0 \end{cases} \quad (pr = 1, 2, \dots, Pr - \text{проекты}), \quad \gamma_{pr}^t = 1 - \text{инвести-$$

ровать проект, $\gamma_{pr}^t = 0$ - не инвестировать проект. При

этом, объемы необходимого инвестирования I_{pr}^t считаются заданными (они рассчитываются отделами прогнозирования НК по сложной схеме, предполагающей привлечение специалистов по геологии, добыче, нефтепереработке и др.). Таким образом, объемы добычи нефти

(операционные затраты, и другие исходные технико-экономические показатели), соответствующие эти инвестициям, также считаются известными.

Портфель инвестиционных проектов НК складывается из трех портфелей взаимозависимых сегментов (добычи, переработки и сбыта):

- $\gamma_{pr}^t = \{ \gamma_{j,i}^t, \gamma_{k,\psi}^t, \gamma_{r,c}^t \}$;
- $i = 1, 2, \dots, N$ - месторождения;
- $j = 1, 2, \dots, N$ - НГДО;
- $k = 1, 2, \dots, K$ - НПЗ;
- $\psi = 1, 2, \dots, \Psi$ - вариант реконструкции НПЗ;
- $r = 1, 2, \dots, R$ - регион (Федеральный округ);
- $c = 1, 2, \dots, C$ - канал сбыта.

Использование единой матрицы отключений позволяет существенно упростить процедуру поиска решения глобальной оптимизационной задачи и сводит все проекты к единому портфелю. Многомерность этой матрицы обусловлено наличием факторов времени. Отключение инвестиционного проекта в момент времени t , на практике не означает невозможность включения проекта в момент времени $t^* > t$ (например, можно остановить скважину, и запустить вновь через какое-то время). Однако изменение статуса проекта сопряжено с определенными затратами (например, консервация скважин влечет значительные расходы). В разработанной модели такие затраты не учитываются, поэтому накладывается ограничение на статус проекта (проекты в бизнес-сегменте upstream могут быть закрыты только однократно).

Одним из этапов построения ЕДМ является сборка корпоративных ограничений. Нефтяная компания реализует свою ценовую и производственную политику в рамках системы корпоративных ограничений. Обозначим, через \underline{V}^t - минимально необходимый уровень добычи нефти по НК ($\tau \in [1, T]$ - некоторый экзогенно задаваемый момент времени, на который требуется выполнение корпоративных ограничений), \bar{I}^t - лимит инвестиционных расходов по НК, \bar{C}^t - предельный уровень операционных затрат по НК, \underline{P}^t - минимально необходимый уровень прибыли по НК, \underline{O}^t - минимальный уровень потока от операционной деятельности, \underline{DCF} - минимально необходимый уровень дисконтированного финансового потока, $\underline{W}_{1,r,u}^t$ - план по внутренним поставкам нефтепродуктов, $\underline{W}_{2,r,u}^t$ - план поставок нефтепродуктов на экспорт.

Пусть Y множество всех возможных вариантов

$\gamma_{pr}^t = \left\{ \begin{matrix} 1 \\ 0 \end{matrix} \right\}$, характеризующих состояние проектов.

Система корпоративных ограничений НК:

Лимит инвестиционный расходов:

$$\sum_{j=1}^N I_j^t + \sum_{k=1}^K I_k^t + \sum_{c=1}^C I_c^t \leq \bar{I}^t. \quad (2.48)$$

Лимит операционных затрат:

$$\sum_{j=1}^N C_j^t + \sum_{k=1}^K C_k^t + \sum_{c=1}^C C_c^t \leq \bar{C}^t. \quad (2.49)$$

Минимально необходимый уровень операционного потока:

$$\sum_{j=1}^N O_j^t + \sum_{k=1}^K O_k^t + \sum_{c=1}^C O_c^t \geq \underline{O}^t. \quad (2.50)$$

Таблица 3.1

КЛЮЧЕВЫЕ ЭНДОГЕННЫЕ ПЕРЕМЕННЫЕ, ПО КОТОРЫМ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ МЕЖМОДЕЛЬНОЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ

Модель бизнес-сегмента	Входная эндогенная переменная	Выходная эндогенная переменная
UPSTREAM геолого-разведка и нефтедобыча	γ_{pr}^t - матрица «отключений» по месторождениям; $p_{j,1}^t, p_{j,1}^t$ - цены на нефть net back.	DCF_1 - чистый денежный поток по сегменту upstream; $(V_{j,i}^t, \gamma_{pr}^t)$ - итоговая добыча нефти.
ТРАНСПОРТНАЯ МОДЕЛЬ	$(V_{j,i}^t, \gamma_{pr}^t)$ - итоговая добыча нефти, с учетом распределения на внутренний и внешний рынки $(\omega_{j,i}^t)$; x_{b_1, b_2, m_1}^t - спрос в конечных пунктах маршрутов на внутреннем рынке (спрос со стороны НПЗ).	$p_{j,1}^t, p_{j,1}^t$ - цены на нефть net back. $w_{1,k,r,u}^t, w_{2,k,r,u}^t$ - объемы поставок на внутренний и внешний рынки (к НПЗ).
DOWNSTREAM нефтепереработка	γ_{pr}^t - матрица «отключений» по вариантам реконструкции НПЗ; $X_{r,u}^t$ спрос на продукты нефтепереработки; $(\theta_k^t + \tilde{\theta}_k^t)$ - объем первичного сырья.	x_{b_1, b_2, m_1}^t - спрос в конечных пунктах маршрутов равный объему первичного сырья НПЗ. $w_{1,k,r,u}^t, w_{2,k,r,u}^t$ - объемы поставок нефтепродуктов на внутренний и внешний рынки.
DOWNSTREAM сбыт	γ_{pr}^t - матрица «отключений» каналов сбыта; $w_{1,k,r,u}^t$ объем поставок нефтепродуктов на внутренний рынок	DCF_2 - чистый денежный поток по сегменту downstream; $x_{r,u}^t$ спрос на продукты нефтепереработки.
Общая корпоративная модель (задача (2.55))	γ_{pr}^t - матрица «отключений» по всем проектам; DCF_1, DCF_2	$DCF = DCF_1 + DCF_2$ - расчетная акционерная стоимость НК γ_{pr}^t - итоговая матрица «отключений»

Минимальный уровень чистого дисконтированного финансового потока:

$$DCF_1 + DCF_2 \geq \underline{DCF}. \quad (2.51)$$

Минимальный уровень прибыли (до уплаты налогов):

$$\sum_{j=1}^N \pi_j^t + \sum_{k=1}^K \pi_k^t + \sum_{c=1}^C \pi_c^t \geq \underline{P}^t. \quad (2.52)$$

План по добыче нефти:

$$\sum_{j=1}^N V_j^t \geq \underline{V}^t. \quad (2.53)$$

План по поставкам нефтепродуктов:

$$\sum_{k=1}^K w_{1,k,r,u}^t \geq \underline{W}_{1,r,u}^t; \sum_{k=1}^K w_{2,k,r,u}^t \geq \underline{W}_{2,r,u}^t, \quad (2.54)$$

для всех $r = 1, 2, \dots, R$; $u = 1, 2, \dots, U$,

для $\tau \in [1, T]$.

Теперь можно сформулировать задачу оптимизации инвестиционного портфеля НК.

Задача 1. Сформулировать набор инвестиционных проектов $\gamma_{pr}^t = \begin{Bmatrix} 1 \\ 0 \end{Bmatrix}$, при котором обеспечивается макси-

мальное значение чистой приведенной стоимости по Компании (максимальное значение акционерной стоимости, рассчитываемой по методу DCF) при выполнении системы корпоративных ограничений (2.48) – (2.54) для заданного момента времени τ :

$$DCF_1 + DCF_2 \rightarrow \max_{\gamma_{pr}^t}, \quad (2.55)$$

а также, при ограничениях, определяемых транспортной инфраструктурой: (2.27) – (2.28), и условии, что цены на нефтепродукты на внутреннем рынке, вычисляются с помощью CGE модели (2.39)-(2.42), а цены на первичное сырье – по методу net back, с учетом оптимального распределения сырья по направлениям поставок (2.23) – (2.29).

Эндогенные переменные общекорпоративной модели ЕДМ, представленные в таблице 3.1 разделяются на входные и выходные относительно соответствующих расчетных моделей (описанные в предыдущих главах).

Остальные переменные являются либо экзогенными, либо стандартными эндогенными переменными, используемыми для промежуточных расчетов.

Решение оптимизационной задачи

Сложность решения задачи (2.55) обусловлена наличием значительного пула взаимосвязанных проектов, «отключение» инвестиции в месторождения, может привести к снижению поставок товарной нефти на НПЗ, и в результате, нелинейно меняется выход нефтепродуктов, а, следовательно, и рентабельность всего производственного цикла. Упрощение задачи, путем поэтапного рассмотрения однородных независимых проектов, позволит линеаризовать функционал DCF (2.55). Однако, такой подход является экономически неэффективным и не позволяет обеспечить сбалансированную инвестиционную политику (как было отмечено, ранее инвестиции в upstream, должны учитывать возможности транспортной инфраструктуры и перерабатывающих мощностей, в противном случае, эффект от этих инвестиций может быть недостаточным).

Итак, задача (2.55) относится к классу задач нелинейного программирования (NP-задача). Аналитическое представление целевой функции DCF затруднительно (инвестиционный портфель НК приблизительно содержит 2000 проектов). Размерность искомой матрицы «отключений» γ_{pr}^t на горизонте планирования в 20 лет составляет $20 \times 2\,000 = 40\,000$ (N). Таким образом, решение рассматриваемой задачи методом полного перебора потребовало бы проведения N^N итераций, что нереализуемо при современных возможностях ЭВМ. И поэтому, наиболее целесообразным подходом к решению данной задачи является использование так называемых генетических алгоритмов (ГА).

Впервые ГА был предложен Холландом в 1975 г. [125]. Идея алгоритма базируется на принципах естественного отбора посредством мутаций (случайных изменений отобранных вариантов) и кроссинговера (целенаправленных скрещиваний наилучших вариантов). Как было отмечено ранее, литература по ГА весьма обширна [110]-[133], од-

нако практическое применение этого подхода в сфере портфельной оптимизации малоизученно, и требует определенных пояснений (в настоящее время ГА применяются в основном в нейросетевом программном обеспечении для бирж и фондового рынка).

Основное отличие разработанного ГА от классических аналогов состоит в схеме реализации ГА, которая позволяет обрабатывать огромные массивы исходной и промежуточной информации (в реальной модели свыше 1000 расчетных переменных, горизонт планирования 20 лет, анализом охвачены 600 месторождений, десятки НПЗ, десятки нефтепродуктов и т.д., таким образом, модель оперирует более 10 млн. цифр). Кроме того, разработанный ГА учитывает наличие системы конкурентных ограничений (2.48)-(2.54), его можно рассматривать как модифицированный эвристический метод градиентного спуска, где одним из критериев оптимизации является расстояние от решения до границы области допустимых значений. Общая схема алгоритма представлена на рис. 3.1.



Рис. 3.1 Схема работы ГА

Схема работы ГА, представленная на рис. 3.1 требует некоторых пояснений.

На первом шаге, осуществляется инициализация популяции инвестиционных проектов. Под этим понимается матрица «отключений» типа $\gamma_{pr}^t = \begin{Bmatrix} 1 \\ 0 \end{Bmatrix}$, (где $\gamma_{pr}^t = 1$ - инвестиционный проект осуществляется, и $\gamma_{pr}^t = 0$ инвестиционный проект отклоняется), формируемая неким базовым образом, например на основе отбора («отключения») инвестиционных проектов с отрицательными NPV. Очевидно, что такой принцип формирования γ_{pr}^t , уже улучшает совокупный NPV.

Далее оценивается результат работы имитационной модели для популяции инвестиционных проектов. Этот результат, т.е. значение целевой функции, запоминается для дальнейшего сопоставления с результатами формируемыми для других инвестиционных портфелей.

На третьем шаге, осуществляется выбор индивидуальных инвестиционных проектов для мутирования. Под мутированием понимается некоторое случайное изменение матрицы «отключений» γ_{pr}^t . Под геном понимается значение γ_{pr}^t для конкретного инвестиционного проекта.

Набор генов γ_{pr}^t ; ($pr = 1, 2, \dots, Pr$), формирующих инвестиционный портфель, будем называть хромосомой.

Под характеристиками генов будем понимать технико-экономические показатели соответствующие инвестиционным портфелям (например, добыча нефти, операционные затраты, прибыль и т.д.). Совокупность хромосом со своими характеристиками будем называть особью.

Вероятность мутирования (изменения набора генов в хромосоме), зависит от того, насколько была улучшена целевая функция (в данном случае, акционерная стоимость, вычисленная по методу DCF) на предыдущем шаге. Если соответствующее приращение не значительно (или отсутствует), это свидетельствует, о том, что мы находимся в начале локального экстремума (либо на гладкой поверхности), и в этом случае вероятность мутирования велика (по аналогии с режимом случайного поиска). В результате повышается вероятность того, что новая особь окажется на одном из локальных экстремумов. Если же приращение значения DCF значительно, то мы, скорее всего уже находимся у подножья одного из локальных экстремумов, а значит, вероятность мутирования должна быть незначительна. Если, мы, таким образом, целенаправленно двигаясь в направлении роста целевой функции, достигли окрестности локального экстремума, и дальнейшее приращение уже не значительно, то соответствующая особь помечается как сильная (при условии, что выполняется система ограничений (2.48) – (2.54)).

Таким образом, на четвёртом шаге осуществляется порождение мутированных инвестиционных портфелей из родительской (сильной) особи. Выбор родительской особи реализуются на основе оценки приращения целевой функции, и степени удаленности получаемого при этом решения от области допустимых значений, то есть, расстояние от особи до ОДЗ, определяемой системой ограничений (2.48) – (2.54).

Это расстояние можно рассчитать по формулам:

$$\Omega_1 = \begin{cases} (I^* - \bar{I}^*) / \bar{I}^*, & \text{если } I^* - \bar{I}^* > 0 \\ 0, & \text{если } I^* - \bar{I}^* \leq 0 \end{cases}; \quad (3.1)$$

$$\Omega_2 = \begin{cases} (C^* - \bar{C}^*) / \bar{C}^*, & \text{если } C^* - \bar{C}^* > 0 \\ 0, & \text{если } C^* - \bar{C}^* \leq 0 \end{cases}; \quad (3.2)$$

$$\Omega_3 = \begin{cases} (\bar{O}^* - O^*) / \bar{O}^*, & \text{если } \bar{O}^* - O^* > 0 \\ 0, & \text{если } \bar{O}^* - O^* \leq 0 \end{cases}; \quad (3.3)$$

$$\Omega_4 = \begin{cases} (\bar{P}^* - P^*) / \bar{P}^*, & \text{если } \bar{P}^* - P^* > 0 \\ 0, & \text{если } \bar{P}^* - P^* \leq 0 \end{cases}; \quad (3.4)$$

$$\Omega_5 = \begin{cases} (\bar{V}^* - V^*) / \bar{V}^*, & \text{если } \bar{V}^* - V^* > 0 \\ 0, & \text{если } \bar{V}^* - V^* \leq 0 \end{cases}; \quad (3.5)$$

$$\Omega^* = \sqrt{\Omega_1^2 + \Omega_2^2 + \Omega_3^2 + \Omega_4^2 + \Omega_5^2}, \quad (3.6)$$

где $\Omega_1, \dots, \Omega_5$ - расстояния от отдельных характеристик особи до ОДЗ;

Ω^* - интегральная оценка расстояния от особи до ОДЗ;

$\tau \in [1, T]$ - момент времени (год), для которого должны выполняться ограничения (2.48) – (2.54);

I^*, \bar{I}^* - инвестиционный поток соответствующий выбранной особи и лимит инвестиционного потока;

C^*, \bar{C}^* - операционные затраты соответствующие выбранной особи и лимит операционных затрат;

O^*, \bar{O}^* - операционный поток соответствующий выбранной особи и минимально допустимый уровень операционного потока;

P^*, \bar{P}^* - чистая прибыль соответствующая выбранной особи и минимально допустимый уровень чистой прибыли;

V^*, \bar{V}^* - объем добычи нефти соответствующий выбранной особи и минимально допустимый уровень добычи нефти (план по добыче).

При наличии нескольких сильных особей, следующим (пятым) шагом алгоритма, может быть порождение нового инвестиционного портфеля, путем кроссинговера - скрещивания сильных особей с целью формирования, еще более сильных. Оно реализуется путем взаимного перекрестного (комбинация лучших решений) обмена генами (значениями γ_{pr}^t).

На шестом шаге, оценивается значение целевой функции DCF (2.55) и расстояния до ОДЗ для всех особей, полученных путем мутаций и кроссинговера, на предыдущем шаге.

На седьмом шаге, оценивается значение критерия остановки генетического алгоритма. Для этого проводится сравнительный анализ DCF, для всех ранее отобранных (сильных) особей. После, чего оценивается зависимость наилучшего решения от итераций. Если, дальнейшие итерации ГА не приводят к ощутимым улучшениям, то работа алгоритма останавливается. При этом имеется минимальное количество итераций, которые необходимо осуществить в любом случае (независимо от значения критерия остановки), подбор этого количества зависит от возможностей ЭВМ (обычно от 1000).

Реализация единой динамической оптимизационной модели на ЭВМ

Конечно, реализация ГА на ЭВМ требует проведения огромной подготовительной работы, и частности перевода математических модели, описывающей инвестиционный процесс нефтяной компании на систему динамического (имитационного) моделирования. В качестве такой системы была выбрана система Powersim Studio 2005, позволяющая реализовать разработанную математическую модель в визуальной форме. Фрагменты разработанной модели, представлены на рис. 3.2 – 4.5 (модель НПЗ на рис. 2.2).

Использование системы Powersim для реализации разработанной модели на ЭВМ, позволило воспользоваться преимуществами, так называемого потокового моделирования (резервуары и уровни) [108], решить принципиально сложную задачу управления огромными массивами данных (в разработанной системе осуществляется одновременная обработка более 10 млн. цифр, по 600 месторождениям, 2 тысячам расчетных показателей, в горизонте планирования на 20 лет) и интеграции моделей с корпоративным информационным хранилищем (построенным на системе SAP BW), обеспечить возможность многократного прогона модели при различных сценарных условиях, а также подключить к системе разработанный генетический алгоритм (ГА).

В результате был построена система поддержки принятия решения для высшего руководства нефтяной компании.

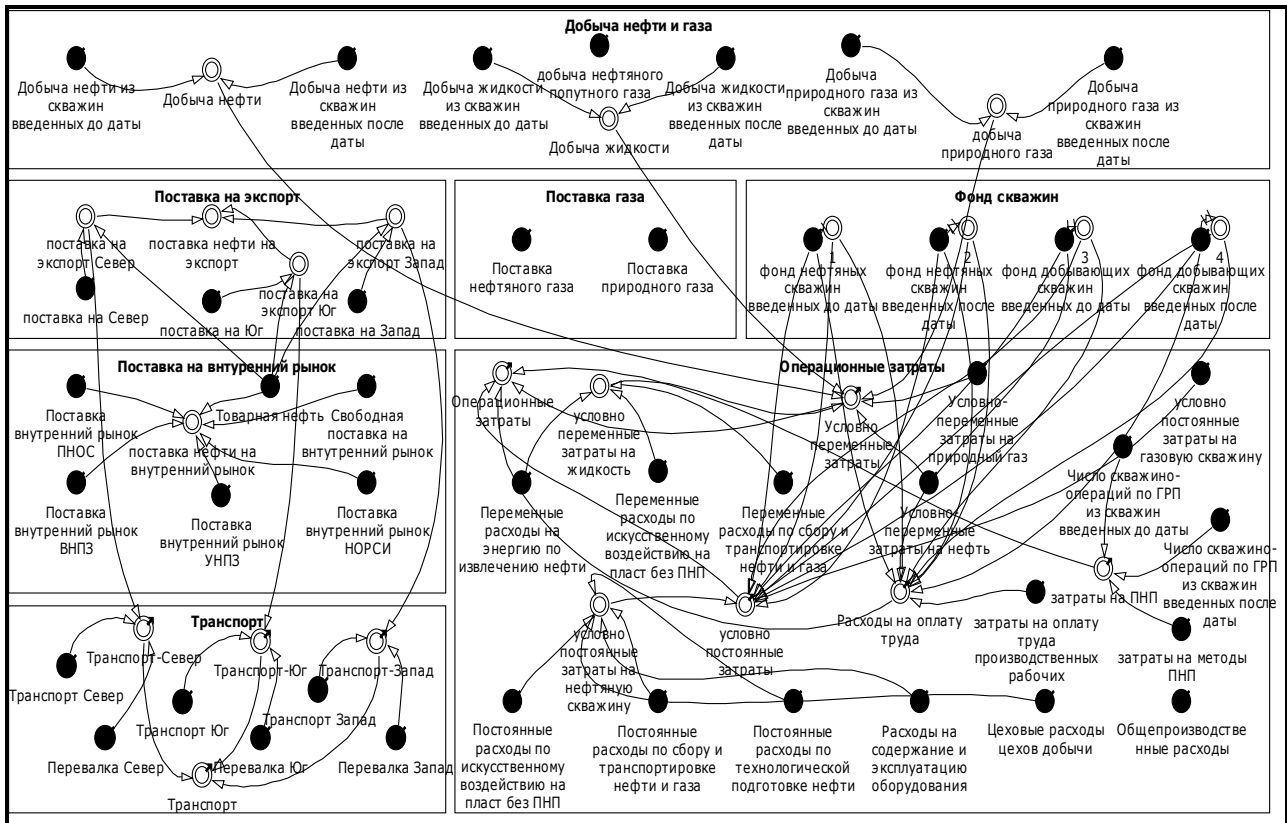


Рис. 3.2 Фрагмент разработанной имитационной модели (блок UPSTREAM)

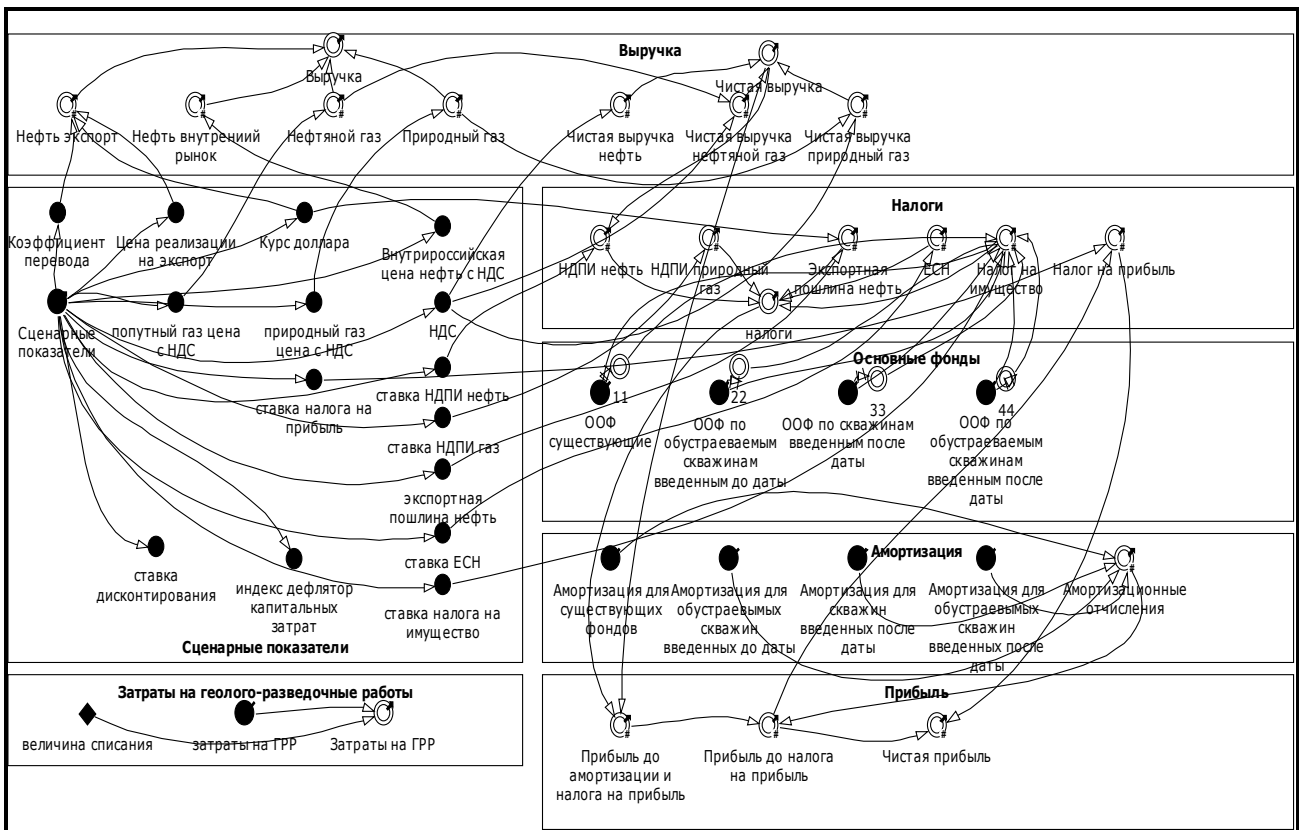


Рис. 3.3 Фрагмент разработанной имитационной модели (блок UPSTREAM, продолжение)

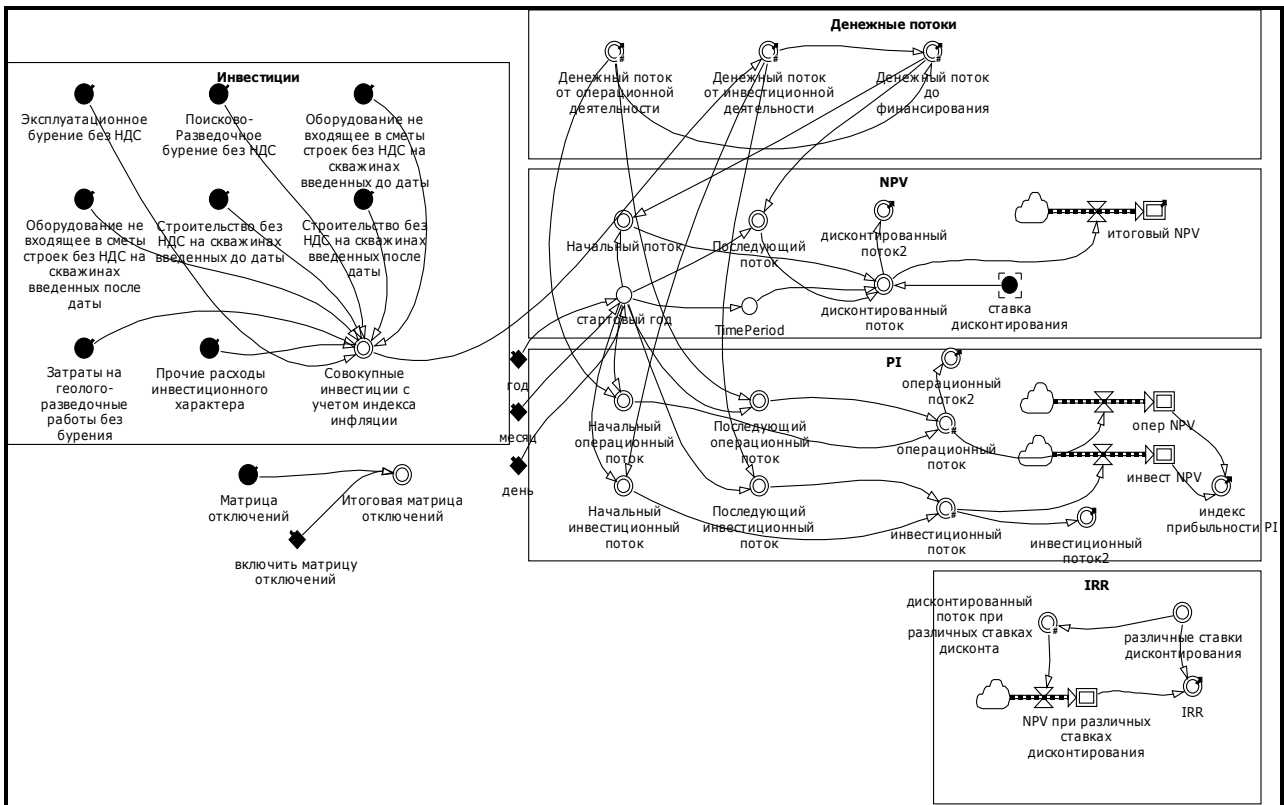


Рис. 3.4 Фрагмент разработанной имитационной модели (блок UPSTREAM продолжение)

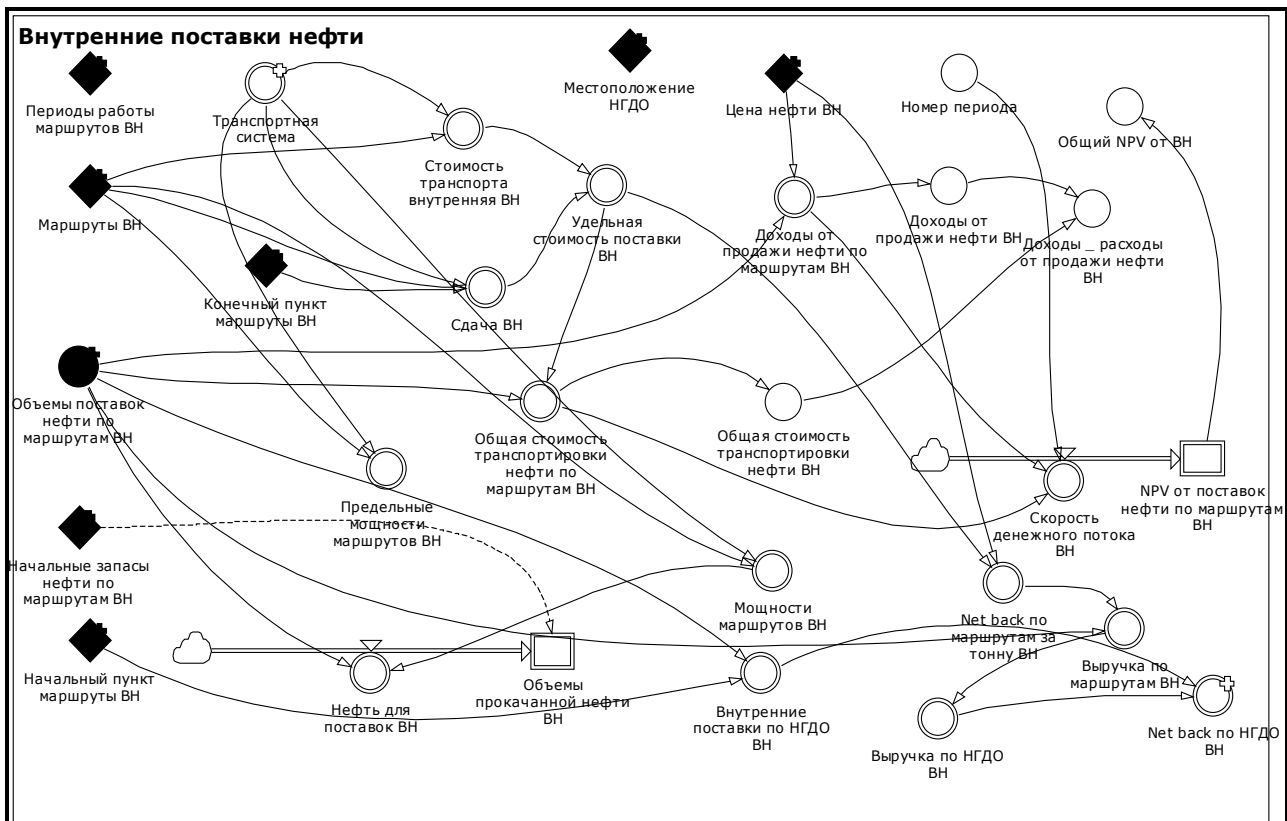


Рис. 3.5 Фрагмент разработанной имитационной модели (Транспортная модель)

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МОДЕЛИ УПРАВЛЕНИЯ СЫРЬЕВЫМИ АКТИВАМИ В НЕФТЯНОЙ КОМПАНИИ

Взаимодействие пользователя с моделью осуществляется с помощью специальной панели управления, реализованной средствами Powersim Studio- рис.4.6

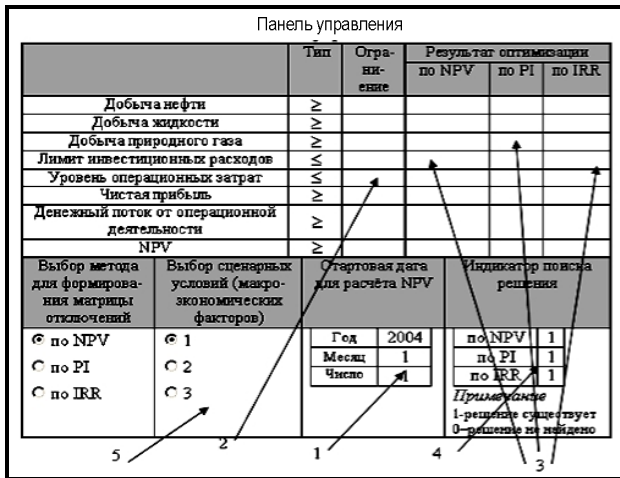


Рис. 3.6 Панель управления моделью, выполненная средствами Powersim Studio

Пользователь системы (менеджер стратегического департамента), устанавливает значение стартовой даты для расчета NPV, PI и IRR (например, 1.01.2004) в окне 1 (рис.4.6). Затем задаются значения корпоративных ограничений (добыча нефти, добыча нефтяного и природного газа, лимит инвестиционных расходов и др.) – 2 (рис.4.6) и вариант сценарных условий (3.6). После запуска модели, в панели управления автоматически отображается результаты оптимизации, в виде значений NPV, объемов добычи нефти и газа, уровней инвестиционных расходов, операционных затрат и др., соответствующих режиму с имитацией отключения нерентабельных проектов рис. 3.7.

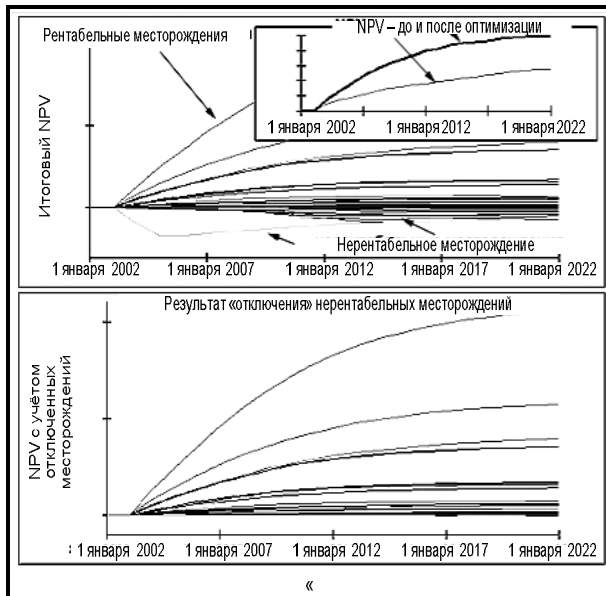


Рис. 3.7 Имитация «отключения» нерентабельных инвестиционных проектов в бизнес-сегменте UPSTREAM

На рисунке 4.7 видно, что «отключение» нерентабельных инвестиционных проектов в бизнес-сегменте UPSTREAM, приводит к исключению из эксплуатации большей части месторождений имеющих отрицательные значения NPV. В итоге, существенно увеличивается кумулятивная чистая приведенная стоимость (NPV по нефтяной компании в целом). Визуализация процесса «отключения» в Powersim помогает менеджерам компании правильно оценить момент перехода инвестиционных проектов из категории рентабельных в категорию нерентабельных, и в дальнейшем соответствующим образом скорректировать матрицу отключений.

На рис. 3.8 представлена общая схема работы разработанной имитационной модели (архитектура разработанной системы поддержки принятия решения).

Общая схема работы разработанной имитационной модели

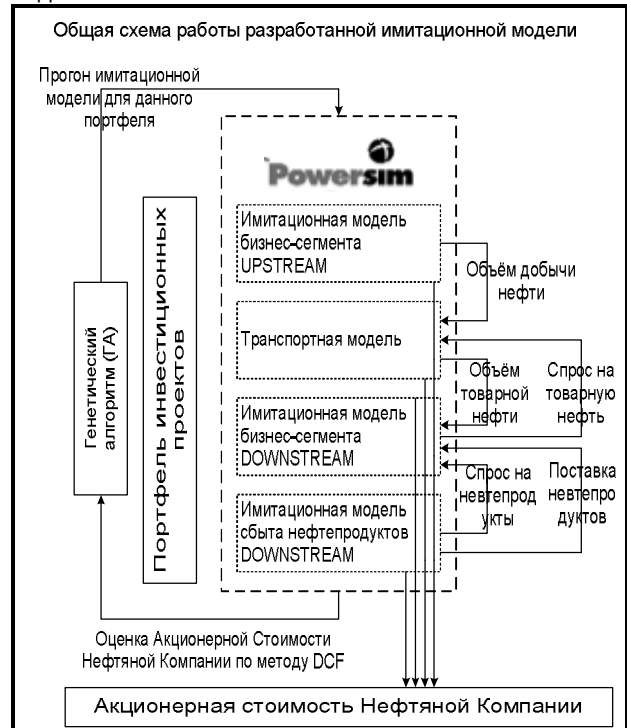


Рис. 3.8 Общая схема работы разработанной имитационной модели

На рис. 3.8 видно, что имитационные модели, всех бизнес-сегментов взаимосвязаны и реализованы в системе Powersim. В свою очередь эта система интегрирована с генетическим алгоритмом. Итак, работа имитационной модели реализуется в три глобальных этапа:

1. Формирование инвестиционного портфеля, с помощью генетического алгоритма и подача на вход имитационной модели вир матрицы «отключений», перестраивающей структуру финансовых и материальных потоков нефтяной компании.
2. Расчет всех эндогенных технико-экономических показателей для данного инвестиционного портфеля (в том числе, новых значений: объема добычи нефти, спроса и цене на нефтепродукты, внутренних цен на нефть по методу net back, транспортных издержек, и др.), включая оценку акционерной стоимости нефтяной компании по методу DCF.

3. Передача результатов расчетов имитационной модели на вход ГА для оценки результатов оптимизации и следующего прогона.

Схема работы имитационной модели представленной на рис.4.8 не гарантирует нахождение глобального максимума для акционерной стоимости НК, то есть формирование инвестиционного портфеля, отвечающего критериям глобальной оптимизации. Однако, такой подход позволяет существенно улучшить структуру инвестиционного портфеля по сравнению с базовым вариантом, оставаясь в рамках системы ограничений, и «нащупать» таким образом, более рациональное решение (отвечающего критериям локальной оптимизации). В конечном итоге, нефтяная компания получила инструмент, позволяющий экономить десятки миллионов долларов, за счет более эффективного использования инвестиционных ресурсов.

4. Основные выводы и результаты

К основным результатам настоящей работы относятся:

- впервые решена задача оптимизации инвестиционного портфеля крупнейшей нефтяной компании (НК) одновременно по всем ключевым бизнес-сегментам, с учетом ее транспортной инфраструктуры (более 2000 проектов по сотням месторождений, десяткам направлений реконструкции нефтеперерабатывающих заводов, строительству автозаправочных станций, нефтебаз и др.). Для решения этой задачи был разработан необходимый экономико-математический инструментарий;
- осуществлено практическое внедрение разработанной имитационной модели в крупнейшей российской нефтяной компании (справка о внедрении в ОАО «ЛУКОЙЛ» прилагается). В настоящее время разработанная система оказывает реальную поддержку корпоративного инвестиционного процесса, влияющего на развитие важнейшей отрасли российской экономики;
- разработан новый подход к моделированию инвестиционной деятельности нефтяной компаний, в основе которого лежит интеграция моделей ключевых бизнес-сегментов НК в единую динамическую модель, реализованную в виде законченной системы поддержки принятия управленческих решений. Использование этого подхода позволило решить задачу оптимизации портфеля инвестиционных проектов в разрезе всей нефтяной компании и отдельных ее сегментов;
- разработан и успешно апробирован новый подход к моделированию спроса на нефтепродукты на внутреннем рынке, в основе которого лежит технология компьютерного CGE моделирования. Использование этого подхода позволило существенно улучшить прогнозирование динамики спроса и цен, а также учесть равновесный характер взаимодействия совокупного потребителя с нефтяной компанией;
- впервые продемонстрирована возможность применения системной динамики для моделирования инвестиционной деятельности нефтяной компании;
- разработан специальный генетический алгоритм (ГА), который в отличие от ранее известных эвристических алгоритмов, интегрирован с имитационной моделью, описывающей инвестиционную деятельность нефтяной компании, и учитывает сложную систему конкурентных ограничений. Впервые осуществлено практическое внедрение ГА в управлении инвестиционным портфелем, включающим неоднородные проекты (например, инвестиции в развитие месторождений, дооборудование НПЗ и строительство АЗС);
- разработана имитационная модель нефтеперерабатывающего завода, которая в отличие от ранее известных моделей, интегрирована в корпоративную инвестицион-

ную модель через матрицу «отключений» установок (вариантов реконструкции) НПЗ. В результате осуществлено моделирование производственной функции НПЗ;

- разработана транспортная модель нефтяной компании, отличительной особенностью которой является учет ключевых характеристик транспортной системы (в том числе, пропускных способностей, различных маршрутов), возможность расчета цен на нефть по методу net back и связь с моделями бизнес-сегментов upstream и downstream;
- разработан инструмент для высшего менеджмента (сотрудников департамента стратегического и инвестиционного планирования), позволяющий исследовать влияние структуры инвестиционного портфеля на ключевые показатели эффективности компании при различных сценарных условиях.

В результате внедрения разработанной системы поддержки принятия решения были:

- выявлены сотни нерентабельных проектов, закрытие которых улучшило расчетную акционерную стоимость компании. Вырученные средства были направлены на другие проекты и финансирование социальных программ;
- минимизированы транспортные издержки нефтяной компании, за счет разработки и интеграции транспортной модели в корпоративную инвестиционную модель ЕДМ;
- выявлена группа проектов, инвестирование которых предпочтительно при высоких ценах на нефть (свыше 40 долларов за баррель) и курсе доллара свыше 27 рублей, в частности проекты в бизнес-сегменте upstream, относящиеся к интенсификации добычи (боковая зарезка стволов), период окупаемости которых составляет в среднем пол года;
- выявлена группа проектов, инвестирование которых сомнительно при высоких ценах на нефть, в частности проекты по строительству автозаправочных станций в Дальневосточном Федеральном округе (в котором наблюдается некоторое снижение спроса на бензин, за счет увеличения парка малолитражных автомобилей японского производства). Однако при снижении мировых цен на нефть, строительство АЗС в этом округе вновь станет рентабельным;
- найдены оптимальные варианты реконструкции НПЗ, работающих по сложной схеме. Обнаружено, что при снижении цен на нефть ниже 40 долл. за баррель и в условиях высокой монополизации российского рынка нефтепродуктов, важнейшим направлением развития НПЗ должна стать реконструкция коксового производства, а также реконструкция производства присадок и висбрекинг. В настоящее время, эти варианты развития НПЗ характеризуются низкой рентабельностью (так как дополнительные установки стоят миллионы долларов, а соответствующие инвестиционные проекты не выдерживают конкуренцию с альтернативными проектами по интенсификации добычи нефти для увеличения экспортной составляющей НК);
- выявлена необходимость инвестирования в инфраструктуру добычи нефти, особенно в условиях растущего спроса на нефть со стороны мировых рынков. В частности, потенциально рентабельными оказываются морские проекты НК и приобретение танкеров. Не смотря на огромные сопутствующие затраты, морские запасы нефти остаются наиболее перспективными (особенно на севере Каспия). Однако период окупаемости таких проектов, составляет 5 – 7 лет (без учета разведочного бурения), и поэтому развитие этих проектов требует привлечения крупных иностранных инвесторов, ориентированных на долгосрочные капиталовложения;
- выявлена потребность в реконструкции транспортной инфраструктуры (мощности трубопроводов могут значительно ограничить экспортные поставки уже в ближайшем будущем);
- проведено исследование портфеля инвестиционных проектов на устойчивость по отношению к макроэкономиче-

ским факторам, и установлено, что инвестиционный портфель НК устойчив только на 15 - 20% (в основном это проекты развития и обустройства высокодебитных месторождений), не менее 20% проектов являются нерентабельными даже в условиях высоких цен на нефть (в основном это проекты, касающиеся интенсификации добычи на малодобитных месторождениях по старым технологиям, а также некоторые проекты по реконструкции НПЗ, работающих по сложной схеме), и почти 40 – 50% проектов могут стать нерентабельными при падении мировых цен на нефть ниже 30 долл. за баррель. Для преодоления соответствующих трудностей, которые могут возникнуть в будущем, необходимо уже сегодня сбалансировать инвестиционную политику – существенно увеличить капиталовложения в сегменте downstream (строить новые НПЗ), развивать принципиально новые технологии интенсификации добычи нефти (горизонтальное бурение скважин).

Заключение

Управление инвестиционной деятельностью нефтяной компании в современных условиях связано с принятием сложных и дорогостоящих управленческих условий. Так, например, отклонение инвестиционного проекта для НК влечет за собой целую цепочку взаимосвязанных процессов (консервация скважин на месторождениях, изменение технологических режимов, изменение поставок и т.д.), что в конечном итоге приводит к перераспределению материальных и финансовых потоков.

Принципиальная сложность в управлении инвестиционной деятельностью крупной нефтяной компании, обусловлена сложностью технологической цепочки «добыча – транспортировка - переработка – транспортировка - сбыт», наличием огромного пула разнородных проектов и конкурентных ограничений. Традиционно такие задачи решались как бы по частям, например, отдельный расчет эффективности инвестиционных проектов для сегмента upstream и downstream, затем – ранжирование проектов по одному из критериев (например, по NPV) с дальнейшим отсечением в соответствии со значением одного из имеющихся ограничений. Затем процедура ранжирования и отсеечения повторялась для каждого сегмента и ограничения.

Конечно, попытки объединить ключевые бизнес-сегменты компании в единую расчетную модель были и ранее, однако это не удавалось во многом из-за отсутствия экономико-математического инструментария, интегрирующего разрозненные методики в единую динамическую модель, способную эффективно управлять инвестиционным портфелем, превышающим тысячный рубеж. Следует отметить, практически полную недееспособность стандартных подходов, основанных на методах линейного программирования, что связано с наличием сложной системы нелинейных взаимозависимостей между различными инвестиционными проектами. В результате возникает сложная NP-задача по оптимизации инвестиционного портфеля, которую практически невозможно привести к задаче линейного программирования. Особую роль в решении задачи оптимизации инвестиционного портфеля НК сыграл разработанный в работе генетический алгоритм, который позволяет формировать оптимальный

портфель проектов за минимальное расчетное время с учетом сложной системы конкурентных ограничений.

Основным теоретическим результатом данной работы является разработка экономико-математического инструментария, объединяющего разрозненные расчетные методики в единую динамическую модель, предназначенную для оптимизации инвестиционного портфеля нефтяной компании.

Основным практическим результатом работы является успешное внедрение разработанной имитационной модели в корпоративный инвестиционный процесс нефтяной компании. Разработанная инструментальная модель позволила найти принципиально лучшие стратегические решения, в том числе представляющие огромную практическую ценность. Так, например, были выявлены и дифференцированы инвестиционные проекты, рентабельность которых сильно зависит от внешних факторов; также были выявлены малодобитные месторождения, значительно снижающие расчетную акционерную стоимость нефтяной компании; определены наиболее перспективные направления инвестирования при возможном снижении мировых цен на нефть; минимизированы транспортные издержки за счет оптимального распределения нефти по маршрутам; решены другие задачи.

Стоит также отметить, что в настоящее время продолжают работы по дезагрегации разработанных моделей, с целью повышения степени детализации исследуемых показателей. Эти работы нацелены также на расширение числа влияющих факторов и ограничений (например, учет системы транспортировки нефтепродуктов, более детальное описание структуры операционных затрат, моделирование нефтехимического производства и др.). Вместе с тем отсутствие этих факторов в уже разработанной системе не снижает ее практическую и теоретическую ценность, так как их влияние на расчетную акционерную стоимость НК (и соответственно структур инвестиционного портфеля) в настоящее время не является значительным. Функциональным ограничением разработанного инструментария является то, что он не может быть использован для оперативного (месячного) планирования. Так как в этом случае, увеличивается влияние неучтенных в модели факторов (например, сезонности спроса на нефтепродукты, привыкаемости потребителей к ценам, план-факт отклонений инвестиционных программ и т.д.).

Разработанный экономико-математический инструментальный лег в основу системы поддержки принятия решений, охватывающей корпоративный инвестиционный процесс крупнейшей российской нефтяной компании (ОАО «ЛУКОЙЛ»). Можно утверждать, что стратегические решения, принимаемые с использованием этой системы, влияют на развитие важнейшей отрасли российской экономики.

Разработанный системно-динамический подход может быть масштабирован для других компаний уровня естественных монополий, поскольку он позволяет интегрировать сложные технологические, финансовые и инвестиционные модели в единое целое, связав их с цепочкой формирования акционерной стоимости компании.

Приложение

Таблица 7.1

УРАВНЕНИЯ РЕГРЕССИИ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЕМКОСТИ РЫНКА НЕФТЕПРОДУКТОВ

Федеральный округ	Нефтепродукты	Уравнения регрессии
Центральный	Бензин	$X_{1,1}^t = X_{1,1}^{t-1} * (0,2D_1^{t-1} / D_1^{t-2} + 0,45Au_1^{t-1} / Au_1^{t-2} + 0,3Ca_1^{t-1} / Ca_1^{t-2} + 0,15Cb_1^{t-1} / Cb_1^{t-2} - 0,1Sh_1^{t-1} / Sh_2^{t-2})$
	Дизельное топливо	$X_{1,2}^t = X_{1,2}^{t-1} * (0,6 * Ca_1^{t-1} / Ca_1^{t-2} + 0,3 * Sh_1^{t-1} / Sh_1^{t-2} + 0,1 * Se_1^{t-1} / Se_1^{t-2})$
	Реактивное топливо	$X_{1,3}^t = X_{1,2}^{t-1} * (0,23D_1^{t-1} / D_1^{t-2} + 0,87Cf_1^{t-1} / Cf_1^{t-2} - 0,1Cg_1^{t-1} / Cg_1^{t-1})$
	Остаточное топливо (мазут и битум)	$X_{1,4}^t = X_{1,2}^{t-1} * (0,4Se_1^{t-1} / Se_1^{t-2} + 0,3Sp_1^{t-1} / Sp_1^{t-2} + 0,1Cg_1^{t-1} / Cg_1^{t-2} + 0,2 * Dr_1^{t-1} / Dr_1^{t-2})$
Северо-Западный	Бензин	$X_{1,1}^t = X_{1,1}^{t-1} * (0,1D_1^{t-1} / D_1^{t-2} + 0,55Au_1^{t-1} / Au_1^{t-2} + 0,28Ca_1^{t-1} / Ca_1^{t-2} + 0,17Cb_1^{t-1} / Cb_1^{t-2} - 0,1Sh_1^{t-1} / Sh_2^{t-2})$
	Дизельное топливо	$X_{1,2}^t = X_{1,2}^{t-1} * (0,8 * Ca_1^{t-1} / Ca_1^{t-2} + 0,1 * Sp_1^{t-1} / Sp_1^{t-2} + 0,1 * Se_1^{t-1} / Se_1^{t-2})$
	Реактивное топливо	$X_{1,3}^t = X_{1,2}^{t-1} * (1,1Cf_1^{t-1} / Cf_1^{t-2} - 0,1Cg_1^{t-1} / Cg_1^{t-1})$
	Остаточное топливо (мазут и битум)	$X_{1,4}^t = X_{1,2}^{t-1} * (0,4Se_1^{t-1} / Se_1^{t-2} + 0,3Sp_1^{t-1} / Sp_1^{t-2} + 0,1Cg_1^{t-1} / Cg_1^{t-2} + 0,2 * Dr_1^{t-1} / Dr_1^{t-2})$
Южный	Бензин	$X_{1,1}^t = X_{1,1}^{t-1} * (0,75Au_1^{t-1} / Au_1^{t-2} + 0,35Ca_1^{t-1} / Ca_1^{t-2} - 0,1Sh_1^{t-1} / Sh_2^{t-2})$
	Дизельное топливо	$X_{1,2}^t = X_{1,2}^{t-1} * (0,55 * Sh_1^{t-1} / Sh_1^{t-2} + 0,25 * Ca_1^{t-1} / Ca_1^{t-2} + 0,1 * Cg_1^{t-1} / Cg_1^{t-2} + 0,1 * Se_1^{t-1} / Se_1^{t-2})$
	Реактивное топливо	$X_{1,3}^t = X_{1,2}^{t-1} * (0,9D_1^{t-1} / D_1^{t-2} - 0,2Cf_1^{t-1} / Cf_1^{t-1} - 0,1Cg_1^{t-1} / Cg_1^{t-1})$
	Остаточное топливо (мазут и битум)	$X_{1,4}^t = X_{1,2}^{t-1} * (0,4Se_1^{t-1} / Se_1^{t-2} + 0,3Sp_1^{t-1} / Sp_1^{t-2} + 0,1Cg_1^{t-1} / Cg_1^{t-2} + 0,2 * Dr_1^{t-1} / Dr_1^{t-2})$
Приволжский	Бензин	$X_{1,1}^t = X_{1,1}^{t-1} * (0,6Au_1^{t-1} / Au_1^{t-2} + 0,25Ca_1^{t-1} / Ca_1^{t-2} + 0,25Cb_1^{t-1} / Cb_1^{t-2} - 0,1Sh_1^{t-1} / Sh_2^{t-2})$
	Дизельное топливо	$X_{1,2}^t = X_{1,2}^{t-1} * (0,5 * Sh_1^{t-1} / Sh_1^{t-2} + 0,3 * Ca_1^{t-1} / Ca_1^{t-2} + 0,1 * Cg_1^{t-1} / Cg_1^{t-2} + 0,1 * Se_1^{t-1} / Se_1^{t-2})$
	Реактивное топливо	$X_{1,3}^t = X_{1,2}^{t-1} * (Cf_1^{t-1} / Cf_1^{t-1} - 0,1Cg_1^{t-1} / Cg_1^{t-1})$
	Остаточное топливо (мазут и битум)	$X_{1,4}^t = X_{1,2}^{t-1} * (0,3Se_1^{t-1} / Se_1^{t-2} + 0,4Sp_1^{t-1} / Sp_1^{t-2} + 0,1Cg_1^{t-1} / Cg_1^{t-2} + 0,2 * Dr_1^{t-1} / Dr_1^{t-2})$
Уральский	Бензин	$X_{1,1}^t = X_{1,1}^{t-1} * (0,58Au_1^{t-1} / Au_1^{t-2} + 0,2Ca_1^{t-1} / Ca_1^{t-2} + 0,32Cb_1^{t-1} / Cb_1^{t-2} - 0,1Sh_1^{t-1} / Sh_2^{t-2})$
	Дизельное топливо	$X_{1,2}^t = X_{1,2}^{t-1} * (0,65Sp_1^{t-1} / Sp_1^{t-2} + 0,25Cg_1^{t-1} / Cg_1^{t-2} + 0,1 * Cb_1^{t-1} / Cb_1^{t-2})$
	Реактивное топливо	$X_{1,3}^t = X_{1,2}^{t-1} * (Cf_1^{t-1} / Cf_1^{t-2})$
	Остаточное топливо (мазут и битум)	$X_{1,4}^t = X_{1,2}^{t-1} * (0,3Se_1^{t-1} / Se_1^{t-2} + 0,4Sp_1^{t-1} / Sp_1^{t-2} + 0,1Cg_1^{t-1} / Cg_1^{t-2} + 0,2 * Dr_1^{t-1} / Dr_1^{t-2})$
Сибирский	Бензин	$X_{1,2}^t = X_{1,2}^{t-1} * (0,65Sp_1^{t-1} / Sp_1^{t-2} + 0,25Cg_1^{t-1} / Cg_1^{t-2} + 0,1 * Cb_1^{t-1} / Cb_1^{t-2})$
	Дизельное топливо	$X_{1,2}^t = X_{1,2}^{t-1} * (0,65Sh_1^{t-1} / Sh_1^{t-2} + 0,25 * Ca_1^{t-1} / Ca_1^{t-2} + 0,1 * Cb_1^{t-1} / Cb_1^{t-2})$
	Реактивное топливо	$X_{1,3}^t = X_{1,2}^{t-1} * (0,23D_1^{t-1} / D_1^{t-2} + 0,87Cf_1^{t-1} / Cf_1^{t-2} - 0,1Cg_1^{t-1} / Cg_1^{t-2})$
	Остаточное топливо (мазут и битум)	$X_{1,4}^t = X_{1,2}^{t-1} * (0,3Se_1^{t-1} / Se_1^{t-2} + 0,4Sp_1^{t-1} / Sp_1^{t-2} + 0,1Cg_1^{t-1} / Cg_1^{t-2} + 0,2 * Dr_1^{t-1} / Dr_1^{t-2})$
Дальневосточный	Бензин	$X_{1,1}^t = X_{1,1}^{t-1} * (0,58Au_1^{t-1} / Au_1^{t-2} + 0,19Ca_1^{t-1} / Ca_1^{t-2} + 0,33Cb_1^{t-1} / Cb_1^{t-2} - 0,1Sh_1^{t-1} / Sh_2^{t-2})$
	Дизельное топливо	$X_{1,2}^t = X_{1,2}^{t-1} * (0,65 * Ca_1^{t-1} / Ca_1^{t-2} + 0,35 * Ca_1^{t-1} / Ca_1^{t-2} - 0,1Se_1^{t-1} / Se_1^{t-2})$
	Реактивное топливо	$X_{1,3}^t = X_{1,2}^{t-1} * (Cf_1^{t-1} / Cf_1^{t-2})$
	Остаточное топливо (мазут и битум)	$X_{1,4}^t = X_{1,2}^{t-1} * (0,3Se_1^{t-1} / Se_1^{t-2} + 0,4Sp_1^{t-1} / Sp_1^{t-2} + 0,1Cg_1^{t-1} / Cg_1^{t-2} + 0,2 * Dr_1^{t-1} / Dr_1^{t-2})$

Таблица 4.2

ЭЛАСТИЧНОСТИ СПРОСА ПО КАНАЛАМ СБЫТА

Федеральный округ	Каналы сбыта	Нефтепродукты	Эластичность
Центральный	АЗС	Бензин	0,2
		Дизельное топливо	0,2
		Реактивное топливо	0
		Остаточное топливо	0
	Нефтеба-зы	Бензин	0,2
		Дизельное топливо	0,3
		Реактивное топливо	0,25
		Остаточное топливо	0,45
	Франчай-зинг	Бензин	0,22
		Дизельное топливо	0,34
		Реактивное топливо	0,25
		Остаточное топливо	0,25
Северо-Западный	АЗС	Бензин	0,25
		Дизельное топливо	0,35
		Реактивное топливо	0
		Остаточное топливо	0
	Нефтеба-зы	Бензин	0,2
		Дизельное топливо	0,3
		Реактивное топливо	0,25
		Остаточное топливо	0,43
	Франчай-зинг	Бензин	0,22
		Дизельное топливо	0,34
		Реактивное топливо	0,25
		Остаточное топливо	0,25
Приволжский	АЗС	Бензин	0,2
		Дизельное топливо	0,2
		Реактивное топливо	0
		Остаточное топливо	0
	Нефтеба-зы	Бензин	0,2
		Дизельное топливо	0,3
		Реактивное топливо	0,23
		Остаточное топливо	0,45
	Франчай-зинг	Бензин	0,22
		Дизельное топливо	0,38
		Реактивное топливо	0,25
		Остаточное топливо	0,25
Южный	АЗС	Бензин	0,25
		Дизельное топливо	0,27
		Реактивное топливо	0
		Остаточное топливо	0
	Нефтеба-зы	Бензин	0,23
		Дизельное топливо	0,31
		Реактивное топливо	0,23
		Остаточное топливо	0,45
	Франчай-зинг	Бензин	0,22
		Дизельное топливо	0,38
		Реактивное топливо	0,25
		Остаточное топливо	0,23
Уральский	АЗС	Бензин	0,2
		Дизельное топливо	0,2
		Реактивное топливо	0
		Остаточное топливо	0
	Нефтеба-зы	Бензин	0,21
		Дизельное топливо	0,28
		Реактивное топливо	0,21
		Остаточное топливо	0,4
	Франчай-зинг	Бензин	0,22
		Дизельное топливо	0,34
		Реактивное топливо	0,25
		Остаточное топливо	0,25
Сибирский	АЗС	Бензин	0,21
		Дизельное топливо	0,21

Федеральный округ	Каналы сбыта	Нефтепродукты		Эластичность
		Нефтепродукты	Эластичность	
Дальнево-сточный	Нефтеба-зы	Реактивное топливо	0	
		Остаточное топливо	0	
		Бензин	0,21	
		Дизельное топливо	0,23	
	Франчай-зинг	Реактивное топливо	0,23	
		Остаточное топливо	0,45	
		Бензин	0,22	
		Дизельное топливо	0,38	
	Дальнево-сточный	АЗС	Реактивное топливо	0
			Остаточное топливо	0
			Бензин	0,21
			Дизельное топливо	0,22
Нефтеба-зы		Бензин	0,22	
		Дизельное топливо	0,3	
		Реактивное топливо	0,23	
		Остаточное топливо	0,42	
Франчай-зинг		Бензин	0,22	
		Дизельное топливо	0,38	
		Реактивное топливо	0,21	
		Остаточное топливо	0,21	

Рыночные факторы влияния на спрос нефтепродуктов:

- D_t^i - прогнозируемый доход совокупного потребителя;
 Au_t^i - прогнозируемое число легковых автомобилей;
 Ca_t^i - прогнозируемый объем грузоперевозок;
 Cb_t^i - прогнозируемый объем пассажирских перевозок;
 Cg_t^i - прогнозируемый объем железнодорожных перевозок;
 Cf_t^i - прогнозируемый объем авиаперевозок;
 Sh_t^i - прогнозируемый объем выпуска сельского хозяйства;
 Sp_t^i - прогнозируемый объем выпуска промышленности;
 Se_t^i - прогнозируемый объем выпуска электроэнергетики;
 Dr_t^i - прогнозируемая плотность автомобильных дорог с твердым покрытием.

ЛИТЕРАТУРА

- Jay W. Forrester. «Industrial dynamics», Productivity Press, Portland Oregon, 1961.
- Edward B. Roberts, editor «Managerial Application of System Dynamics», Productivity Press, Cambridge, Massachusetts Norwalk, Connecticut, 1994.
- Toil D.R. System dynamics – background, methodology, and applications, Part 2, Applications. Computing and Control Engineering Journal, December, 261-66, 1993.
- Sobotka Anna. Simulation modeling for logistics re-engineering in the construction industry, Construction Management & Economics; Mar2000.
- Riddalls C. E, Bennett S. Modeling the dynamics of supply chains, International Journal of Systems Science; Aug2000.
- Thompson Ray, Understanding cash flow: a system dynamic analysis, Journal of Small Business Management; Apr86.
- Багриновский К.А., Бендилов М.А., Хрусталева Е.Ю. Стратегия развития наукоемких производств / Препринт #WP/99/070.- М.: ЦЭМИ РАН, 1999.
- Хрусталева Е.Ю. Экономические проблемы развития наукоемких производств в современной России // Вестник МГУ. Серия 6. "Экономика", № 4, 1999.

9. Багриновский К.А., Бендииков М.А., Хрусталев Е.Ю. Информационные технологии формирования и управления крупными научно-техническими проектами // Автоматика и телемеханика, № 8, 1999.
10. Егорова Н.Е. Вопросы согласования плановых решений с использованием имитационных систем. / – М.: Наука, 1987.
11. Сидоренко В.Н. Системная динамика. М.: ТЕИС, 1998.
12. Емельянов В.В., Попов Э.В. Интеллектуальное имитационное моделирование в реинжиниринге бизнес-процессов// Программные продукты и системы. -1998. - №3. - С. 3-10.
13. Смоляк С.А. Проблемы финансирования работ по ликвидации нефтяных месторождений / Оценка эффективности инвестиций. Сб. статей под ред. В.Н.Лившица. Выпуск 2. М.: ЦЭМИ, 2002, с. 139-158
14. Смоляк С.А. Рациональные сроки прекращения разработки нефтяного месторождения // Аудит и финансовый анализ, # 3, 2002, с. 230-241
15. Смоляк С.А. Оценка нефтяных месторождений и национальное богатство России // Имущественные отношения в Российской Федерации, #9, 2003, с. 61-63
16. Лившиц В.Н. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. Вторая редакция. Официальное издание. Утверждены Минэкономки РФ, Минфином РФ, Госстроем РФ - М.: Экономика, 2000
17. Лисицын Н. В., Сотников В. В., Гурко А. В., Старцев Б. В. Имитационное моделирование в процессе принятия решений при управлении нефтеперерабатывающим заводом.// Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. - 2003. - N 1. - С. 11-17
18. Агеева И.Ю., Халевиновская Е.Д. Финансовый анализ в аудиторской деятельности // Аудит и финансовый анализ. - 1999. - 1, с. 18-38
19. Акопов А.С. Проблемы управления субъектом ТЭК в современных условиях. / Монография, - М.: ЦЭМИ РАН, 2004.- 246 с. (ISBN: 5-8211-0309-6).
20. Акопов А.С. Модели управления субъектом ТЭК // Аудит и финансовый анализ, №1, 2005. -с. 40–44.
21. Акопов А.С. Использование средств динамического имитационного моделирования для подготовки управленческих решений в ТЭК// Системы управления и информационные технологии М., № 4, 2004. -с. 51–56.
22. Акопов А.С., Методы повышения эффективности управления нефтегазодобывающими объединениями // М. Экономическая наука современной России, №3, 2004. -с. 88–99.
23. Акопов А.С.. Динамическое имитационное моделирование как инструмент подготовки и поддержки принятия управленческих решений для предприятий ТЭК. // Аудит и Финансовый анализ, №3, 2004. -с. 251–256.
24. Акопов А.С. Использование средств динамического имитационного моделирования для подготовки управленческих решений в ТЭК // Системы управления и информационные технологии, № 2, 2004. -с. 72–77.
25. Акопов А.С. Поддержка принятия управленческих решений для нефтегазодобывающих предприятий с помощью динамических имитационных моделей. / Материалы международной конференции «Системные проблемы надежности, качества информационных и электронных технологий» и Российской научной школы. Информационные Бизнес Системы. Часть 3. – М.: Радио и связь, 2004.-с. 78–88.
26. Акопов А.С. Оценка влияния инструментов государственного регулирования на рентабельность нефтегазодобывающего объединения с помощью динамической имитационной модели. / - МГУ, фак. гос. управления Сборник научных и методических работ: Имитационные модели и игры в управлении природными ресурсами. – М.: Университетский гуманитарный лицей, 2004.-с. 41–43.
27. Акопов А.С. Динамическое имитационное моделирование как инструмент подготовки и поддержки принятия управленческих решений для предприятий ТЭК. / Сборник молодых ученых «Теория и практика эффективного функционирования российских предприятий», Выпуск 2, -М.: ЦЭМИ РАН, 2004. -с. 14–21.
28. Акопов А.С. Проблемы управления субъектом ТЭК в современных условиях. // Сборник научных трудов. Приложение к Ж. Аудит и Финансовый анализ, № 4, 2004. - с. 114–192.
29. Акопов А.С. Об одной методике экономизации бизнес-процессов в нефтегазодобывающем объединении». // Аудит и Финансовый анализ, № 2, 2004. -с. 251–256.
30. Акопов А.С., Бекларян Г.Л. Анализ эффективности регулирующей политики государства с помощью региональной SSE модели поведения естественных монополий (на примере электроэнергетики). // Экономическая наука современной России, №1, 2005.
31. Бекларян Л.А., Акопов А.С., Бекларян Г.Л. Сравнительный анализ производственных и инвестиционных характеристик нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей отраслей экономики по регионам РФ, а также нефтяных компаний.// Аудит и Финансовый анализ, №1, 2005.-с. 30–35.
32. Акопов А.С., Бекларян Г.Л. Сравнительный анализ производственных и инвестиционных характеристик отраслей ТЭК по регионам РФ. // Экономическая наука современной России, №1, 2004. -с. 121–128.
33. Акопов А.С., Бекларян Г.Л. Методика построения интегрированных матриц финансовых потоков (Social Accounting Matrix). Сравнительный анализ SAM для России и Франции. // Аудит и Финансовый анализ, №1, 2004. -с. 209–215.
34. Акопов А.С. Модель двухпродуктовой олигополии, описывающая взаимодействие нефтяных компаний на внутреннем рынке». // Аудит и Финансовый анализ, № 1, 2004. - с. 268–272.
35. Акопов А.С., Бекларян Л.А. Анализ эффективности государственной регулирующей политики по отношению к субъектам ТЭК с помощью динамического имитационного моделирования/ Препринт # WP/2004/174.- М.: ЦЭМИ РАН, 2004.-47с.
36. Акопов А.С., Бекларян Г.Л. CGE-модели как инструмент комплексного анализа экономической политики предприятий – монополий в условиях переходного периода. / Тезисы докладов и сообщений Пятого Всероссийского симпозиума «Стратегическое планирование и развитие предприятий». Москва, 13-14 апреля 2004 г.– М.: ЦЭМИ РАН, 2004.-с. 8–9.
37. Акопов А.С., Бекларян Г.Л. Модель взаимодействия предприятий монополий с другими субъектами экономики», сборник молодых ученых «Теория и практика эффективного функционирования российских предприятий», / Сборник молодых ученых «Теория и практика эффективного функционирования российских предприятий», Выпуск 1, -М.: ЦЭМИ РАН, 2003. -с. 142–151.
38. Акопов А.С. Модель поведения естественной монополии с учетом экспортной составляющей (на примере отраслей топливно-энергетического комплекса). / Сборник трудов сотрудников лаб. экспериментальной экономики. - М.: ЦЭМИ РАН, 2001. -с. 77–101.
39. Акопов А.С. Анализ поведения естественной монополии с помощью двухсекторной модели экономики. // Аудит и Финансовый анализ, № 1, 2000. -с. 132–145.
40. Бекларян Л.А., Акопов А.С. Модель поведения естественной монополии в условиях переходного периода./ Препринт # WP/2000/098.- М.: ЦЭМИ РАН, 2000.-70с.
41. Акопов А.С. Модель поведения естественной монополии во взаимодействии с остальной составляющей экономики. // Аудит и Финансовый анализ, № 4, 1999. -с. 59–72.
42. Бекларян Л.А., Акопов А.С. Поведение естественных монополий в условиях переходного периода./ Тезисы Международной конференции «Многомерный статистический анализ и вероятностное моделирование реальных процессов» под редакцией С.А. Айвазяна, 1999.-с. 30.
43. Форрест Грей. Добыча нефти -М: Олимп-бизнес, 2005.
44. Адонин А.Н. Выбор способа добычи нефти. – М.Недра, 1971 г. – 184 с.

45. Ли Г.С. Экономическая эффективность газлифтного способа добычи нефти // РНТС ВНИИОНГ. Сер. Нефтепромысловое дело. – 1976. - № 4 – С. 33 -35.
46. Ли Г.С., Аржанов Ф.Г., Башин В.А. Оценка технико-экономической эффективности применения газлифта на Правдинском месторождении // Нефтяное Хозяйство. – 1975. - № 10. С. 21 – 23.
47. Кабиров М.М., Ражетдинов У.З. Интенсификация добычи нефти и ремонт скважин – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1994. – 127 с.
48. Гаврилов В.П. Дворецкий П.И. Дунаев В.Ф. Пономарев В.А. Руднев А.Н. "Геология и нефтегазоносность Московской и Мезенской синеклиз" ОАО "Газпром" 2000г.
49. Вдовыкин Г.П. Введение в нефтегазовую геологию трапповых регионов. – М.: Недра, 1994. – 287 с.
50. Ермолкин В.И., Голованова С.И., Филин А.С. Перспективы нефтегазоносности древних толщ центральных районов Русской платформы по геологогеофизическим критериям / Тезисы докладов научн. – техн. конф. – «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России» // Нефть и газ. – М.: 1994 – С. 39.
51. Хаддэл Д.Г., Брэд К. Дж., Киннингхем Р. Тектоника зон сжатия и прогноз запасов природного газа. // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1992 - №11/12 – с.31 – 34.
52. Уильям Л. Леффлер. Переработка нефти -.М: Олимп-бизнес, 2005.
53. О. Брагинский. Экономические проблемы "нефтехимического крыла" нефтегазового сектора - М.: ИНП РАН, 1999.
54. О. Брагинский. Развитие нефтеперерабатывающей промышленности мира под влиянием требований к охране окружающей среды - М.: ЦЭМИ РАН, 2000.
55. О. Брагинский, Э. Шлихтер. Мировая нефтепереработка: экологическое измерение. – М. Академия, 2003 г.
56. Taylor L. (1990). Socially relevant policy analysis: structural list computable general equilibrium models for the developing world, MIT press, Cambridge (MA).
57. Johansen L.A. Multicultural Study of Economic Growth, Amsterdam New Holland, 1960.
58. Dixon P.B., Paramenter B.R., Sutton J and Vincent D.R. (1982) ORANI: A Multisectoral Model of the Australian Economy, Amsterdam New Holland
59. Harberger A. The incidence of the corporate income tax. Journal of Political Economy 70:215-240, 1962.
60. Scarf H. The computation of economic equilibria. Yale University Press, New Haven and London., 1984.
61. Feltenstein A., Shah A.(1995) General equilibrium effects of investment incentives in Mexico, Journal of Development Economics 46: 253-269.
62. Koh, Y. "Analysis of Oklahoma's Boom and Bust Economy by Means of a CGE Model." Unpublished Ph.D. Dissertation, Oklahoma State University, Stillwater, Oklahoma, 1991.
63. Berck P., Golan E. and Smith B. Dynamic Revenue Analysis for California. University of California, Berkeley, 1996.
64. Макаров В.Л. Вычислимая модель российской экономики (RUSEC). / Препринт # WP/99/069. – М.: ЦЭМИ РАН, 1999.
65. Бекларян Г.Л. Анализ эффективности экономической политики государства России с помощью вычислимой модели общего равновесия, описывающей взаимодействие совокупного потребителя, совокупного производителя и государства. / -М.: Препринт ЦЭМИ РАН, 2002 г.
66. Бахтизин А.Р. Вычислимая модель "Россия: Центр - Федеральные округа". / Препринт # WP/2003/151. - М.: ЦЭМИ РАН, 2003. - 67 с. (Рус.).
67. Thissen M.(1998). A Classification of Empirical CGE Modeling. SOM Research Report 99C01, University of Groningen.
68. Robinson, S., M. Kilkeny, and K. Hanson. "The USDA/ERS Computable General Equilibrium (CGE) Model of the United States." Staff Report No AGES 9049, Agricultural and Rural Economy Division, Economic Research Service, USDA, 1990.
69. Devarajan S., Lewis J, Robinson S., External Shocks, Purchasing Power Parity, and Equilibrium Real Exchange Rate. California, Agriculture Experiment Station? Working Paper, № 661, 1991.
70. Berck P., Golan E. and Smith B. Dynamic Revenue Analysis for California. University of California, Berkeley, 1996.
71. Debreu G. Theory of value // Gowles foundation monograph, 17, New York, John Wiley and sons, inc., 1959.
72. Walras L. Elements of pure economics / trans. W. Jaffe, Homewood, I11., Richard D. Irwin, inc., 1954.
73. Keunne R.E. The theory of general economic equilibrium, Princeton, N.J., Princeton university press, 1963.
74. Марашима М. Равновесие, устойчивость, рост. М.: Наука, 1972.
75. Arrow K.J., Debreu G. Existence of an equilibrium for a competitive economy // Econometrica, 22 (1954), 265-290.
76. Arrow K.J. Economic equilibrium, international encyclopedia of the social sciences, vol. 4, New York, The Macmillan Company and the free press.
77. Wald A. On some systems of equations of mathematical economics, // Econometrica, 22 (1954), 147-161.
78. Узяков М.Н. «Проблемы построения межотраслевой модели равновесия Российской Экономики.» Проблемы прогнозирования 2000 г.
79. Серебряков Г.Р. "Russian Interindustry Model: Private Income and Consumption Expenditures" Доклад на VII международной конференции INFORUM World Conference (Beijing, China, 22-29 Aug.,1999).
80. B. Decaluwe, L. Savard and E. Thorbecke. General equilibrium approach for poverty. Analysis. CREFA, Departement d'economique, Universite Laval, G1K 7P4, Quebec, Canada. 2001.
81. GAMS Development Corporation, Website, www.GAMS.com, February 13, 1999.
82. P. T. HELO Dynamic modelling of surge effect and capacity limitation in supply chains University of Vaasa, Department of Information Technology and Production Economics, P.O. Box 700, FIN-65101Vaasa, Finland. e-mail: International Journal of Production Research ISSN 0020± 7543 print/ISSN 1366± 588X online # 2000 Taylor & Francis Ltd.
83. C. E. RIDDALLS y, S. BENNETT y and N. S. TIPI Modelling the dynamics of supply chains International Journal of Systems Science ISSN 0020±7721 print/ ISSN 1464±5319 online # 2000 Taylor & Francis Ltd.
84. H. L I, P. E. D. LOVE & D. S. DREW Effects of overtime work and additional resources on project cost and quality © 2000 Blackwell Science Ltd.
85. Arditi, D. (1998) Factors that affect process quality in the life cycle of building projects. ASCE Journal of Construction Engineering and Management, 124, 194–203.
86. Bromilow, F.J., Hinds, M.F. & Moody, N.F. (1988) The time and cost performance of building contracts 1976–1986. The Building Economist, 27 September. Construction Industry Institute (CII) (1988) The effects of scheduled overtime and shift schedule on construction craft productivity. Report of the Productivity Measurements Task Force, Source Document 43, Austin, TX.
87. Chan, D.W.M. & Kumaraswamy, M.M. (1995) A study of the factors affecting construction duration's in Hong Kong. Construction Management and Economics, 13, 319–333.
88. Coyle, R.G. (1996) Systems Dynamics Modeling : A Practical Approach. Chapman and Hall, London. Dozzi, S.P., AbouRizk, S.M. & Schroeder, S.L. (1996) Utility-theory model for bid mark-up decisions. ASCE Journal of Construction Engineering and Management, 122, 119–124.
89. Halligan, D.W., Demsetz, L.A., Brown, J.D. & Pace, C.B. (1994) Action–response model and loss of productivity in construction. ASCE Journal of Construction Engineering and Management, 120, 47–64.
90. High Performance Systems Inc. (1994) IThink Users Manual. High Performance Systems Inc. Hong Kong Housing Authority (1989–90). Hong Kong
91. Housing Authority Annual Report. Hong Kong Special Administrative Region Government Publishers. Kumaraswamy, M.M. & Chan, D.W.M. (1998) Contributors to construction delays. Construction Management and Economics, 16, 17–29.

92. Love, P.E.D., Li, H. & Mandal, P. (1999a) Rework a symptom of a dysfunctional supply-chain. *European Journal of Purchasing and Supply Management*, 5, 1–11.
93. Love, P.E.D., Li, H. & Mandal, P. (1999b) Determining the causal structure of rework influences in construction. *Construction Management and Economics*, 17, 505–517.
94. Love, P.E.D., Mandal, P., Smith, J. & Li, H. (in press) Modelling the dynamics of design error induced rework in construction. *Construction Management and Economics*.
95. Love, P.E.D. & Li, H. (in press) Quantifying the causes and costs of rework in construction. *Construction Management and Economics*. Majid, M.Z.A. & McCaffer, R. (1998) Factors of non-ex-cusable delays that influence contractors' performance. *ASCE Journal of Management in Engineering*, 14, 42–49.
96. Morris, P.W.G. & Hough, G.H. (1989) *The Anatomy of Major Projects*. John Wiley & Sons, New York, New York.
- Mohapatra, P.K.J., Mandel, P. & Bora, M.C. (1994) *Introduction to System Dynamics Modeling*. Universities Press, Delhi, India.
97. Nkado, R.N. (1995) Construction time-influencing factors: the contractor's perspective. *Construction Management and Economics*, 13, 81–89.
98. Okpala, D.C. & Aniekwu, A.N. (1988) Causes of high costs of construction in Nigeria. *ASCE Journal of Construction Engineering and Management*, 114, 233–244.
99. Rodrigues, A. & Bowers, J. (1996) The role of system dynamics in project management. *International Journal of Project Management*, 14, 213–220.
- Sterman, J.D. (1992) *System Dynamics Modeling for Project Management*. MIT Press, Cambridge, MA.
100. Scott, S. (1997) Delay claims in UK contracts. *ASCE Journal of Construction Engineering and Management*, 123, 238–244.
101. Shen, L.Y., Li, H., Love, P.E.D. & Mandal, P. (in press) A systemic approach to project management in construction. *Systems Dynamics Review : An International Journal of Policy Modelling*.
102. Thomas, H.R. (1992) Effects of scheduled overtime on labor productivity. *ASCE Journal of Construction Engineering and Management*, 118, 60–76.
103. Thomas, H.R. & Raynar, K.A. (1997) Scheduled overtime and labor productivity: quantitative analysis. *ASCE Journal of Construction Engineering and Management*, 123, 181–188.
104. Yogeswaran, K., Kumaraswamy, M.M. & Miller, D.R.A. (1997) Perceived sources and causes of construction claims. *Journal of Construction Procurement*, 3, 3–26.
105. Багриновский К.А. Имитационное моделирование переходной экономики России / В сб. "Управление экономикой переходного периода". Вып.2 - М.: Наука, 1998.
106. А.А. Емельянов. Имитационное моделирование экономических процессов, М. «Финансы и статистика», 2002г.
107. А. Горбунов, «Управление финансовыми потоками», М.: ТОРА-ИнфоЦентр, 2000.
108. Евсюхина К., Чесалова М.. Работа с пакетом динамического моделирования Powersim. - М.: ТОРА-ИнфоЦентр, 1998.
109. В. Горохов - Системная динамика регионального развития, -СПб. Наука, 2003 г.
110. Александров Д. А. Алгоритм муравьиной колонии для задачи о минимальном покрытии. XI междунар. Байкальская школа-семинар Методы оптимизации и их приложения, Труды, т3 (1998), Иркутск, с. 17–20.
111. Береснев В. Л., Гимади Э. Х., Дементьев В. Т. Экстремальные задачи стандартизации. Новосибирск: Наука, 1978.
112. Гончаров Е. Н., Кочетов Ю. А. Поведение вероятностных жадных алгоритмов для многостадийной задачи размещения. *Дискретный анализ и исследование операций*. Сер. 2. т6 (1999), № 1, с. 12–32.
113. Горбачевская Л. Е., Кочетов Ю. А. Вероятностная эвристика для двухуровневой задачи размещения. XI междунар. Байкальская школа-семинар Методы оптимизации и их приложения, Труды, т1 (1998), Иркутск, с. 249–252.
114. Гэри В., Джонсон Д. Вычислительные машины и трудно-решаемые задачи. М.: Мир, 1982.
115. Еремеев А.В. Разработка и анализ генетических и гибридных алгоритмов для решения задач дискретной оптимизации. Дисс. канд. физ.-мат. наук. Омск, 2000.
116. Растринин Л. А. Случайный поиск — специфика, этапы истории и предрассудки. *Вопросы кибернетики*. Вып. 33 (1978), с. 3–16.
117. Aggarwal C. C., Orlin J. B., Tai R. P. Optimized crossover for maximum independent set. *Oper. Res.* v45 (1997), pp 225–234.
118. Balas E., Niehaus W. Finding large cliques in arbitrary graphs by bipartite matching. Cliques, coloring, and satisfiability. *DIMACS Ser. Discrete Math. Theoret. Comput. Sci.* v26 (1996), pp 29–49.
119. Balas E., Niehaus W. Optimized crossover-based genetic algorithms for the maximum cardinality and maximum weight clique problems. *J. Heuristics*. v4 (1998), N4, pp 107–122.
120. Boese K. D., Kahng A. B., Muddu S. A new adaptive multi-start technique for combinatorial global optimizations. *Oper. Res. Lett.* v16 (1994), N2, pp 101–114.
121. Bremermann H. J., Rughson J., Salaff S. Global properties of evolution processes. *Natural automata and useful simulations*. London: Macmillan. 1966. pp 3–42.
122. Eiben A. E., Raue P. E., Ruttkay Zs. Genetic Algorithms with multiparent recombination. *Parallel Problem Solving from Nature III*. Berlin: Springer Verlag, (LNCS), v866 (1994), pp 78–87.
123. Eremeev A. V. A genetic algorithm with a non-binary representation for the set covering problem. *Operations Research Proceedings 1998*. Berlin: Springer Verlag. 1999. pp 175–181.
124. Goldberg D. E. *Genetic algorithms in search, optimization, and machine learning*. Reading, MA: Addison-Wesley. 1989.
125. Holland J. H. *Adaptation in natural and artificial systems*. Ann Arbor: University of Michigan Press. 1975.
126. Johnson D. S., McGeoch L. A. *The traveling salesman problem: a case study. Local search in combinatorial optimization*. Chichester: Wiley, pp 215–310.
127. Kirkpatrick S., Toulouse G. Configuration space analysis of traveling salesman problems. *J. de Phys.* v46 (1985), pp 1277–1292.
128. Mirchandani P. B., Francis R. L. *Discrete Location Theory*. New York: John Wiley and Sons, 1990.
129. Muhlenbein H. Parallel genetic algorithm, population dynamics and combinatorial optimization. *Proc. Third Inter. Conf. Genetic Alg.* San Mateo: Morgan Kaufman, 1989. pp 416–421.
130. Rechenberg I. *Evolutionstrategie: Optimierung technischer Systeme nach Prinzipien der Biologischen Information*, Freiburg: Fromman, 1973.
131. Schwefel H. P. *Numerical optimization of computer models*. Chichester: Wiley, 1981.
132. А. П. Вельмисов Формирование портфеля ценных бумаг с использованием ГА. Тезисы докладов XXXV научно-технической конференции.
133. Hitchcock, F. L. "Distribution of a Product from Several Sources to Numerous Localities", *The Journal of Mathematics and Physics*, vol. 20, August 1941, pp. 224–230.
134. Л.В. Канторович. Математические методы организации и планирования производства. Ленинград: Изд-во ЛГУ, 1959.
135. Маркетинговое исследование "Текущее и перспективное потребление нефтепродуктов в регионах России". ЦПКР, 2003.

Акопов Андраник Сумбатович