

Назначение, состав и структура модели оптимизации развития нефтяной отрасли

О.А. Елисеева, А.С. Лукьянов, Л.Г. Челбаева

Трудно переоценить значение нефтяной отрасли в топливно-энергетическом комплексе и экономике страны в целом. В настоящее время доля отрасли в общем производстве первичных энергоресурсов достигла 35,6% (против 32,5% в 2000 г.), в энергетическом экспорте – 58,4%. Поступления в консолидированный бюджет только от крупнейших вертикально-интегрированных нефтяных компаний составили в 2003 г. порядка 26 млрд. долл. Отрасль обеспечивает практически всю потребность в моторном топливе, участвует в обеспечении баланса котельно-печного топлива, а также и потребностей в углеводородном сырье для химической промышленности. В перспективе, вследствие реструктуризации ТЭБа страны, значение отрасли в обеспечении потребности национального хозяйства в моторных топливах и сырье для нефтехимии будет возрастать.

Нефтяная отрасль имеет сложный состав – включает предприятия геологоразведки, добычи, переработки, транспортировки и сбыта нефти и нефтепродуктов. Отдельные сегменты отрасли имеют различную динамику развития. Нефтедобыча в последние годы представляет не просто устойчивый рост объемов добычи – если в 1999 г. годовой прирост добычи составил 0,5%, то в 2000 г. – 5,9%, в 2001 г. – 7,7%, в 2002 г. – 9,1%, в 2003 г. – 11%. За 1999-2003 гг. добыча нефти увеличилась в 1,4 раза. Такая динамика означает, что потенциал отрасли позволяет при благоприятных ценах и дальше наращивать объемы добычи.

В то же время в секторе нефтепереработки объемы производства росли ежегодно на 2,7-3,8%, что обеспечило рост переработки за 1999-2003 гг. только на 27 млн.т или на 16,5%. Соответственно объемы поставок нефти на экспорт увеличились почти на 81 млн.т или в 1,6 раза.

Институциональная структура отрасли сегодня представлена десятью крупными вертикально-интегрированными нефтяными компаниями, акционированными с долей собственности государства от 0 до 100% и добывающими почти 95% нефти страны, и порядка 165 мелких и средних не интегрированных компаний с российским и смешанным капиталом. В составе компаний работают 27 заводов по переработке нефти и производству смазочных масел и 10 НПЗ являются независимыми.

Транспорт нефти и нефтепродуктов законодательно отнесен к сфере естественных монополий. Магистральные нефтепроводы АК «Транснефть» перекачивает 91%

добываемой в стране нефти и обеспечивает 97% российского экспорта нефти. По нефтепродуктопроводам АК «Транснефтепродукт» транспортируется около 14% производимых нефтепродуктов.

В соответствии с официальным отраслевым прогнозом добыча нефти в 2004 г. по РФ должна увеличиться до 432 млн.т, нефтепереработка – до 192 млн.т. Эксперты различных компаний прогнозируют более высокий рост добычи – до 450-460 млн.т, существенный рост экспорта (на 16-17%) при стабилизации нефтепереработки.

Вместе с тем развитие отрасли в перспективе будет определяться действием внешних и внутренних факторов, главнейшими из которых являются: уровень развития российской экономики и ее структура, ситуация на мировых рынках энергоресурсов, практика госрегулирования в сфере недропользования и налогообложения; качество ресурсной базы; способность нефтяных компаний снижать издержки по добыче нефти на основе мероприятий научно-технического прогресса.

Успешное функционирование нефтяной отрасли, характеризующейся высокой капиталоемкостью и существенной неопределенностью условий будущего развития предполагает обязательное формирование продуманной и обоснованной политики на долгосрочную перспективу, как по отрасли в целом, так и по компаниям.

Для выбора технологически реализуемых и экономически оправданных вариантов развития отрасли в условиях неопределенности внешних и внутренних факторов в будущем периоде предназначена модель комплексной оптимизации производственно-финансовой программы нефтяной отрасли (ОмоНефть).

Как инструмент для анализа и оценки эффективности стратегических отраслевых решений «ОмоНефть» должна достаточно адекватно отображать финансовую специфику отрасли, условия взаимодействия нефтяных компаний, добывающих и перерабатывающих нефть, компаний, занятых транспортировкой нефти и нефтепродуктов, конъюнктуру внешнего и внутреннего рынка нефти и нефтепродуктов. Модель должна быть динамической и учитывать долговременные последствия принимаемых решений.

Наряду с производственным блоком добычи нефти, переработки и транспорта нефти она должна содержать динамические финансовые блоки, в которых моделируется движение финансовых потоков (цен, прибыли, налогов, кредитов, дивидендов).

Возможны следующие постановки задачи:

- по нефтяной отрасли в целом;
- с финансовым выделением заданной ВИНК;
- с финансовым выделением компании Транснефть.

В постановке по отрасли в целом, отрасль рассматривается как единая компания – сумма активов всех нефтедобывающих компаний, нефтеперерабатывающих компаний и компании Транснефть.

В постановке с выделением заданной ВИНК, в отрасли выделяются две компании – заданная и условная компания (сумма всех остальных нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих компаний). Компания Транснефть исключается из расчета, с помощью назначения тарифов на перекачку нефти.

Постановка задачи с выделением компании Транснефть – служебная. Она необходима, чтобы проверить правильность назначения тарифов на перекачку нефти. Для этого выделяется отдельно от остальной отрасли финансовый баланс Транснефти. В остальном эта постановка не отличается от постановки по отрасли в целом.

Оптимизируемым функционалом может служить чистый дисконтированный доход по отрасли или по выделенной ВИНК (с ограничением снизу на ЧДД условной компании).

Совместное (в одной модели) рассмотрение производственных и финансовых процессов обеспечивает согласованность инвестиционных и финансовых решений и, соответственно, повышает финансовую устойчивость нефтяных компаний и отрасли в целом.¹

Более сложная институциональная структура нефтяной отрасли обуславливает сложную отраслевую структуру модели «ОмоНефть» (рис. 1).

Модель включает:

- производственно-финансовую модель прогноза добычи нефти по добывающим районам и компаниям;
- модель оптимизации транспорта нефти по системе магистральных нефтепроводов;
- имитационную модель прогнозирования развития нефтеперерабатывающей отрасли.

¹ Блочное построение модели принято аналогичным структуре действующих в ИНЭИ РАН моделей «Стратегическая модель развития ОАО «Газпром» и газовой отрасли до 2030 г. и «Модель развития ОАО «Газпром» до 2010 г.», разработанным к.ф.-м.н Л.М. Шевчук и к.т.н. А.С. Лукьяновым, см. «Риск-анализ в задачах стратегического планирования для крупных энергетических компаний». «Известия АН РФ, серия Энергетика, №2, 2000 г.

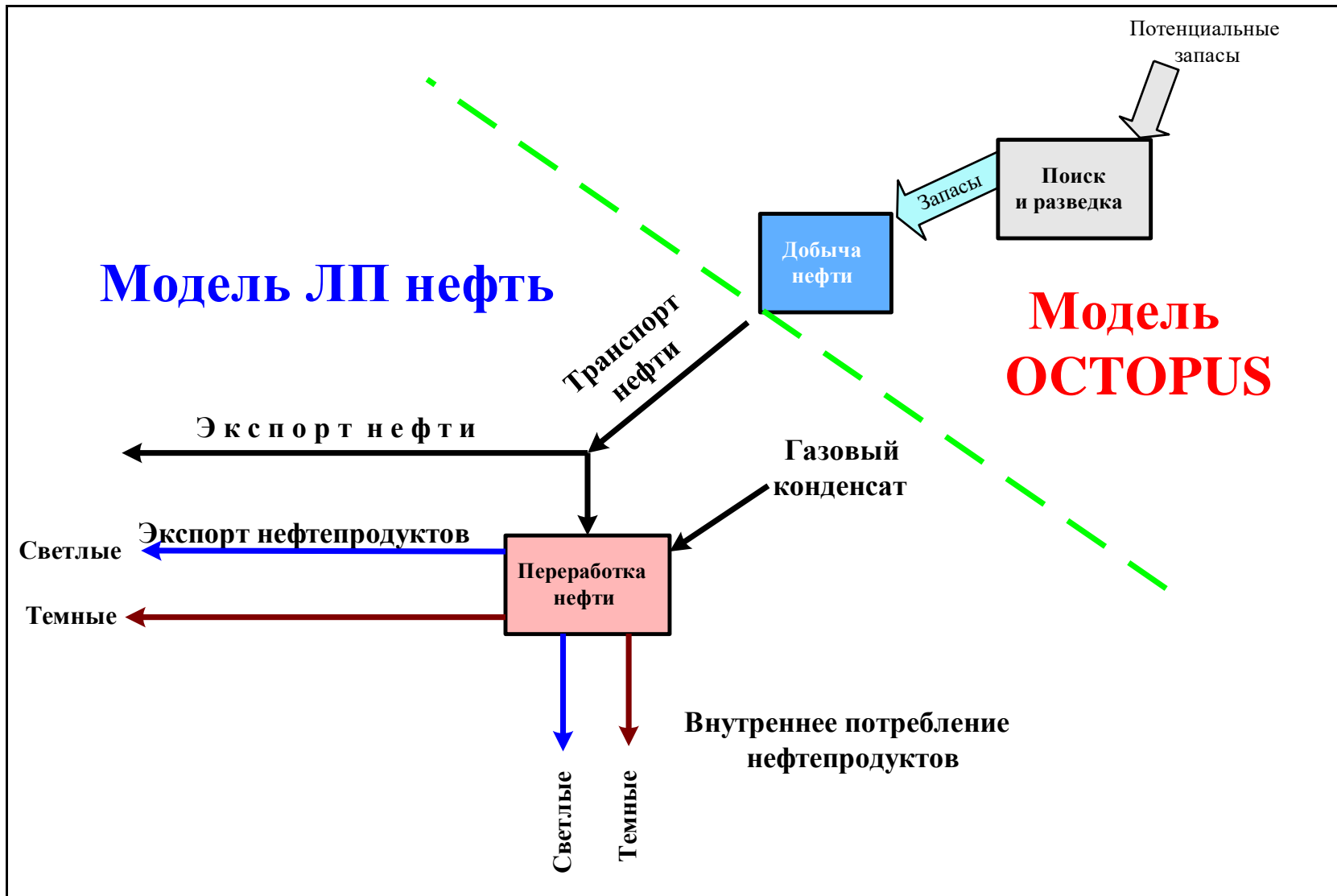


Рис. 1. Отраслевая структура модели «ОмоНефть»

Таким образом «ОмоНефть» является интегрирующей моделью, в ней учитываются (по возможности) все аспекты нефтяного бизнеса и особенности функционирования отрасли в перспективе: в модели участвует не только добыча нефти, но и поиск и разведка нефти, с последующим расчетом добычи из неоткрытых пока месторождений, переработка нефти, реализация нефти и нефтепродуктов внутри страны и на экспорт.

Как отражено на рис. 1 в модели применяются два программных комплекса:

- имитационная система ОКТОПУС нелинейной оптимизации добычи нефти в условиях неопределенности,
- имитационно-оптимизационная система моделирования транспорта и переработки нефти на основе задачи линейного программирования (ЛП).

Оптимизация в системе ОКТОПУС производится на стадии имитации добычи нефти (разведки и разработки нефтяных месторождений).

Особенностью развития нефтедобывающей отрасли является рост в перспективе доли добычи нефти из неоткрытых в настоящее время месторождений (по оценкам более половины добычи нефти и около 2/3 капиталовложений к 2020 году будет приходиться на неоткрытые месторождения). Характеристики неоткрытых месторождений (геологические запасы, проницаемость продуктивных горизонтов, качество нефти и т.д.) принципиально не могут быть указаны однозначно. Более того, объективно существует очень широкий диапазон возможных значений этих характеристик. Система рассчитана на работу с информацией, заданной диапазоном. Здесь важна объективность экспертных оценок, имеющейся проектной и прогнозной информации. Необходимо указать номинальную (базовую) динамику по годам каждого входного показателя и оценить точность прогнозов всех базовых показателей, то есть указать возможное отклонение показателя в начальном году расчета и рост отклонения в течении времени.

Исходные данные в системе ОКТОПУС задаются в виде интервалов значений (вероятностных законов распределения). В соответствии с этими законами производится многократная генерация набора исходных данных системы так, чтобы они не выходили за пределы заданного интервала значений (вычисления организованы по методу Монте-Карло). С каждым набором исходных данных производится полный расчет (имитация) запасов нефти, потоков нефти и нефтепродуктов, а также денежных потоков, во времени. Результаты имитаций обрабатываются статистически так, чтобы получить оценку среднего значения каждого показателя и интервал значений, которые он может принимать, а также оценки риска (вероятности наступления заданных нежелательных событий).

Имитация процесса принятия решений в системе ОКТОПУС потребовала построения модели потоков информации в системе и выявления связей, между принятием решения и поступившей информацией. По отношению к использованию информации принимаемые решения для простоты реализации были разделены на два класса : программные и адаптивные. Программные решения включают те решения, которые уже нельзя отложить, поэтому они не используют дополнительной информации. Адаптивные решения принимаются в тот момент, когда поступит необходимая информация о ходе реализации производственно-финансовой деятельности.

Программные решения задаются в виде временных рядов (как исходные данные) одинаково для всех имитаций. Можно сказать, что программные решения могут использовать только данные по нефтяной промышленности, известные до начала имитации (в том числе законы распределения), т.е. не используют никаких сведений о конкретной имитации (уровень мировых цен на нефть, прирост запасов в районе и т.д.). В системе ОКТОПУС используются следующие программные решения:

- задание программы поиска и разведки нефтяных месторождений по регионам и компаниям (динамики капиталовложений),
- задание проекта разработки нефтяного месторождения (динамики добычи нефти, капиталовложений и текущих затрат), если решение по данному месторождению уже принято,
- задание динамики добычи нефти, капиталовложений и текущих затрат (интервалы значений) для совокупности нефтяных месторождений региона (по компаниям), находящихся на стадии падения добычи нефти,
- задание проекта строительство нефтепровода из рассматриваемого региона до магистрального нефтепровода (динамики пропускной способности, капиталовложений и текущих затрат), если решение по данному нефтепроводу уже принято. В этом случае вводится ограничение добычи нефти в регионе пропускной способностью нефтепровода в каждом году (такой регион рассчитывается отдельно),
- задание для каждого месторождения удельных затрат на транспортировку нефти до НПЗ,
- задание для каждого месторождения удельных затрат на транспортировку нефти на экспорт,
- задание динамики капиталовложений в нефтепереработку и удельных текущих затрат в переработку нефти.

Отметим, что описание транспорта и переработки нефти в системе ОКТОПУС сделано упрощенно, и используется только для того, чтобы учесть удаленность регионов добычи нефти при распределении добычи между регионами.

Адаптивное решение может использовать информацию о конкретной имитации, в которой это решение действует, но только ту, которая может поступить к моменту принятия адаптивного решения. Нельзя в адаптивном решении учитывать информацию о будущих (по отношению к моменту принятия адаптивного решения) значениях уровня мировых цен на нефть, приросте запасов в районе и т.д. Следовательно, адаптивные решения должны реализовываться в системе в виде решающих правил, т.е. функций или алгоритмов, соответствующих набору показателей, характеризующих состояние системы на данной имитации в данном году (или за предыдущие годы), совокупность принимаемых в этом году решений.

Задание программных решений и решающих правил для адаптивных решений замыкает систему, т.е. позволяет однозначно рассчитать ее будущее на каждой имитации, в соответствии с реализацией исходных данных в пределах заданных интервалов.

Распределение добычи нефти между месторождениями осуществляется с помощью теоретически обоснованного алгоритма типа синтеза оптимального управления.² Критерием оптимальности принимается минимизация совокупных дисконтированных затрат. Система допускает оптимизацию в одном расчете тысяч месторождений (включая неоткрытые и мелкие, которые агрегируются в более крупные объекты).

Система ОКТОПУС максимизирует чистый дисконтированный доход при заданных ценах для следующих задач:

- по всем месторождениям всех добывающих районов при заданной динамике суммарной добычи нефти (в виде диапазона);
- по месторождениям отдельного района при заданном ограничении суммарной добычи нефти (например, мощностью трубопровода);
- по отдельному месторождению или группе месторождений;
- по всем месторождениям всех добывающих районов без ограничений.

Отметим, что эти задачи нелинейны, размерность задачи оптимизации чрезвычайно велика.

Использованием оптимального решающего правила распределения добычи нефти между разбуриваемыми месторождениями процесс решения сводится к

² Нефть в структуре энергетики: научные основы долгосрочного прогнозирования. Эскин В.И., Лукьянов А.С., Рудкевич А.М. и др., М. Наука. 1989.

последовательному год за годом выравнению зигзагообразных динамических замыкающих затрат этих месторождений. Зигзагообразные динамические замыкающие затраты – это производная совокупных дисконтированных затрат месторождения по простейшей вариации добычи месторождения не нарушающей извлекаемых запасов месторождения³.

Для задач с ограничением на добычу нефти реализация этого решающего правила сводится к решению в каждом году уравнения с одним неизвестным (зигзагообразными динамическими замыкающими затратами), в которое входят, как коэффициенты, характеристики всех месторождений.

Для каждого месторождения или района рассчитываются характеристики эффективности за весь период разработки (средние ЧДД, ВНД и т.д.) и риск реализации (вероятность, что ЧДД окажется отрицательным).

Модели транспорта и переработки нефти имитируют производственно-финансовую деятельность в нефтяной отрасли по следующим последовательным стадиям добычи и переработки нефти:

- добыча нефти по регионам (передаются результаты оптимизации из системы ОКТОПУС);
- транспортировка добытой нефти по системе магистральных нефтепроводов;
- переработка нефти на НПЗ;
- реализация нефти и нефтепродуктов на внутреннем рынке и на экспорт;
- финансовое состояние отрасли (либо вертикально интегрированной компании).

Моделирование производится в детерминированной постановке, как решение задачи линейного программирования. Дискретность по времени – пятилетки, ближайший период – по годам.

Возможны два способа включения **сети магистральных нефтепроводов** в модель. Либо сеть моделируется в полном объеме, как производственно-финансовый объект с возможностью оптимизации его дальнейшего развития, либо сеть рассматривается упрощенно, как поставщик услуг по перекачке газа, его финансовые потоки, в том числе капиталовложения, не включаются в модель и оптимизация развития сети не производится.

В отраслевой постановке и при выделении компании Транснефть, **сеть магистральных нефтепроводов** моделируется в полном объеме. Исходными данными

³ Нефть в структуре энергетики: научные основы долгосрочного прогнозирования. Эскин В.И., Лукьянов А.С., Рудкевич А.М. и др., М. Наука. 1989.

служат капитальные затраты на реконструкцию сети, удельные капитальные затраты на строительство новых нефтепроводов и удельные текущие затраты.

В упрощенной постановке исходными данными служат тарифы на перекачку нефти и мощности нефтепроводов по сети. Компания Транснефть исключается из расчета. Состав вводимых новых магистральных нефтепроводов и их год ввода берется из расчетов в отраслевой постановке. Таким образом, оптимизация потоков в этой постановке производится по тарифам, т.е. с точки зрения потребителя услуг по перекачке.

Переработка нефти рассчитывается по НПЗ, расположенным по узлам сети нефтепроводов, в этих же узлах указывается потребность в нефтепродуктах. Расчет НПЗ производится по процессам (первичному и вторичным). По каждому процессу задаются удельные капитальные и текущие затраты, выход нефтепродуктов, а также интервал загрузки. Ввод новых мощностей по процессам либо задается, либо оптимизируется.

Затраты на переработку нефти на «чужом» НПЗ рассчитываются на принципах процессинга (давальческая схема).

Для упрощения модели нефтепродукты объединены в две фракции:

- светлые,
- темные.

По каждой фракции задаются средние оптовые (внутренние) цены.

Модель **экспорта нефти** характеризуется экспортными ценами нефти (за вычетом таможенной пошлины и коммерческих затрат) по направлениям экспорта.

В постановке с выделением заданной ВИК задается экспортная квота по нефти.

В модели экспорта нефтепродуктов задаются:

- средние экспортные цены нефтепродуктов (за вычетом таможенной пошлины, коммерческих затрат и акцизов),
- мощность экспортного продуктопровода для каждого НПЗ,
- транспортные затраты при экспорте по продуктопроводу для каждого НПЗ,
- транспортные затраты при экспорте по железной дороге для каждого НПЗ.

Финансовая модель компании характеризуется:

- Списком объектов добычи и переработки, принадлежащих этой компании,
- Счетом в банке или долгом компании,
- Величиной собственных средств,
- Выпусками акций,
- Минимальным уровнем дивидендов,
- Налогами.

По результатам моделирования потоков нефти и переработки нефти уточняются исходные данные для системы ОКТОПУС по затратам на транспортировку и переработку нефти, а также по средней цене нефтепродуктов, получаемых из одной тонны нефти.

Данные для модели переработки получаются агрегированием традиционных расчетов по имитационной модели переработки нефти и газа, разработанной и действующей в ИНЭИ РАН.

С помощью **имитационной модели переработки нефти и газа** определяются объемы переработки нефти, объемы производства основных нефтепродуктов, формируются объемы необходимых мощностей технологических процессов, их загрузка. Рассчитываемые в модели уровни глубины переработки нефти и выхода светлых нефтепродуктов отражают качественные показатели работы отрасли.

Модель состоит из нескольких блоков, в каждом из которых последовательно решаются поставленные задачи (см. рис. 2). Выходные показатели работы всех блоков модели агрегируются в блоке «Сводные показатели нефте- и газопереработки». Главными показателями являются:

- добыча нефти и газового конденсата, млн.т
- переработка нефти и попутного и природного газа, млн.т
- ввоз-вывоз нефти, в том числе из Дальнего Зарубежья и СНГ, млн.тут, млн.т
- ввоз-вывоз моторных топлив, в том числе из Дальнего зарубежья и СНГ, млн.тут, млн.т
- потребность в нефтяных моторных топливах, млн.тут
- сырьевые и нетопливные продукты от нефте- и газопереработки, млн.т, млн.тут
- газ стабилизации газового конденсата, млрд м³
- производство топочного мазута и других котельно-печных топлив, млн.т
- производство сжиженных газов, млн.т
- глубина переработки нефти, %
- выход светлых нефтепродуктов, %

Для проведения оптимизационных расчетов сложная пространственная структура нефтяной отрасли – значительное число месторождений и нефтедобывающих районов, соединенные разветвленной сетью магистральных нефтепроводов с НПЗ, морскими терминалами и границами экспорта нефти – была преобразована в узлы концентрированного спроса нефти. Были выделены крупные внутрироссийские потребители, которыми стали конкретные НПЗ, либо условные НПЗ, суммарная мощность которых соответствует мощности близко расположенных заводов. Например, Среднее

Поволжье, где концентрируются НПЗ Самары, Сызрани, Саратова. Поставки нефти и нефтепродуктов на экспорт учитываются через действующие морские терминалы – Приморск, Новороссийск, Туапсе, Находка, Мурманск и экспортный трубопровод «Дружба». Рассмотрены также перспективные направления внутрироссийского транспорта нефти от новых нефтедобывающих районов до действующих НПЗ и на экспорт (рис. 3).

Модель транспорта и переработки нефти реализуется с помощью пакета линейного программирования с использованием Excel. В Excel готовится наглядное изображение линейной модели в виде матрицы с коэффициентами, зависящими от исходных данных. Через EXCEL система ОКТОПУС и модель транспорта и переработки нефти могут обмениваться данными.

Из системы ОКТОПУС в модель транспорта поступают данные по добыче нефти. Из модели транспорта и переработки нефти в систему ОКТОПУС передаются данные по:

- средним текущим затратам в транспорте и переработке нефти;
- капиталовложениям в транспорт и переработку нефти;
- выходу нефтепродуктов из одной тонны переработанной нефти;
- средним ценам нефтепродуктов с учетом экспортных.

Оценка стратегии развития отрасли или компании проводится по следующим показателям:

- по финансовым показателям: акционерный капитал в отрасли (компании), капитализированная стоимость, потребность и величина заемных средств;
- по распределению выручки: на инвестиции, дивиденды и прирост средств после их выплаты, налоги;
- по риску стратегии: по прибыли, по соотношению долгов и капитала, по дивидендам.

При проведении дисконтированного счета показателей добавляется:

- чистая стоимость (дисконтированный счет компании) (NPV);
- внутренняя норма эффективности (IRR).

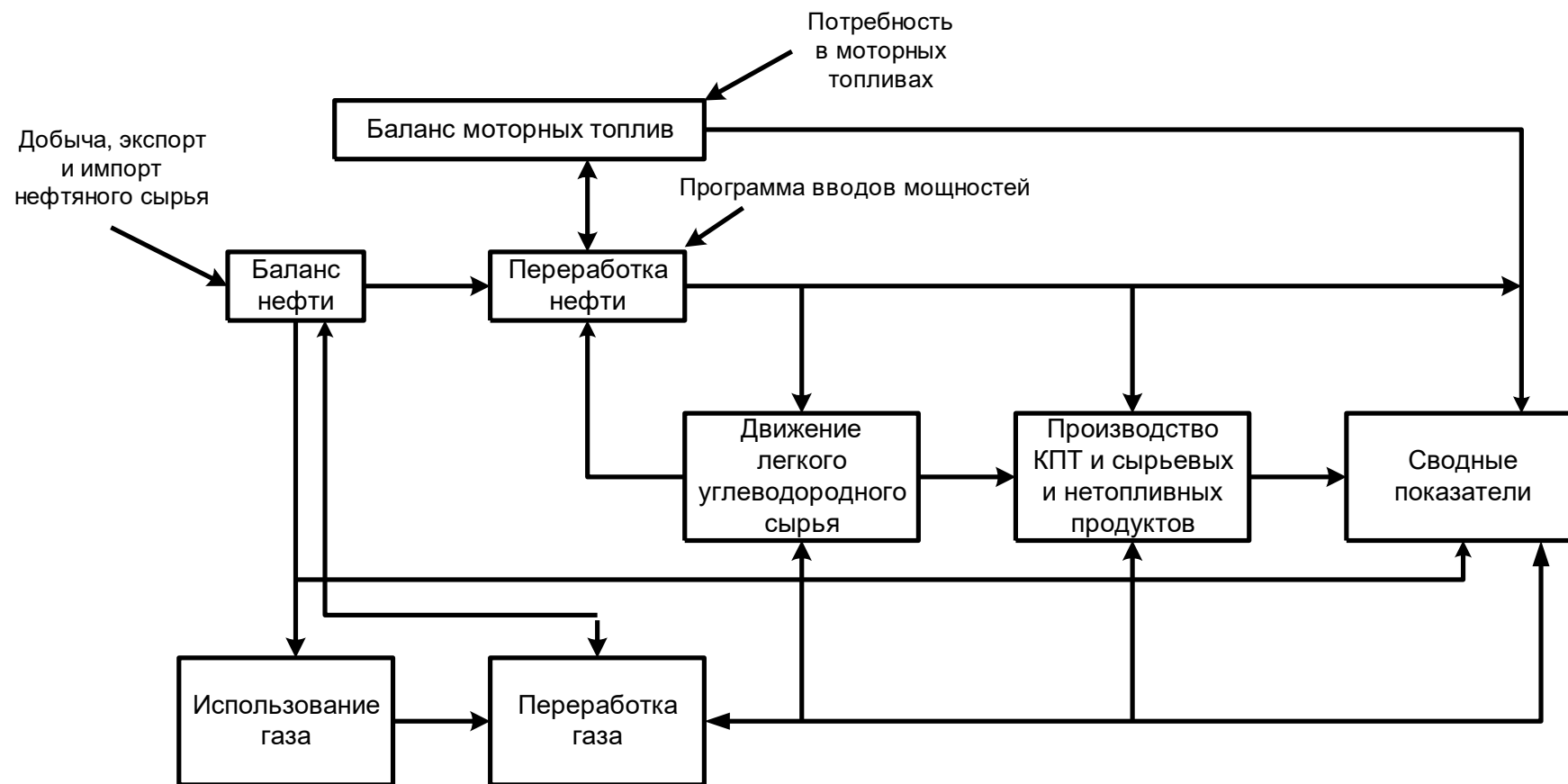


Рис. 2. Блок-сема переработки углеводородного сырья.

Таким образом, модель оптимизации развития нефтяной отрасли («ОмоНефть») позволяет:

- определить эффективные, по критериям экономической (народнохозяйственной) и коммерческой (корпоративной) эффективности, объёмы добычи и переработки нефти по компаниям и нефтегазовым районам;
- определить рациональные варианты развития нефтеперерабатывающей промышленности;
- определить рациональные варианты развития сети магистральных нефтепроводов;
- определить размеры экспорта и транзита нефти;
- определить объем экспорта нефтепродуктов;
- построить финансовые балансы нефтяной отрасли России;
- построить финансовые балансы ведущих нефтяных компаний и рассчитать значения критериев их финансового состояния; оценить риск инвестиционной программы вертикально интегрированной нефтяной компании (ВИНК);
- оценить способы управления риском.

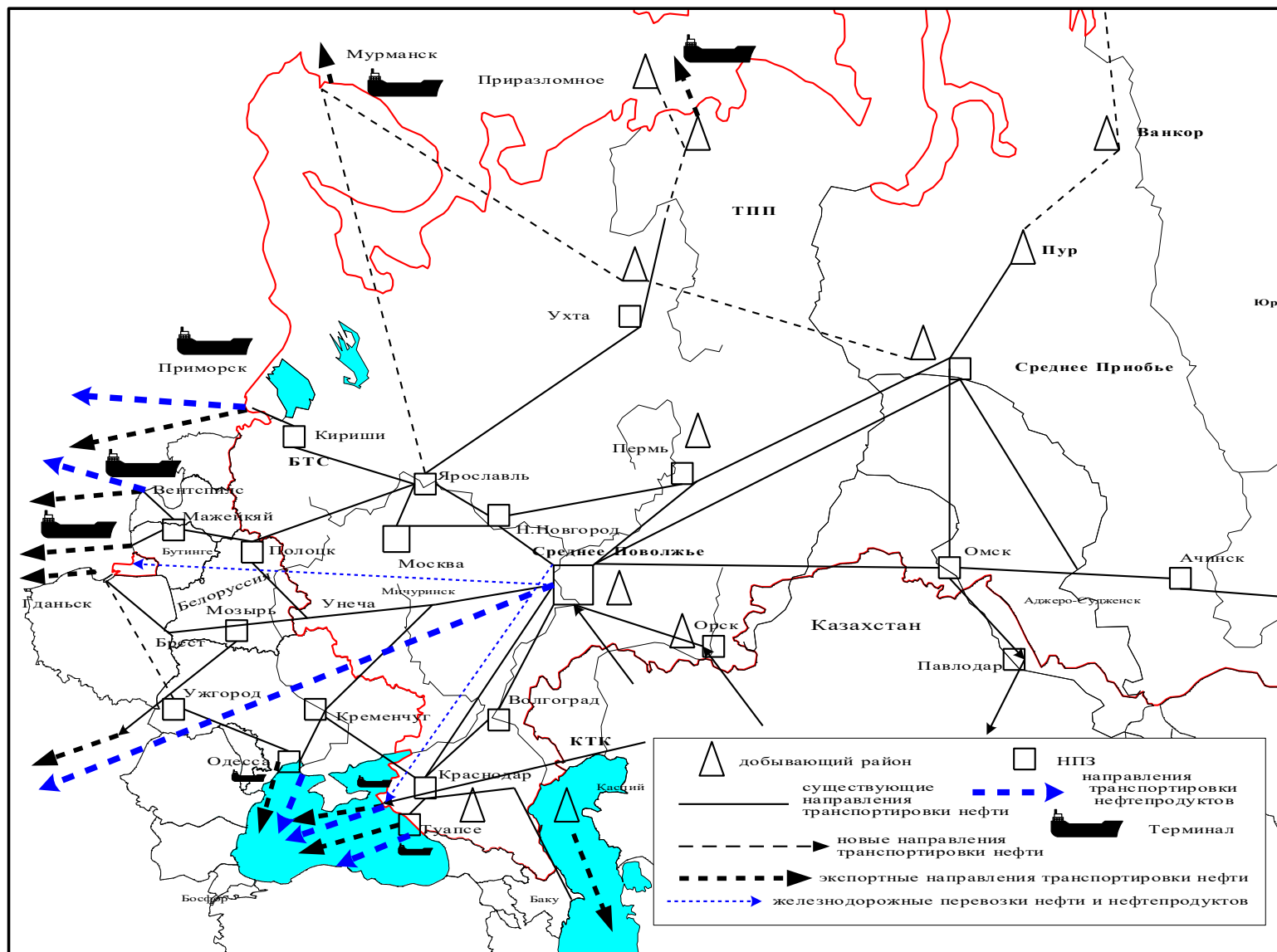


Рис. 3. Сетевая структура модели «ОмоНефть».