



ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ВЪЗРЪЖДЕНІЕ РОССІИ

А.Н. Асаул, Х.С. Абасев,  
Ю.А. Молчанов

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА  
УПРАВЛЕНИЯ И  
РАЗВИТИЯ  
ИМУЩЕСТВЕННЫХ  
КОМПЛЕКСОВ

Санкт-Петербург  
Гуманістика  
2007

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ

Государственное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ  
ИНЖЕНЕРНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Посвящается 100-летию ИНЖЕКОНА

**А. Н. Асаул, Х. С. Абаев, Ю. А. Молчанов**

**ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА УПРАВЛЕНИЯ  
И РАЗВИТИЯ ИМУЩЕСТВЕННЫХ КОМПЛЕКСОВ**

Под редакцией з.д.н. РФ д.э.н. профессора Г.А. Краюхина

**Санкт-Петербург  
«Гуманистика»  
2006**

УДК 332.7  
ББК 65.9 (2) 305.653  
А-90

*Утверждено редакционно-издательским советом СПбГИЭУ*  
Одобрено к изданию научно-техническим советом СПбГИЭУ

**Асаул, А. Н. Теория и практика управления и развития имущественных комплексов / А. Н. Асаул, Х. С. Абаев, Ю. А. Молчанов. – СПб. : Гуманистика, 2006. – 250 с. : ил.**

В настоящей работе рассматривается деятельность по владению и управлению и развитию имущественного комплекса, а также сложный состав самого комплекса. В исследуемой системе в качестве управляющей компании выступает структурное подразделение собственника имущественного комплекса, которое осуществляет эксплуатацию всех его объектов и обеспечивает их техническое обслуживание. Основной задачей управляющей компании является обеспечение рационального использования имущественного комплекса в соответствии с целями собственника с учетом жизненного цикла объектов, входящих в комплекс.

В работе определены основные направления развития объектов имущественного комплекса, обеспечивающего транспортировку газа, с учетом их жизненного цикла; разработаны рекомендации по реконструкции и техническому перевооружению вспомогательной системы объектов недвижимости, входящих в имущественный комплекс; выполнен расчет объемов финансирования под реконструкцию и техническое перевооружение рассмотренных недвижимых объектов; разработана концепция развития указанных объектов с учетом их жизненного цикла. Предложены критерии принятия решений по управлению затратами на развитие имущественного комплекса. Разработана стратегия оптимизации затрат организаций, осуществляющих развитие имущественного комплекса.

Издание является не только изложением индивидуальных научных представлений и умозаключений авторов, но и обобщением теоретических взглядов и практического опыта ученых и практиков инвестиционно-строительного комплекса России, в связи с чем книга предназначена ученым-экономистам, аспирантам и руководителям высшего звена управления организаций региональных инвестиционно-строительных и агропромышленных комплексов России.

Издание осуществляется при поддержке Института проблем экономического возрождения и редакции журнала «Экономическое возрождение России».

**ISBN 5-86050-270-2**

**Для контактов с авторами:** [asaul@asaul.ru](mailto:asaul@asaul.ru), т. 346-85-36

**Рецензент:**

Максимов С. Н.	Доктор экон. наук, профессор Санкт-Петербургского государственного инженерно-экономического университета
Платонов А. М.	Доктор экон. наук, профессор Южно-Уральского технического университета

© А. Н. Асаул, Х. С. Абаев, Ю. А. Молчанов, 2006  
© «Гуманистика», 2006

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Научная школа Управление инновационными и инвестиционными процессами функционирования и развития промышленных предприятий (НИШ-1025.2006.6) при Санкт-Петербургском государственном инженерно-экономическом университете известна научному обществу более трех десятков лет. Членами научной школы проводятся комплексные научные исследования, посвященные разработке систем и методологии управления инновационными и инвестиционными процессами функционирования и развития промышленных предприятий.

Научные исследования ведут ученые, известные в России и за рубежом: профессор Асаул А.Н., профессор Ершов В.Ф., профессор Лебедев В.Г., профессор Ли И.В., профессор Старинский В.П., профессор Ситенков И.В., профессор Сангадиева И.Г., профессор Сидченко С.В. Молодые ученые представляют научные школы, разрабатывая отдельные направления комплексной проблемы, работая над докторскими диссертациями — доцент Александров О.Ю., доцент Быстрое И.В., доцент Бездудная А.Г., доцент Жгулев Е.В., доцент Казенкова Н.В., доцент Новожилов М.Л., доцент Осипов Д.Т., доцент Пименов СВ., доцент Смирнов Д.В., доцент Смирнов Р.В. Свой вклад в развитие данного направления исследований внесли аспиранты кафедры Бендюра А.М., Давиденко Н.В., Кудинов А.А., Кришталь Н.В., Кадырова О.А., Савельев А.А., Соколова А.А.

Научные результаты исследования внедряются в виде монографий, учебников и учебных пособий, подготовки и защиты кандидатских и докторских диссертаций.

Научным руководителем школы профессором Краюхиным Г.А. за многие годы работы в СПбГИЭУ подготовлены и защищены 30 докторов наук и свыше 100 кандидатов.

Многие воспитанники кафедры продолжают дальнейшее развитие научных направлений школы, одновременно возглавляя их.

В Архангельском институте экономики д.э.н., профессор Ежов А.Н., ректор, зав. кафедрой Тюменского государственного университета, д.э.н., профессор Немченко Г.И., зав. кафедрой Краснодарского государственного университета, д.э.н., профессор Михайлов А.И., зав. кафедрами — лучшие в различных регионах России. Успешно развиваются направления научной школы кафедры и в зарубежных вузах: в Узбекистане, в Ташкентском авиационном институте д.э.н., профессор Индимов М.И., ректор института, зав. кафедрой Ташкентского политехнического института, д.э.н., профессор, зав. кафедрой Харьковского государственного экономического университета, д.э.н., профессор Орлов Н.И.

В 2006 г. в результате конкурса научная школа кафедры экономики и менеджмента СПбГИЭУ заслуженно признана лучшей в Российской Федерации.

Настоящая книга аккумулирует научные представления о наиболее вероятных направлениях развития имущественных комплексов.

Члены научной школы — авторы книги разработали практические рекомендации по строительству, реконструкции и техническому перевооружению объектов имущественных комплексов, осуществляющих транспортировку нефти и газа.

Выполненные экспериментальные расчеты помогут обеспечить эффективное управление строительными организациями промышленных вертикально-интегрированных корпораций при выборе стратегии развития рыночного поведения с учетом территориально-отраслевых особенностей.

*Руководитель, заслуженный деятель науки,  
д.э.н., профессор, зав. кафедрой экономики и  
менеджмента в машиностроении СПбГИЭУ  
Краюхин Г. А.*

## РАЗДЕЛ 1

### ВОПРОСЫ УПРАВЛЕНИЯ ИМУЩЕСТВЕННЫМ КОМПЛЕКСОМ С УЧЕТОМ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА

#### Глава 1 СУЩНОСТЬ И ОСНОВНЫЕ ПРИЗНАКИ НЕДВИЖИМОСТИ

Изучение объектов и рынка недвижимости предполагает семантический (смысловой) анализ слов и выражений, отражающих их сущность. В Гражданском кодексе недвижимость определяет правовые отношения объекта недвижимости как объекта собственности. Под термином «имущество» понимается совокупность имущественных прав, принадлежащих определенному лицу, т. е. это материальный объект гражданского права, прежде всего права собственности. Соответственно понятия «недвижимость» и «недвижимое имущество» определяют правовые отношения объекта собственности (недвижимости), т. е. совокупность прав на объект недвижимости. Деление объектов на недвижимое и движимое имущество (пп. 1, 2 ст. 130; пп. 1, 2, 4, 6 ст. 131; ст. 132 ГК РФ) также проведено по основанию, связанному с правом (законом), а не в соответствии с их физической сущностью.

«Недвижимое имущество — это любое имущество, состоящее из земли, а также зданий и сооружений на ней».<sup>1</sup>

«...имущества являются недвижимыми по их природе, или в силу их назначения, или вследствие предмета, принадлежность которого они составляют».<sup>2</sup>

«Недвижимое имущество — реальная земельная и вся материальная собственность. Включает все материальное имущество под поверхностью земли, над ее поверхностью или прикрепленное к земле».<sup>3</sup>

«Недвижимыми имуществами признаются по закону земли и всякие угодья, дома, заводы, фабрики, лавки, всякие строения и пустые дворовые места, а также железные дороги».<sup>4</sup>

Во всех приведенных определениях речь идет о земле и всем, что неразрывно с ней связано. При делении по физической сущности объекты недвижимости следовало бы классифицировать как связанные с землей и не связанные с землей.

В советской экономике до недавнего времени понятие *недвижимость* не применялось, было лишь известно, что «недвижимость» (это) в феодальном и буржуазном праве земельные участки, стоящие на них капитальные здания, сооружения и некоторые другие объекты». В XIX в. в России были широко распространены понятия *имение*, *поместье*, что определялось как имущество или личная собственность в виде земельного владения помещика, обычно с усадьбой.

История терминологии английского языка позволяет выявить следующие значения понятий *estate*, *property*, *real*:

*estate* — поместье, имение, имущество, состояние;

*property* — собственность, право собственности, свойство, качество;

<sup>1</sup> Оксфордский толковый словарь по бизнесу. — М.; 1995. — 352с.

<sup>2</sup> Кулагин, М. Предпринимательство и право: опыт Запада М. Кулагин ; под ред. проф. Е. А. Суханова. — М. ; 1992. — С 110–115.

<sup>3</sup> Розенберг, Д. Инвестиции: Терминологический словарь / Д. Розенберг ; Университет Рутджерс (США). — М.; 1992. С. 268.

<sup>4</sup> Свод законов Российской империи: Свод законов гражданских. — Пг.; 1914. Т. 10. Ч. 1. С. 71.

*real* — действительный, реальный, настоящий, натуральный, неподдельный, непритворный, (эконом.) реальный, (юрид., эконом.) **недвижимый**, (философ.) вещественный, материальный, (специальн.) истинный, (юрид.) вещный, (математ.) вещественный, действительный.

В современной теории и практике рынка недвижимости в США различают такие понятия, как *физический объект (real estate)* и *правовые отношения* (вещные права), связанные с недвижимостью (*real property*).

Вышеприведенные положения позволяют прийти к следующим выводам:

Английская интерпретация недвижимости имеет отдаленные по смыслу термины *estate* и *property*, каждый из которых вместе с термином *real* образует отдельные понятия, характеризующие соответственно **физический объект** и **совокупность прав** (владение, пользование, распоряжение, т. е. собственность).

Понятия «недвижимость» и «недвижимое имущество» больше определяют правовые отношения, чем характеризуют физический объект, говоря о физической сущности объектов, более корректным будет употребление понятия *объекты недвижимости*, а не *недвижимое имущество* или *недвижимость*.

### 1.1. Особенности отнесения материальных объектов к недвижимым

До введения в действие первой части ГК РФ<sup>1</sup> в отечественной экономической теории и хозяйственной практике понятие *объект недвижимости* отсутствовало, а использовалось понятие *основные фонды*. К основным фондам отнесены предметы производственного и непроизводственного назначения (здания, сооружения, жилые помещения, машины, оборудование, взрослый рабочий и продуктивный скот, многолетние насаждения и т. д.), которые в своей натуральной форме функционируют и используются в народном хозяйстве на протяжении ряда лет и в течение всего срока службы не теряют своей потребительской формы. Основные фонды (без машин и оборудования) — составная часть недвижимого имущества, но это понятие является более узким, поскольку в составе основных фондов не учитывается земля. Выведение земли за рамки товарно-денежных отношений привело к трансформации понятия «объект недвижимости» в понятие «основные фонды».

В соответствии с государственной программой перехода РФ на принятую в международной практике систему учета и статистики с 1 января 1996 г. в России введен в действие Общероссийский классификатор основных фондов (ОКОФ) — ОК 013–94, который применяется организациями, предприятиями и учреждениями всех форм собственности. Объекты классификации в ОКОФ — основные фонды, используемые неоднократно или постоянно в течение длительного периода (но не менее одного года и стоимостью свыше 100 МРОТ) для производства товаров или оказания услуг.

Основные фонды делятся на материальные и нематериальные (рис. 1.1). К *материальным* относятся здания, сооружения, машины и оборудование, жилища, транспортные средства, многолетние насаждения, продуктивный скот и т. д. Не являются основными фондами временные сооружения, приспособления и устройства, затраты на возведение которых относятся на себестоимость строительно-монтажных работ в составе накладных расходов. Эта классификация описывает практически все типовые объекты основных фондов.

---

<sup>1</sup> С 1 января 1995 г.

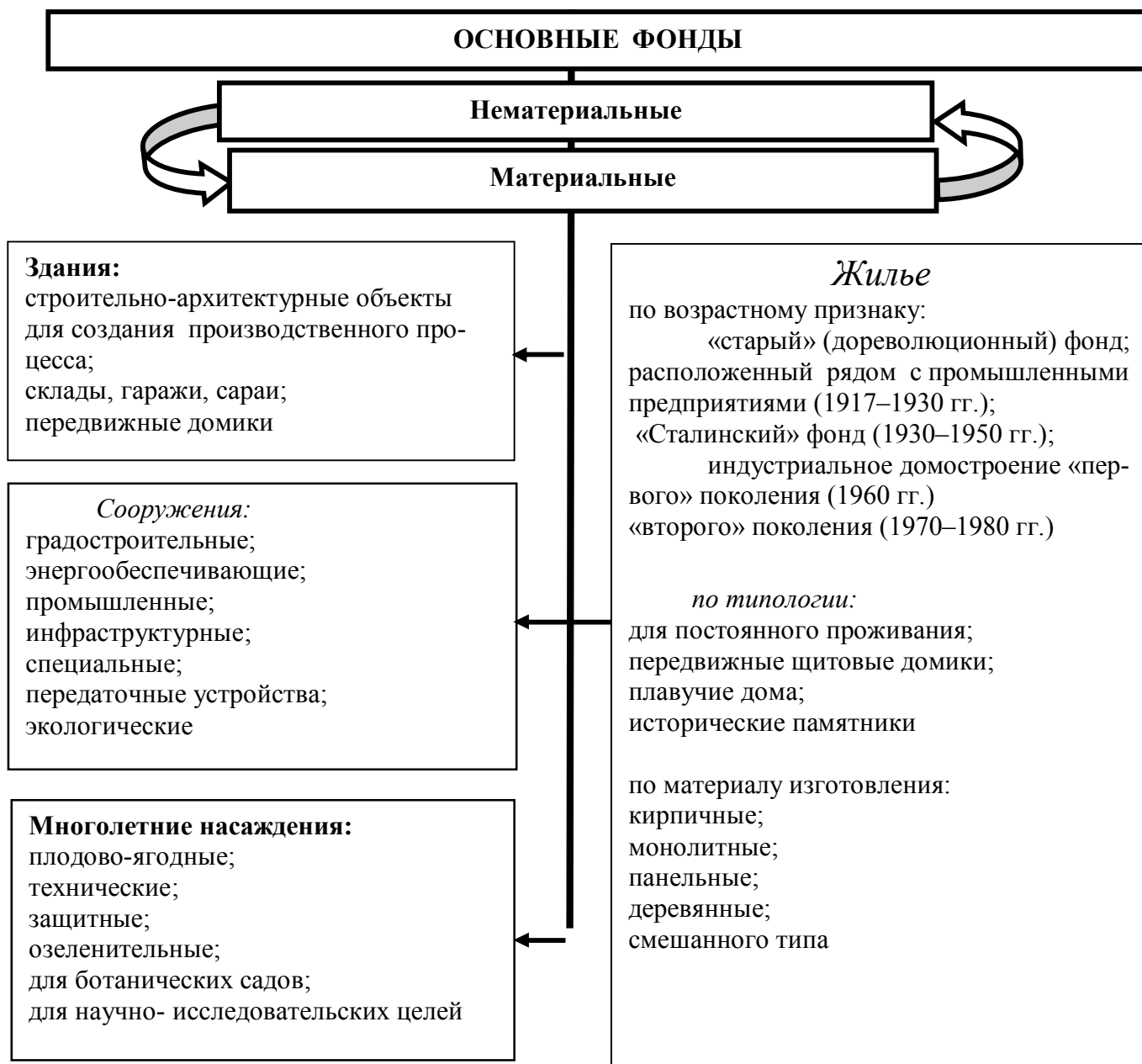


Рис. 1.1. Основные фонды и их классификация

*Здания* (кроме жилых). В состав зданий входят строительно-архитектурные объекты, назначением которых является создание условий для производственного процесса, социально-культурного обслуживания, хранения материальных ценностей. Основными конструктивными частями зданий являются фундамент, несущие и ограждающие конструкции, а также крыша.

Если здания примыкают друг к другу и имеют общую стену, но каждое из них представляет собой самостоятельное конструктивное целое, их считают отдельными объектами. Наружные пристройки к зданию, имеющие самостоятельное хозяйственное значение, отдельно стоящие здания котельных, а также надворные постройки (склады, гаражи, ограждения, сараи, заборы, колодцы и пр.) являются самостоятельными объектами. Встроенные помещения, назначение которых иное, чем назначение здания, входят в состав этого здания.

Встроенные помещения могут предназначаться для магазинов, столовых, парикмахерских, ателье, пунктов проката, детских садов, яслей, отделений связи, банков или иных орга-

низаций.

В состав зданий входят внутренние коммуникации, необходимые для их эксплуатации: система отопления с оборудованием, включая котельную установку (если последняя находится внутри здания); внутренняя сеть водопровода, газопровода, канализации со всеми устройствами; внутренняя сеть силовой и осветительной электропроводки со всей осветительной арматурой; внутренние телефонные и сигнализационные сети; вентиляционные устройства общесанитарного назначения; подъемники и лифты. Водопроводные, газопроводные, теплопроводные устройства, а также устройства канализации включают в состав зданий начиная от вводного вентиля или тройника либо от ближайшего смотрового колодца в зависимости от места присоединения подводящего трубопровода. Проводку электрического освещения и внутренние телефонные и сигнализационные сети включают в состав здания начиная от вводного ящика или кабельных концевых муфт либо от проходных втулок. Фундаменты под котлами, генераторами, станками, машинами, аппаратами и пр., расположенными внутри зданий, не входят в их состав (кроме фундаментов крупногабаритного оборудования), а включаются в состав тех объектов, в которых они используются. Фундаменты крупногабаритного оборудования, сооруженные одновременно со зданием, входят в состав здания. Для объектов такого типа используется термин «специализированные здания». Передвижные домики производственного (мастерские, котельные, кухни, АТС и др.) и непроизводственного (жилые, бытовые, административные и пр.) назначения относятся к зданиям. Автомобили, автомобильные и тракторные прицепы, железнодорожные специализированные и переоборудованные вагоны, основным назначением которых является выполнение производственных функций (лаборатории, клубы, конторы и пр.), считаются передвижными объектами соответствующего назначения и учитываются как здания.

*Жилье.* К нему относятся здания, предназначенные для постоянного проживания, передвижные щитовые домики, плавучие дома, прочие здания (помещения), используемые в качестве жилья, а также исторические памятники, идентифицированные в основном как жилые дома.

*Сооружения.* К ним относятся инженерно-строительные объекты, предназначенные для создания и выполнения технических функций (шахты, тоннели, нефтяные скважины, дороги, плотины, эстакады и т. д.) или для обслуживания населения (стадионы, бассейны, сооружения городского благоустройства и т. д.). В состав сооружений входят все устройства, составляющие с ними единое целое. Например, при определении восстановительной стоимости очистных сооружений в состав объекта включаются кроме самого здания насосное оборудование, бункера-отстойники, грязеотстойники, фильтры, нестандартное и электротехническое оборудование и пр.

Сооружения как объекты недвижимости можно классифицировать как *градо-строительные* (наземные и подземные сооружения), *энергообеспечивающие* (нефтяные базы, теплоэлектростанции), *инфраструктурные* (транспортные и терминальные сооружения), *промышленные* (доменные и мартеновские печи, стапели, эллинги), *экологические* (заводы по утилизации отходов и очистные сооружения) и *специальные сооружения военно-промышленного комплекса*. *Передаточные устройства* (нефте- и газопроводы, линии электропередачи) широко используются как технологические сооружения топливно-энергетических комплексов гражданского и промышленного назначения.

Общественные и производственные здания, градо-строительные и технологические сооружения различаются по видам, типам и проектным решениям. Многие из них являются уникальными. По некоторым данным, уже к 1970 г. в стране существовало более 5 тыс. видов и типов зданий по вместимости, входящих в зависимости от назначения в 17 основных групп.

Наиболее высокой степенью организационной и технической сложности отличаются промышленные комплексы, в которых использование объектов недвижимости жестко подчинено требованиям производственного цикла и технологического процесса. Этим объектам присущи высокая энергонапряженность и значительная материалоемкость. *Капиталоемко-*



стью отличаются подземные и наземные градостроительные сооружения, производственные здания, цеха топливно-энергетического и машиностроительного комплексов, дома культуры и отдыха, театры, цирки, планетарии, зоопарки, ботанические сады и т. д. *Энергоемкость* характерна для технологических сооружений, производства цветных и черных металлов; городских сооружений, обеспечивающих водоснабжение, подачу тепла и электроэнергии (ТЭЦ).

*Многолетние насаждения.* К ним относятся (независимо от возраста): плодово-ягодные, технические, защитные, декоративные и озеленительные насаждения всех видов; искусственные насаждения ботанических садов, других научно-исследовательских учреждений и учебных заведений для научно-исследовательских целей. Объектом классификации данного подраздела являются зеленые насаждения каждого парка, сквера, сада, улицы, бульвара, двора, территории предприятия и т. п.

Перечень *нематериальных активов и объектов интеллектуальной собственности*, критерии, определяющие правомерность отнесения объекта к нематериальным активам, а также правила формирования информации о нематериальных активах определены Положением по бухгалтерскому учету «Учет нематериальных активов» ПБУ 14/2000.

Гражданский кодекс Российской Федерации — далее ГК РФ (ст. 130) — определяет, что к недвижимому имуществу относятся земельные участки, участки недр, обособленные водные объекты и все, что прочно связано с землей, *объекты, перемещение которых без несоразмерного ущерба и изменения назначения невозможно*, в том числе леса, многолетние насаждения, здания, сооружения. К недвижимости относятся и предприятия как имущественные комплексы.<sup>1</sup>

Таким образом, отличительной особенностью объектов недвижимости является их неразрывная связь с землей, что предполагает ее значительную стоимость (при этом сами по себе земельные участки также рассматриваются в качестве объектов недвижимости). *Вне связи с земельными участками объекты недвижимости теряют обычное назначение и понижаются в цене.*

Так, не рассматриваются в качестве объектов недвижимости деревья, выращиваемые в специальных питомниках, или дома, предназначенные под снос.

По происхождению различают объекты недвижимости:

созданные природой без участия человека;

являющиеся результатом труда человека;

созданные трудом человека, но связанные с природной основой настолько, что в отрыве от нее функционировать не могут.

Одной из форм совместного владения недвижимостью являются правовые отношения, зафиксированные в ГК РФ под названием «кондоминиум».

Одним из неурегулированных в полной мере остается вопрос об отнесении к объектам недвижимости предметов, не имеющих неразрывной связи с земельным участком, хотя отделить их от этого земельного участка достаточно сложно. Речь, в частности, может идти о статуях весом в несколько тонн, не скрепленных с фундаментом, или зданиях, установленных на поверхности земли на блоках.

Отметим, что *некоторые виды недвижимого имущества могут юридически переходить в движимое имущество.* Так, например, леса и многолетние насаждения по определению относятся к недвижимому имуществу, а заготовленный лес — это уже движимое имущество.

Оборудование, размещенное в зданиях и сооружениях (отопление, водопровод, канализация, электрооборудование, лифты, решетки, вторые металлические двери и пр.), относится к объектам, не связанным с землей. Но поскольку оно стало неотъемлемой частью объекта недвижимости, то в случае сделки по этому объекту следует детально описывать все оборудование, включаемое в его состав.

---

<sup>1</sup> В соответствии с Федеральным законом (ФЗ) «О государственной регистрации прав на недвижимость, имущество и сделок с ним» (№ 122-ФЗ от 21.07.1997 г.).

Законом не определен обязательный перечень элементов, входящих в состав предприятия как имущественного комплекса.

В практике хозяйственной деятельности имущественный комплекс рассматривается как — совокупность принадлежащих одному собственнику объектов недвижимости, включающих в себя земельный участок (или несколько участков) с совокупностью функционально связанных между собой зданий, сооружений, передаточных устройств, технологического оборудования и предназначенных для хозяйственной деятельности.

В состав имущественного комплекса, как фактора производства относятся имущества, которые необходимы для производственного функционирования, и принадлежащую предприятию материальную собственность. Кроме земельных участков, зданий, сооружений машины и оборудование, передаточные устройства, транспорт, хозяйственный инвентарь, сырье, производимые товары; полученные в результате производственного процесса доходы, права требования, права долга; а также принадлежащую предприятию интеллектуальную собственность.

При осуществлении хозяйственной деятельности важно знать, по каким критериям имущественный комплекс может быть признан или не признан предприятием. Сравнительно небольшая практика применения данного института не дает ответа на этот вопрос. Вместе с тем представляет интерес высказанное в юридической литературе мнение: Если отчуждаемый имущественный комплекс пригоден для ведения предпринимательской деятельности, т. е. образует технологически единое целое, замкнутый производственный цикл, его следует считать предприятием, а продажу регулировать нормами параграфа 8 гл. 30 ГК РФ. Все другие сочетания (комплексы) вещей, не обладающие этими свойствами, предмета указанного договора не образуют. Отсюда следует, что для признания имущественного комплекса предприятием он должен включать элементы, позволяющие субъекту предпринимательской деятельности самостоятельно осуществлять производство продукции, выполнять работы или оказывать услуги и тем самым систематически получать прибыль. При этом набор элементов зависит от профиля деятельности, финансово-экономических, территориальных и иных условий функционирования предприятия.

Предприятие как объект недвижимости, используемый для предпринимательской деятельности, нельзя сводить к комплексу оборудования для выпуска определенной продукции: для превращения такого комплекта в предприятие необходимо организовать на его основе процесс производства. *Предприятие как объект недвижимости составляет единый имущественный комплекс*, включающий не только все виды имущества, предназначенные для его деятельности, но и неимущественные права. Так, например, часто встречаются предприятия, которые арендуют объекты недвижимости, т. е. в состав предприятия входит имущественное право пользования объектом недвижимости для определенной производственной деятельности.

Итак, к объектам недвижимости относятся наиболее ценные и общезначимые объекты основных средств и такие объекты недвижимости, как земля и недра, имеющие большую экономическую и стратегическую значимость для любого государства во все времена.

Предприятие как объект недвижимости, используемый для предпринимательской деятельности, нельзя сводить к комплексу оборудования для выпуска определенной продукции: для превращения такого комплекта в предприятие необходимо организовать на его основе процесс производства. *Предприятие как объект недвижимости составляет единый имущественный комплекс*, включающий не только все виды имущества, предназначенные для его деятельности, но и неимущественные права. Так, например, часто встречаются предприятия, которые арендуют объекты недвижимости, т. е. в состав предприятия входит имущественное право пользования объектом недвижимости для определенной производственной деятельности.

Итак, к объектам недвижимости относятся наиболее ценные и общезначимые объекты основных средств и такие объекты недвижимости, как земля и недра, имеющие большую

экономическую и стратегическую значимость для любого государства во все времена.

## 1.2. Внутреннее содержание объектов недвижимости.

С точки зрения экономики объект недвижимости можно рассматривать как благо и как источник дохода (рис. 1.2).

Под понятием *благо* в экономической теории подразумевается любой объект потребительского выбора, способный доставить определенное удовлетворение потребителю (повысить уровень его благосостояния). Благами могут служить как предметы, так и действия (в данном случае объекты недвижимости и услуги, оказываемые на рынке недвижимости). Отметим, что при этом нет различия между благами материального и нематериального характера.



Рис. 1.2. Сущностные характеристики объектов недвижимости

Параметры, определяющие сущность объектов недвижимости, делятся на общие и относящиеся к определенному объекту. Так, например, земля как всеобщее благо выполняет функции жизнеобеспечения людей в сельской местности и социально-территориального развития нации. В качестве источника дохода земля — основа сельскохозяйственного производства, самостоятельный сложный (в экономической связи с построенными зданиями, сооружениями и т. д.) объект инвестирования, часть национального богатства, объект налогообложения, источник природных ресурсов (единственный из всех объектов недвижимости). Жилые объекты недвижимости могут рассматриваться как прямой и косвенный источники дохода. Жилье как объект купли-продажи является прямым источником дохода, а жилищное строительство — источник косвенного дохода, который способствует и стимулирует развитие промышленности строительных материалов, проектной деятельности, строительство объектов инфраструктуры, предприятий торговли, дорожного строительства, городского транспорта и т. д.

На протяжении истории экономического развития России приоритетность жилья как блага и как источника дохода менялась. В советское время жилье как источник дохода не суще-

ствовало. Оно находилось в полной государственной собственности и служило объектом социального потребления посредством государственного распределения и перераспределения.

Прежде чем говорить о недвижимости как источнике дохода, необходимо разобраться в месте и роли объектов недвижимости в бизнесе для разного типа организаций (рис. 1.3).

Малый бизнес	Средний бизнес	Крупные корпорации
Недвижимость как обеспечивающий ресурс в основном бизнесе компании		
Минимальные объемы в активах компании (главным образом аренда)	Интеграция активов в рамках своей фирмы: объекты недвижимости и смежные системы инфраструктуры организации	Организация управления объектом недвижимости, организации рассредоточенным по регионам и дочерним структурам
Специализация компаний в сфере сделок с недвижимостью		
Виды бизнеса: оценка, доверительное управление, сделки с недвижимостью, девелопмент, консалтинг и т. д.	Организация серийных услуг в сфере недвижимости для ряда фирм	Управление портфелями недвижимости корпораций. Инвестиции в недвижимость

Рис. 1.3. Место недвижимости в организациях различного типа и масштаба

Объекты недвижимости могут являться обеспечивающим ресурсом, что характерно для организаций, чей бизнес не базируется на операциях с недвижимостью. Для них важно установленные соответствия структуры, состава и качества объектов недвижимости целям и задачам основного бизнеса организации по производству продукции, выполнению работ и предоставлению услуг. Структурная реорганизация таких компаний, как правило, сопровождается реорганизацией имущественного комплекса, существенным перераспределением собственности, реализацией инвестиционных проектов, в том числе для развития новых производств и отдельных бизнес-линий. Кроме того, операции с недвижимостью в таких организациях могут иметь место и как вспомогательный бизнес, такой как, например, продажа непрофильных активов или сдача в аренду незадействованных объектов недвижимости (производственных площадей, административных помещений, части земельных участков).

Во-вторых объекты недвижимости могут выступать как предмет специализации организации, объект ее деловой активности, основной источник доходов. Это, например, крупномасштабные портфели объектов жилой и нежилой недвижимости в инвестиционных, страховых и пенсионных фондах.

Другим типом организаций, для которых объект недвижимости составляет основу их активов и профессиональной деятельности, являются фирмы-застройщики. Их бизнес по своей сути связан с приобретением земельных участков, реализацией проектов развития, например, путем застройки приобретенных участков объектами жилой и коммерческой недвижимости с их последующей продажей.

На место и роль объектов недвижимости, безусловно, влияют масштаб и специализация организации. Так, например, особое место занимают объекты недвижимости в современном наукоемком и высокоавтоматизированном производстве, а в виртуальном бизнесе можно обойтись арендованным помещением, т. е. минимум физического производства.

«Благо» обладания объектом недвижимости и получения доходов от его использования неотъемлемо от бремени несения связанных с этим расходов, издержек и риска. На собственника возлагается обязанность<sup>1</sup> содержания объекта недвижимости (охрана, ремонт и поддер-

<sup>1</sup> Ст. 210 ГК РФ.

жание в должном состоянии и т. п.) в случае, если законом (договором) это «бремя» либо часть его не возложены на иное лицо. (Например, охрана объекта недвижимости — на специально нанятых лиц или организацию, управление недвижимым имуществом банкрота — на конкурсного управляющего и т. д.)

*Собственник также несет риск случайной гибели или порчи объекта недвижимости, т. е. его утраты или повреждения при отсутствии чьей-либо вины в этом.*<sup>1</sup> Перенос риска случайной гибели или порчи имущества на других лиц возможен по договору собственника с ними (например, по условиям конкретного арендного договора), а также в силу указания закона (в частности, такой риск может нести опекун как доверительный управляющий объектом недвижимости собственника-подопечного, а также унитарное предприятие как субъект права хозяйственного ведения).

Имея в качестве составной части земельный участок, все искусственные постройки (объекты недвижимости) обладают родовыми признаками (рис. 1.4), которые позволяют отличить их от несвязанных с землей объектов:

*1. Стационарность, неподвижность* — признак характеризует прочную физическую связь объекта недвижимости с земной поверхностью и невозможностью его перемещения в пространстве без физического разрушения и нанесения ущерба, что делает его непригодным для дальнейшего использования.



Рис. 1.4. Признаки объектов недвижимости

<sup>1</sup> Ст. 211 ГК РФ.

2. *Материальность* — объект недвижимости всегда функционирует в *натурально-вещественной* и *стоимостной формах*. Физические характеристики объекта недвижимости включают данные о его размерах и форме, неудобствах и опасностях, окружающей среде, подъездных путях, коммунальных услугах, поверхности и подпочвенном слое, ландшафте и т. д. Совокупность этих характеристик определяет полезность физического объекта, которая и составляет основу стоимости объекта недвижимости. Однако сама по себе полезность не определяет стоимость. Любой физический объект имеет стоимость, обладая в той или иной мере такими характеристиками, как пригодность и ограниченный характер предложения. Ограниченность предложения способствует повышению стоимости. Социальные идеалы и стандарты, экономическая деятельность, законы, правительственные решения и действия, природные силы оказывают влияние на поведение людей, обуславливая изменение стоимости объекта недвижимости.



**Рис. 1.5.** Триединство объектов недвижимости

3. *Долговечность* объектов недвижимости практически выше долговечности всех иных товаров, кроме отдельных видов драгоценных камней и изделий из редких металлов. Например, согласно действующим в России строительным нормам и правилам (СНиП), жилые здания в зависимости от материала основных конструкций (фундамента, стен, перекрытий) подразделяются на 6 групп с нормативными сроками службы от 15 до 150 лет.

Длительность кругооборота земли при правильном ее использовании бесконечна, а нарушение эксплуатации приведет к невозможным потерям.

Кроме основных родовых признаков объектов недвижимости можно выделить и *частные признаки* (рис. 1.4), которые определяются конкретными показателями в зависимости от вида объектов недвижимости.

Объекты недвижимости обладают повышенной экономической ценностью, так как предназначены для длительного пользования и не потребляются в процессе использования. Как правило, объекты недвижимости отличаются конструктивной сложностью и поддержание их в надлежащем состоянии требует больших затрат.

*Сущность объектов недвижимости заключается в триединстве категорий: материальная (физическая), правовая и экономическая* (рис. 1.5).

### 1.3. Жизненный цикл объектов недвижимости

Жизненный цикл объекта недвижимости как физического объекта — это последовательность процессов существования объекта недвижимости от замысла до ликвидации (утилизации). Жизненный цикл материальных объектов принято делить в следующем порядке: замысел—рождение—зрелость—старение и смерть.

Стадии жизненного цикла объекта недвижимости именуется по другому: предпроектная—проектная—строительства—эксплуатации—закрытия.

1. *Предпроектная (начальная) стадия* включает: анализ рынка недвижимости, выбор объекта недвижимости, формирование стратегии проекта, инвестиционный анализ, оформление исходно-разрешительной документации, привлечение кредитных инвестиционных средств.

2. *Стадия проектирования* включает: разработку финансовой схемы, организацию финансирования, выбор архитектурно-инженерной группы, руководство проектированием.

Очевидно, что на первых двух стадиях прибыль не образуется, так как они носят мотивационный характер. Основные задачи этого периода — сокращение длительности этих стадий, повышение потребительских качеств объектов недвижимости и самая главная — *минимизация эксплуатационных затрат на всех стадиях жизненного цикла объекта недвижимости*. К сожалению, следует признать, что концепция расчета затрат с учетом всего жизненного цикла чаще обсуждается, чем применяется на практике. Суть этой концепции в том, что, принимая решение о строительстве объекта недвижимости, собственник «обрекает» себя на совокупность затрат, неразрывно связанных с владением объектом недвижимости. Эти затраты получили название «стоимость владения собственностью». Расчет затрат с учетом всего жизненного цикла объекта недвижимости может использоваться, например, для сравнения двух способов достижения одной и той же цели — построить объект недвижимости или же его арендовать и др. На уровне проекта расчет затрат с учетом жизненного цикла может быть использован, например, для того, чтобы принять решение о том, следует ли в процессе отделки в коридоре вдоль стен закрепить декоративную доску или ежегодно красить стены и т. д.

Рационально построенная система расчета затрат с учетом всего жизненного цикла объекта недвижимости позволяет сопоставлять также действия, обеспечивающие разную продолжительность жизни элементов объекта недвижимости. Следует отметить, что экономию, которая может быть достигнута в результате реализации какого-либо проекта, трудно идентифицировать, еще сложнее количественно оценить и очень сложно документально подтвердить.

Затраты на реализацию крупных проектов строительства или реконструкции достаточно высоки, поэтому много внимания необходимо уделять контролю всех видов расходов. Но в большинстве случаев экономия понимается превратно.

Зачастую собственник (застройщик) просто стремится к минимизации общего объема на-

чальных капиталовложений, ибо плохо представляет себе, как решения, принимаемые на этапе проектирования или строительства, повлияют в дальнейшем на затраты по эксплуатации объекта недвижимости.

Решения, принимаемые собственником о строительстве (приобретении) объекта недвижимости только на основе анализа начальной цены (приобретение, строительство, аренды), в большинстве своем не являются наилучшими и часто оказываются просто неверными. Безусловно эта задача (расчет затрат с учетом всего жизненного цикла объекта недвижимости) является достаточно сложной, но стоит приложить усилия для ее решения, ибо в результате будет заложен фундамент для формирования в дальнейшем ежегодных бюджетов на весь период эксплуатации объекта недвижимости.

3. *Стадия строительства* заключается в выборе подрядчика, координации ведения строительных работ и контроле качества строительства, смет затрат и расходов. На данной стадии появляются реальные свидетельства соответствия строящегося объекта требованиям сегмента рынка недвижимости, обусловленные логикой жизненного цикла. На этой стадии решаются задачи увеличения доли вложений потенциальных потребителей, так как рост объема предложений и прибыли свидетельствует о достаточно широком рыночном признании.

Современная ситуация в экономике заставляет участников инвестиционных проектов уплотнять графики работ по реализации конкретного строительного проекта, с тем чтобы результаты проекта стали приносить пользу в избранном направлении предпринимательской деятельности как можно раньше. Поэтому строительные работы начинаются уже на стадии проектирования (еще до полного завершения разработки проекта), что требует высокой степени согласованности действий всех участников проекта. Такая организация строительства приводит к экономии (от 5–10%) за счет снижения стоимости капитала (уменьшение объемов и сроков заимствования) ввиду более раннего ввода в действие объекта недвижимости, а также к появлению принципиально новых бизнес-решений. На этой стадии достигается существенное сокращение затрат при оптимальном выборе формы управления строительством, а именно управление проектом или генподрядный договор.

Одним из видов управления строительством, широко распространенным в странах с развитой рыночной экономикой, является управление проектами. Такой вид управления охватывает весь период строительства — от выбора цели строительного проекта до его эксплуатации. В ходе управления проектом решаются следующие задачи:

- эффективное использование инвестиций и контроль за данным процессом;
- разработка проектной документации;
- реализация требований проектной документации в процессе строительства;
- контроль качества строительного объекта.

Для управления проектами с жесткими условиями реализации создаются специальные структуры во главе с управляющими стройкой. Мировая практика свидетельствует, что такая форма управления позволяет достигать общей экономии средств на строительство до 10%, повышает эффективность контроля над всеми видами расходов, а также сокращает сроки реализации проекта.

Организация строительства по форме управления проектом очень распространена в странах с развитой рыночной экономикой и имеет перспективы в нашей стране, особенно при реализации многоэтажных строительных проектов, так как единое управление циклом «проектирование—строительство» сокращает время выполнения проекта, благодаря чему достигается общая экономия (до 10%) средств и создаются условия для эффективного контроля над всеми видами расходов.

В отечественной практике более распространен подрядный принцип строительства объектов, когда по договору строительного подряда строительная организация-подрядчик обязуется в установленный срок построить по заданию заказчика определенный объект либо выполнить иные строительные работы, а заказчик обязуется создать подрядчику необходимые



условия для выполнения работ, принять их результат и уплатить обусловленную цену<sup>1</sup>.

Обычно заказчик выбирает одну строительную организацию на роль генерального подрядчика, заключает с ней договор на весь комплекс работ, предоставляя ей возможность заключения субподрядных договоров на весь комплекс работ. При строительстве крупных объектов заказчик (застройщик) может назначить несколько генподрядных организаций, каждая из которых отвечает за определенный участок и работает под непосредственным контролем представителей заказчика.

В отечественной практике архитектурно-проектные организации отстранились от контроля качества строительно-монтажных работ. Проектировщики ограничиваются лишь периодическими посещениями строительной площадки для того, чтобы удостовериться, что все их рекомендации учтены при реализации проекта, поэтому контроль за качеством работ лежит на заказчике (застройщике). Помимо контроля качества при реализации крупных проектов привлекаются внешние эксперты (при отсутствии собственных специалистов) для выполнения следующих задач: оценка стоимости работ, контроль за соблюдением графика выполнения отдельных операций либо комплекса работ, бухгалтерский учет и аудит, правовые вопросы, взаимодействие с контролирующими органами и представителями местной власти.

Порядок приемки объектов в эксплуатацию — достаточно высокорегламентированный нормативно процесс документального оформления.

4. *Стадия эксплуатации объекта* недвижимости предполагает: эксплуатацию, объектов, их обслуживание и ремонт. Эксплуатация объектов недвижимости, являясь многомерной функцией в системе управления, включает в себя следующие направления: эксплуатацию оборудования помещений, материальный учет, противопожарную охрану и технику безопасности, управление коммуникациями, утилизацию и переработку отходов, перемещение и переезды, изменения и перестройки, устранение аварийных ситуаций, обеспечение эксплуатации и ремонта, установку мебели и охрану объекта.

Не существует единого определения понятия «оборудование помещений», но их основу составляют: системы отопления, вентиляции и кондиционирования; оборудование электроосвещения и системы теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения; системы механической и электрической вертикальной и горизонтальной транспортировки (лифты, эскалаторы и т. д.).

В последнее время из-за угрозы терроризма и роста преступности возросла роль функции безопасности. Поэтому все большее количество организаций стремится обеспечить безопасную рабочую среду. Как правило, системы охраны (в том числе и противопожарной) и технической безопасности разрабатываются и реализуются с учетом специфической потребности и функционального назначения объектов недвижимости.

Управление коммуникациями — функция, определяемая сутью объекта недвижимости. Телефон и телефонная инфраструктура все шире используются для обеспечения услуг факсимильной связи, телетекста, передачи и приемки данных. Потенциал этих услуг и их качество улучшается посредством распространения волоконно-оптической связи. Помимо телефонизации развиваются компьютерные и интернет-технологии (сетевые связи компьютеров), автоматизация рабочих мест.

Электронная или информационная безопасность дополняется обеспечением информационной защиты на электронных устройствах, частично — в программном обеспечении, а также пополнением банка данных организации.

Процесс утилизации вредных отходов при эксплуатации объектов недвижимости включает ряд сложных управленческих задач от утилизации, например люминесцентных (ртуть-содержащих) ламп, до ликвидации вредных отходов. Как правило, управляющий объектом недвижимости заключает договор с организациями, которые специализируются на их захоронении и утилизации. Большинство процедур по переработке отходов заключается в их раз-

---

<sup>1</sup> Ст. 740 ГК РФ.

дельном сборе и перепродаже либо уничтожении. Отходы классифицируются по видам, делятся на категории: бумага, стекло (листовое, бутылки), металлолом (сталь, чугун, алюминий), пенопласт, моторные масла, шины и пр.

В процессе эксплуатации объекта недвижимости часто приходится выполнять работы по изменению объекта недвижимости или его составных частей. Как показывает практика, новый сотрудник хочет усовершенствовать рабочее пространство или перепланировать офисные помещения, однако существует ряд правил,<sup>1</sup> которые позволяют осуществлять эффективное управление изменениями в пользу организации:

пространство – нет необходимости передвигать стенку на 0,5 м для удовлетворения чьих-то амбиций;

материалы – нет надобности использовать паркет из ценных пород дерева там, где можно использовать ламинат;

принципы проектирования – не встраивать шкафы там, где можно обойтись отдельно стоящим;

планирование – не осуществлять перепланировку офиса только потому, что кто-то из сотрудников хочет сидеть напротив окна;

инженерное обеспечение – не устанавливать по пять розеток на каждой стене, а обеспечить надлежащий доступ к электрическим и информационным входам.

Аварийные ситуации в процессе эксплуатации объекта недвижимости могут возникнуть в любое время, ибо никто не застрахован от пожара, затопления, вандализма или даже от форс-мажорных условий (наводнение, землетрясение и т. д.). Единой формы планов мероприятий по ликвидации аварий не существует; в каждом конкретном случае назначается ответственный за тот или иной объект и разрабатывается инструкция, по которой он должен действовать.

При устранении последствий аварий следует:

проверить все стальные конструкции на предмет повреждения от нагрева;

обнаружить повреждения, нанесенные продуктами сгорания;

проверить все коммуникационное и офисное оборудование и другие системы объекта недвижимости, подверженные воздействию коррозии и влажности; проверить электропроводку и другие коммуникации на наличие конденсата (в холодное время); проверить котельное оборудование;

очистить системы от плесени и других вредных материалов в случае их образования и пр.

Мебель, установленная в соответствии с проектом строительства объекта, — равноправный элемент объекта недвижимости, поэтому необходимо осуществлять ее осмотр и ремонт в соответствии с планом профилактических работ.

*Обслуживание и ремонт.* Как показывает практика, подавляющее большинство собственников объектов недвижимости не выделяют достаточных средств на содержание и ремонт зданий и сооружений. Причин здесь много: от сосредоточенности на сиюминутных целях до недооценки последствий подобного шага, но затраты на исправление этих последствий почти всегда превышают стоимость работ по обслуживанию и ремонту.

*Обслуживание* – работы, выполняемые для обеспечения нормативного срока эксплуатации объектов недвижимости: они не ведут к увеличению его стоимости, но предотвращают обветшание и выход из строя отдельных элементов. Цель обслуживания — предупреждение.

*Ремонт* — работы по восстановлению повреждений либо изношенности объекта недвижимости до нормального эксплуатационного состояния. Цель ремонта — восстановление.

Ремонтные работы делятся на мелкие и крупные. Мелкий ремонт, продолжительность которого 1–2 дня, выполняется для обеспечения нормальной эксплуатации объекта недвижимости. Он не продлевает срока службы объекта и не увеличивает его стоимости. Крупный ре-

---

<sup>1</sup> *Kottcs, Д.* Управление инфраструктурами организации / Д. Коттс Пер. с англ. – М. ; ОАО «Типография «Новости»», 2001.– 597 с.

монт (более 2 дней) продлевает срок службы объекта недвижимости, но не увеличивает его стоимости.

*Замена* — это процесс замещения входящих в состав объекта недвижимости основных фондов аналогичной единицей. Предметом замены выступает самостоятельный объект основных фондов, идущий на смену пришедших в негодность или морально устаревших компонентов основных фондов.

Основная цель обслуживания объекта недвижимости — обеспечить использование объекта по прямому назначению; она состоит из конкретных работ:

- ежедневной уборки (для поддержания презентабельного вида);
- своевременного устранения мелких дефектов на объекте недвижимости;
- производства крупного ремонта на основе минимальных затрат жизненного цикла;
- разработки мероприятий по сокращению и оптимизации совокупных затрат на эксплуатацию и обслуживание;

- рационального функционирования коммунальных служб (при обеспечении надежности), обслуживающих объект недвижимости;

- постоянного контроля и анализа затрат обслуживания и ремонта объекта;
- составления графиков проведения работ и контроль за их выполнением;
- отчетности по объекту недвижимости в целом и по оборудованию.

На практике различают:

- ремонт по необходимости;
- периодический ремонт (например, замена мягкой кровли через 10 лет);
- профилактическое обслуживание оборудования;
- аварийное обслуживание;
- ремонт (замена окон).

«Время» содержания объекта недвижимости требует определенных затрат:

- эксплуатационные (в течение всего полезного срока службы объекта недвижимости);
- функциональные (на персонал, занятый содержанием, ремонтом и т. д.);
- на коммунальные услуги и уборку здания;
- на ремонт и восстановление объекта недвижимости (если срок службы объекта недвижимости вышел).

Кроме этого, необходимо учитывать затраты на изменения и улучшения, определяемые как *стоимость владения объектом недвижимости*.

5. *Стадия закрытия объекта* — полная ликвидация его первоначальных и приобретенных функций, результат чего либо снос, либо качественно новое развитие. На этой стадии жизненного цикла объекта недвижимости требуются значительные затраты на ликвидацию. Эти затраты являются результатом владения объектом недвижимости. В случае если объект недвижимости получает новое качественное развитие, то затраты на изменение относятся к затратам владения в расчете на новую функцию.

Аналогично жизненному циклу объектов недвижимости можно разбить на стадии и жизненный цикл имущественного комплекса:

1. Формирование имущественного комплекса (нормативное оформление результатов сделок с объектами недвижимости и прав на них: купля-продажа, вклад в уставной капитал, аренда, лизинг, и т. д.).

2. Развитие имущественного комплекса (новое строительство, прием на баланс).

3. Адаптация имущественного комплекса обеспечивается за счет реализации различных инвестиционных проектов и проектов развития, гибкой аренды, причем как в части получения так и временной сдачи в аренду объектов недвижимости. На этих стадиях существенное место занимают эксплуатация, ремонт и обслуживание объектов недвижимости, а также страхование, амортизационная политика, взаимодействие с системами бухгалтерского учета и налогообложения имущества. Эта стадия может включать сделки по продаже некоторых объектов недвижимости.

4. Ликвидация имущественного комплекса — это торги и другие механизмы продажи имущества (в том числе и недвижимого) организации-банкрота в соответствии с нормативно правовыми положениями конкурсного производства.

Жизненный цикл объектов недвижимости как собственности, с точки зрения владельца, повторяется многократно с каждым новым владельцем вплоть до окончания срока экономической или физической жизни объекта недвижимости. Исходя из триединства категорий — материальной (физической), правовой (юридической) и экономической — жизненный цикл объекта недвижимости можно разделить на три этапа (рис. 1.6).

*Каждый этап* включает в себя определенные мероприятия и действия собственника.

Жизненный цикл объекта недвижимости подчиняется определенным закономерностям<sup>1</sup> и включает срок экономической и физической жизни (рис. 1.7):

Срок *экономической жизни*, определяющий период времени, в течение которого объект может быть использован как источник прибыли. Срок экономической жизни заканчивается, когда производимые улучшения перестают давать вклад в стоимость объекта.

2. *Типичный срок физической жизни*<sup>2</sup> — период реального существования объекта недвижимости в функционально пригодном состоянии до его сноса. Определяется нормативными документами. Физический и экономический сроки жизни объектов недвижимости имеют объективный характер, который можно регулировать, но нельзя отменить.

### I этап

1. Создание – инвестиционно-строительный этап развития объектов недвижимости (инвестиционный замысел, определение назначения объекта, его проектирование, землеотвод, строительство (реконструкция), сдача в эксплуатацию). Этот этап наиболее сложен, ибо он состоит из многочисленных составляющих, от решения которых зависит эффективность функционирования объекта недвижимости

### II этап

2. Оборот прав на ранее созданную недвижимость, включая продажу, сдачу в аренду и т.д. На этом этапе происходят возврат вложенных инвестиций, получение прибыли, а также начало морального и физического износа

### III этап

3. Управление объектами недвижимости – эксплуатация, ремонт, поддержание в системе городских инфраструктур и коммунального хозяйства. Этот этап наиболее продолжителен и ограничивается целесообразностью эксплуатации объекта недвижимости и размером затрат на устранение физического и морального износа

Рис. 1.6. Этапы существования объекта недвижимости

<sup>1</sup> Харисон, Г Оценка недвижимости / Г. Харисон ; пер с англ. –М. : РОО, 1994.

<sup>2</sup> В российской терминологии – нормативный срок службы.

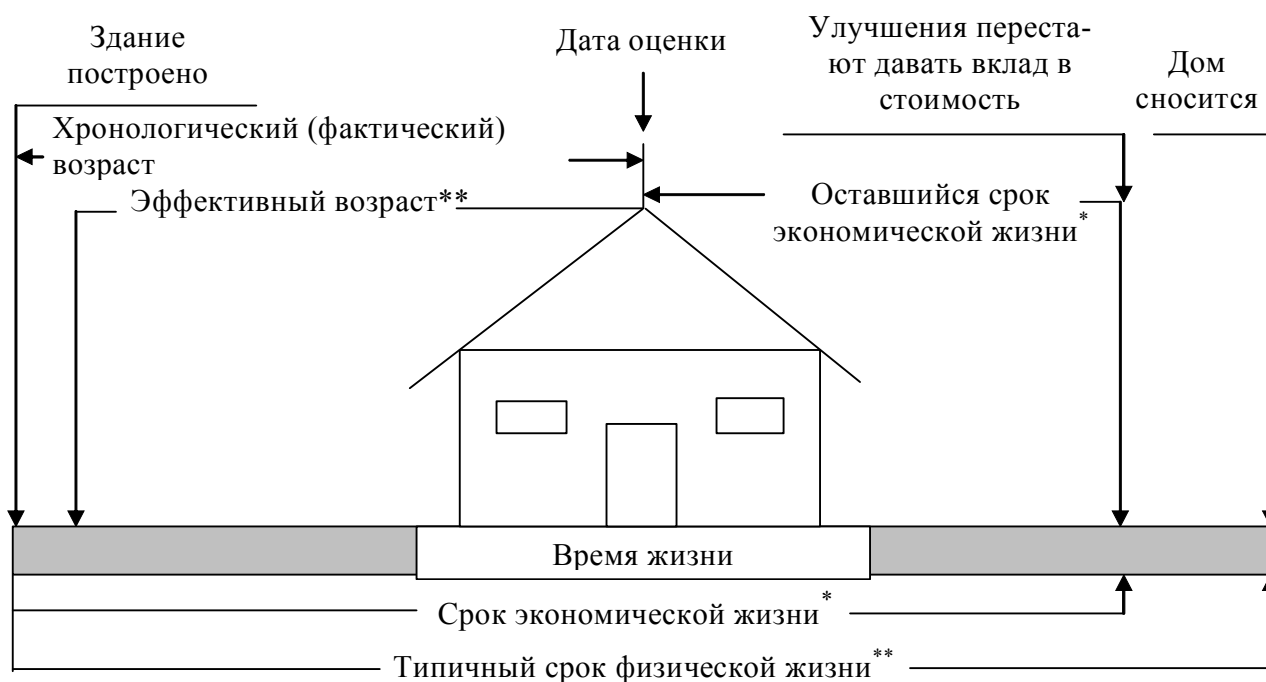
3. *Время жизни* — отрезок времени, когда объект существует и в нем можно жить или работать.

С точки зрения периода жизни объекта недвижимости выделяют такие сроки, как:

1. *Эффективный возраст*, отражающий возраст объекта в зависимости от внешнего вида, технического состояния и т. д.

2. *Хронологический (фактический) возраст*, соответствующий периоду пребывания объекта в эксплуатации с момента его ввода.

3. *Оставшийся срок экономической жизни*, используемый с целью оценки объекта экспертом-оценщиком и составляющий период от даты оценки до окончания экономической жизни объекта.



\* Может увеличиваться за счет реконструкции, переоборудования (перестройки), модернизации или изменения условий.

\*\* Может быть больше, чем фактический возраст здания.

**Рис. 1.7.** Срок жизни здания или сооружения

Продолжительность физического срока жизни объекта недвижимости (кроме земли), экономический и эффективный возраст зависят от износа — процесса имеющего силу законов природы. Существуют три вида износа: физический, моральный и внешний (экономический) (рис. 1.8).

Физический износ — это ухудшение технико-экономических параметров объекта, которое обусловлено его изнашиванием в процессе эксплуатации и под воздействием окружающей среды. Различают — устранимый износ, когда объект можно физически восстановить и это будет экономически оправдано, и неустранимый износ, когда объект недвижимости не подлежит восстановлению. Причины возникновения физического износа могут быть разными: нормальная эксплуатация объекта (физический износ 1-го рода); стихийные бедствия, аварии, нарушения правил эксплуатации объекта (физический износ 2-го рода). Следует иметь в виду, что в процессе эксплуатации объекта недвижимости ухудшение его технико-экономических показателей происходит постоянно, но может произойти и мгновенное ухудшение технических характеристик объекта (обрыв электропроводки, пожар и др.).

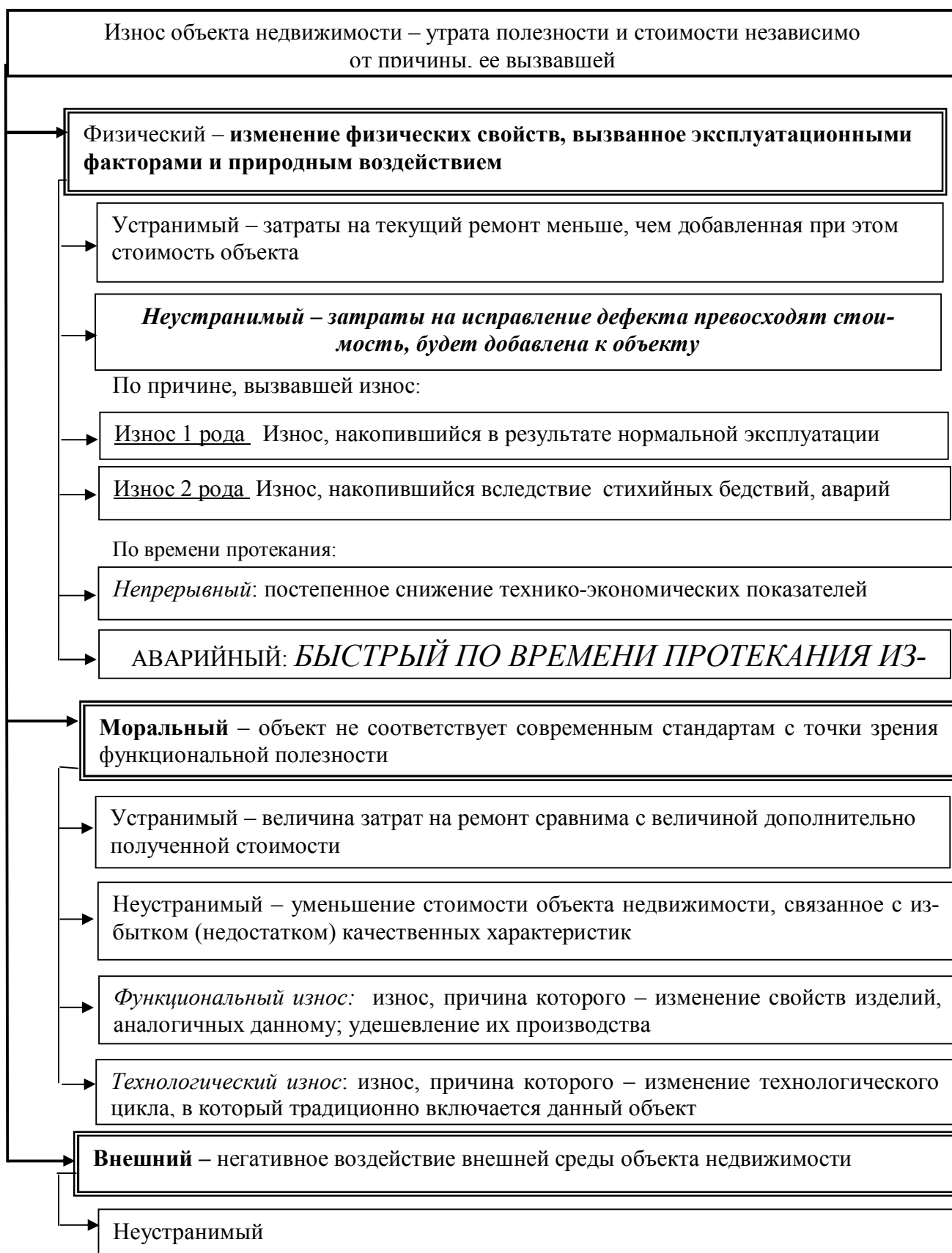


Рис. 1. 8. Виды износа

Все виды физического износа, как правило, приводят к негативным последствиям. Во-первых, ухудшаются отдельные потребительские и эксплуатационные характеристики объектов недвижимости и других технических устройств. Во-вторых, с возрастом объекта недвижимости увеличивается частота его ремонта замедлить физический износ можно путем внедрения системы технического обслуживания.

Моральный (функциональный) износ — это уменьшение потребительской привлекательности тех или иных свойств объекта недвижимости, которое обусловлено несоответствием современным стандартам с точки зрения функциональной полезности. Такой вид износа проявляется в устаревшей архитектуре здания, планировке, инженерном обеспечении и т. д. В отечественной практике именуется моральным износом.

Моральный износ подразделяется на функциональный и технологический износ. Функциональный износ — это следствие расширения функциональных возможностей у новых (аналогичных существующим) объектов недвижимости. В результате функционального износа объекты недвижимости более старых построек становятся для будущих собственников менее привлекательны по архитектуре, дизайну, планировке, инженерном обеспечении и т. д. и соответственно дешевле. Технологический износ — это следствие научно-технического прогресса в области создания новых конструкций, технологий и материалов, что приводит к снижению себестоимости создания объектов недвижимости и эксплуатационных затрат. Так же, как и физический моральный износ, может быть устранимым и неустранимым.

Например, можно устранить неисправности водяных и газовых счетчиков, сантехнического оборудования, восстановить встроенные шкафы, покрытие пола и пр. Критерием устранимости износа является сравнение затрат на ремонт с величиной дополнительно полученной стоимости: если последняя превышает затраты на восстановление, то функциональный износ является устранимым. Величина устранимого функционального износа определяется как разница между потенциальной стоимостью здания на момент его оценки с обновленными элементами и его же стоимостью на ту же дату оценки без обновленных элементов.

Экономический износ (износ, обусловленный внешним воздействием) — это снижение стоимости здания вследствие негативного изменения его внешней среды под воздействием экономических, политических или других факторов. Причинами внешнего износа могут являться: общий упадок района, в котором находится объект; действия правительства или местной администрации в области налогообложения, страхования; прочие изменения на рынке занятости, отдыха, образования и т. д.

Существенно влияет на величину внешнего износа непосредственная близость к «малопривлекательным» природным или искусственным объектам: очистным сооружениям, ресторанам, танцевальным площадкам, бензоколонкам, железнодорожным станциям, больницам, школам, промышленным предприятиям и пр.

Уменьшение стоимости объекта, связанное с загрязнением окружающей среды, определяется с использованием методов, применяемых при определении износа. Например, стоимость удаления токсичных отходов может быть связана со стоимостью ремонта объекта, т. е. стоимостью устранимых дефектов.

Экономический износ в отличие от физического и морального всегда считается необратимым.

В законодательстве большинства стран предприятие не считается самостоятельным субъектом права; за ним не признается характер хозяйственного образования, обладающего обособленным имуществом, собственным балансом и пользующегося правами юридического лица. Предприятие рассматривается как определенный имущественный комплекс, включающий материальные и нематериальные элементы и являющийся объектом права. В ГК РФ

термин *предприятие* используется применительно к субъектам<sup>1</sup> и объектам права. *Предприятием* называется юридическое лицо, т. е. субъект гражданского права, участник предпринимательской деятельности. При этом термин «предприятие» применяется только к государственным и муниципальным унитарным предприятиям,<sup>2</sup> которые как коммерческая организация подлежат государственной регистрации и выступают в качестве субъекта права в различных договорах и других правоотношениях.

Одновременно этот же термин применяется для обозначения определенного вида объектов права. В этом смысле *предприятие*<sup>3</sup> — это производственно-хозяйственный комплекс, имущество которого полностью обособлено от имущества организации — это базовый компонент инфраструктуры организации. Объекты недвижимости — это пространственный ресурс ее деловой активности, жизнедеятельности персонала и организации.

Предприятие как единый имущественный комплекс создается на базе вновь образованных коммерческих организаций с использованием взносов их учредителей и участников, а также доходов от последующей производственной деятельности.

В состав предприятия как особого объекта недвижимости могут входить: отдельные объекты (здания, сооружения, земля и т. д.), нематериальные активы (права пользования земельным участком, природными ресурсами, авторские и другие права и пр.) и оборотные средства (деньги, сырье, материалы и т. п.) (рис. 1.9).



Рис. 1.9. Предприятие как особый объект недвижимости

<sup>1</sup> Юридическое лицо, обладающее определенными правами и обязанностями.

<sup>2</sup> Ст. 113–115 ГК РФ

<sup>3</sup> Ст. 132 ГК РФ.



#### 1.4. Проблемы определения оптимального срока эксплуатации объектов имущественного комплекса с учетом жизненного цикла.

В современных условиях актуальной проблемой производственно-хозяйственной деятельности организации является определение экономического срока жизни единичных объектов имущественного комплекса, т.е. периода, в рамках которого капитальный ремонт или развитие объектов имущественного комплекса вносит вклад в стоимость объекта. При определении срока использования технологического оборудования, передаточных устройств и др. существенное влияние оказывает уменьшение производительности рассматриваемого оборудования, которое выражается в снижении притока денежных средств в процессе эксплуатации объектов имущественного комплекса.

Практические исследования сводятся к тому, как долго следует использовать оборудование или объект недвижимости в составе имущественного комплекса, если по окончании его эксплуатации не происходит его замены. Такая постановка вопроса имеет место, когда производимая на рассматриваемом оборудовании продукция не может больше реализовываться из-за снижения ее качества, снижения производительности оборудования или когда работа на данном оборудовании становится опасной.

Для определения оптимального экономического срока жизни объектов имущественного комплекса нами предложено применение модели стоимости капитала, где действует следующее правило: оптимальным является такой экономический срок жизни объекта, при котором стоимость капитала инвестиционного объекта достигает самого высокого значения. При такой постановке срок эксплуатации объекта имущественного комплекса можно определить двумя способами.

При применении первого способа производится расчет стоимости капитала для каждого объекта имущественного комплекса, а срок эксплуатации определяется как стоимость капитала  $KW_n$  за период эксплуатации. Расчет стоимости капитала  $KW_n$  по следующей формуле:

$$KW_n = -A_0 + \sum_{t=1}^n R_t * q^{-t} + L_n * q^{-n} \quad (1.1)$$

где

$KW_n$  – стоимость капитала за период эксплуатации объекта имущественного комплекса;

$A_0$  – стоимость приобретения;

$R_t$  – приток денежных средств в момент  $t$ ;

$L_n$  – выручка от продажи при окончательном сроке эксплуатации в  $n$  периодов;

$q^{-t}$  ( $q^{-n}$ ) – фактор дисконтирования на момент  $t$  ( $n$ ).

При втором подходе определяется, в какой мере стоимость капитала изменяется при продлении срока эксплуатации объектов имущественного комплекса на определенный период; рассчитывается критический показатель прибыли. При этом можно получить дополнительный приток денежных средств ( $R_t$ ) за счет выручки от ликвидации объекта или от его продажи ( $L_t$ ). Определив выручку от продажи объекта в предыдущем периоде путем ревальвации на момент времени  $t \times (q \times L_{t-1})$ , можно рассчитать критический показатель прибыли периода  $t \times (G_t)$ :

$$G_t = R_t + L_t - q \times L_{t-1} \quad (1.2)$$

При таком подходе определяется изменение стоимости капитала, вызванное удлинением срока эксплуатации объектов имущественного комплекса на один период. Оно соответствует критическому показателю прибыли, дисконтированному на начало периода, который можно использовать в качестве критерия для определения срока эксплуатации в случае, если стоимость капитала уже миновала свое максимальное значение по сроку эксплуатации. В этом случае можно проверить, превышает ли приток денежных средств следующего периода, не снизит ли выручку от продажи и размер процентов на выручку от ликвидации в предыдущем периоде. Если это целесообразно, то срок эксплуатации имущественного комплекса следует увеличить еще на один период. Прекращение экономического срока эксплуатации целесообразно, если следующий за ним период является первым, критический показатель прибыли ниже которого ожидаются убытки.

Стоимость капитала достигает максимального значения в зависимости от срока эксплуатации имущественного комплекса. Его можно проверить, рассчитав критические показатели прибыли для последующих периодов  $t+1$ ,  $t+2$ , ... до окончания срока эксплуатации имущественного комплекса.

Из критического показателя прибыли можно определить влияние ее изменения на оптимальный срок эксплуатации объекта недвижимости. Срок эксплуатации объекта имущественного комплекса продлевается вследствие снижения процентной ставки, замедления снижения выручки от его продажи и повышения притока денежных средств.

Возможность применения этой модели зависит от того, в какой степени обосновано условие, что по окончании срока эксплуатации данного объекта имущественного комплекса не предусматривается замены. Например, в деятельности объектов имущественного комплекса по транспортировке газа это условие может применяться только в исключительных случаях.

Для объектов имущественного комплекса осуществляемого транспортировку газа необходимым условием является определение оптимального срока эксплуатации объектов имущественного комплекса. Новые объекты имущественного комплекса по транспортировке газа: компрессорные станции, газопроводы и др., связанные с потерями в результате утечек, с взрывами, должны быть введены в эксплуатацию по окончании срока эксплуатации предыдущего объекта на стадии спада его жизненного цикла.

В постоянном режиме проводится мониторинг состояния объекта имущественного комплекса на предмет его технологического состояния и необходимости его замены. Срок эксплуатации объекта имущественного комплекса оптимален в том случае, если стоимость капитала инвестиционной цепи достигает максимального значения. Чем дольше находится в эксплуатации основной объект имущественного комплекса, осуществляющего транспортировку газа, тем позже может начинаться эксплуатация нового объекта замены<sup>1</sup>.

Расчет стоимости капитала представляет собой стоимость капитала основного объекта имущественного комплекса и показателя дисконтируемой на начало планового периода стоимости капитала объекта замены в составе имущественного комплекса. После этого определяется оптимальный срок эксплуатации основного объекта имущественного комплекса, осуществляющего транспортировку газа.

Проблемой является также определение критического показателя прибыли. При рассмотрении критического показателя прибыли необходимо также учитывать начисление процентов на стоимость капитала объекта замены. Для необходимости увеличения срока эксплуатации на определенный период нужно, чтобы критический показатель прибыли превысил начисление процентов на максимальную стоимость капитала объекта замены за пределами данного периода. Критерий оптимальности формулируется, когда существует только одно максимальное значение стоимости капитала инвестиционной цепи в зависимости от срока эксплуатации первого типа оборудования объектов имущественного комплекса, осуществляющего транспортировку газа.

---

<sup>1</sup> *Строительство* в России : стат. сб. / Госкомстат России. - М. : 2000. – 253 с.

Окончание экономического срока эксплуатации основного объекта имущественного комплекса приходится на конец периода  $t-1$ , если следующий за ним период  $t$  является первым периодом, критический показатель прибыли которого ниже, чем начисление процентов на максимальный показатель стоимости капитала объекта замены за пределами одного периода.

На практике для объектов имущественного комплекса, осуществляющего транспортировку газа, характерна трех- или многозвенная инвестиционная цепь. Оптимальный срок эксплуатации для отдельных видов оборудования этого же имущественного комплекса также может быть рассчитан подобным образом. Например, при трехзвенной инвестиционной цепи сначала необходимо рассчитать оптимальный срок эксплуатации анализируемого объекта имущественного комплекса и соответствующий ему максимальный показатель стоимости капитала, как для последнего, так и для предпоследнего объекта цепи. Оптимальный срок эксплуатации объекта может быть определен в данном случае либо с помощью расчета стоимости капитала, либо с помощью рассмотрения критического показателя прибыли. При этом критический показатель прибыли должен превышать проценты на стоимость капитала, сформированную из второго и третьего объектов цепи  $KW_{(2+3)max}$ , чтобы было выгодно увеличение срока эксплуатации объекта имущественного комплекса еще на один период.

При трехзвенной инвестиционной цепи условие оптимальности выполняется раньше, чем при двухзвенной, за счет более высоких процентов на максимальное значение стоимости капитала, сформированной из второго и третьего объектов инвестиционной цепи.

Оптимальный срок эксплуатации оборудования имущественного комплекса в бесконечной цепи идентичных объектов одинаков. Для всех объектов имущественного комплекса, осуществляющего транспортировку газа, необходимо определить одинаковый срок их эксплуатации, для которого действует следующее правило: для всех идентичных объектов имущественного комплекса срок эксплуатации оптимален, если стоимость капитала бесконечной цепи достигает максимального значения. Определение оптимального срока эксплуатации объектов имущественного комплекса возможно также с помощью расчета стоимости капитала или критического показателя прибыли, хотя целесообразным является и расчет аннуитетов.

Стоимость капитала бесконечного платежного ряда может быть определена посредством деления его аннуитета на расчетную процентную ставку. Таким образом, стоимость капитала бесконечной инвестиционной цепи достигает максимального значения тогда, когда аннуитет этой цепи максимален. Если все объекты в имущественном комплексе идентичны, аннуитет цепи совпадает с аннуитетом отдельного объекта. Поэтому необходимо определить срок эксплуатации, дающий максимальное значение аннуитета объекта имущественного комплекса, который максимизирует стоимость капитала бесконечной инвестиционной цепи. Для расчета срока эксплуатации объекта имущественного комплекса необходимо рассчитать аннуитеты для всех альтернатив срока эксплуатации. Оптимальным для всех объектов имущественного комплекса является максимальный срок их эксплуатации.

При рассмотрении критического показателя прибыли происходит сравнение этого показателя с процентами на стоимость капитала объектов замены в зависимости от срока их эксплуатации. Эти проценты соответствуют аннуитету, зависящему от периода или срока их эксплуатации. Для того чтобы увеличение эксплуатации объекта имущественного комплекса на один период было выгодно, критический показатель прибыли должен превышать соответствующий аннуитет этого периода. Из этого можно вывести оптимальный критерий, но при условии, что стоимость капитала в зависимости от срока эксплуатации объекта имущественного комплекса достигает максимального значения<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> *Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования* : Информэлектро. –М. ; 1999 ; *Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования* : официальное издание : утв.

Окончание экономического срока эксплуатации объекта имущественного комплекса бесконечной цепи идентичных объектов приходится на стадии жизненного цикла объекта на конец периода  $t-1$ , если следующий за ним период является первым, критический критерий прибыли которого ниже, чем его аннуитет.

Это свидетельствует о том, что расширение срока эксплуатации на продолжительный период невыгодно. Критический показатель прибыли также меньше, чем соответствующий аннуитет. Поэтому необходимо сравнить аннуитеты начальных и конечных периодов, чтобы определить оптимальный срок эксплуатации объекта.

В случае расчетов для объектов имущественного комплекса по транспортировке газа это является действительно целесообразным. С одной стороны, организация, осуществляющая транспортировку газа, функционирует на долгосрочной основе, в связи с чем допущение бесконечного планового пространства не кажется ошибочным. С другой стороны, в большинстве случаев не имеется информации ни относительно продолжительности планового периода, ни относительно особенностей объектов замены.

Замена объектов – это процесс замещения входящих в состав имущественного комплекса единичных объектов или основных фондов аналогичной единицей. Предметом замены является самостоятельный объект основных фондов, пришедший в негодность или морально устаревший.

Проблема замены объектов имущественного комплекса по транспортировке газа, как правило, содержит анализ выгодности, определяющий, какое оборудование лучше всего подходит для замены. При этом сравнении выгодности выбирается оборудование, при котором стоимость капитала бесконечной инвестиционной цепи достигает максимального значения. В качестве предпосылки этого выбора берется определение соответствующих значений стоимости капитала и, таким образом, осуществляется оптимизация срока эксплуатации объектов имущественного комплекса по транспортировке газа.

Если замена этим типом оборудования выгодна, то из его оптимального срока эксплуатации можно вывести момент замены. Но далее необходимо исходить из того, что замена происходит цепью идентичных объектов имущественного комплекса какого-то другого типа.

Если предусмотренное для замены оборудование известно, оптимальный момент замены объектов можно определить согласно следующему правилу: оптимален тот срок замены объекта имущественного комплекса, при котором совокупная стоимость уже имеющегося объекта и бесконечной цепи нового объекта имущественного комплекса достигает максимального значения<sup>1</sup>.

Оптимальный момент замены объекта имущественного комплекса может быть определен как с помощью расчета стоимости капитала, так и посредством рассмотрения критического показателя прибыли. При расчете стоимости капитала определяется совокупная стоимость капитала для всех возможных сроков замены объектов имущественного комплекса таким образом, что можно определить оптимальный момент замены. Рассмотрение критического показателя прибыли основывается на сравнении критических показателей прибыли старого объекта имущественного комплекса ( $G_{at}$ ) с максимальным значением средней прибыли, то есть максимальным аннуитетом, нового объекта имущественного комплекса  $Ann_{max}$ . Старый объект имущественного комплекса следует эксплуатировать и далее, пока критический показатель прибыли превышает аннуитет нового объекта имущественного комплекса, т.к. он в данном случае способствует достижению более высокой стоимости капитала.

Оптимальный момент замены приходится на конец периода  $t-1$ , если следующий за ним период  $t$  является первым, в котором критический показатель прибыли старого объекта иму-

---

Госстроем России, Минэкономики РФ, Минфином РФ, Госкомпромом России 31 марта 1994 г. № 7-12/47. – М. : НПКВЦ "Теринвест", 1994. [98, 99]

<sup>1</sup> Чикишев, В. М. Инвестиционная привлекательность Тюменской области: проблемы и перспективы / В. М. Чикишев [и др.]. – СПб., 2001. – 240 с.

щественного комплекса ниже максимального аннуитета нового объекта имущественного комплекса. Определение момента замены при конечной инвестиционной цепи идентичных объектов имущественного комплекса или одном объекте замены без последующего объекта можно осуществить аналогичным образом. В этом случае необходимо учесть соответствующие показатели стоимости капитала объектов замены (расчет стоимости капитала) или проценты на стоимость капитала (рассмотрение критических показателей прибыли).

При реконструкции и замене объектов имущественного комплекса по транспортировке газа нами предполагается, что:

возможно изолированное определение срока эксплуатации и момента замены для отдельных типов объектов имущественного комплекса;

важные данные можно отнести к определенным моментам времени (динамическая модель);

можно не учитывать влияние других сфер функционирования организации, занимающейся транспортом газа;

надежность данных достаточно высокая;

в основу оценки выгодности положены величины результативности вместо величин в области платежей;

предполагается, что все расходы периода приходятся на начало периода (момент времени  $t-1$ ).

Модель основывается на целевой функции «минимизация расходов». При предполагаемой здесь идентичности или несущественности доходов для всех вариантов эта цель может преследоваться вместо вышестоящей целевой функции «максимизация прибыли».

В модель минимизации расходов необходимо включить все затраты, на которые оказывают влияние решения о сроке эксплуатации и моменте замены объектов имущественного комплекса. Они относятся здесь к двум блокам: затратам капитала  $Q$  и эксплуатационным расходам  $V_t$ . Согласно этому, совокупные затраты  $K_t$  периода рассчитываются по следующей формуле:

$$K_t = V_t + C_t \quad (1.3)$$

Эти затраты обозначаются также как «критические затраты по времени», т.к. они вызваны увеличением срока эксплуатации объекта имущественного комплекса на один период. Эксплуатационные расходы могут включать в себя затраты на сырье и материалы, затраты на персонал и т.д. К затратам капитала относятся только затраты, возникающие вследствие того, что выручка от ликвидации объекта имущественного комплекса уменьшается и поступает в более поздний момент времени. Затраты на выплату процентов не включаются в эти затраты в явной форме, а в неявной форме их включение происходит в виде дисконтирования показателей результативности.

Относительно затрат капитала необходимо учесть два варианта. Для объектов имущественного комплекса, созданных специально для транспортировки газа, в большинстве случаев отсутствует возможность перепродажи. В этом случае для объектов имущественного комплекса специального назначения выплаты на приобретение  $AQ$ , складывающиеся из цены приобретения и косвенных затрат на приобретение, в полной мере относятся к первому периоду в качестве затрат капитала  $C_j$ .

При втором варианте исходят из того, что речь идет об универсальном объекте имущественного комплекса, для которого после каждого периода может быть получена более низкая выручка от ликвидации.

Наряду с оптимальным сроком эксплуатации объектов имущественного комплекса может быть также определен оптимальный момент их замены. Для этого необходимо:

определить оптимальный срок эксплуатации объектов имущественного комплекса и соответствующих ему минимальных средних затрат для всех объектов имущественного комплекса, предназначенных для замены;

осуществлять выбор оптимального типа объектов имущественного комплекса, предназначенного для замены, путем сравнения средних затрат.

определить оптимальный момент замены объекта имущественного комплекса.

Оптимальный момент замены объекта имущественного комплекса приходится на конец периода  $t-1$ , если следующий за ним период  $t$  является первым, в котором критические затраты старого объекта имущественного комплекса  $K_a t$  превышают минимальные средние затраты. При анализе проблем определения оптимального срока эксплуатации и момента замены объекта имущественного комплекса возникают специфические вопросы, требующие описания вариантов модели или модификации метода нахождения оптимального решения.

Так, например, в случае универсального оборудования может возникнуть вопрос, выгодна ли замена бывшим в употреблении оборудованием. Для решения этой проблемы необходимо определить оптимальный срок эксплуатации этого оборудования. Для чего сначала необходимо спрогнозировать критические затраты этого оборудования по времени. При этом ставится вопрос, в какой степени эксплуатационные расходы и показатели выручки от ликвидации совпадают с оцененными для соответствующих периодов эксплуатации показателями нового оборудования. Затраты на приобретение, как правило, превысят выручку от ликвидации оборудования одинаковой возрастной структуры, т.к. в них должны быть включены косвенные затраты на приобретение.

Особая постановка проблемы имеет место и в случае, когда есть несколько установок различной возрастной структуры, которые должны быть заменены одной установкой. В этом случае необходимо свести воедино различные показатели критических затрат по времени старых установок и противопоставить их минимальным средним затратам новой установки<sup>1</sup>.

Необходимо также отметить, что возможно упрощение модели и необходимых расчетов путем отказа от учета процентов. Средние затраты периода представляют собой в данном случае частное из приходящихся на данный момент времени затрат и числа периодов. При предполагаемой здесь линии затрат средние затраты ниже, чем в случае включения процентов. Поэтому оптимальный критерий имеет скорее тенденцию к выполнению, а оптимальный срок эксплуатации объектов имущественного комплекса имеет тенденцию к более низким показателям<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> Шарп, У. Инвестиции. / У. Шарп. – М. : Инфра – М, 1997, 1024 с.

<sup>2</sup> Максимов, С. Н. Основы предпринимательской деятельности на рынке недвижимости / С. Н. Максимов. – СПб : Питер. 2000, – 272с.

## Глава 2. УПРАВЛЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕДВИЖИМОСТИ

### 2.1 Суть процесса управления и эксплуатации объектов недвижимости

Субъекты рынка осуществляют различные виды воздействия на объект недвижимости (рис. 2.1):



**Рис. 2.1** Внешнее воздействие на объект недвижимости

*Государственное регулирование недвижимости:* путем прямого вмешательства (прямое административное управление), включающего: создание законов, постановлений, правил, инструкций и положений, регулирующих функционирование объектов недвижимости; введение механизма ответственности за нарушение нормативных требований при совершении сделок с объектами недвижимости; контроль за соблюдением всеми субъектами рынка установленных норм и правил; регистрацию прав на объекты недвижимости и сделок с ними; лицензирование предпринимательской деятельности в сфере недвижимости;

путем косвенного воздействия (экономические методы управления объектами недвижимости), включая: налогообложение объектов недвижимости и предоставление льгот; реализацию государственных целевых программ; установление амортизационных норм; реформирование жилищно-коммунального хозяйства; выпуск и обращение жилищных сертификатов;

путем комплексного решения вопросов землепользования и приватизации, развития инженерной инфраструктуры и т. д.

*Общественное воздействие.* Реакция широких слоев общества, в том числе и профессиональных участников рынка недвижимости, на те или иные операции с недвижимо-

мостью, которая служит основой для нормативных актов, положений и т. д.

*Управление определенными объектами недвижимости*, которые собственник использует для ведения конкретной предпринимательской деятельности и для получения максимальной прибыли.

4. *Управление системами объектов недвижимости субъектов Федерации*: муниципальной недвижимостью; земельными ресурсами; лесным фондом; недвижимостью в жилищной сфере;<sup>1</sup> нежилой недвижимостью.<sup>2</sup>

В правовом аспекте предусматривается создание государственной властью субъектов РФ системы законов и иных нормативно-правовых актов, регламентирующих принятие административных, организационных и технических решений в области управления объектами недвижимости и обеспечивающих эффективное использование в интересах собственника.

В основу системы управления недвижимостью положен принцип пообъектного управления, который заключается в пообъектном разграничении (формировании) недвижимости; классификации и единой регистрации объектов; пообъектной регистрации имущественных прав и оценке недвижимости; учете отраслевых особенностей управления объектами недвижимости и координации политики в сфере недвижимости.

Под формированием объекта недвижимости понимаются его техническое и экономическое описание и юридическое обоснование, в результате которого объект получает технические и экономические характеристики и юридический статус, позволяющий идентифицировать его из других объектов. Формирование объекта недвижимости состоит из его инвентаризации, сервитутов и регистрации.

Услуги по управлению недвижимостью в отношении объектов, не подлежащих регистрации в соответствии с Законом РФ «О государственной регистрации прав, не оказываются.

Управление отдельными объектами, предприятиями и другими имущественными комплексами предполагает их передачу в оперативное управление и хозяйственное ведение, доверительное управление, аренду в различных формах и т. д.

Профессия «управляющий недвижимостью» востребована только в том обществе, где есть частная собственность и четкое понимание того, что для обеспечения текущей доходности и увеличения капитальной стоимости объекта недвижимости требуется квалифицированное управление.

Профессиональные менеджеры готовы управлять любыми объектами: офисными и административными зданиями, нежилыми помещениями, жилыми домами, объектами социальной сферы, предприятиями, земельным участком и др. Управляющая компания, берущая на себя ответственность за объект недвижимости, осуществляет административно-управленческие функции на основе результатов маркетинга. При этом любая работа по объекту начинается с выяснения целей собственника. Профессиональный менеджер может не только исполнять волю собственника, но и выступить в роли консультанта, предложить различные варианты использования объекта недвижимости.

Предоставление информации о потребителе и оказанных ему услугах допускается только

---

<sup>1</sup> В качестве примера управления жилой недвижимостью можно привести создание Городского объединения домовладельцев (ГОД) в Санкт-Петербурге, которое должно стать единым органом, выполняющим функции заказчика на обслуживание жилья, находящегося в собственности ЖСК и ТСЖ. Обслуживанием государственного (муниципального) жилого фонда занимаются районные жилищные агентства (РЖА).

<sup>2</sup> Системами государственной нежилой недвижимости управляют районные агентства КУГИ. В Санкт-Петербурге более 20 тыс. зданий сдается в аренду и только 30 объектов находится в доверительном управлении (ДУ). Районные агентства КУГИ не в состоянии эффективно управлять каждым конкретным объектом. В результате городская аренда на 30% ниже рыночной и обслуживание полностью отсутствует. Управляющая компания смогла бы организовать комплекс услуг для арендатора, перечислить дополнительные средства в бюджет, увеличить при этом доходы как минимум на 15% и заработать на этом виде предпринимательской деятельности.



в случаях: официального запроса уполномоченных органов государственного управления или по решению суда; защиты управляющим своих прав и интересов в суде.

Деятельность управляющего объектами недвижимости предполагает эффективное взаимодействие не только с собственником и пользователем объекта (основными субъектами рынка недвижимости), но и с подрядными организациями, которые осуществляют уборку и ремонт объектов, поставляют энергоносители, воду и тепло.

Управляющий подбирает штат в зависимости от целей, которые ставит собственник, а также в соответствии с размером объекта недвижимости и масштабом предполагающихся объемов работ по его эксплуатации. Собственник может ограничиться наймом собственно профессионального управляющего, в обязанности которого будут входить общее руководство, выработка концепции, создание бизнес-плана объекта недвижимости, переговоры, контроль за исполнением договоров третьими сторонами (арендаторами, сервисными службами и пр.) и отчеты собственнику.

При более масштабных планах на то или иное здание или комплекс зданий управляющая компания может выделять группу специалистов, способных выполнить необходимый объем работ.

Реализуя контракт, управляющий преследует две основные цели: обеспечение текущей доходности объекта недвижимости и увеличение его капитальной стоимости. Для этого он определяет центры затрат и прибыли, выявляет и исключает неэффективные информационные и денежные потоки и т. д.; в процессе развития проекта управления объектом недвижимости, по мере возникновения внешних и внутренних факторов (продажа долей собственности, долги собственника и т. п.) стратегия развития проекта управления объектом недвижимости будет меняться.

Приступая к работе, менеджер должен вовлечь в процесс управления объектом персонал, который на начальном этапе может быть не заинтересованным в его действиях. При этом используются разные методы: от объяснения людям целей и задач управления объектом недвижимости до применения систем денежного вознаграждения, а при необходимости — и увольнения (с согласия собственника) активно сопротивляющихся переменам работников.

Как правило, приступая к работе, управляющий сталкивается с низким качеством финансового анализа, неэффективным документооборотом, нарушениями в бухгалтерском учете, излишками малоценного имущества и т. д. Определить пути реорганизации предприятия с конкретным выделением направлений возможно только после обстоятельного анализа. Как показывает практика, на первом этапе коммерческого использования объектов недвижимости весь доход должен инвестироваться в сами объекты, на втором доходы могут быть распределены между собственником и инвестициями в объект недвижимости и только на третьем этапе весь доход может поступать в распоряжение собственника.

Исходя из четко сформулированных целей управляющий разрабатывает бизнес-план для конкретного объекта. Содержащиеся в нем рекомендации могут иметь несколько вариантов развития. Они должны быть описаны таким образом, чтобы при желании собственник мог сам осуществить выбор варианта.

Следующий этап — заключение собственником договора управления и регистрация права оперативного управления объектом недвижимости. Для этого необходимо подготовить и сдать в ГУ ФРС следующий пакет документов.

1. Заявление о государственной регистрации права оперативного управления (хозяйственного ведения).

2. Документ об уплате государственной пошлины.

3. Документ, удостоверяющий личность заявителя. При обращении представителя — документ, подтверждающий его полномочия, — доверенность.

4. Правоустанавливающий документ (свидетельство и выписка о внесении в реестр федерального имущества, либо свидетельство и выписка о внесении в реестр собственности Санкт-Петербурга с перечнем закрепленных объектов недвижимости, либо распоряжение

уполномоченного органа государственной власти о закреплении объекта недвижимости на праве хозяйственного ведения (оперативного управления)) — оригинал либо копия, заверенная органом, выдавшим документ. Если строительство объекта недвижимости завершено после 31.01.1998 г., — предоставляются документы, необходимые для государственной регистрации прав на вновь создаваемые объекты недвижимости.

5. Распорядительный акт о передаче государственного имущества (объекта недвижимости) на баланс государственного предприятия или государственного учреждения или акт приема-передачи, в случае передачи его на праве хозяйственного ведения или оперативного управления правообладателю до вступления в силу первой части Гражданского кодекса РФ, т. е. до 01.01.1995 г.

6. Паспорт на квартиру, оформленный органами, осуществляющими технический учет объектов недвижимости (филиалами Городского управления инвентаризации и оценки недвижимости — проектно-инвентаризационными бюро), либо, для жилых домов и объектов нежилого фонда — план, объекта недвижимости, удостоверенный органом (организацией) по учету объектов недвижимого имущества с указанием кадастрового номера, — оригинал.

7. Опись, составленная заявителем, содержащая перечень документов, представляемых на государственную регистрацию, с указанием их наименования, реквизитов, общего количества листов, заверенная подписью заявителя. В описи должны быть представлены:

копии правоустанавливающих документов, указанных в п. 4, 5, заверенная нотариально либо органом их выдавшим;

копии паспорта на квартиру, плана объекта недвижимости, указанных в п. 5, заверенные нотариально, либо второй подлинный экземпляр;

копия доверенности в случаях, если интересы юридического лица представляет доверенное лицо.

Следующий этап — заключение с собственником договора управления и работа по его реализации в соответствии с выбранным собственником вариантом использования здания и территории и может планироваться как «с нуля», так и с улучшения уже существующей практики.

Управляющие объектами недвижимости:

проводят рекламную кампанию по объекту управления, рассылая предложения, используя газеты, журналы, распространяемые среди потенциальных клиентов, и личные контакты; регулируют отношения собственников с арендаторами и государственными структурами; ведут финансовую отчетность;

подбирают профессиональный обслуживающий персонал;

осуществляют страхование объекта недвижимости;

проводят технико-эксплуатационное обследование и приемку;

заключают любые необходимые договоры (по всему их спектру) по управлению техническим состоянием объектов, одновременно осуществляя контроль за их исполнением, и т. д.

В российских условиях управление объектом недвижимости осуществляется по следующей схеме:

1. Управляющая компания публично предоставляет информацию о себе: свидетельство о государственной регистрации; документы, подтверждающие квалификацию (обучение и аттестацию) сотрудников; тарифы и расценки на оказание услуг; образцы типовых договоров, протоколов, доверенностей; книгу жалоб и предложений; процедуру обжалования действий должностных лиц управляющей компании.

2. Между собственником и управляющей компанией заключается договор на управление объектами недвижимости, соответствующий требованиям ГК РФ. Договор заключается в письменном виде с четкими формулировками по срокам, условиям, обязанностям и обязательствам сторон. В договоре должны быть указаны: стороны договора и его предмет; обязанности исполнителя; обязанности потребителя; стоимость услуг и порядок расчета; срок

действия договора<sup>1</sup> и условия его расторжения; ответственность сторон; порядок разрешения споров; юридические адреса и реквизиты сторон.

3. Управляющая компания является частной предпринимательской организацией любой организационно-правовой формы, штат которой укомплектован квалифицированным персоналом, прошедшим обучение и аттестованным в порядке, установленном руководящим органом по сертификации.

4. Управляющая компания за услуги по управлению объектами недвижимости получает вознаграждение, размер и форма которого определены в договоре. Теоретически его размер может составлять 15% от оборота или чистого дохода, но, по опыту, он колеблется в пределах от 8 до 50% в зависимости от состояния и доходности объекта.

5. Управляющая компания предоставляет собственнику объекта недвижимости гарантийное обеспечение договора в виде залога страхования или иных законных способов обеспечения обязательств.

6. Отбор частных компаний по управлению объектами недвижимости осуществляется на основе особого доверия управляющей компании (ее руководителю).

7. Собственник объекта недвижимости осуществляет контроль за качеством управления объектом.

8. Услуги по управлению недвижимостью должны удовлетворять следующим основным требованиям: конфиденциальности обслуживания; соответствию назначения; этичности обслуживания; полноте и своевременности исполнения; ответственности управляющего.

Отношения управляющего с собственником должны быть легитимны, прозрачны и соответственно оформлены.

Предпочтительными объектами недвижимости для управления считаются крупные (от 3–5 тыс. м<sup>2</sup>) офисно-административные, складские, торговые, производственные помещения независимо от формы собственности и степени занятости. Оптимальным для управления является наличие нескольких зданий разной направленности (общей площадью до 100 тыс. м<sup>2</sup>).<sup>2</sup>

Услугами профессиональной управляющей компании, как правило, пользуются собственники крупных объектов недвижимости (находящихся как в собственности, так и в долгосрочной аренде), испытывающие явный дискомфорт от неэффективного или недостаточно эффективного использования принадлежащих им зданий и территорий. Среди них могут быть проектные, исследовательские и коммерческие организации, в распоряжении которых есть объекты недвижимости, полученные от государственных муниципальных органов на условиях долгосрочной аренды или приватизированные, площади которых чрезмерны для сегодняшних потребностей собственника. Государство по-прежнему является крупнейшим собственником недвижимости. Как правило, комитет по управлению государственным (муниципальным) имуществом использует следующие схемы распоряжения недвижимостью: сдачу в аренду, приватизацию, доверительное управление. Однако управление госсобственностью остается прерогативой государственных унитарных предприятий (ГУП), хотя профессиональные управляющие смогли бы «извлечь» из этих объектов недвижимости дополнительный доход с увеличением их капитальной стоимости.

В рыночной экономике альтернативы профессиональному управлению государственной (муниципальной) собственностью нет.

В Санкт-Петербурге в середине 1990-х гг. ОАО «Ростро» стало создавать управляющие компании, каждая из которых построила по 3–4 многоквартирных жилых здания. Идея управления построенными жилыми домами была реализована строительным объединением «ЛенСпецСМУ», ЗАО «Петротрест», ЗАО «Строймонтаж» и другими крупными строитель-

---

<sup>1</sup> Исходя из целесообразности реализации инвестиционных проектов договоры составляют на срок не менее 5 лет.

<sup>2</sup> Смирнов. В. В. Менеджер по управлению недвижимостью / В. В. Смирнов, Е. А. Пучкина – М. : Издательский дом «Аудитор», 2000. – 124 с.

ными организациями.

Особая роль в работе управляющего недвижимостью сводится к эффективному использованию вверенных ему объектов недвижимости.

В комплекс услуг по управлению объектами недвижимости входят:

конкретизация целей потребителя при владении объектом недвижимости;

консультирование собственника по вопросам состояния и анализа рынка недвижимости при установлении прав на объект на предмет соответствия объекта потребностям собственника;

приемка объекта недвижимости в управление;

физическая, правовая и экономическая экспертиза объекта;

анализ вариантов дальнейшего использования объекта и выбор наилучшего использования объекта с учетом потребностей потребителя;

разработка программы управления объектом и ее реализация с периодической корректировкой;

представление интересов собственника перед третьими лицами по вопросам, связанным с переданным в управление объектом;

организация и ведение процедуры взаиморасчетов субъектов, участвующих в обеспечении жизнедеятельности объекта;

ведение периодической отчетности перед собственниками о ходе реализации программы управления.

Услуга по управлению объектом недвижимости может оказываться одновременно с дополнительными услугами (брокерской, по эксплуатации, исполнению функций заказчика, рекламными, транспортными и т. п.).

Полноценная эксплуатация объектов недвижимости в течение всего нормативного срока службы достигается при грамотном использовании технических норм и правил, методов исследования и оценки состояния отдельных конструктивных элементов.

*Эксплуатация объектов недвижимости* — понятие сложное и многогранное. В зависимости от жизненного цикла объекта недвижимости, его функционального назначения и т. п. разные субъекты рынка недвижимости: собственник, инвестор, управляющая компания, бизнес-консультант и др. — понимают под ней совершенно разный состав работ. Для единообразного понимания сути термина уточним *перечень услуг, относящихся к эксплуатации*. Это мониторинг технического состояния объекта, нормативные мероприятия, клининг, технический консалтинг, обеспечение ресурсами, планирование и бюджетирование.

Затраты на эксплуатацию объекта недвижимости составляют 25–40% валового дохода объекта имущественного комплекса в зависимости от его особенностей.

*Как посчитать затраты?* Существует несколько способов планирования расходов на эксплуатацию объектов недвижимости. Первый метод — *доходный*. Сумма валового дохода объекта недвижимости принимается за 100%, и на каждую статью расходов приходится строго определенный процент. Например, расходы на обслуживание бизнес-центров классов В и С будут распределяться так: эксплуатация объекта (техническое обслуживание, текущий ремонт, уборка, зарплата персонала, накладные и обеспечивающие расходы и т. п.) — 10–15% дохода; расходы на управление (вознаграждение УК) — 6–8; коммунальные услуги (водо-, тепло-, газо-, электроснабжение) — 5–7; обеспечение безопасности — 4–5%.

При расчете стоимости эксплуатации объекта недвижимости *расходным методом* та или иная статья расходов определяется исходя из площади объекта недвижимости и составляет фиксированную величину, принятую для бизнес-центра определенного класса (табл. 2.1). Она не зависит от его валового дохода.

*Сравнительный анализ* позволяет использовать показатели по «объектам-аналогам». Так, если мы планируем расходы на эксплуатацию для офисного комплекса класса В, можно взять в качестве примера бизнес-центр «Нобель». Его общая площадь — 5411 м<sup>2</sup>; арендопригодная

— 4058 м<sup>2</sup>. Арендная ставка — 80 руб./м<sup>2</sup> в месяц. Валовой ежемесячный доход — 550 руб./м<sup>2</sup> в месяц.

Реальные затраты на эксплуатацию — 72 руб./м<sup>2</sup> в месяц. Стоит учесть, что затраты на эксплуатацию — величина, меняющаяся из месяца в месяц. При подготовке к отопительному сезону (август–сентябрь) расходы выше, чем в апреле–мае. Поэтому не совсем верно использовать усредненную величину (например, 70 руб./м<sup>2</sup> в месяц). Следует помнить, что летом она может снижаться до 40 руб., а осенью повышаться до 120 руб.

Таблица 2.1

Примерная структура эксплуатационных затрат для бизнес-центра класса В

Статья расходов	Стоимость, у. е./ м <sup>2</sup> в месяц
Техническое обслуживание	0,27
Планово-предупредительные работы	0,40
Текущий ремонт	0,21
Комплексная уборка	0,24
Специальное техобслуживание	0,32
Технический консалтинг	0,18
Материально-техническое снабжение	0,12
Фонд оплаты труда	0,90
<b>Итого</b>	<b>2,64</b>

Для рационализации затрат оценка эксплуатации может быть проведена на любой стадии существования объекта недвижимости (имущественного комплекса).

Консалтинг и оценка в сфере эксплуатации — новая услуга, но очень востребованная, так как две трети участников рынка недвижимости остро нуждаются именно в системном подходе к этому процессу.

На этапе *бизнес-планирования* оценка эксплуатации объекта недвижимости позволяет рассчитать стоимость и график финансирования эксплуатации. Заказчик получает готовую программу управления, а также рекомендации по оптимизации затрат.

Многие консультанты забывают о том, что прежде, чем рассчитывать стоимость текущей эксплуатации, ее надо «запустить». А это серьезные единовременные затраты, которые упускаются из виду. Они зависят от классности объектов и программы эксплуатации, в среднем составляя стоимость эксплуатационных услуг за три месяца.

Оптимальный, срок для решения проблем эксплуатации ставится не позднее чем за пять месяцев до сдачи объекта. На этом же этапе составляются штатное расписание и ориентировочные должностные инструкции. За месяц до ввода объекта недвижимости уже должен быть укомплектован штат работников. Игнорирование этого — самая распространенная на сегодня ошибка.

На этапе *строительства* или *редевелопмента* услуга по оценке эксплуатации предполагает сопровождение инвестиционного проекта и самого процесса строительства.

Заказчик получает рекомендации по изменению проектных и строительных решений для оптимизации затрат. Это не технический надзор в привычной форме. Это фиксация допущенных в процессе строительства отклонений показателей от проектных, их анализ и прогнозирование будущих затрат. Зачастую изменения в проект вносятся прямо на стройплощадке. Например, в бизнес-центре запланирована высота потолка 2,5 м. Приезжает «якорный» арендатор и высказывает пожелание увеличить ее, соорудить эркер, поставить колонны и т. д.

Компания, которая ведает эксплуатацией, должна зафиксировать, что изменится система

вентиляции, будут применяться другие отделочные материалы и т. п., и составить прогноз скорректированных эксплуатационных затрат.

Если консультант привлечен уже после того, как в проект внесены изменения, их можно только учитывать, рекомендации давать поздно. Случается, что при корректировке проекта стоимость эксплуатации может доходить до 20% от валового дохода здания вместо планируемых 10%. Бывает и так, что по сделанному проекту собственник должен тратить 20% на эксплуатацию, но все равно расходует на нее 10%. Такое занижение стоимости значительно увеличивает физический износ здания и сокращает время между текущими ремонтами. В итоге собственник заплатит еще больше.

Уже *функционирующий доходный объект* тоже может нуждаться в оптимизации затрат на эксплуатацию. Заказчик получает отчет о техническом состоянии конструкций и инженерных коммуникаций, а также рекомендации по эффективному использованию и экономии трудовых, материальных и финансовых резервов.

Например у собственника уже есть служба эксплуатации — собственная либо привлеченная. У владельца объекта закономерно возникают вопросы: не завышена ли стоимость эксплуатации? Какова ее эффективность? Например, из-за отсутствия технического менеджмента собственник не всегда потребляет все ресурсы, за которые платит.

Все эти нюансы можно изучить. Для этого проводится анализ финансовой деятельности службы эксплуатации за период не менее года. Рассматриваются ее бюджет по статьям, динамика показателей во времени и т. п. Кроме того, оцениваются существующие стандарты и технологии с учетом уникальности объекта недвижимости, а также кадровая структура (описание должностных обязанностей, схемы взаимодействия между специалистами, профессиональная подготовка и т. п.). Еще одна составляющая — оценка затрат заказчика на коммунальные услуги.

Нет такого объекта, на эксплуатации которого нельзя было бы сэкономить. Хотя не всегда эта экономия явная. По данным, полученным опытным путем, собственник бизнес-центра класса В площадью 5 тыс. м<sup>2</sup> должен тратить на обслуживание системы электроснабжения около 50 тыс. руб. в год, а на обслуживание системы отопления — 100 тыс. руб. После проведенного аудита может оказаться, что фактически владелец здания расходует на обслуживание системы электроснабжения целых 70 тыс. руб. в год, а на обслуживание отопительной системы — всего 80 тыс. руб. в год. В сумме получается то же самое. Но фактически он недоплачивает за отопление 20 тыс. руб. в год, а за электричество, наоборот, переплачивает. То есть при фактических тратах эффективность использования коммунальных ресурсов составляет лишь около 60%. А при перераспределении затрат этот показатель можно увеличить до 90%.

Кстати, в серьезных эксплуатационных компаниях существует практика: если собственник не добился экономии в результате применения ее рекомендаций, деньги за консалтинговые услуги возвращаются.

Развитие управления как бизнеса в нашей стране прошло три условных этапа.

*Первый этап* — УК занимались на временных им объектах буквально всем: сами их рекламировали и сдавали в аренду, сами нанимали сантехников, электриков и уборщиц. *У такой организации процесса есть два существенных недостатка*. Первый — «прозрачность» управления и второй недостаток — низкая технологичность.

*Второй этап* — выделение из структуры специализированных служб. Отдел аренды, службу эксплуатации, единую диспетчерскую службу и аварийно-ремонтную бригаду для срочных выездов на объекты. Так же были созданы службы клининга, охраны заказчика и генподрядчика. Однако при очевидных плюсах такого подхода у него есть и свои минусы. Созданная структура матричного типа, подразумевает двойное подчинение: персонал, который обслуживает конкретный объект, подчиняется как его управляющему, так и начальнику специализированной службы. Это первый серьезный недостаток такой структуры. Кроме то-

го, размывается зона ответственности, функции дублируются, а решения принимаются не на местах, а в центральном офисе, из-за чего тормозится бизнес.

*Третий этап* — на базе обслуживающих служб несколько специализированных компаний (по клинингу, охране и эксплуатации). Все они объединяются под общим брендом. Такой тип организационной структуры называется «звездным». Он позволяет децентрализовать все процессы. Естественно, при этом они четко регламентированы.

В результате управляющий объектом строит отношения не со структурными подразделениями одной большой компании, а с самостоятельными фирмами. Это отношения заказчика и подрядчика, которые предусматривают систему штрафов и поощрений. В принципе, управляющий имеет возможность организовать тендер и привлечь на объект стороннюю клининговую или охранную структуру. Таким образом, бывшие подразделения действуют в рыночных условиях и конкурируют по качеству услуг. У них не должно быть разницы в стандартах работы на «своих» и «чужих» объектах.

## 2.2. Доверительное управление

*Доверительное управление объектами недвижимости* как форма предпринимательской деятельности еще не получило в нашей стране широкого распространения. Более известна практика передачи в доверительное управление пакетов акций, находящихся в федеральной собственности.<sup>1</sup> Тем не менее понятие доверительного управления имуществом введено в законодательство РФ<sup>2</sup> в качестве самостоятельной правовой формы управления чужим имуществом — осуществления всех правомочий собственника в едином процессе предпринимательской деятельности по управлению чужим имуществом.

Деятельность доверительного управляющего по максимально эффективному и рациональному управлению имуществом в интересах учредителя управления или иного указанного учредителем управления лица (выгодоприобретателя), с передачей доверительному управляющему правомочий, изначально принадлежащих учредителю управления, и определяет сущность доверительного управления.

Объектами доверительного управления<sup>3</sup> могут быть: предприятия и другие имущественные комплексы; отдельные объекты, относящиеся к недвижимому имуществу; ценные бумаги; права, удостоверенные ценными бумагами; исключительные права и другое имущество.

Передача имущества в доверительное управление — это форма осуществления собственником своего права распоряжения.

Государственное имущество, которое находится в хозяйственном ведении или на правах оперативного управления, может быть передано в доверительное управление только после ликвидации юридического лица.

В доверительном управлении объектом недвижимости прежде всего находится имущество. Доверительный управляющий может владеть и пользоваться этим имуществом, т. е. управлять, воздействовать на систему и составляющие ее части с целью увеличения прибыли.

---

<sup>1</sup> Указы Президента РФ «О передаче в доверительное управление закрепленных в федеральной собственности акций акционерных обществ, созданных в процессе приватизации» от 09.12.1993 г. № 1660, «О порядке изменения решений об управлении и распоряжении находящихся в федеральной собственности акций» от 30.09.1995 г. № 986, «О доверительной собственности (трасте)» от 24.12.1993 г. № 2296. Постановление Правительства РФ «О порядке передачи в доверительное управление закрепленных в федеральной собственности акций акционерных обществ, созданных в процессе приватизации, и заключения договоров доверительного управления этими акциями» от 07.08.1997 г. № 989.

<sup>2</sup> Ч. 4 ст. 209 гл. 53 ГК РФ.

<sup>3</sup> Ст. 1013 ГК РФ

Однако изначально *главной целью* доверительного управления является сохранение имущества в надлежащем, не измененном виде. Состав имущества меняется только в пределах, установленных договором.<sup>1</sup> При хорошем управлении цена объекта недвижимости со временем должна лишь расти.

Предметом договора о доверительном управлении является услуга, связанная с управлением объектом недвижимости. Стороны договариваются о профессиональном управлении, но не о получении результата. Выгодоприобретатель не может требовать от доверительного управляющего получения определенного размера прибыли. По договору<sup>2</sup> одна сторона (учредитель управления) передает другой стороне (доверительному управляющему) на определенный срок объект недвижимости в доверительное управление, а другая сторона обязуется управлять этим объектом в интересах учредителя управления или указанного им лица (выгодоприобретателя). Таким образом, сторонами договора доверительного управления объектом недвижимости могут быть: учредитель управления, доверительный управляющий и выгодоприобретатель. Чаще всего учредитель управления и выгодоприобретатель — одно лицо.

Государственный орган или орган местного самоуправления не может выступать в качестве доверительного управляющего. Доверительный управляющий — это индивидуальный предприниматель, действующий в интересах выгодоприобретателя. Выступать выгодоприобретателем по договору он не может.

Подчеркнем, что доверительное управление построено на доверии. «Доверие — отношение к действиям другого лица и к нему самому (соучастнику в общем деле, партнеру по договору), которое основано на убеждениях в его правоте, верности, добросовестности, честности и искренности»<sup>3</sup>.

Доверие в доверительном управлении проходит три этапа:

выбор собственником доверительного управляющего посредством оценки его профессиональных качеств, проверки деловой репутации и оценки личных качеств;

межличностные отношения в ходе управления объектом недвижимости. Доверительный управляющий должен не просто действовать в интересах учредителя-собственника, как в интересах самого себя, и не просто заботиться об объекте недвижимости, как о своем собственном, а, в первую очередь исходить из интересов собственника (выгодоприобретателя). В отношении собственного объекта недвижимости управляющий может совершать любые рискованные операции, но в отношении доверенного ему в управление объекта это недопустимо;

завершение доверительных отношений. Чаще всего это выражается в нарушении доверия. Результатом распада доверительных отношений с управляющим объектом недвижимости является безмотивное прекращение отношений. Юридические нарушения этических норм могут быть доказаны путем соотнесения поведения с деловой практикой, обычаями делового оборота, сложившимися отношениями сторон. Как правило, нарушение доверия сопровождается причинением имущественного или морального вреда. Ущерб, причиненный нарушением этических норм особого доверия (моральный и имущественный) в ходе длительного управления доверенным объектом недвижимости, должен быть возмещен.

Доверительное управление объектом недвижимости — это обязательство, в силу которого собственник передает объект недвижимости при особом доверии к лицу, которое обязуется осуществлять управление этим объектом в интересах учредителя доверительного управления или указанного им лица (выгодоприобретателя) за вознаграждение.

Доверительный управляющий обязан исполнять все свои обязательства по договору лично, так как предоставление ему объекта недвижимости основывается на признании авторитета личности управляющего, его репутации и деловых качеств.

Личный, по общему правилу, характер договора не допускает замену управляющего без

---

<sup>1</sup> Гл. 53 ГК РФ.

<sup>2</sup> Ст. 1012 ГК РФ.

<sup>3</sup> Словарь по этике / под ред. А. А. Гусейнова, И. С. Кона. — М. : 1989, С. 79.



согласия на то собственника-учредителя. Из данного правила имеются три исключения: доверительный управляющий вправе поручить выполнение необходимых действий, связанных с управлением объектом недвижимости, другому лицу, если это допускается договором доверительного управления, либо на то было получено письменное согласие учредителя управления, либо силою обстоятельств доверительный управляющий был принужден совершить в интересах учредителя управления необходимые действия, не имея при этом возможности получить согласие от собственника-учредителя в разумные сроки.

Безусловно, грамотное управление объектом недвижимости сопровождается проведением целого комплекса разнородных мероприятий, связанных с владением, пользованием и распоряжением (в пределах, установленных договором доверительного управления) объектом недвижимости, находящимся в управлении. Решение всех вопросов управления может потребовать привлечения третьих лиц, которые возьмут осуществление части таких мероприятий на себя. Но эти лица будут подотчетны доверительному управляющему на основании договоров, фактически производных от договора доверительного управления. Соответственно функция управления как таковая останется в ведении изначально выбранного доверительного управляющего.

В соответствии с законодательством<sup>1</sup> доверительным управляющим является индивидуальный предприниматель или коммерческая организация (за исключением унитарного предприятия). Доверительный управляющий становится таковым только с момента его государственной регистрации в качестве предпринимателя и при условии договора о доверительном управлении.

Договор доверительного управления подлежит государственной регистрации.<sup>2</sup>

Учитывая реальный характер договора доверительного управления, предусматривающего передачу объекта недвижимости по акту приема-передачи, который подлежит обязательной регистрации, сам договор как таковой регистрации не требует. Он вступает в силу с момента регистрации акта приема-передачи объекта недвижимости.

Доверительный управляющий всегда выступает от своего имени, а не как представитель собственника. Он обязан проинформировать об этом другую сторону сделки, а в письменных документах после имени или наименования доверительного управляющего сделать пометку «ДУ». Если доверительный управляющий не указал, что объект недвижимости, являющийся объектом сделки, ему не принадлежит, ответственность по обязательствам обращается на его имущество. Следовательно, доверительный управляющий имеет статус самостоятельного субъекта предпринимательского права.

Учредителем доверительного управления может быть только собственник объекта недвижимости, но не обладатель производного вещного права. Учредитель и доверительный управляющий должны быть полностью дееспособными лицами.

Доверительный управляющий должен знать все ограничения, которые обременяют право собственности, чтобы знать предмет своих полномочий.

«Под ограничением права собственности понимаются пределы, которые ставятся собственнику в осуществлении того или другого правомочия, входящего в состав его права собственности. Ограничение устанавливается или добровольно по соглашению собственника с другим лицом, или по предписанию закона, ограничивающего собственника независимо от его воли».<sup>3</sup>

Доверительному управляющему переходят все обязанности, связанные с осуществлением права собственности, а не право собственности и обременяющие полномочия владения, пользования и распоряжения, т. е. «бремя содержания имущества».

---

<sup>1</sup> Ст. 1015 ГК.

<sup>2</sup> Федеральный закон № 122-ФЗ от 21.07.1997 г. «О государственной регистрации прав на недвижимое имущество и сделок с ним».

<sup>3</sup> Гамбаров, Ю. С. Гражданское право. Вещное право. / Ю. С. Гамбаров – СПб., 1998. С. 65.

Договор доверительного управления может быть прекращен<sup>13</sup> вследствие отказа от него: выгодоприобретателя (общее правило), доверительного управляющего (в связи с невозможностью лично осуществлять управление), учредителя (по любым причинам при условии выплаты вознаграждения управляющему).

По истечении срока действия договора доверительного управления по согласованию между его учредителем и предпринимателем (управляющим) договор может быть продлен. Собственник объекта недвижимости может принять решение о его реализации и поручить эту операцию доверительному управляющему, который перечисляет вырученные суммы собственнику.

Наиболее интересен третий вариант для доверительного управляющего — выкуп объекта недвижимости самим доверительным управляющим, особенно если в качестве объекта управления выступает предприятие или имущественный комплекс. Выкуп имущества по балансовой стоимости (даже без учета начисленных во время доверительного управления сумм износа) выгоден практически в любом случае, ибо вопросы переоценки имущества, переданного в доверительное управление, точнее внесение изменений в договор и во взаимоотношения сторон договора по результатам переоценки, законодательно не урегулированы.

Ответственность доверительного управляющего наступает в случае, если он не проявил «должной заботливости об интересах выгодоприобретателя или учредителя управления».<sup>2</sup> При этом он должен возместить выгодоприобретателю упущенную выгоду за время доверительного управления имуществом, а учредителю управления — убытки, причиненные утратой или повреждением имущества (с учетом естественного износа), а также упущенную выгоду.

Фактически доверительный управляющий несет ответственность только в том случае, если не докажет, что убытки возникли вследствие непреодолимой силы либо действий выгодоприобретателя или учредителя управления. Во всех остальных случаях долги по обязательствам, возникшим в связи с доверительным управлением имуществом, погашаются за счет этого имущества, и только при его недостаточности взыскание может быть обращено на имущество доверительного управляющего. Кроме того, ГК РФ оговаривает право учредителя управления потребовать от доверительного управляющего возместить убытки в случае превышения последним полномочий, предоставленных ему договором.

Правоотношения между собственником и управляющим прописаны только в ГК РФ, где содержатся лишь общие положения. В результате сохраняется возможность одностороннего отказа от договора учредителем управления и невозможность одностороннего отказа доверительного управляющего. Управляющий не может распоряжаться доверенным имуществом, за исключением случаев, предусмотренных договором.

Доверительный управляющий имеет право на вознаграждение и возмещение расходов, произведенных им при доверительном управлении.<sup>3</sup> Порядок возмещения расходов или выплат вознаграждения ГК РФ не определяет. Доверительным управляющим экономически выгодно работать, когда размер вознаграждения не ниже рентабельности основного производства доверительного управляющего или нормы прибыли, характерной для данного региона или отрасли. При организации учета доходов от управления объектом недвижимости доверительный управляющий обязан разделять прибыль выгодоприобретателя и вознаграждение собственника.

Государственные (муниципальные) объекты недвижимости передаются в доверительное управление частным управляющим компаниям в соответствии с законом субъекта Федера-

---

<sup>1</sup> Ст. 1024 ГК РФ.

<sup>2</sup> Ст. 1022 п. 1 ГК РФ.

<sup>3</sup> Ст. 1023 ГК РФ.

ции — собственника объектов недвижимости.<sup>1</sup> В этом законе: сформулированы цели и задачи доверительного управления, а также система принципов доверительного управления; прописаны порядок и условия передачи объектов недвижимости; сформирован исчерпывающий перечень случаев, предоставление объектов целевым назначением; установлены особенности доверительного управления отдельными видами объектов недвижимости, порядок аккредитации фирм, претендующих на доверительное управление государственными объектами недвижимости, требования к деловой репутации доверительных управляющих; обязательное страхование. Размер и форма вознаграждения доверительного управляющего требуют особой ясности и прозрачности.

Альтернативы доверительному управлению, когда речь идет о зданиях, которые исторически использовались разными организациями под различные цели, нет. Во-первых, только при ДУ реализуется объектный принцип финансирования: здание живет исходя из собственных доходов и не требует дотаций из бюджета. Сам управляющий, как правило, инвестирует в развитие объекта, но никогда не претендует на долю собственности. Это в принципе невозможно по условиям договора. Во-вторых, у здания появляется хозяин. Причем он нужен не только для улучшения условий обитания арендаторов, но и для обеспечения их элементарной безопасности. В-третьих, только профессиональный менеджмент позволяет объекту развиваться не хаотично, а в соответствии с внятной и долгосрочной концепцией.

Доверительный управляющий обязан:

управлять объектом недвижимости в интересах учредителя (выгодоприобретателя), т. е. надлежащим образом осуществлять правомочия владения и пользования имуществом, а в случае, предусмотренном договором, — правомочия распоряжения;

указывать в договорах и иных документах внешнего действия тот факт, что он действует именно в качестве доверительного управляющего;

предоставлять учредителю управления достоверный, грамотный, надлежащим образом оформленный отчет о своей деятельности и пр.;

своевременно предоставлять выгодоприобретателю положенные ему выгоды от управления;

выполнять обязанности, связанные с правомочиями пользования, владения и распоряжения объектом недвижимости (вести законную предпринимательскую деятельность) и с «бременем содержания имущества».

Учредитель управления должен:

предоставлять доверительному управляющему необходимую информацию и документацию;

предупреждать доверительного управляющего о любых обременениях передаваемого объекта недвижимости, в том числе о том, что передаваемый объект обременен залогом;

своевременно отвечать на запросы доверительного управляющего о существе интересов учредителя и выгодоприобретателя, об ограничениях прав собственности учредителя;

своевременно выплачивать доверительному управляющему причитающееся ему вознаграждение;

своевременно принимать от управляющего отчеты.

При проведении конкурсов на право доверительного управления нежилыми зданиями, принадлежащими Санкт-Петербургу, сформировали основной критерий передачи объектов недвижимости частным управляющим компаниям — размер гарантированного дохода бюджета на весь срок ДУ.

При этом отсчет начинается от суммы, которую объект недвижимости приносил в бюджет до конкурса.

Исходя из аксиомы — только профессиональный менеджмент позволит объекту разви-

---

<sup>1</sup> Например, в Санкт-Петербурге действует Закон «О доверительном управлении имуществом Санкт-Петербурга» от 30.05.2004 г. № 334-51.

ваться не хаотично, а в соответствии с внятной и долгосрочной концепцией — требования к управляющим компаниям сформированы достаточно четко: это опыт работы в сфере доверительного управления или эксплуатации недвижимости, отсутствие долгов перед бюджетом.

В Санкт-Петербурге сегодня имеется более 30 компаний, которые подходят под критерии, позволяющие работать с государственными объектами недвижимости.

Выгодоприобретатель не имеет обязанностей по договору доверительного управления, но имеет право на получение выгод от управления объектом недвижимости. Доверительный управляющий может исполнить свое обязательство перед выгодоприобретателем путем внесения долга в депозит.

Доверительное управление предприятием имеет свои особенности. Предприятие является комплексом имущества, включающим имущественные права и обязанности, следующие из коллективного и индивидуальных трудовых договоров. При передаче в доверительное управление предприятия как имущественного комплекса по закону передается только имущество, но неизбежно встает вопрос о судьбе существующего на момент передачи коллектива сотрудников. Этот вопрос должен быть специально оговорен собственником и управляющим, где будут решены все организационные и личные моменты, связанные с управлением персоналом.

Договор доверительного управления имуществом филиала с директором филиала, который наделен трудовой правосубъектностью, но не наделен статусом руководителя юридического лица, действующего без доверенности от имени юридического лица, может быть заключен, но тогда будет нарушен принцип единоначалия администрации — один из самых непреложных в производственной структуре. Заключение гражданско-правового договора с профессиональным доверительным управляющим имуществом филиала устанавливает его самостоятельность и полную имущественную ответственность за все его имущество и по всем долгам.

Если руководитель организации управляет ее имуществом, статус такого руководителя, не являющегося предпринимателем, относится к наемному труду. Доверительный управляющий — это всегда индивидуальный предприниматель,<sup>1</sup> действующий от своего имени; этим он отличается от субъекта трудового права. Разница между статусами директора и доверительного управляющего (самостоятельного субъекта рынка) заключается в том, что доверительное управление имуществом рассматривается с позиций единства и взаимосвязи двух экономических функций — «функции собственности» и «функции эффективного управления капиталом», в то время как директор является представителем собственника, т. е. управление отделено от собственности.

В современных российских условиях работа управляющих не регулируется федеральным законодательством и не подлежит лицензированию, поэтому система управления объектами недвижимости формируется на основании стандартов Национальной ассоциации управляющих недвижимостью РФ (в настоящее время — Межрегиональная ассоциация управляющих недвижимостью) СТО НАУН Б-01—96 и Кодекса профессиональной этики управляющих недвижимостью. Петербургские специалисты из Гильдии управляющих и девелоперов<sup>1</sup> (ГУД) и Региональной общественной организации «Управляющие недвижимостью» (РОУН) разработали проект профстандартов. Он включает определение понятия «управляющий», подробное описание их функций, уровень квалификационных требований. Стандарты были одобрены Российской гильдией риелторов (РГР).

Ключевым элементом этой системы является принцип приоритета привлечения в качестве управляющих недвижимостью юридических лиц, имеющих в штате аттестованных специалистов, а также опыт соответствующей деятельности и высокую деловую репутацию.

---

<sup>1</sup> Действуя в качестве индивидуального предпринимателя без государственной регистрации, доверительный управляющий рискует понести уголовную ответственность в соответствии со ст. 171 УК РФ.

Компании — лидеры на рынке управления недвижимостью развивают новую услугу — мониторинг стоимости активов клиента, находящихся в управление.

Объекты недвижимости, принадлежащие юридическим и физическим лицам, могут быть переданы в доверительное управление (за исключением объектов, принадлежащих унитарным государственным, муниципальным и казенным предприятиям). Единоличный доверительный управляющий объектом недвижимости является индивидуальным предпринимателем.

### 2.3. Аренда объектов недвижимости

Основная особенность рассмотренных выше сделок заключается в том, что объекты недвижимости передаются другой стороне в собственность. Еще Аристотель утверждал, что богатство состоит в пользовании, а не в праве собственности. И эта мысль не потеряла смысла и значения. *Аренда* не предполагает передачу объекта недвижимости в собственность.

Для арендатора важны прежде всего его знания, умения и предприимчивость.

Право сдачи объектов недвижимости в аренду принадлежат собственникам и лицам, установленным законом. Арендодатель (собственник объекта или лицо, уполномоченное на это законом или собственником) обязуется предоставить арендатору объект недвижимости за арендную плату во временное владение и пользование или только во временное пользование.<sup>1</sup>

В аренду могут быть переданы земельные участки<sup>2</sup> (за исключением земель, занятых Федеральной службой безопасности), предприятия как имущественные комплексы, здания, сооружения.

В зависимости от того, предусмотрен ли условиями аренды переход права собственности на здание (сооружение) к арендатору по истечении срока аренды или до его истечения, аренду коммерческой недвижимости подразделяют на текущую или долгосрочную (рис. 2.2).

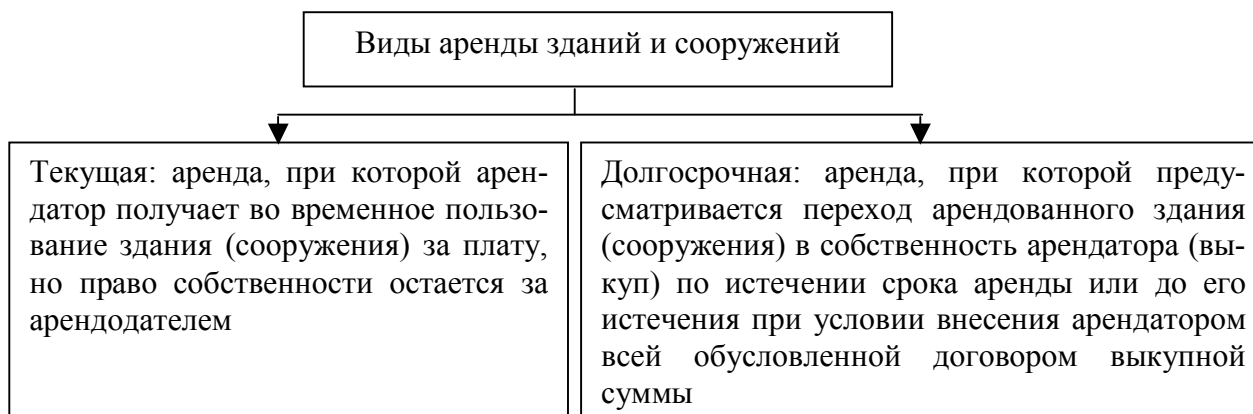


Рис. 2.2 . Аренда объектов коммерческой недвижимости

Договор аренды, не оговоренный сроком, на который он заключен, считается заключенным на неопределенный срок<sup>3</sup>

При заключении договора аренды объектов недвижимости на срок свыше одного года договор подлежит обязательной регистрации в ФСР по месту регистрационного округа.

Регистрация договора аренды объекта недвижимости означает для арендодателя обременение

<sup>1</sup> Ст. 606–650 ГК РФ

<sup>2</sup> Ст. 22 п. 1 ЗК РФ

<sup>3</sup> Ст. 610 п. 2 ГК РФ

нение его прав <sup>1</sup>

Если объект недвижимости передается в собственность другому лицу (т. е. собственник его продает, обменивает, подарит или заключит рентный договор), то арендный договор не изменяется с новым собственником и не расторгается (если этого не желает арендатор).

Когда арендодатель является собственником земельного участка, на котором находится сдаваемое в аренду здание или сооружение, арендатору предоставляется право аренды или предусмотренное договором аренды здания или сооружения иное право на соответствующую часть земельного участка. По договору арендатору одновременно с передачей прав владения и пользования соответствующим тору одновременно с передачей прав владения и пользования соответствующим объектом недвижимости передаются права на ту часть земельного участка, которая занята этим объектом и необходима для его использования.

Аренда здания или сооружения, находящегося на земельном участке, не принадлежащем арендодателю на праве собственности, допускается без согласия собственника участка, если это не противоречит условиям пользования таким участком, установленным законом или договором с собственником участка. Когда земельный участок, на котором находится арендованное здание или сооружение, продается другому лицу, за арендатором этого строения сохраняется право пользования частью земельного участка, занятой зданием или сооружением и необходимой для его использования на условиях, действовавших до продажи земельного участка.

К некоторым договорам аренды применяются дополнительные правила, например к финансовой аренде, а также в отношении государственного имущества, сданного в аренду. На основании распоряжения Госкомимущества РФ от 28 декабря 1995 г. № 1903-р «О страховании имущества, передаваемого в аренду» имущество, находящееся в государственной собственности, в целях обеспечения внебюджетной компенсации ущерба, нанесенного объектам государственной собственности, подлежит обязательному страхованию. Страховые организации, имеющие право участвовать в реализации программы страховой защиты государственного имущества, переданного в аренду, определяются по условиям конкурса.

Сдача в аренду нежилого фонда, находящегося в собственности субъектов РФ и муниципалитетов, осуществляется Комитетом по управлению имуществом.

Решения о сдаче в аренду объектов нежилого фонда принимаются на районных или городской комиссиях по распоряжению объектами недвижимости.

Поскольку нежилое помещение является объектом недвижимости, отличным от здания или сооружения, в котором оно находится, но неразрывно с ним связанным, и в Гражданском кодексе РФ отсутствуют специальные нормы о государственной регистрации договоров аренды нежилых помещений, к таким договорам должны применяться правила ст. 651 п. 2 ГК РФ. Договор аренды нежилых помещений, заключенный на срок не менее одного года, подлежит государственной регистрации и считается заключенным с момента такой регистрации. Договор аренды нежилых помещений, заключенный на срок менее одного года, не подлежит государственной регистрации. <sup>2</sup>

Аренда земельных участков осуществляется в соответствии с Земельным кодексом <sup>3</sup>, который предоставляет арендатору участка право передавать свои права и обязанности по договору аренды третьему лицу (в том числе в залог), вносить их в качестве вклада в уставный капитал хозяйственного товарищества или общества либо паевого взноса в производственный кооператив. <sup>4</sup> ЗК изменил ответственность по договору аренды перед арендодателем: если по Гражданскому кодексу ответственным лицом во всех перечисленных случаях оставался

---

<sup>1</sup> Ст. 26 п. 3 Федерального закона «О государственной регистрации прав на недвижимое имущество и сделок с ним».

<sup>2</sup> Ст. 433 п. 1 ГК РФ.

<sup>3</sup> Ст. 22 п. 2 ЗК РФ, ст. 27 п. 4 ЗК РФ.

<sup>4</sup> Ст. 607 п. 1 и ст. 608 ГК РФ.

прежний арендатор, то согласно Земельному кодексу во всех перечисленных случаях (за исключением передачи арендных прав в залог), ответственность несет новый арендатор.

Арендатор может передать арендованный участок в субаренду без согласия собственника участка при условии его уведомления, если договором аренды земельного участка не предусмотрено иное.<sup>1</sup> Если основной договор аренды запрещает передачу прав по нему без предварительного согласия арендодателя, то в учреждения юстиции по регистрации прав необходимо представить такое согласие для проверки законности сделки.<sup>2</sup>

Во всех перечисленных случаях права по договору аренды передаются третьим лицам в пределах срока основного договора аренды.

Закреплено преимущественное право арендатора на покупку земельного участка, находящегося в государственной или муниципальной собственности, причем порядок продажи таких земельных участков установлен гражданским законодательством для случаев продажи доли в праве общей собственности постороннему лицу.<sup>3</sup> В подобных случаях в учреждения юстиции по регистрации прав на недвижимое имущество и сделок с ним должны быть представлены:

отказ от преимущественного права покупки с нотариально засвидетельствованной подписью арендатора или оформленная в учреждении юстиции по регистрации прав либо нотариально заверенная копия извещения о намерении продать земельный участок, содержащая сведения об условиях, на которых участок будет продан (цена и т. д.);

почтовое уведомление о вручении арендатору извещения о намерении продать земельный участок с указанием даты вручения и подписью лица, получившего уведомление (арендатора).

По истечении срока аренды арендатор, надлежащим образом исполнявший свои обязательства, имеет при прочих равных условиях преимущественное право заключения договора аренды на новый срок.<sup>4</sup> Земельный кодекс изменил правило, описанное в ГК, в пользу арендатора. Арендатор теряет преимущественное право только при расторжении договора аренды участка по соглашению сторон, а также по основаниям, предусмотренным законодательством.<sup>5</sup>

Размер арендной платы определяется договором аренды земельного участка. Порядок определения арендной платы за земельные участки, находящиеся в государственной или муниципальной собственности, устанавливаются Правительством РФ.<sup>6</sup> Размер арендной платы, условия и сроки ее внесения за пользование участками, находящимися в собственности Санкт-Петербурга, устанавливаются органами государственной власти города. В настоящее время в Санкт-Петербурге арендная плата за государственные участки устанавливается на основании соответствующей методики<sup>6</sup> и размер арендной платы является существенным условием договора аренды земельного участка.

Важнейшим условием деятельности на рынке недвижимости является полное и своевременное исполнение договорных обязательств, т. е. совершение сторонами всего комплекса действий, предусмотренных в договоре.

---

<sup>1</sup> Ст. 22 п. 8 ЗК РФ.

<sup>2</sup> Ст. 250 ГК РФ.

<sup>3</sup> Ст. 36 п. 1 ЗК РФ.

<sup>4</sup>

<sup>5</sup> Ст. 619, ст. 620 ГК РФ.

<sup>6</sup> Ст. 46 п. 2 ЗК РФ.

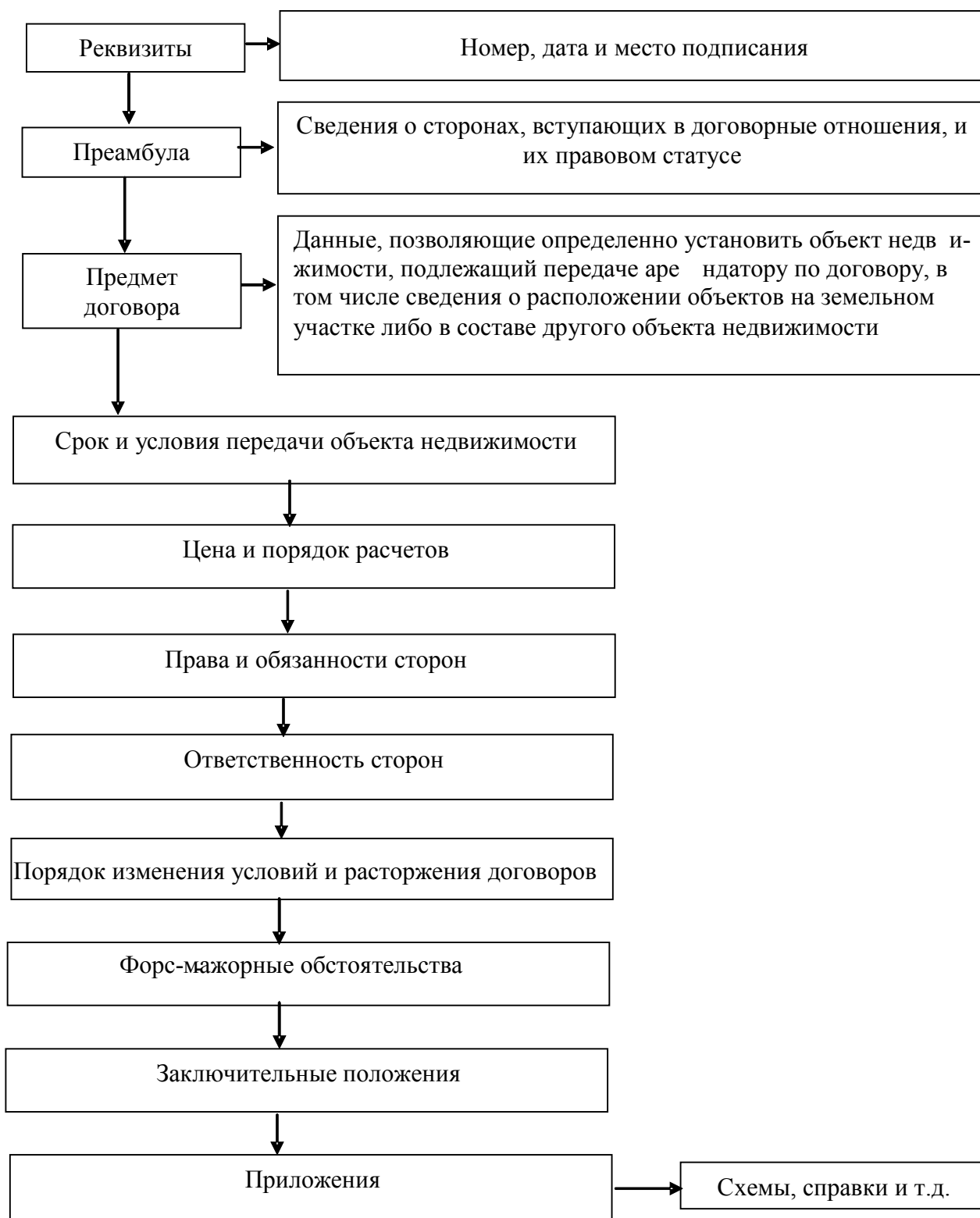


Рис. 2.3 Структура договора аренды

Прием-передача объекта недвижимости обязательно должны быть оформлены приемо-передаточным актом или иным документом, подписанным обеими сторонами. До подписания акта объект недвижимости не считается переданным, а договор исполненным. Уклонение одной из сторон от подписания документа о передаче объекта недвижимости на условиях, предусмотренных договором, рассматривается как отказ арендодателя от исполнения обязанности по передаче объекта недвижимости, а арендатора — от принятия объекта. При прекраще-



нии договора аренды объект недвижимости должен быть возвращен арендодателю.  
Права и обязанности сторон по договору аренды представлены на рис. 2.4.

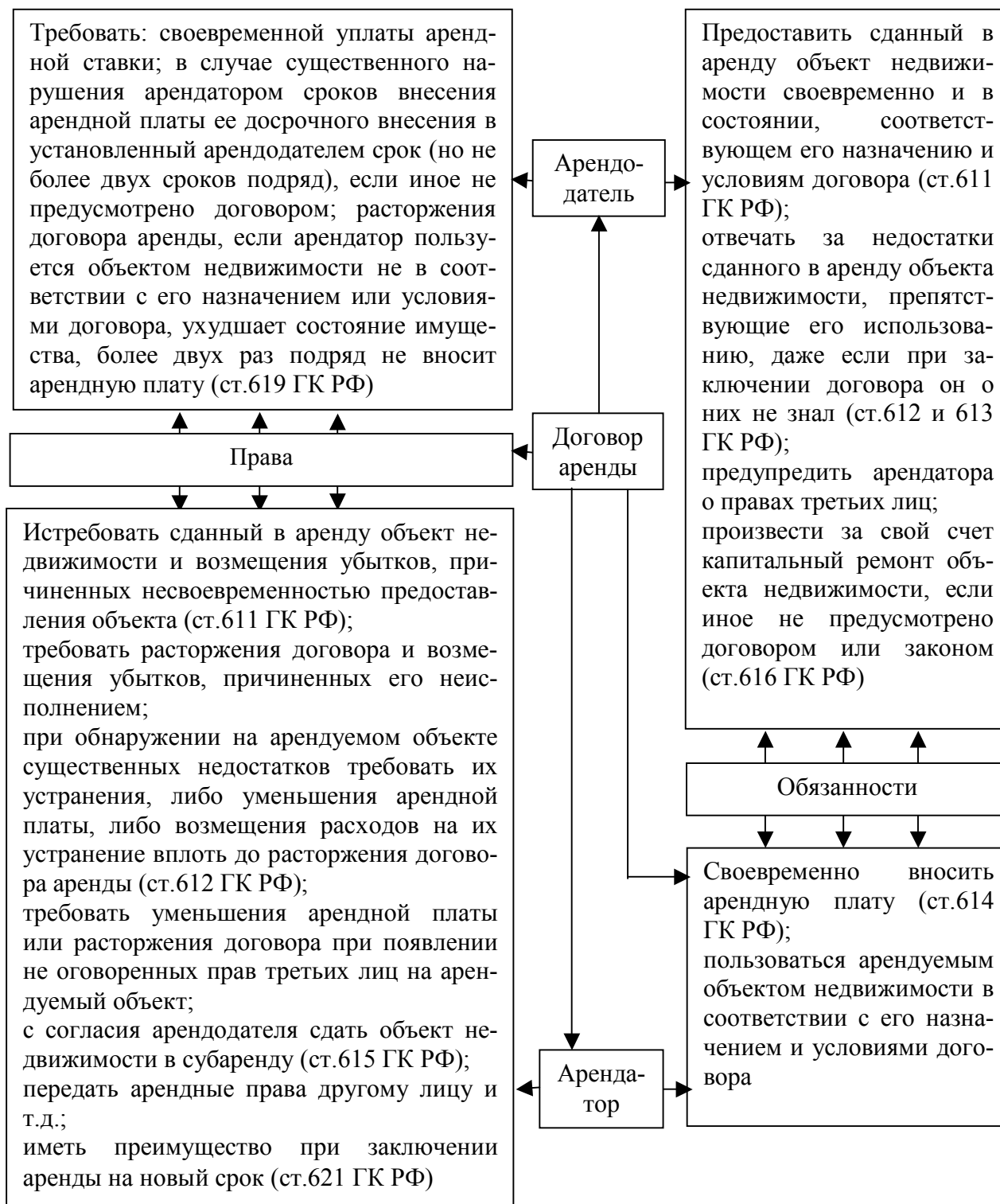


Рис. 2.4. Взаимоотношения арендодателя и арендатора

Предприятие может быть передано собственником в аренду только после завершения расчетов с кредиторами, которые до передачи предприятия должны быть письменно уведомлены арендодателем. Они могут потребовать от арендодателя прекращения или досрочного исполнения обязательств. По долгам, переведенным без согласия кредиторов, арендодатель и

арендатор несут солидарную ответственность.

Во время аренды арендатор обязан поддерживать предприятие в надлежащем техническом состоянии, включая обязательные платежи и налоги, если иное не предусмотрено договором.

Права арендодателя на занятие определенной деятельностью на основании лицензии не переходят на арендатора, если иное не установлено законом или иным правовым актом. Однако это не освобождает арендодателя от соответствующих обязательств перед своими кредиторами. Права и обязанности по отношению к работникам предприятия регулируются правилами реорганизации юридического лица.

В аренду<sup>1</sup> может быть сдано и предприятие как особый объект недвижимости, используемый для осуществления предпринимательской деятельности (рис. 2.5).



Рис. 2.5. Порядок сдачи в аренду предприятия как особого объекта недвижимости

При прекращении договора имущественный комплекс должен быть возвращен арендодателю. Подготовка предприятия к передаче теперь является обязанностью арендатора и осуществляется за его счет, если иное не предусмотрено законом.

#### 2.4 Аренда как метод эффективного управления объекта недвижимости.

В зарубежной и отечественной практике под *управлением недвижимостью* понимают взаимоотношения собственника и нанимаемого им управляющего (менеджера), который действует в интересах собственника и наделяется полномочиями:

собирать арендную плату; выплачивать налоги; сдавать часть помещений в аренду; вести учет и отчитываться перед собственником.

<sup>1</sup> Ст. 656–664 ГК РФ.

Таким образом, сдача в аренду объектов недвижимости становится одним из видов предпринимательской деятельности, с другой стороны, это эффективный способ получения за соответствующую плату необходимых зданий, сооружений, нежилых или жилых помещений и пр. В этом проявляется двойственная экономическая сущность аренды.

Основные принципы сдачи в аренду объектов недвижимости или их частей приведены на рис. 2.6.

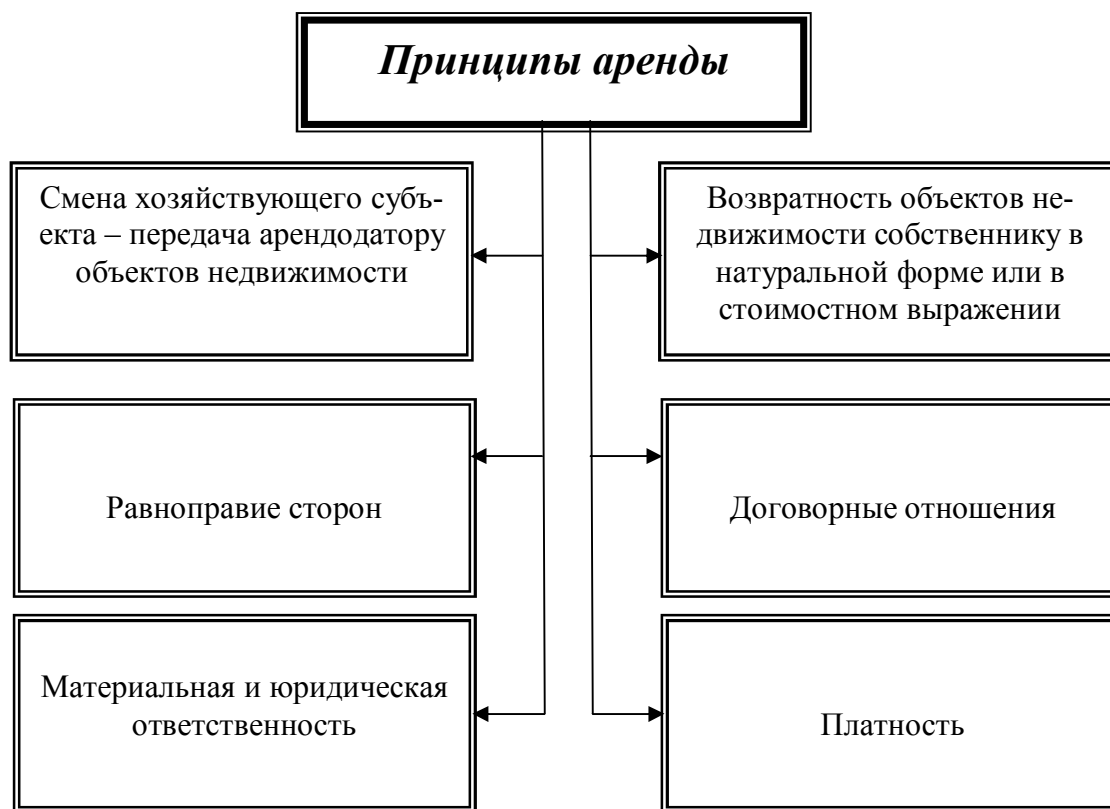


Рис. 2.6. Основные принципы сдачи в аренду объектов недвижимости

Нормативная база по аренде как сфере своеобразных договорных отношений между арендодателем и арендатором достаточно разработана. Однако аренда как вид предпринимательской деятельности в нормативном отношении урегулирована недостаточно. Прежде всего не разрешен основополагающий вопрос для управляющих компаний об отнесении аренды к основному или побочному (дополнительному) виду деятельности.

К основным видам деятельности относят производство продукции, выполнение работ, оказание услуг. Аренда в этот перечень не входит. Ее традиционно квалифицируют как побочную (дополнительную) деятельность, т. е. вне реализационную. Между тем в управляющих компаниях арендные платежи превышают сумму доходов от всех других видов деятельности.

Для правильного списания расходов и начисления налогов необходимо точно отнести управляющую компанию к соответствующей категории учета и определить основной, второстепенный и вспомогательный виды деятельности. Тем более что многие организации в современных условиях независимо от организационно-правовой формы становятся многопрофильными.

Существует несколько критериев отбора основного вида деятельности: по количеству занятых работающих; удельному весу в общем объеме производства продукции (товаров, услуг); удельному весу в общем доходе. Максимальное значение (в процентах) в соответствии с выбранным критерием определяет основной вид деятельности хозяйствующего субъекта.

Второстепенный вид деятельности — это любая другая деятельность, часть которой в со-

ответствии с выбранным критерием отбора меньше части основного вида деятельности. Каждый хозяйствующий субъект может иметь несколько второстепенных видов деятельности.

Вспомогательный вид деятельности — это деятельность, цель которой — способствовать выполнению основного вида деятельности хозяйствующего субъекта.

Таким образом, если управляющая организация наибольшие доходы получает от сдачи в аренду объектов недвижимости, то исходя из критерия «уровень доходности» этот вид деятельности признается основным с соответствующими изменениями как в бухгалтерском учете, так и в налогообложении.

Как вид предпринимательской деятельности аренда нашла отражение в ОКОНХ.

Целью коммерческого управления объектами недвижимости является извлечение прибыли. Для доверительного управляющего управление арендными отношениями может являться ключевым с точки зрения эффективного управления объектом недвижимости. Хорошо продуманный договор аренды и тщательное решение совместных затрат в процессе арендных отношений могут дать экономию от 5 до 10% затрат без нанесения ущерба репутации доверительного управляющего. С точки зрения арендатора, тщательное определение арендных отношений, особенно на гибком рынке, может помочь избежать по меньшей мере 5–10% стоимости среднесрочной аренды. Одним из основных способов достижения этой цели для управляющей компании является сдача в аренду нежилых помещений. Рассмотрим процесс формирования арендной платы от сдаваемых помещений и ее структуру. Особое внимание управляющий объектом недвижимости должен уделять формированию структуры затрат на содержание объекта, ибо их величина влияет на эффективный доход не только прямо, но и косвенно, через привлекательность объекта недвижимости. Величина арендной платы устанавливается в объеме, позволяющем покрыть затраты, связанные с содержанием и эксплуатацией объекта, и получить прибыль.

Лимитную величину арендной платы как правило, формируют три группы затрат:

Первая группа затрат  $K_{нл}$  определяется по фактическому потреблению ресурсов и ставкам за их единицу. В договорах аренды может быть предусмотрено условие, по которому арендатор самостоятельно проводит коммунальные платежи за арендуемое помещение. Реализация этих условий возможна, если в договоре указываются номер счетчика (или расчетный способ определения затрат ресурса) и адресность платежей оплаты стоимости потребляемого ресурса.

$$A_{нл} = K_{нл} + O_{б} + Z_{он}, \quad (2.1)$$

где  $K_{нл}$  — коммунальные платежи;  $O_{б}$  — отчисления в бюджет и внебюджетные фонды;  $Z_{он}$  — затраты управляющего по содержанию объекта недвижимости.

Управляющая компания, как правило, имеет лицензии на торговлю теплом, электроэнергией и услугами связи. Это позволяет арендаторам относить коммунальные расходы на себестоимость продукции, что делает популярными тренажерные залы, солярии и прочие услуги в области фитнеса.

Сдача в аренду нежилых помещений — одно из направлений предпринимательской деятельности для управляющего недвижимостью, который является плательщиком налогов на добавленную стоимость, налогов с владельцев транспортных средств и на приобретение автотранспортных средств.

В соответствии с действующим законодательством объект недвижимости учитывается на балансе управляющей компании, являющейся плательщиком налогов на имущество и землю.

Налоги на нужды образовательных учреждений, отчисления в фонды (пенсионный, занятости, медицинского страхования и социального страхования), налоги на пользователей ав-

тодорог (если по условиям арендного договора предусмотрено оказание арендатору дополнительных услуг), на содержание правоохранительных органов, уборку мусора и территории, прилегающей к арендуемому зданию (помещению), составляют отдельную группу затрат.

Управляющий несет ответственность за охрану окружающей среды и поддержание ее в рамках требований Комитета по охране окружающей среды. Возмещение затрат на эти нужды должно быть предусмотрено арендной платой.

Вторая группа, связанная с отчислением в бюджет и внебюджетные фонды  $O_{\bar{o}}$ , формируется на основании обязательности расчетов с бюджетом. Состав его определяется в соответствии с видом недвижимости:

$$O_{\bar{o}} = O_{\bar{o}}^{\text{з}\bar{o}} + O_{\bar{o}}^{\text{з}}. \quad (2.2)$$

где — отчисления в бюджет по объекту недвижимости (части, переданной в аренду):

$$O_{\bar{o}}^{\text{з}\bar{o}} = O_{\text{кр}}^E + H_{\text{и.м}}, \quad (2.3)$$

где — ежегодные отчисления, формируемые в управляющей компании на оплату капитально-ремонтных работ сданных в аренду помещений:

$$O_{\text{кр}}^E = \Phi_{\text{осн.}}^{\bar{o}} \times H_{\text{а.о.}} \times n_1 \times n_2 \times n_3, \quad (2.4)$$

где — балансовая стоимость арендуемого имущества, являющаяся основой расчета обязательных платежей управляющей компании;  $H_{\text{а.о.}}$  — норма амортизационных отчислений в коэффициентах;  $n_1$  — норма накладных расходов подрядчика, принявшего на себя ведение работ по капитальному ремонту, %;  $n_2$  — планируемая прибыль подрядчика, %;  $n_3$  — налог на добавленную стоимость по работам капитального ремонта сдаваемого в аренду имущества, %;  $H_{\text{и.м}}$  — налог на имущество; — отчисления в бюджет по земельному участку в целом или его части, приходящейся на долю арендуемого объекта недвижимости.

Годовая величина платежа  $H_{\text{и.м}}$  определяется умножением остаточной стоимости имущества, переданного в аренду, на ставку налога на имущество, установленную законодательством.

$$O_{\bar{o}}^{\text{з}} = S_i \times H_{\text{зем.}} + S_i \times H_{\text{уб.}}, \quad (2.5)$$

где  $S_i$  — площадь земельного участка, приходящаяся на арендуемую площадь помещения,  $\text{м}^2$ ;  $H_{\text{зем.}}$  — нормативная ставка за землю по данному участку;  $H_{\text{уб.}}$  — плата за уборку территории по ставкам, установленным для данной территории местными органами власти.

Затраты третьей группы,  $Z_{\text{он}}$ , связанные с расходами управляющей компании на содержание объекта аренды, определяются методом калькулирования и могут включать:

1. Прямые затраты ( $Z$ ) на материалы, на аренду офисного помещения или (при наличии собственного офисного помещения) его амортизацию, на амортизацию оборудования, на заработную плату, отчисления во внебюджетные фонды, коммунальные и транспортные расходы на рекламу и пр.

2. Накладные расходы ( $HP$ ) — стоимость консультационных услуг, услуг аудитора, представительские расходы, расходы на рекламу и пр.

3. Налоги ( $H$ ): на имущество, на содержание жилищного фонда и объектов социально-культурной сферы и пр.

Сумма затрат  $Z_{\text{он}}$  управляющей компании на деятельность, связанную с арендой нежилых помещений, можно рассчитать по формуле

$$Z_{\text{он}} = Z + HP + H \quad (2.6)$$

Договорная арендная плата будет отличаться от ее лимитной величины. Часть этой суммы может формировать страховой фонд сделок по аренде нежилых помещений, а оставшаяся образует ожидаемую прибыль управляющей компании по данному виду деятельности.

При расчете арендной платы используются величины показателей, ставок налогов и иных платежей, устанавливаемых законодательным путем или иным образом, не зависящим от управляющей компании. Это обусловлено необходимостью пересмотра с течением времени лимитной и договорной арендной платы, что должно быть оговорено в договоре аренды.

Дополнительным источником прибыли могут служить услуги, оказываемые арендатором, например создание общественной автомобильной парковки, предоставление услуг связи, современной офисной техники и мебели.

*Потенциальный доход* — суммарная арендная плата, получаемая от сдачи объекта недвижимости в аренду, без учета потерь и расходов.

*Действительный (эффективный) доход* — это потенциальный доход, скорректированный на величину потерь от незанятости помещений, льгот по арендной плате, потерь от недобросовестных арендаторов и пр.

Как показал опыт работы бизнес-центров, экономически выгоднее недобирать потенциальный доход, но зато иметь стопроцентную загрузку. В Санкт-Петербурге действует несколько десятков частных управляющих компаний, в том числе созданных непосредственно на предприятиях для управления собственным имуществом.

Значительную часть в структуре регионального бюджета составляют доходы от системы госсобственности. В Санкт-Петербурге, например, арендаторы нежилого фонда и земли в 2005 г. принесли в бюджет 11,387 млрд руб. (из них 1,23 млрд руб. заработаны на аукционах по продаже прав аренды городских участков, 5,2 млрд руб. — на арене городской недвижимости). Из новшества на рынке аренды намечается отказ от условной единицы и переход на расчеты в рублях.

*Сдача в аренду жилья.* В отличие от рынка продаж жилой недвижимости рынок аренды более динамичен и чутко реагирует на изменение платежеспособного спроса. Спрос и цены формируются под влиянием уровня доходов и притока мигрантов из других регионов, а также туристов.

Говоря об аренде жилья как о бизнесе, мы имеем в виду желание владельца получить максимально возможную прибыль, а не приобретение жилья специально для последующей сдачи внаем. Купить, чтобы сдавать в аренду, имеет смысл при наличии «длинных денег» и умении решать массу проблем. Получение максимального дохода связано с титаническими усилиями по обеспечению высокой заполняемости помещений. Развития аренды за счет «доходных домов» России вряд ли следует ожидать.

Как рынок жилья рынок аренды жилой недвижимости имеет свои сегменты: краткосрочной и долгосрочной (год и более). Но существуют и «полярные разновидности» арендных отношений. Это посуточная аренда, предполагающая максимальное участие владельцев в процессе и перепоручение всех забот профессионалам — доверительное управление.

*Рассмотрим составляющие арендой ставки на жилые помещения.* Постоянный фактор, влияющий на арендную ставку — стоимость жилья на вторичном рынке и тарифы на коммунальные услуги. Понятно, что их рост неминуемо ведет к повышению платы за аренду.

Безусловно, главным в аренде является местоположение, но есть и другие, не менее важные составляющие, от которых напрямую зависит стоимость временного жилья эконом-класса.

Не каждый среднестатистический гражданин может себе позволить снять квартиру в престижном месте. Многие снимают жилье в спальных районах, где одним из главных условий является близость метро. Если от дома до подземки квартиросъемщик может пройти за 10–15 минут, то арендная ставка увеличивается на 800–1400 руб. в месяц. Наличие домофона или кодового замка на входе в подъезд, а также металлическая дверь в квартиру увеличивают арендную ставку еще на 800–1400 руб.

Минимальная меблировка жилплощади — кровать, стол, стулья, холодильник — добавляют еще 800–1400 руб. В отдаленном районе не стоит обставлять квартиру дорогой мебелью и техникой, это не принесет большой прибыли. Да и имущество может быть испорчено арендатором.

Простенький ремонт (поклейка новых обоев, побелка потолков) также играет существенную роль в ценообразовании, он сможет увеличить арендную ставку на 1400–2000 руб. Наличие в квартире телефона позволяет добавить еще 800–1400 руб. В плюс также пойдут застекленный балкон, выходящие во двор окна, охраняемая автостоянка и развитая инфраструктура микрорайона.

Наличие нескольких «повышающих» арендную ставку параметров не обязательно означает их арифметическую сумму. Всегда есть некоторый ценовой предел, до которого потенциальный наниматель готов рассматривать предложения.

Не лучшим образом на арендной ставке скажется все то, что может причинить квартиранту беспокойство и неудобство. Это плохое транспортное сообщение, интенсивное движение на проезжей части под окнами, первый или последний этаж, запущенное состояние парадной, долгое отсутствие ремонта, ветхая мебель, беспокойные соседи и пр. Квартиры, сдаваемые на небольшой период или с предоплатой за несколько месяцев, существенно дешевле, чем аналогичное жилье без подобных авансов и на длительный срок.

Один из главных параметров — это район. В табл. 2.2 приведены цены аренды жилья по районам Санкт-Петербурга.

Дефицит доступных недорогих гостиничных мест позволяет владельцем жилых помещений сдавать их в аренду посуточно (т. е. в краткосрочный наем на 5–7 дней). Цены на посуточную аренду в Санкт-Петербурге приведены в табл. 2.3.

Заполняемость посуточного объекта, как утверждают специалисты, 65–70%, при постоянной готовности арендодателя в любое время показать квартиру и не упустить заинтересованного арендатора.

Таблица 2.2

Фактические цены на аренду жилья в Санкт-Петербурге и Ленинградской области (по данным на сентябрь 2005 г.)

Район	Комнаты		1-комн. кв.		2-комн. кв.		3-комн. кв.	
	Мин.	Сред.	Мин.	Сред.	Мин.	Сред.	Мин.	Сред.
	Цена, руб./мес.		Цена, \$/мес.		Цена, \$/мес.		Цена, \$/мес.	
Адмиралтейский	4000	6000	300	450	400	550	450	700
Василеостровский	4000	7000	300	400	400	600	500	800
Выборгский	3500	5000	250	320	320	380	400	500
Калининский	3500	4500	230	280	320	380	360	450
Кировский	3500	4500	250	280	300	350	360	440
Красногвардейский	3500	4500	250	280	320	380	360	450
Красносельский	3500	4500	250	270	300	350	320	380
Московский	4000	5000	270	400	350	450	400	550
Невский	3500	4500	250	280	300	380	380	480
Петроградский	4000	6000	300	430	380	500	450	650
Приморский	4000	5000	300	400	350	450	450	620
Фрунзенский	3500	4500	250	320	320	380	380	450
Центральный	4000	6000	300	500	400	650	450	800
Пригород	2500	3500	180	260	230	280	250	320
Область	2000	3500	150	220	200	260	220	280

Цена на посуточную аренду в г. Санкт-Петербурге<sup>1</sup>

Районы	Комнаты	1-комн. кв.	2-комн. кв.	3-комн. кв.
Спальные	От 270 руб.	От \$25	От \$35	От \$50
Центральные	От 400 руб.	От \$30	От \$45	От \$60
Элитное жилье		От \$45	От \$60	От \$120

Необходимо подчеркнуть, что при любом виде аренды жилых помещений необходимо обязательное заключение договора. Договор аренды между собственником жилья и арендатором (нанимателем) оформляется в простой письменной форме и не требует нотариального удостоверения, но по желанию стороны могут это сделать. Неотъемлемой частью договора аренды жилья, как и в случае сдачи коммерческой недвижимости, являются акт сдачи-приемки, а также опись нахождения имущества, расписки в расчетах между сторонами, протокол, подтверждающий присутствие свидетеля сделки, письменное согласие всех проживающих и др. Основные пункты договора типовые: дата заключения договора; срок действия договора; паспортные данные обеих сторон (реквизиты юридических лиц); цена найма; порядок оплаты по договору (сроки, пени в случае просрочки платежа); штрафные санкции в случае нарушения условий договора; условия расторжения договора; величина залоговой суммы и способы ее использования; согласие всех проживающих на территории объекта найма лиц (всех жильцов коммунальной квартиры, всех зарегистрированных в отдельной квартире).

Договор составляется и подписывается в двух экземплярах, если при сделке присутствует представитель агентства недвижимости, то копия его направляется в агентство.

После подписания договора найма комнаты к нанимателю переходит право не только проживания в комнате, но и эксплуатации мест общего пользования.

Как было сказано выше, собственник квартиры может передать ее в управление риелторской фирме. В этом случае агентство примет на себя все хлопоты по подбору арендаторов, поддержанию в квартире порядка, взиманию платы. Безусловно, доход будет уменьшен на оплату за доверительное управление. В этом случае страхование квартир обязательно.

<sup>1</sup> По данным Городской справочной по недвижимости «Квартирный вопрос» в Санкт-Петербурге.



## РАЗДЕЛ 2

### РАЗВИТИЕ ИМУЩЕСТВЕННЫХ КОМПЛЕКСОВ

#### Глава 3. ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ ОБЪЕКТОВ ИМУЩЕСТВЕННОГО КОМПЛЕКСА

##### 3.1. Анализ текущего состояния имущественного комплекса

В нашей монографии мы рассматриваем конкретный пример функционирования газотранспортной системы с целью обоснования необходимости реконструкции объектов недвижимости данного имущественного комплекса. Имущественный комплекс по транспортировке газа, принадлежащий ООО «Тюментрансгаз» состоит из магистрального газопровода общей протяженностью 26370 км, в том числе газопроводы-отводы – 279 км, и является самым крупным среди других газотранспортных имущественных комплексов в России. В основном имущественный комплекс по транспортировке газа состоит из газопроводов диаметром 1420, 1220 и 1020 мм на рабочее давление 75 и 55 кгс/см<sup>2</sup>. Основные технические характеристики газопроводов приведены в приложении А.

Исследования показали, что магистральные газопроводы системы Уренгой-Надым-Перегибное-Приполярная, Пунга-Н.Тура являются наиболее старыми из всех магистральных газопроводов имущественного комплекса по транспортировке газа ООО «Тюментрансгаз».

Большая часть магистральных газопроводов эксплуатируется в сложных природных и климатических условиях. Более 60 % проходят по участкам многолетнемерзлых грунтов и болот, а 2700 километров – в условиях Крайнего Севера. Магистральные газопроводы пересекают такие крупные реки как Обь, Надым, Ныда, Сорум и др. В эксплуатации находятся 245 ниток подводных переходов общей протяженностью 1191,23 км, в т.ч. 110,92 км подводной части и 980 переходов через малые реки и ручьи.

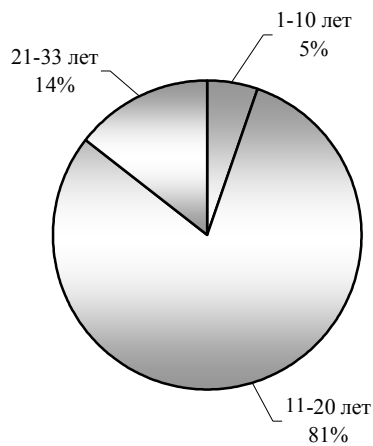
Мы выяснили, что свыше 3 % магистральных газопроводов имущественного комплекса ООО «Тюментрансгаз» находятся в эксплуатации более 33 лет, 25 % – более 21 года, 67 % – от 10 до 20 лет, и только 5 % – менее 10 лет.

Более 85 % газопроводов имеют ленточное изоляционное покрытие, срок службы которого, как правило, не превышает 10 лет.

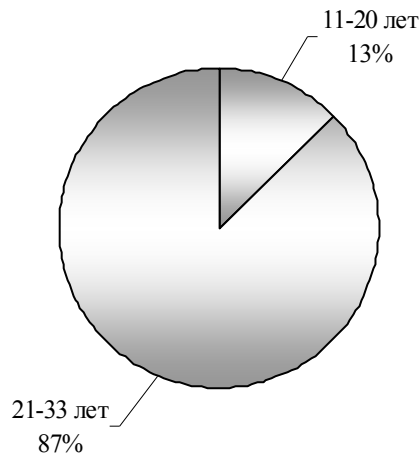
На рисунке 3.1 и в таблице 3.1 приведено распределение магистральных газопроводов по возрастной структуре.

Анализ состояния магистральных газопроводов показывает, что более 87 % газопроводов диаметром 1220 мм эксплуатируется более 20 лет, 62 % диаметром 1020 мм – свыше 33 лет. В результате старения происходит локальное отслаивание ленточного изоляционного покрытия и активизируются процессы подпленочной коррозии. Об этом свидетельствуют и выявленные нами многочисленные коррозионные дефекты.

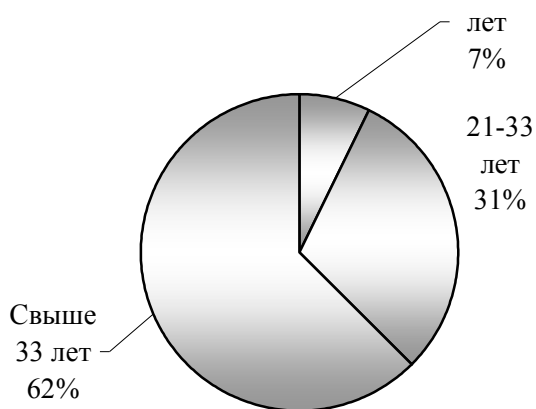
Анализ технического состояния линейной части магистрального газопровода показывает, что в настоящее время имеется значительное количество участков, состояние которых не соответствует проектному и не отвечает современным требованиям по надежности и безопасности эксплуатации.



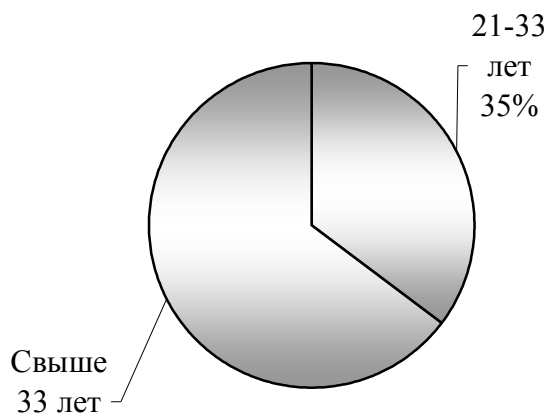
Возраст трубопроводов диаметром 1420мм



Возраст трубопроводов диаметром 1220мм



Возраст трубопроводов диаметром 1020мм



Возраст трубопроводов диаметром 720 мм

**Рис. 3.1.** Возрастная структура магистральных газопроводов в ООО «Тюментрансгаз»

*Таблица 3.1.*

Возрастная структура и диаметр магистральных газопроводов ООО «Тюментрансгаз», 2004 год

Возраст трубопровода	Диаметр трубопровода с указанием протяженности (км)						
	1420 мм	1220 мм	1020 мм	720 мм	530 мм	Прочие	Всего
Менее 1 года	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1-10 лет	1126,43	0,00	0,00	0,00	0,00	39,89	1166,32
11-20 лет	17093,11	440,90	92,40	0,00	4,85	114,35	17745,61
21-33 лет	3085,90	2997,20	397,81	12,70	0,00	82,78	6576,39
Свыше 33 лет	0,00	0,00	812,70	23,30	10,77	26,79	873,56
Всего	21305,44	3438,10	1302,91	36,00	15,62	263,81	26361,88

Анализ показывает, что по возрастной структуре трубопроводы возраста 1-10 лет составляют 4,4 %, 11-20 лет – 67,3 %, 21-33 – 25 %, а свыше 33 лет – 3,3 %. По диаметру трубопроводов свыше 33 лет наибольшая протяженность приходится на трубопроводы диаметром 1020 мм и составляет 812,7 км или 62,4 % от общей протяженности трубопроводов этого диаметра. А вот новых трубопроводов, срок эксплуатации которых менее одного года, в имущественном комплексе не имеется.

В Приложении В приведены данные по участкам со сниженным рабочим давлением. Проведенный нами детальный анализ технического состояния всех линий газопроводов имущественного комплекса ООО «Тюментрансгаз» позволил сгруппировать их определенным образом. В таблице 3.2 представлена суммарная протяженность участков с неудовлетворительным техническим состоянием на 2004 год. Наибольшую обеспокоенность вызывают дефектные участки 670 км и подводные участки в неисправном состоянии – 353,5 км.

Таблица 3.2

Протяженность участков с неудовлетворительным техническим состоянием

Наименование объектов	Протяженность, км
Участки со сниженным проектным давлением	2932,9
Дефектные участки (всплытие, оголение)	670
Подводные переходы в предельном состоянии	87,0
Подводные переходы в неисправном состоянии	353,5

Данная ситуация по техническому состоянию линейной части магистральных газопроводов вызвана, на наш взгляд, следующими причинами:

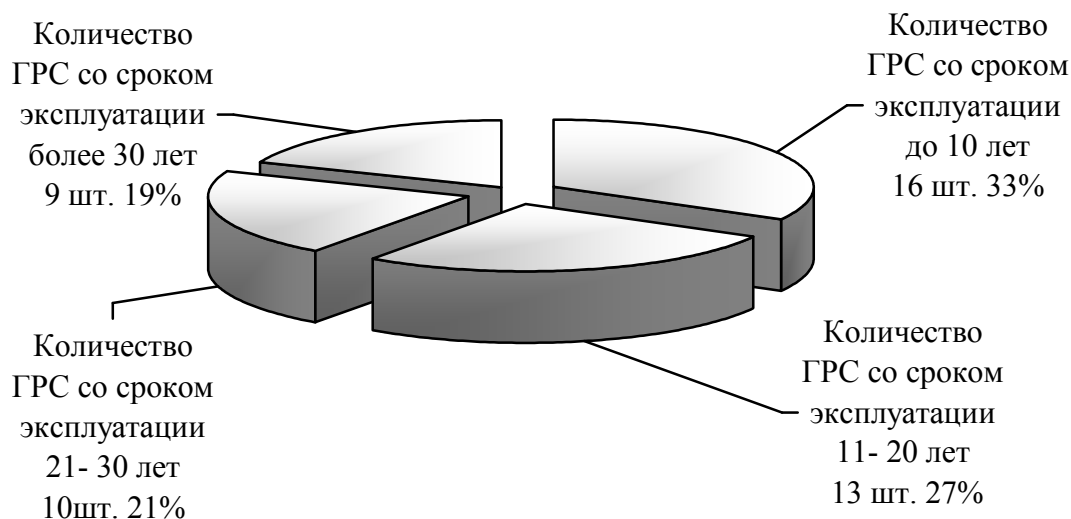
- значительным сроком службы эксплуатируемых магистральных газопроводов;
- изначально низким качеством строительства газопроводов, наличием отклонений от проекта, отсутствием приборного контроля за состоянием строительства;
- применением пленочной полимерной изоляции со сроком службы, по опыту эксплуатации, 5-7 лет;
- отсутствием запроектированных узлов пуска, приема очистных устройств на газопроводе и наличием неравнопроходной арматуры;
- недофинансированием или несвоевременным финансированием ремонтных работ и работ по реконструкции линейной части магистральных газопроводов.

Обязательным объектом дополнения к газопроводу является наличие на нем таких объектов, как газораспределительные системы. В имущественном комплексе газотранспортной системы в ООО «Тюментрансгаз» в эксплуатации находятся 48 газораспределительных систем. Принятый срок использования оборудования таких систем колеблется от 20 до 25 лет.

Возрастная структура всех газораспределительных систем, эксплуатируемых ООО «Тюментрансгаз», приведена на диаграмме рисунке 3.2.

Исследование показывает, что к 2004 году 19 газораспределительных систем или 39,6 % от общего количества выработали свой ресурс, а 9, (то есть 18,8 %) эксплуатируются более 30 лет. Требуют реконструкции газораспределительные системы, снабжающие газом города с большим количеством населения и ответственными промышленными объектами, такие как Нижняя Тура, Качканар, Серов, Кушва и др.

При реконструкции объектов имущественного комплекса по транспорту газа ООО «Тюментрансгаз» нами предложено предусмотреть вывод ряда газопроводов из эксплуатации и демонтаж компрессорных цехов, находящихся на выводимых из эксплуатации газопроводах, реконструкцию компрессорных станций и объектов инженерного обеспечения и др., что повлечет за собой изменение численности персонала организации, эксплуатирующей имущественный комплекс по транспортировке газа.



**Рис. 3.2.** – Возрастная структура газораспределительных систем ООО «Тюментрансгаз»

Техническое состояние компрессорных станций как объектов имущественного комплекса в первую очередь определяется состоянием технологического оборудования: газоперекачивающих агрегатов, оборудования «высокой стороны» (пылеуловители, АВО, газовая обвязка), топливной, пусковой импульсной систем и системы маслоснабжения. Не менее важно техническое состояние вспомогательных систем компрессорных станций: электроснабжения, автоматизированных систем управления и автоматики, тепло- и водоснабжения, электрохимзащиты, пожаротушения. Все эти составляющие эффективного функционирования магистральных газопроводов учтены нами в дальнейшем при разработке концепции реконструкции объектов имущественного комплекса по транспортировке газа.

Техническое состояние газоперекачивающих агрегатов характеризуют различные факторы, среди которых нами выделены в порядке уменьшения степени влияния следующие: степень выработки назначенного ресурса, располагаемая мощность, показатели надежности, соответствие экологическим требованиям, соответствие технических показателей современному уровню развития науки и техники.

По состоянию на 1 января 2004 года в имущественном комплексе ООО «Тюментрансгаз» находится в эксплуатации 209 компрессорных цехов. Абсолютное большинство компрессорных станций проработали от 10 до 20 лет, а 3,4 % цехов даже превысили нормативный срок амортизации газопроводов – 33 года.

На компрессорных станциях установлено 22 различных типа газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом. Основными типами агрегатов являются стационарные ГТК-10-4 – 28,2 % и ГТ-6-75 – 7,9 %, газоперекачивающий агрегат с авиационным приводом ГПА-Ц-16 – 32,5 % и с судовым ГПУ-10 – 8,0 %. Всего в имущественном комплексе эксплуатируется более 1100 газоперекачивающих агрегатов суммарной мощностью более 14800 МВт.

Исследование показало, что 90 % газоперекачивающих агрегатов были введены в эксплуатацию в 1970-1990-х годах, что обуславливает отставание их по многим параметрам от современных агрегатов. Проведенные нами расчеты показали, что:

коэффициент полезного действия составляет от 23 до 29 % против 32-37 % у современных газоперекачивающих агрегатов;

политропический коэффициент полезного действия 80-84 % против 85-86 % у современных;

системы управления агрегатами оснащены устаревшей элементной базой, не обеспечивающей современный уровень автоматизации и управления технологическим процессом;

повышены безвозвратные потери смазочных масел;  
повышены выбросы NO<sub>2</sub> и СО в атмосферу.

Старение парка газоперекачивающих агрегатов приводит к снижению располагаемой мощности газотурбинных установок: располагаемая мощность наиболее массовых типов агрегатов составляет в среднем 80 % от номинальной мощности. В имущественном комплексе ООО «Тюментрансгаз» 100 % ГТ 6-750, 51 % ГТК-10-4, 22 % ГПА-Ц-16, и 6 % ГПУ-10 выработали назначенный ресурс эксплуатации.

Сущность используемой нами методики при оценке объектов имущественного комплекса по транспортировке газа в ООО «Тюментрансгаз» заключается в том, что основным критерием при оценке технического состояния таких объектов имущественного комплекса, как компрессорные станции и назначении сроков их реконструкции служит выработка газоперекачивающими агрегатами назначенного ресурса до их списания (для большинства типов агрегатов составляет 100 тыс.ч.). Однако изучение опыта эксплуатации имущественного комплекса ООО «Тюментрансгаз» позволило нам дифференцированно подойти к определению сроков реконструкции компрессорных станций в зависимости от типа агрегата.

В целях повышения эффективности эксплуатации компрессорных станций нами предложено определять прогнозные наработки газоперекачивающих агрегатов по следующей формуле:

$$T_{\text{пр}} = (T_{\text{сущ}} + 8760) \times \frac{N_{\text{раб}}}{N_{\text{общ}}} \times N_{\text{лет}} \quad (3.1)$$

где  $T_{\text{пр}}$  – прогнозная наработка, тыс.ч;  $T_{\text{сущ}}$  – наработка газоперекачивающего агрегата на 01.06.03, тыс.ч; 8760 – число часов в году;  $N_{\text{раб}}$  – число рабочих газоперекачивающих агрегатов в компрессорном цехе;  $N_{\text{общ}}$  – общее число газоперекачивающих агрегатов в компрессорном цехе;  $N_{\text{лет}}$  – количество лет в прогнозируемом периоде.

В связи с большим сроком службы, а также снижением загрузки газопроводов на рабочее давление 5,4 МПа на участке Пунга-Н.Тура ряд компрессорных станций выведен из эксплуатации и демонтирован: на газопроводе Игрим-Серов – Пелымская, Ивдельская, Краснотурьинская, Нижнетурьинская; на газопроводе СРТО-Урал II н. – Пелымская; и на трассе Пунга-Н.Тура III н. – Краснотурьинская.

Компрессорные станции оснащены в основном газотурбинными газоперекачивающими агрегатами промышленного типа ГТК-10-4. На компрессорных станциях Надымская и Сорумская магистрали Надым-Пунга III н. установлены импортные агрегаты промышленного типа ГТК-25И. Компрессорные станции газопровода Надым-Пунга I,II н., Игрим-Серов, СРТО-Урал II н., Пунга-Вуктыл-Ухта I н., Пунга-Н.Тура III н. оснащены, на наш взгляд, морально и физически устаревшими агрегатами типа ГТ-6-750 и ГТ-750-6.

Нами установлено, что по состоянию на 1 января 2004 года все агрегаты на компрессорных станциях газопроводов на 5,4 МПа выработали свой ресурс эксплуатации, а практически на всех компрессорных станциях систем газопроводов на 7,4 МПа наработка агрегатов ГТК-10-4 превышает научно-обоснованную норму в 100 тыс. часов.

Проведенный нами анализ текущих наработок газоперекачивающих агрегатов демонстрирует, что средняя наработка агрегатов, за исключением агрегатов по газопроводу Ямбург-Поволжье и СРТО-Урал, составляет 50-90 тыс. часов. Наши прогнозные расчеты показывают, что к концу 2005 г. наработки газоперекачивающих агрегатов в ряде цехов превысят установленный ресурс 100 тыс.ч., а к 2010 году большинство агрегатов выработают свой ресурс.

В настоящее время на ряде компрессорных станций проведена или проводится реконструкция, на компрессорных станциях Ныдинская, Верхнеказымская, Таежная завершается модернизация газоперекачивающих агрегатов Ц-16. На компрессорной станции Пуровская га-

зопровода Уренгой-Центр I н. проведена модернизация агрегата ГПУ-10 с заменой двигателя.

*Техническое состояние и основные технические решения по реконструкции и техническому перевооружению систем телемеханизации целесообразно рассматривать в рамках всего имущественного комплекса газотранспортной системы ООО «Тюментрансгаз» в границах соответствующих линейно-производственных управлений магистральными газопроводами, включая системы Уренгой-Надым-Перегибное-Приполярная, Уренгой-Ужгород, Ямбург-Центр<sup>1</sup>.*

Телемеханизация магистральных газопроводов в пределах пунктов управления выполняется на современных программных комплексах на базе научно исследовательского института информационных систем г. Н.Новгород. Их системы обладают высокими техническими и надежностными характеристиками, достаточным быстродействием и возможностью адаптации при изменении или расширении крановых площадок. Однако исследование показывает, что не все участки трасс магистральных газопроводов, а также не все вдольтрассовые сооружения охвачены системой телемеханизации.

Для ООО «Тюментрансгаз» требуется дополнительная разработка, поставка и монтаж программно-технических средств для пунктов управления, не охваченных системами телемеханики, а также расширение действующих средств телемеханики для охвата вдольтрассовых сооружений как действующих магистральных газопроводов, так и реконструируемых объектов.

На данный момент в имущественном комплексе ООО «Тюментрансгаз» телемеханизировано 4568 км газопроводов и 1265 кранов в Краснотурьинском, Перегибненском, Надымском, Правохеттинском, Пангодинском ЛПУ МГ, что составляет около 17 % от общей протяженности газопроводов. Всего в эксплуатации находится 5 пунктов управления, 33 контролируемых пункта и 6 ретрансляторов. На 90 % выполнены строительные работы, и в настоящее время ведутся пусконаладочные работы по телемеханизации Уральского, Сосьвинского пунктов управления магистральных газопроводов.

Сейчас принята к внедрению разработанная нами «Целевая комплексная программа по реконструкции средств телемеханизации объектов имущественного комплекса ООО «Тюментрансгаз»».

Исследование показало, что в организации требуется отремонтировать защитные покрытия на 1770,7 километрах газопроводов. В корпорации отсутствует дистанционный контроль и управление режимами работы катодных станций. Большинство установок катодной и дренажной защиты морально устарели и выработали свой ресурс. Более 30 % анодных заземлителей превысили проектный срок службы.

Автономные источники тока, используемые в качестве станций катодной защиты, в Комсомольском и Перегибненском линейно-производственных управлениях выработали свой моторесурс, поэтому необходимы замена их сетевыми катодными станциями и строительство на этих участках вдольтрассовой ЛЭП -10 кВ.

Системы электроснабжения вдольтрассовых потребителей в большинстве вводились в эксплуатацию одновременно со строительством магистральных газопроводов в 1970-1980 годы, в связи с чем часть перечисленного оборудования имеет значительный физический износ и морально устарело, а это снижает надежность работы систем электроснабжения. В первую очередь, это относится к электрооборудованию систем магистральных газопроводов Медвежье-Надым, Уренгой-Надым, Надым-Пунга-Нижняя Тура, Уренгой-Петровск-Новопсков.

Снижение надежности электроснабжения отрицательно сказывается на работе средств электрохимзащиты магистральных газопроводов, оборудования контролируемых пунктов телемеханики, объектов связи и др.

Внешнее электроснабжение объектов имущественного комплекса ООО «Тюментрансгаз»

---

<sup>1</sup> Грабовский, П. Г. Экономика и управление недвижимостью / П. Г. Грабовский ; под ред. П. Г. Грабовского. – Смоленск : Смоллин Плюс, 1999. – М : АСВ, 1999

осуществляется от электрических сетей двух энергосистем – ОАО «Тюменьэнерго» и ОАО «Свердловэнерго». Проведенный нами анализ работы энергосистем показывает, что в последние годы наблюдается снижение их надежности, т.е. увеличивается количество аварийных и плановых отключений. Среднегодовой простой высоковольтных линий и подстанций в ремонте составляет 19400 часов, в т.ч. более 100 часов – в аварийном. Количество аварийных отключений за 4 года возросло с 25 до 35 в год, а удельный вес аварийных отключений газоперекачивающих агрегатов по причине исчезновения напряжения от внешних сетей вырос с 28 % до 56 %, т.е. в 2 раза.

По состоянию на 1 января 2004г. в корпорации эксплуатируются электростанции собственных нужд с общим количеством агрегатов 162 шт., большинство из которых также вырабатывали нормативный ресурс, физически и морально изношены и требуют замены. Это, в первую очередь, относится к ячейкам 6(10) кВ закрытых устройств (ЗРУ), комплектным трансформаторным подстанциям, аварийным дизельным электростанциям, электрощитовым устройствам, аккумуляторным батареям, кабельной продукции.

В настоящее время в имущественном комплексе ООО «Тюментрансгаз» эксплуатируется более 1800 систем агрегатной и цеховой автоматики, из которых к современным следует отнести 89 систем типа «Borsig GHN», «Mark-V» и «Suvimak» импортного производства, и 24 агрегатные и цеховые микропроцессорные системы серии «МСКУ» разработки и поставки фирмы «Compressor Controls Corporation», ЗАО «Система-Газ» и ЗАО «НПФ «Система-Сервис»».

Большая часть остальных систем автоматизации были разработаны в 60-70 годах прошлого столетия с использованием релейной или релейно-транзисторной элементной базы, сигнальных ламп накаливания, перьевых самопишущих приборов и другого оборудования, которое к настоящему моменту устарело не только физически, но и морально, объекты вырабатывали свой ресурс на 100 %.

Изначально значительное количество компрессорных цехов были оснащены оборудованием и системами, в которых антипомпажная защита и регулирование не были реализованы, однако в соответствии с программой ОАО «Газпром» оснащения компрессорных станций системами антипомпажной защиты и регулирования в ООО «Тюментрансгаз» за период с 1995 по 2002годы были запланированы к поставке 867 таких систем, из которых в монтаже и наладке в настоящее время находится 131 система. При этом в течение 2003 г. введено в строй 221 комплекта.

Выработка ресурса основных типов находящихся в эксплуатации систем автоматизированного управления газоперекачивающими агрегатами показана в таблице 3.3. Анализ таблицы показывает, что в имущественном комплексе ООО «Тюментрансгаз» 9 типов автоматизированных систем имеют 100 % выработку ресурса, что в процентном отношении к общему итогу составляет 39 %, еще 5 типов систем (24,5 %) имеют выработку более 50 процентов.

Диспетчерские пункты компрессорных станций оснащены программно-техническими комплексами НИИИС-АЕГ (11КС), комплексами поставки НИИИС (г. Н. Новгород) и комплексами «Инфо-КС» (г. Киев), которые по техническим характеристикам не соответствуют современному уровню автоматизации компрессорных станций, т. к. выработали свой ресурс, физически и морально устарели, не поддаются обновлению в связи со снятием с производства устаревшей элементной базы.

На данный момент в эксплуатации в акционерном обществе «Тюментрансгаз» находятся следующие газоизмерительные станции и узлы замера расхода газа:

32 газоизмерительные станции магистральных газопроводов с общим числом измерительных трубопроводов -169;

41 газоизмерительная станция в составе газораспределительных станций для внешних потребителей;

235 замерных узлов на газе собственных нужд компрессорных станций;

20 замерных узлов на подаче газа на жилые поселки.

Выработка ресурса основных типов находящихся в эксплуатации систем автоматизированного управления газоперекачивающими агрегатами

Тип системы автоматизированного управления газоперекачивающим агрегатом	Кол-во	Год ввода первой системы	Год ввода последней системы	Выработка ресурса в % первой	Выработка ресурса в % последней	Средний % выработки ресурса
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.
Borsig GHH	9	1999	1999	40	40	40
Mark-V	6	1999	1999	40	40	40
Speedtronic	62	1976	1986	100	100	100
Suvmac	12	1999	2001	30	10	20
A-705-15-01	21	1986	1988	100	100	100
A705-15-013M	2	1995	1995	70	70	70
A-705-15-01M	9	1989	1989	100	100	100
A-705-15-02	58	1983	1992	100	100	100
A-705-15-03	192	1981	1986	100	100	100
A-705-15-06M	4	1996	1996	60	60	60
A-705-15-08	27	1990	1994	100	80	90
A-705-15-09	258	1983	1999	100	30	65
A-705-15-09M	162	1984	2000	100	20	60
АГАТ-1М	8	1977	1977	100	100	100
КОМПАС-2	24	1982	1983	100	100	100
КОМПАС-4	48	1983	1986	100	100	100
МСКУ-4510-СС	24	1999	2002	30	10	20
САУ и Р "ССС"	546	1995	2001	70	10	40
СЦКУ "Кр.металлист"	240	1968	1983	100	100	100

Исследование показало, что в большинстве случаев имеющееся оборудование учета расхода газа в этих станциях не соответствует современным требованиям, поэтому целесообразно внедрить на всех газоизмерительных станциях магистральных газопроводов автоматизированные системы учета расхода газа.

Следует добавить, что объекты недвижимости имущественного комплекса оснащены как новыми средствами организации рабочих мест производственно-хозяйственной и финансово-экономической деятельности, так и устаревшими средствами, требующими обновления и замены.

В целом, в России, как и в большинстве развитых стран мира, системы автоматизации на устаревшей релейной и релейно-транзисторной элементной базе практически не выпускаются, поэтому меры по поддержанию эксплуатационной надежности устаревших систем автоматизации компрессорных станций и магистральных газопроводов, организация снабжения запасными частями и ремонт требуют значительных финансовых и человеческих затрат.

Кроме того, устаревшие подходы и решения в части автоматизации не позволяют обеспечить достоверный дистанционный контроль за работой газопроводов, контроль и управление газоперекачивающими агрегатами и цехами, а также не позволяют внедрять современные формы и технологии обслуживания цехов и компрессорных станций. Такие системы не обеспечивают автоматизированный сбор и обобщение результатов работы цехов, компрессорных станций и линейно-производственных управлений магистральных газопроводов, что в свою очередь не позволяет внедрять современные методы управления и организации труда.



## Выработка систем автоматизированного управления

Тип системы автоматизированного управления	Кол-во	Год ввода в эксплуатацию		Процент выработки ресурса		
		Min	Max	Max	Min	Среднее
Borsig GHN	9	1999	1999	40	40	40
Mark-V	6	1999	1999	40	40	40
Speedtronic	62	1976	1986	100	100	100
Suvmac	12	1999	2001	30	10	20
A705-15-01	21	1986	1988	100	100	100
A705-15-013M	2	1995	1995	70	70	70
A705-15-01M	9	1989	1989	100	100	100
A705-15-02	58	1983	1992	100	100	100
A705-15-03	192	1981	1986	100	100	100
A705-15-06M	4	1996	1996	60	60	60
A705-15-08	27	1990	1994	100	80	90
A705-15-09	258	1983	1999	100	30	65
A705-15-09M	162	1984	2000	100	20	60
АГАТ-1М	8	1977	1977	100	100	100
КОМПАС-2	24	1982	1983	100	100	100
КОМПАС-4	48	1983	1986	100	100	100
МСКУ-4510	14	1999	2001	30	10	20
МСКУ-4510 (антипомпаж)	10	1999	2002	30	10	20
ССС (ГПА+КЦ антипомпаж)	546	1995	2001	70	10	40
СЦКУ	240	1968	1983	100	100	100

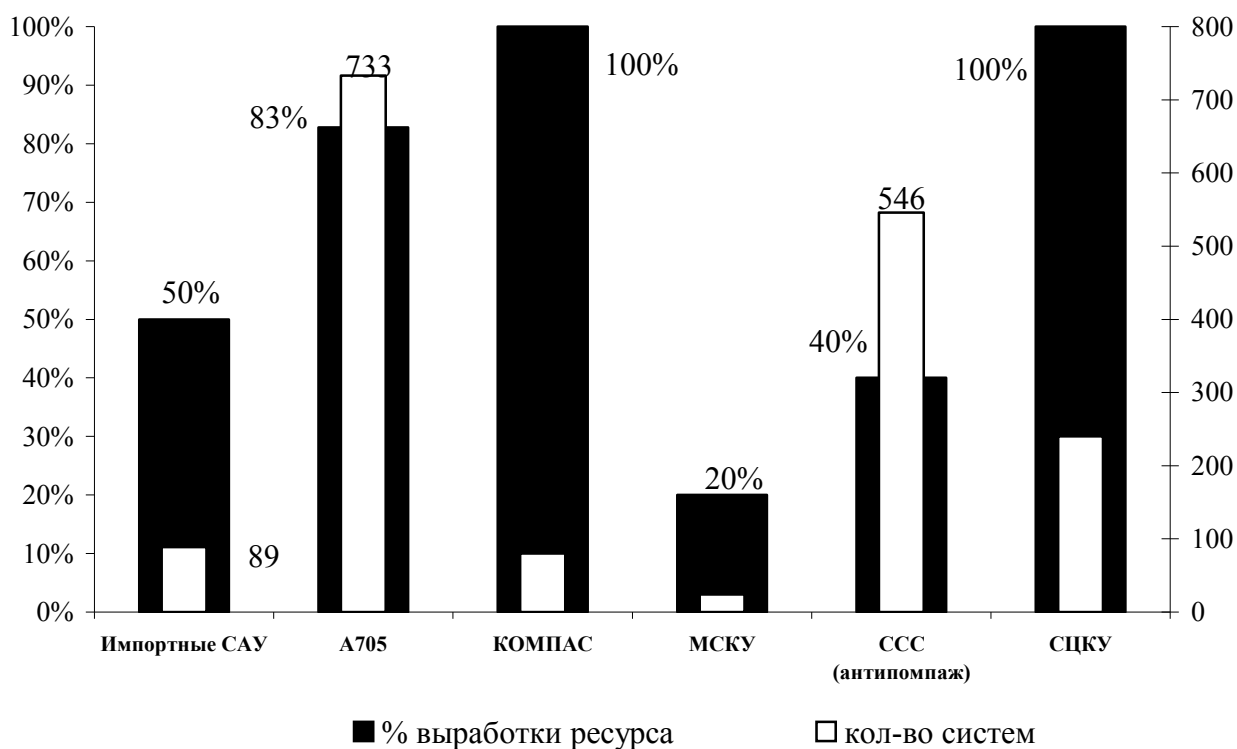
В отношении системы связи ООО «Тюментрансгаз» можно отметить, что ведомственная сеть создавалась и вводилась в эксплуатацию одновременно с производственными объектами транспорта газа и складывалась за время с 60 годов прошлого века по настоящее время. В период 1990 годов система связи ООО «Тюментрансгаз» была в значительной степени реконструирована с заменой малоканального морально и физически изношенного аналогового оборудования связи на современные и эффективные системы связи.

Действующие системы связи предназначены для обеспечения производственных объектов средствами диспетчерской связи, в т.ч. линейной вдоль трасс газопроводов, связи сетевых совещаний, дальней и местной автоматической телефонной связи с возможностью выхода на сеть связи общего пользования, передачи данных для автоматизированных систем управления и систем линейной телемеханики магистральных газопроводов. Помимо обеспечения потребности в связи собственного производства, система связи ООО «Тюментрансгаз» обеспечивает транзит каналов связи с основных газодобывающих предприятий севера Тюменской области в Центр Российской Федерации.

В настоящее время система связи Общества базируется на развитой сети радиорелейных линий связи, в большинстве своем цифровых, и учрежденческо-производственных автоматических телефонных станциях. Большая часть трасс магистральных газопроводов в регионе ООО «Тюментрансгаз» охвачена транкинговой мобильной УКВ радиосвязью. В системе имеются земные станции спутниковой связи, предназначенные для обеспечения прямой связи с отдельными удаленными объектами, а также для резервирования некоторых направлений наземных линий связи. Обеспечение систем телемеханизации магистральных газопроводов каналами связи осуществляется с использованием выделенных систем УКВ радиосвязи. В отдельных случаях для соединения удаленных базовых радиостанций с пунктом управления

системы телемеханики используются каналы радиорелейных линий связи.

В ООО «Тюментрансгаз» эксплуатируется 85 узлов связи, 3662.3 км многоканальных магистральных радиорелейных линий связи, из которых цифровых – 2917.3 км. Протяженность каналов связи на радиорелейных линиях связи составляет 1,76 млн. канало-километров, однако некоторые участки ООО «Тюментрансгаз» (компрессорная станция Уренгойская-Надым-Югорск) не охвачены современными системами цифровой связи и транкинговой УКВ радиосвязи.



**Рис. 3.3** Количество систем автоматизированного управления газоперекачивающими агрегатами по основным типам и процент выработки ресурса

Исследование показало, что в ООО «Тюментрансгаз» также требуется создание выделенной региональной сети передачи данных на базе цифровых каналов. В связи с увеличением производительности газотранспортной системы необходима частичная реконструкция транкинговой системы УКВ радиосвязи и сети цифровой автоматической телефонной связи.

Важным фактором неудовлетворительной работы системы теплоснабжения является некачественная химводоподготовка сетевой воды для тепловых сетей, недостаточно автоматизированная система контроля и управления режимами работы системы теплоснабжения компрессорными станциями. В связи с этим уменьшается срок эксплуатации котельного оборудования и тепловых сетей, что приводит к неоправданным тепловым потерям.

Анализ состояния действующих систем водоснабжения показывает, что наиболее остро стоит вопрос подготовки воды питьевого качества и обеспечение ею потребителей. Ввиду физического и морального износа установок водоподготовки, водопроводных систем качество питьевой воды на большинстве газотранспортных предприятий не соответствует требованиям ГОСТ 2874-82, СанПиН 2.1.4.559-96, СанПиН 2.1.4.544-96 по ряду показателей, характерных для северных районов – по содержанию железа, марганца, фтора.

Ввиду загрязнения многих водоисточников действующие на объектах имущественного комплекса станции водоподготовки с классическими технологиями не могут обеспечить очистку воды до нормативного питьевого качества.

Немаловажным фактором низкой эксплуатационной надежности работы систем водоснабжения является отсутствие необходимых реагентов, запорно-регулирующего оборудования, арматуры, работающих в условиях низких температур и предотвращающих замерзание сетей<sup>1</sup>

Таким образом, основным направлением технико-экономических соображений по реконструкции объектов имущественного комплекса ООО «Тюментрансгаз» в части теплоснабжения является замена устаревшего основного и вспомогательного котельного оборудования и тепловых сетей с учетом срока их службы. Аналогичная ситуация с канализованием объектов имущественного комплекса газотранспортной системы.

На большей части очистных сооружений имущественного комплекса степень очистки не соответствует нормативным требованиям по ряду показателей, а средняя эффективность очистки сточных вод не превышает 70 %. Практически все установки работают только в режиме фильтрации на песчаных фильтрах, биологическая очистка работает неэффективно из-за нарушений технологий проведения очистки с прикрепленными микроорганизмами – недостаток биогенной массы для поддержания жизнедеятельности микроорганизмов, низкая температура стоков тормозят биологические процессы. На многих объектах имущественного комплекса до сих пор используются выгребные ямы, стоки из которых выводятся на очистные сооружения, не имеющие сливных станций и усреднителей для обеспечения равномерного поступления стоков на очистку.

В таблице 3.5 приведены нормативные сроки сохранения эксплуатационных качеств основных строительных конструкций, из которых построены здания компрессорных станций магистральных газопроводов ООО «Тюментрансгаз».<sup>2</sup>

Сроки эксплуатации зданий и сооружений имущественного комплекса определяются долговечностью основных строительных конструкций, из которых они сооружены (фундаменты, каркасы, несущие стены и т. д.), причем фактический срок их службы может быть больше или меньше указанного в таблице нормативного срока эксплуатации и во многом зависит от конкретных условий всего периода их эксплуатации.<sup>3</sup>

За десятилетия эксплуатации зданий и сооружений компрессорных станций площадки, на которых они расположены, подвергались различным негативным воздействиям (обводнение площадок, повышение температуры многолетнемерзлых грунтов, аварии на газопроводах), влияющим на целостность и долговечность строительных конструкций, поэтому возможность использования их после реконструкции, на наш взгляд, может быть определена только после детального обследования их состояния.

Значительная часть строительных конструкций, срок эксплуатации которых не влияет на устойчивость всего здания (металлические стеновые и кровельные панели каркасных зданий, деревянные оконные и дверные блоки, блочные конструкции типа ВЖК административно-бытовых зданий и т.д.), исчерпали свой физический и моральный ресурс.

---

<sup>1</sup> Грабовский, П. Г. Экономика и управление недвижимостью / П. Г. Грабовский ; под ред. П. Г. Грабовского. – Смоленск : Смоллин Плюс, 1999. – М : АСВ, 1999

<sup>2</sup> Заренков, В. А. Проблемы развития строительных компаний в условиях российской экономики / В. А. Заренков. – СПб : Стройиздат, 1999. -288с.

<sup>3</sup> Гусаков, А. А. Экспертные системы в проектировании и управлении строительством / А. А. Гусаков, Н. И. Ильин, Х. Эдели. – М. : Стройиздат. -1995. – 463 с.

Нормативные сроки сохранения эксплуатационных качеств основных строительных конструкций, применяемые в зданиях компрессорных станций

Наименование конструкций	Нормативный срок эксплуатации (лет)	Возможность использования после реконструкции.
1. Сборные и монолитные фундаменты под здания, сооружения и технологическое оборудование	30...50	Возможность продления сроков определяется после детального обследования
2. Металлические ростверки под здания и сооружения и технологическое оборудование	30...50	Возможность продления сроков определяется после детального обследования
3. Свайное основание из металлических стальных труб	35	Возможность продления сроков определяется после детального обследования
4. Каркас зданий из металлических прокатных профилей	50...100	Возможность продления сроков определяется после детального обследования
5. Железобетонные перекрытия	50	Возможность продления сроков определяется после детального обследования
6. Блочные конструкции для административно-бытовых зданий (типа ВЖК)	25...30	Подлежат замене
7. Трехслойные кровельные панели с металлическим каркасом и минераловатным утеплителем	30	Подлежат замене
8. Трехслойные стеновые панели с металлическим каркасом и минераловатным утеплителем	30	Подлежат замене
9. Деревянные дверные блоки	25...30	Подлежат замене
10. Деревянные оконные переплеты	25...30	Подлежат замене

Необходимо также отметить, что за последние годы издано много новых нормативных документов, касающихся энергосбережения и пожаробезопасности, требованиям которых некоторые вспомогательные строительные конструкции не соответствуют и поэтому должны быть заменены при реконструкции.

### 3.2. Выявление необходимости развития объектов имущественного комплекса

Мы проанализировали текущее техническое состояние основных объектов имущественного комплекса и обосновали необходимость их реконструкции в определенном объеме.

Мы учитывали:

сроки ввода компрессорных станций;

проведенную ранее реконструкцию компрессорных станций;

рабочие материалы ООО «Тюментрансгаз»;

загрузку магистральных газопроводов ООО «Тюментрансгаз» на долгосрочный период до 2020 г. по вариантам <sup>1</sup>

Нами были разработаны сценарий развития добычи газа в соответствии со спросом на перспективу, учитывающий возможности ОАО «Газпром» по вводу в эксплуатацию новых месторождений как в Надым-Пур-Тазовском регионе, так и на полуострове Ямал, а также планы независимых организаций по увеличению добычи газа в том же регионе.

Наряду с увеличением добычи газа организациями, входящими в ОАО «Газпром» в Надым-Пур-Тазовском регионе, можно предположить значительное увеличение добычи на месторождениях организаций, не входящих в корпорацию ОАО «Газпром». В таблице 3.6 представлен один из вариантов реализации газодобычи такими организациями.

Таблица 3.6

Объемы добычи газа организациями, не входящими в структуру  
ОАО «Газпром» (независимыми организациями)

Наименование организации	млрд. м <sup>3</sup>											
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020
Независимые организации, всего:	49,9	64,0	76,6	77,5	78,6	85,0	89,7	92,1	93,4	95,0	104,7	108,7
ОАО «НОВАТЭК»	24,3	28,4	30,1	30,4	30,3	30,4	30,0	29,8	29,7	29,9	29,1	22,8
ОАО «НГК «ИТЕРА»	12,8	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9	17,3	18,1	17,9	14,0
ОАО НК «ЛУКОЙЛ»	0,0	3,8	10,3	10,3	11,0	12,5	15,0	16,6	17,8	20,7	23,6	23,7
ОАО НК «ЮКОС»	1,3	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	4,7	6,0	6,0	8,8	12,0	20,2
НК «ТНК-ВР»	1,5	2,4	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
НК «Роснефть»	1,2	1,7	5,3	5,9	6,4	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	18,8
ОАО «Нортгаз»	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
ОАО «Сибур-Тюмень»	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,5	3,4	3,1	2,9	2,8	2,4	1,0

Данный вариант учитывает состояние обустройства месторождений и проектно-изыскательских работ, а также географическое положение месторождений относительно газотранспортной системы ОАО «Газпром» и ряд других параметров. Согласно приведенным данным в рассматриваемом регионе прогнозируется рост газодобычи организациями, не входящими в структуру ОАО «Газпром» на весь рассматриваемый период, т.е. вплоть до 2020 г.

Среди компаний, участвующих или планирующих участвовать в добыче природного газа в Надым-Пур-Тазовском регионе, перечислим:

ОАО «НОВАТЭК» (В.-Таркосалинское, Юрхаровское, Ханчейское и другие месторождения);

ОАО НГК «ИТЕРА» (Береговое, Губкинское (долевое участие), Пырейное);

ОАО «НК «Лукойл» (Находкинское, Хальмерпаютинское и другие месторождения Боль-

<sup>1</sup> Кулибанов, В. С. Территориальные аспекты управления строительством / В.С. Кулибанов // Экономика строительства. – М. : 1989. – № 1-12.

шехетской впадины);

ОАО «НК ЮКОС» (Яро-Яхинское, Ево-Яхинское, Самбургское, В.Уренгойское и Н.-Уренгойское (долевое участие) месторождения);

ХК «ТНК-ВР» (долевое участие в разработке В.-Уренгойского и Н.-Уренгойского месторождений);

НК «Роснефть» (Харампурское, С.-Комсомольское, Тарасовское и др. месторождения);

ЗАО «Нортгаз» (валанжинские залежи С.-Уренгойского месторождения).

Таким образом, суммарная добыча газа в северной части Западно-Сибирского региона, включая добычу на месторождениях ОАО «Газпром» и на месторождениях независимых организаций, может увеличиться до 602,7 млрд. м<sup>3</sup> в 2010 г., а к 2015 г. до 644,3 млрд. м<sup>3</sup>. К 2020 г. произойдет снижение добычи до 626,4 млрд. м<sup>3</sup>.

Объемы поступления газа в систему магистральных газопроводов ООО «Тюментрансгаза» находятся в зависимости от того, в каком направлении будет транспортироваться газ с месторождений полуострова Ямал. Рассмотрим два альтернативных варианта:

вариант первый – предусматривает подачу части ямальского газа в объеме 58 млрд. м<sup>3</sup> на компрессорную станцию Ямбургская, остальная часть добычи будет транспортироваться в направлении станции Ухтинская;

вариант второй – предусматривает подачу ямальского газа в полном объеме на компрессорную станцию Ухтинская.

Мы выполнили перспективное распределение потоков газа на период с 2005 по 2020 годы, которое учитывает фактические объемы транспорта газа по системам магистральных газопроводов в 2003 г., прогнозные объемы поступления газа от месторождений ОАО «Газпром» и независимых организаций, производительность существующих газотранспортных систем, возможности по перераспределению потоков газа по межсистемным переключкам. Прогнозируемое распределение потоков газа в системе магистральных газопроводов ООО «Тюментрансгаз» выполнено по двум вариантам.

В таблицах 3.7, 3.8 и, приводятся данные по прогнозным потокам газа на характерных участках системы магистральных газопроводов ООО «Тюментрансгаза». Рассмотрим подробнее каждый участок.

Таблица 3.7

Распределение потоков газа на участках системы магистральных газопроводов ООО «Тюментрансгаза», вариант 1

											млрд. м <sup>3</sup>
2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020
1. Объем транспорта газа Бованенково-Ямбург											
0,0	0,0	0,0	14,8	29,7	44,5	58,0	58,0	58,0	58,0	58,0	58,0
2. Объем транспорта газа Бованенково-Ухта											
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	16,0	31,0	46,0	61,0	103,5
3. Объемы поступления газа на КС Ямбургская											
159,7	150,5	147,7	156,3	161,7	165,0	174,4	169,8	165,1	164,2	162,7	160,6
4. Объемы транспорта газа на участке КС Ямбургская - КС Правохеттинская											
173,4	175,2	182,7	197,0	202,4	205,7	215,1	210,5	205,8	204,9	203,4	201,3
5. Объем транспорта газа КС Правохеттинская – КС Таежная											
310,3	308,1	318,9	321,5	316,8	315,8	318,2	321,3	321,3	321,3	321,3	300,4
6. Объем транспорта газа КС Таежная – КС Новокомсомольская (КС-20) – КС Гремячинская											
186,4	184,0	190,6	191,5	186,6	185,5	188,8	190,7	190,9	190,8	190,7	175,6
Объем транспорта газа КС Новокомсомольская (КС-11)/КС Комсомольская – КС Краснотурьинская											
174,7	173,8	176,5	182,8	179,0	180,1	179,9	191,4	198,8	200,4	199,8	176,8
8. Объем транспорта газа КС Краснотурьинская – КС Нижнетуринская											
23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020
9. Объем транспорта газа КС Нижнетуринская – Нижний Тагил											
7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
10. Объем транспорта газа КС Нижнетуринская – КС Горнозаводская											
15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
11. Объем транспорта газа КС Краснотурьинская – КС Горнозаводская											
150,0	149,1	151,8	158,0	154,3	155,4	155,1	166,5	173,9	175,5	174,9	152,1
12. Объемы поступления газа в Уренгойский узел, всего											
255,5	268,8	275,7	268,6	260,3	259,8	259,3	271,0	273,6	270,3	264,9	217,9
13. Объем транспорта газа Уренгой-Ямбург											
19,5	21,7	22,2	14,2	13,8	8,4	8,0	7,6	7,3	7,0	6,7	5,5
14. Объем транспорта газа ГКС-3 – КС Правохеттинская											
93,8	89,7	87,1	90,5	85,6	85,9	83,6	92,5	91,0	86,9	84,4	75,7
15. Объем транспорта газа ГКС-1/ГКС-2 – КС Пангоды											
188,5	206,6	216,6	214,1	210,7	213,9	213,0	213,5	216,0	214,3	208,5	159,4
16. Объем транспорта газа КС Пангоды – КС Надымская											
212,3	228,3	236,6	232,7	227,7	229,6	227,4	226,6	228,0	225,5	218,5	166,2
17. Объем транспорта газа КС Надымская - КС Перегребненская											
159,6	175,5	177,7	188,8	189,1	195,6	198,0	198,3	193,7	186,2	175,3	133,6
18. Объем транспорта газа КС Перегребненская – КС Комсомольская											
56,2	55,3	54,0	58,6	54,4	55,5	56,4	66,9	74,5	76,0	75,3	57,7
19. Объем транспорта газа КС Перегребненская – КС Ухтинская											
101,6	118,3	121,7	128,1	132,7	138,0	139,5	129,2	117,1	108,2	98,1	74,4
20. Объемы поступления газа на КС Ухтинская											
99,1	115,6	118,9	125,2	129,7	134,9	137,9	142,1	144,6	150,4	154,8	172,9

Участок компрессорных станций Ямбургская – Правохеттинская. Фактический объем перекачки газа в 2003 г. составил 176,8 млрд.м<sup>3</sup>. Уровень загрузки газопроводов на участке находится в прямой зависимости от направления подачи газа от месторождений Ямальского полуострова.

По первому варианту загрузка газопроводов будет увеличиваться и достигнет максимума в 215 млрд. м<sup>3</sup> в 2011 г., после 2011 г. объемы транспорта газа будут снижаться. Основной составляющей роста загрузки газопроводов будет газ, поступающий от месторождений п-ова Ямал. После того как объемы подачи ямальского газа на данном направлении достигнут своего максимума (58 млрд. м<sup>3</sup> в год, начиная с 2011г), загрузка газопроводов начнет снижаться, в связи со значительным уменьшением добычи на Ямбургском месторождении.

Таблица 3.8

Распределение потоков газа по участкам системы магистральных газопроводов ООО «Тюментрансгаза», вариант 2

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020
1. Бованенково-Ухта											
0,0	0,0	0,0	14,8	29,7	44,5	59,5	74,0	89,0	104,0	119,0	161,5
2. КС Ямбургская											
159,7	150,5	147,7	141,5	132,0	120,5	116,4	111,8	107,1	106,2	104,7	102,6
3. КС Ямбургская – КС Правохеттинская											
173,4	175,2	182,7	182,2	172,7	161,2	157,1	152,5	147,8	146,9	145,4	143,3
4. КС Правохеттинская – КС Таежная											
310,3	308,1	318,9	321,5	314,9	313,0	310,2	318,6	320,9	317,1	315,2	299,5

млрд. м<sup>3</sup>

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020
. КС Таежная – КС Новокомсомольская (КС-20) – КС Гремячинская											
186,4	184,0	190,6	191,7	186,7	185,9	189,3	190,8	191,2	191,2	191,2	175,5
6. КС Новокомсомольская (КС-11)/КС Комсомольская – КС Краснотурьинская											
174,7	173,8	176,5	182,8	179,0	180,1	179,9	191,4	198,8	200,4	199,8	176,8
7. КС Краснотурьинская – КС Нижнетуриная											
23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
8. КС Нижнетуриная – Нижний Тагил											
7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
9. КС Нижнетуриная – КС Горнозаводская											
15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
10. КС Краснотурьинская – КС Горнозаводская											
150,0	149,1	151,8	158,0	154,3	155,4	155,2	166,6	173,9	175,5	174,9	152,1
11. Объемы поступления газа в Уренгойский узел											
255,5	268,8	275,7	268,6	260,3	259,8	259,3	271,0	273,6	270,3	264,9	217,9
12. Уренгой-Ямбург											
19,5	21,7	22,2	14,2	13,8	8,4	8,0	7,6	7,3	7,0	6,7	5,5
13. ГКС-3 – КС Правохеттинская											
93,8	89,7	87,1	90,5	85,6	85,9	83,6	92,5	91,0	86,9	84,4	75,7
14. ГКС-1/ГКС-2 – КС Пангоды											
188,5	206,6	216,6	214,1	210,7	213,9	213,0	213,5	216,0	214,3	208,5	159,4
15. КС Пангоды – КС Надымская											
212,3	228,3	236,6	232,7	227,7	229,6	227,4	226,6	228,0	225,5	218,5	166,2
16. КС Надымская - КС Перегребненская											
159,6	175,5	177,7	174,1	161,5	154,2	148,4	143,4	136,5	132,8	123,8	76,9
17. КС Перегребненская – КС Комсомольская											
56,2	55,3	54,0	58,8	56,5	58,4	64,4	69,5	75,0	75,5	75,9	58,3
18. КС Перегребненская – КС Ухтинская											
101,5	118,3	121,7	113,3	103,2	94,0	82,2	72,2	59,9	51,0	40,8	17,3
19. Объемы поступления газа на КС Ухтинская											
99,1	115,6	118,9	125,2	129,7	134,9	137,9	142,1	144,6	150,4	154,8	172,9

По второму варианту, после небольшого увеличения объемов транспорта к 2008 году за счет вывода на проектную мощность Песцового месторождения, загрузка газопроводов на участке будет характеризоваться устойчивой тенденцией к снижению, небольшой рост загрузки в 2020 г. обусловлен началом подачи газа от месторождений Обской и Тазовской губ.

Необходимо отметить постоянный рост объемов транспорта газа независимых организаций от 10,3 млрд. м<sup>3</sup> в 2005 году до 29-30 млрд. м<sup>3</sup> к 2015-2020 гг.

Объемы транспорта газа независимых организаций могут быть значительно большими в случае реализации программ по увеличению газодобычи на Юрхаровском месторождении (ОАО «НОВАТЭК») и на месторождениях Большехетской впадины (ОАО «НК «Лукойл»). В работе нами приняты умеренные объемы добычи газа на Юрхаровском до 9,2 млрд. м<sup>3</sup> (планируется увеличение до 27 млрд. м<sup>3</sup>) и на месторождениях Большехетской впадины до 24 млрд. м<sup>3</sup> (возможное увеличение до 30 и более млрд. м<sup>3</sup>).

*Участок газовая компрессорная станция-3 Пуровская – компрессорная станция Правохеттинская.* Фактический объем транспорта газа по 2003 г. составил 90,8 млрд. м<sup>3</sup>. Прогнозируемые объемы транспорта на участке с 93,8 млрд. м<sup>3</sup> в 2005 г. снизятся до 84,4 млрд. м<sup>3</sup> к 2015 и до 75,7 млрд. м<sup>3</sup> к 2020 г. Уменьшение объемов транспорта газа на участке обусловлено снижением отборов в зонах Уренгойского месторождения, газ с которых подается на ГКС-3 Пуровская, а также невозможностью переброса газа с южных зон Уренгоя, поскольку пере-



брос газа потребует выполнения большого объема работ по реконструкции компрессорных станций Уренгойского месторождения.

Наряду со снижением объемов поступления газа от Уренгойского месторождения, нами отмечается устойчивая тенденция по увеличению объемов подачи газа от месторождений независимых организаций Ново-Уренгойского, Восточно-Уренгойского, Самбургского, Северо-Уренгойского (валанжинские залежи).

*Участок компрессорные станции Правохеттинская – Таежная.* Фактические объемы транспорта газа на участке по 2003 г. составили 265,7 млрд. м<sup>3</sup>. Потоки газа на этом участке остаются стабильно высокими по обоим вариантам на весь рассматриваемый период и находятся в пределах 300 – 320 млрд.м<sup>3</sup>. Кроме объемов газа, поступающего по системам Ямбург – Центр, Уренгой-Ужгород, Центр 1 и 2 нитки газопроводы участка загружаются также газом из «надымского» коридора по перемычке на компрессорную станцию Правохеттинская. Переброс газа из «надымского» коридора вызван необходимостью снижения потока газа на участке Надым – Перегребное. В первом варианте газодобыча должна проводиться с целью уменьшения объемов нового строительства, во втором варианте с целью полного исключения нового строительства.

*Участок компрессорные станции Таежная – Новокомсомольская – Гремячинская .* Фактические объемы транспорта газа по 2003 году составили 162,4 млрд. м<sup>3</sup>.

Загрузка газопроводов по обоим вариантам на весь рассматриваемый период согласно нашим расчетам сохранится на высоком уровне: в период 2005-2015 гг. составит 180 – 190 млрд.м<sup>3</sup>, к 2020 г. снизится до 175 млрд.м<sup>3</sup>.

*Участок компрессорные станции Новокомсомольская/Комсомольская – Краснотурьинская.* Фактический объем загрузки по 2003 г. составил 172,0 млрд. м<sup>3</sup>. Объемы транспорта газа на участке практически одинаковы для обоих вариантов, нами прогнозируется их увеличение от 174 млрд. м<sup>3</sup> в 2005 г. до 200 млрд. м<sup>3</sup> к 2015 г., к 2020 г. объемы транспорта снизятся до 175-176 млрд. м<sup>3</sup>.

*Участок компрессорные станции Краснотурьинская – Нижнетуринская.* Фактические объемы транспорта на участке по 2003 г. составили 24 млрд. м<sup>3</sup>. исследование показало, что объемы транспорта газа на участке одинаковы для первого и второго варианта и на весь рассматриваемый период составят 23 млрд. м<sup>3</sup>.

*Участок компрессорная станция Нижнетуринская – Нижний Тагил.* Фактические объемы транспорта по 2003 г. составили 6,3 млрд. м<sup>3</sup>. Ситуация на участке аналогична ситуации, складывающейся на предыдущем участке. Прогнозные потоки газа по этому направлению в объеме 7 млрд. м<sup>3</sup> сохранятся на весь рассматриваемый период.

*Участок компрессорные станции Нижнетуринская – Горнозаводская.* Фактический объем транспорта газа в 2003 г. составил 16,4 млрд. м<sup>3</sup>. в соответствии с прогнозом на рассматриваемый период с 2005 по 2020 гг. потоки газа на участке сохранятся в объеме 15 млрд. м<sup>3</sup> в год.

*Участок компрессорные станции Краснотурьинская – Горнозаводская.* Фактический объем транспорта газа в 2003 г. составил 146,1 млрд. м<sup>3</sup>. В рассматриваемый период нами прогнозируется увеличение транспорта газа с 151,7 млрд. м<sup>3</sup> в 2005 до 176,8 млрд. м<sup>3</sup> в 2015, к 2020 г. объемы транспорта снизятся до 153,8 млрд. м<sup>3</sup>.

*Участок Уренгой – Пангоды.* Фактический объем транспорта газа по 2003 г. составил 126,8 млрд. м<sup>3</sup>. По обоим рассматриваемым вариантам потоки газа на участке одинаковы. Прогнозируемые объемы поступления газа в систему магистрального газопровода участка значительно превысят производительность существующих газопроводов. Связано это, прежде всего, с увеличением объемов поступления газа от Заполярного месторождения, добыча на котором к 2006 году возрастет до 100 млрд. м<sup>3</sup>, с увеличением объемов поступления газа по газопроводу Уренгой-Сургут-Челябинск в реверсивном режиме, а также с увеличением объемов поступления газа от месторождений независимых организаций. Доля независимых организаций в общем объеме транспорта будет увеличиваться в период до 2015 года, когда со-

ставит величину 36,8 млрд. м<sup>3</sup>, однако в дальнейшем нами прогнозируется снижение этой доли.

В период с 2006 по 2014 гг. объемы транспорта газа на участке составят 206-216 млрд. м<sup>3</sup>, но начиная с 2015 года прогнозируется постепенное снижение объемов поступления с 208,5 млрд. м<sup>3</sup> в 2015 г. до 159,4 млрд. м<sup>3</sup> в 2020 г. Транспортировка этих объемов газа потребует максимального использования существующих газотранспортных мощностей, а также ввода новых. Новые газотранспортные мощности позволят, начиная с 2015 года, снизить нагрузку на «старые» газопроводы, а с 2020 г., в связи со значительным уменьшением объемов поступления газа, начать их вывод из эксплуатации.

*Участок Пангоды – Надым.* Фактические объемы транспорта газа на участке составили 158,0 млрд. м<sup>3</sup>. Так же как и для участка Уренгой – Пангоды прогнозируемые потоки газа значительно превысят производительность существующих газопроводов. Объемы транспорта газа в период 2006-2014 гг. будут колебаться в пределах 225,5 – 236,6 млрд. м<sup>3</sup>. В связи с этим, наряду с необходимостью максимального использования существующих газопроводов, также потребуются ввод новых мощностей.

*Участок Надым – Перегребное.* Фактические объемы транспорта по 2003 г. составили 156,6 млрд. м<sup>3</sup>. Уровень загрузки газопроводов на участке Перегребное – Надым в значительной степени определяется наличием свободных мощностей в газопроводах системы Ямбург-Центр.

По первому варианту уровень загрузки магистрального газопровода Ямбург-Центр предоставляет ограниченные возможности по перераспределению газа из перегруженного «надымского» коридора. В связи с этим потоки газа на участке в период до 2012 года значительно превысят производительность существующих газопроводов. Снижение объемов транспорта газа, начиная с 2012 года, позволит уменьшить нагрузку на существующие газопроводы, а с 2016 г. начать вывод ниток из эксплуатации.

По второму варианту разработанного нами прогноза степень загрузки системы газопровода Ямбург-Центр предоставляет значительно более широкие возможности по управлению потоками газа на участке Надым – Перегребное. Транспорт прогнозируемых потоков газа на этом участке на весь рассматриваемый период может быть обеспечен за счет эксплуатации существующих газопроводов.

*Участок Перегребное – Ухта.* Фактические объемы транспорта газа на участке составляют 80,0 млрд. м<sup>3</sup>. Прогнозные объемы транспорта газа на участке определяются необходимыми уровнями подачи газа потребителям, прилегающим к трассе газопроводов Ухта-Торжок, а также объемами экспортных поставок.

По первому варианту нашего прогноза рост подачи газа отмечается вплоть до 2011 г., но после 2011 г., в связи с увеличением объемов поступления газа на компрессорную станцию Ухтинская от месторождений полуострова Ямал, объемы транспорта газа на участке будут снижаться. Для обеспечения транспорта прогнозируемых потоков газа на этом участке в период до 2011 г. потребуются ввод дополнительных газотранспортных мощностей. После 2011 г. в связи со снижением объемов транспорта будет снижаться нагрузка на существующие газопроводы, с 2018 г. может быть начат вывод «старых» газопроводов из эксплуатации.

По второму варианту прогноза в связи с тем, что поступление ямальского газа на компрессорную станцию Ухтинская начнется в более ранние сроки и в больших объемах, потоки газа на участке будут значительно меньшими в сравнении с первым вариантом. Несмотря на это, для обеспечения транспорта необходимых объемов газа потребуются ввод дополнительных газотранспортных мощностей. После 2008 года намечается постепенное снижение объемов транспорта, в связи с этим в период до 2016 г. могут быть выведены из эксплуатации все «старые» газопроводы. Транспорт газа будет осуществляться за счет эксплуатации газопровода СРТО-Торжок.

*Участок Перегребное – Комсомольская.* Фактические объемы транспорта газа по 2003 г. составили 73,7 млрд. м<sup>3</sup>. На данном участке объемы транспорта газа в период с 2005 г. и до

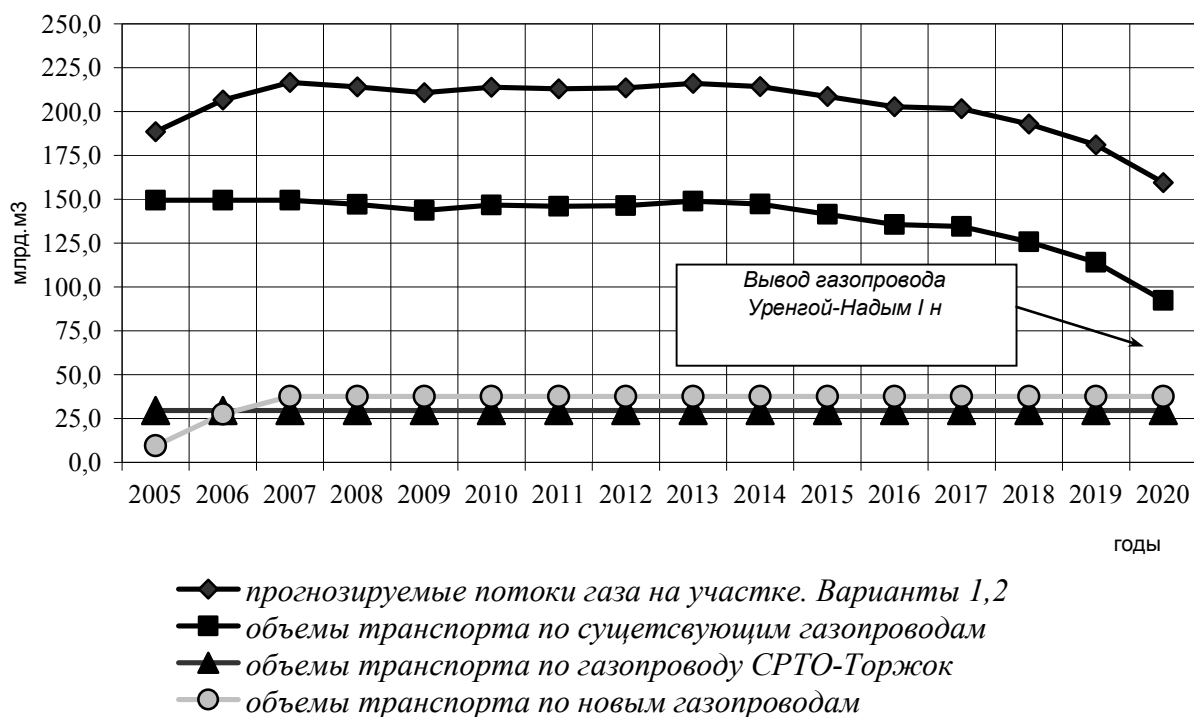
2008 г. по первому варианту, и по второму варианту до 2011 г. по нашим расчетам будут несколько меньшими в сравнении с объемами транспорта в 2003 г., что связано с увеличением объемов подачи газа на компрессорную станцию Ухтинская. С началом поступления ямальского газа на станцию Ухтинская объемы транспорта на участке начнут увеличиваться и до 2017 г. сохраняться на уровне 74-76 млрд. м<sup>3</sup>.

Уровень загрузки магистральных газопроводов находится в зависимости от направления подачи ямальского газа на следующих участках ООО «Тюментрансгаз»: *Ямбург – Правая Хетта, Надым – Перегребное, Перегребное – Ухта*. На остальных участках степень загрузки магистральных газопроводов остается практически на одном уровне, вне зависимости от направления подачи ямальского газа.

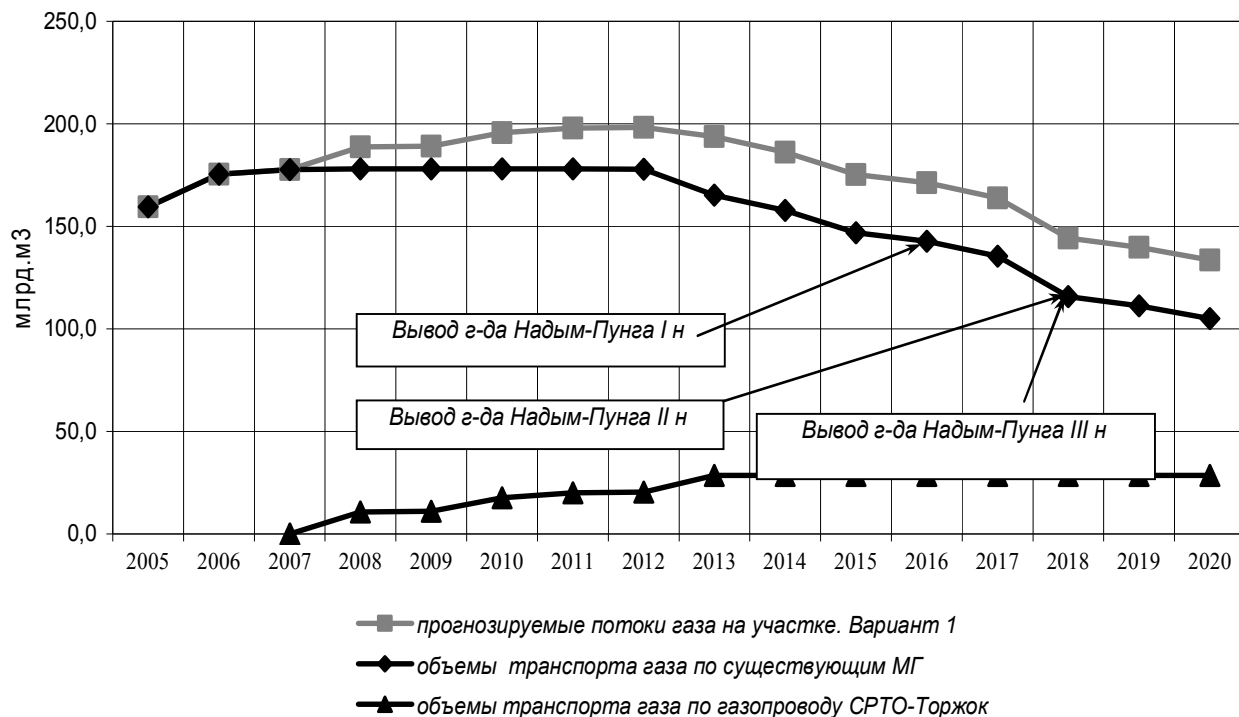
Поэтому в процессе исследования все участки магистральных газопроводов ООО «Тюментрансгаз» нами объединены в 5 групп в зависимости от степени загрузки.

**Первая группа** включает участки *Уренгой – Пангоды и Пангоды – Надым*. Прогнозируемые потоки газа на этих участках значительно превышают производительность существующих газопроводов и строящегося газопровода СРТО – Торжок, что, прежде всего, связано с увеличением подачи газа от месторождений независимых организаций (рис.3.5). Их загрузка не зависит от направления подачи ямальского газа и определяется потоками газа от Уренгоя.

**Вторая группа** включает участки газопроводов *Надым – Перегребное и Перегребное – Ухта*. Потоки газа на этих участках находятся в зависимости от направления подачи газа от месторождений полуострова Ямал. В варианте подачи газа на компрессорную Ямбургская на участке *Надым – Перегребное* прогнозируемые потоки газа превышают проектную производительность существующих газопроводов (рис. 3.6).



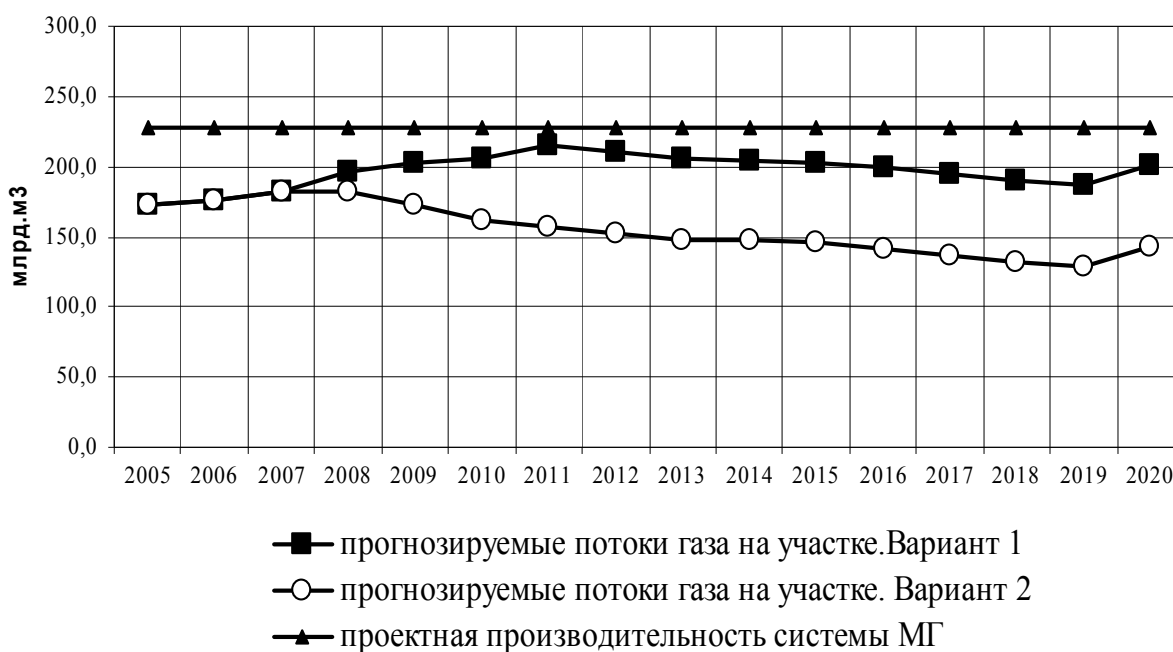
**Рис. 3.5** Прогнозируемая загрузка системы магистральных газопроводов ООО «Тюментрансгаз» на участке Уренгой – Пагонды



**Рис. 3.6** Прогнозируемая загрузка системы магистральных газопроводов ООО «Тюментрансгаз» на участке Надым-Перегребное, вариант 1

**Третья группа** объединяет участки магистрали, для которых характерна тенденция к снижению объемов транспорта – это *Ямбург – Правая Хетта* (рис. 3.6) во втором варианте.

**В четвертую группу** мы объединили участки магистрали, на которых прогнозируемые потоки сохраняются на высоком уровне практически на весь рассматриваемый период – это *Ямбург – Правая Хетта* по первому варианту (рис.3.7).



**Рис. 3.7** Прогнозируемая загрузка системы магистрального газопровода ООО «Тюментрансгаз» на участке Ямбург – Правая Хетта

**Пятая группа** объединяет участки *Краснотурьинская – Нижнетуринская, Нижнетуринская – Нижний Тагил, Нижнетуринская – Горнозаводская*, которые характеризуются стабильной загрузкой на весь рассматриваемый период.

На основе проведенного анализа загрузки газотранспортной системы ООО «Тюментрансгаз» определена необходимость реконструкции объектов имущественного комплекса в зависимости от стадии жизненного цикла объекта, основные направления такой реконструкции изложены ниже

### **3.3. Основные направления развития объектов имущественного комплекса с учетом их жизненного цикла**

Аварии на объектах имущественного комплекса газотранспортной системы являются неотъемлемым свойством функционирующей промышленной технологии, связанной с транспортировкой и хранением больших объемов взрывопожароопасной продукции и токсикопасных веществ, участвующих в обслуживании технологических процессов. Эти объекты являются типичными представителями высокорисковых производств современной техносферы<sup>1</sup>.

Показатели безопасности функционирования объектов имущественного комплекса газотранспортных систем, эксплуатируемых на протяжении нескольких десятков лет линейными производственными управлениями ООО «Тюментрансгаз», определяются нами по следующим основным факторам:

уровень технического состояния основных технологических объектов имущественного комплекса, связанный с их физическим износом;

степень физического и морального износа вспомогательных систем и оборудования (АСУ, КИПиА, связь, энергоснабжение, ЭХЗ, системы пожаротушения, вентиляции и пр.), призванных обеспечивать предупреждение аварийных ситуаций и их локализацию;

уровень состояния средств технической диагностики газопроводов и оборудования компрессорных станций, а также организация мониторинга взаимовлияния объектов имущественного комплекса и окружающей среды;

наличие/отсутствие на объектах имущественного комплекса современных систем и средств безопасности, выполняющих функции защиты этих объектов от постороннего вмешательства в производственную деятельность;

состояние дорожных коммуникаций, обеспечивающих беспрепятственный подъезд и передвижение по территориям объектов имущественного комплекса сил и технических средств локализации и ликвидации аварий;

достаточность имеющихся мощностей для проведения профилактических обследований, планово-предупредительных и капитальных ремонтов;

уровень профессиональной и специальной подготовки руководящего и производственного персонала действиям в штатных и аварийных ситуациях;

уровень технической оснащенности и готовности сил и средств, участвующих в предупреждении, локализации и ликвидации возможных аварийных ситуаций на объектах имущественного комплекса;

наличие, достаточность и техническое состояние защитных сооружений гражданской обороны, средств индивидуальной защиты, технических средств объектовых формирований гражданской обороны для защиты производственного персонала в случае возникновения чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера;

---

<sup>1</sup> Соколов, С. Н. Формирование и развитие стратегического потенциала регионального нефтегазостроительного комплекса: Теория, методология, практика / С. Н. Соколов. – Волгоград : ВолГУ, 2003. – 556с

организация системы страхования возможных аварий на опасных производственных объектах имущественного комплекса, основанная на достоверной информации о количестве обрабатываемых и хранящихся опасных веществ.

ООО «Тюментрансгаз» имеет в своем составе свыше 67 % опасных производственных объектов (газопроводы большого диаметра), находящихся в эксплуатации, соответственно, от 11 до 20 лет и 25 % – от 21 до 33 лет, и более 3 % – свыше 33 лет. Исследование показало, что 25,9 % газоперекачивающих агрегатов компрессорных цехов выработали расчетный ресурс 100 тыс.ч., а 32,5 % имеют наработку от 70 до 100 тыс.ч.<sup>1</sup> [132]

По данным аварийной статистики, отказы на линейной части магистральных газопроводов, находящихся в эксплуатации от 10 до 30 лет, составляют около 60 % от общего числа зарегистрированных аварий.

К основным причинам, приводящим к разрушениям и отказам трубопроводов и систем противоаварийной защиты, относятся:

- снижение прочности трубопроводов и запорной арматуры на линейных участках;
- нарушение герметичности технологического оборудования компрессорных станций и снижение прочности трубопроводов технологической обвязки;
- внешние механические повреждения трубопроводов и линейной арматуры;
- причины, связанные с опасными природными процессами;
- прекращение подачи энергоресурсов.

Часто аварийные ситуации возникают из-за снижения прочности трубопроводов и линейной арматуры, что, прежде всего, связано с физическим износом, температурной деформацией, коррозионными процессами, усугубляющимися сложными природно-климатическими условиями в районах функционирования объектов имущественного комплекса газотранспортных систем.

Проведенное нами исследование отказов на магистральных газопроводах единой газотранспортной системы России за период 1999-2003гг. показало, что почти 40 процентов их происходит по причине коррозионного растрескивания под напряжением (так называемая «стресс-коррозия»). При этом наибольшее количество зарегистрированных аварий произошло на участках трубопроводов из стали марок 17Г1С и 17Г1С-У, что связано с «вхождением» труб из этих марок сталей в активный стресс-коррозионный «возраст». Фактический «возраст» газопроводов из труб, потерпевших аварию за этот период по причине коррозии, составляет от 18 до 25 лет.

Причем, чаще всего стресс-коррозия проявляется на газопроводах с пленочным изоляционным покрытием, нанесенным в трассовых условиях. Большинство эксплуатируемых ООО «Тюментрансгаз» газопроводов сооружены из труб указанных марок стали и имеют ленточное изоляционное покрытие, нанесенное в трассовых условиях. Средний срок их эксплуатации составляет 22 года.

Общий уровень промышленной безопасности опасных производственных объектов ООО «Тюментрансгаз» на настоящий момент времени определяется, прежде всего, уровнем физического и морального износа трубопроводов, основного технологического оборудования компрессорных станций и вспомогательных систем, играющим решающую роль в предотвращении, локализации и ликвидации последствий аварийных и чрезвычайных ситуаций. Следовательно, в результате проведения реконструкции объектов имущественного комплекса газотранспортных систем показатель интенсивности отказов значительно снизится, а уровень надежности и безопасности функционирования газотранспортных систем – повысится.

Обеспечение надежной транспортировки газа по системам магистральных и распределительных газопроводов, эксплуатируемым ООО «Тюментрансгаз», в планируемых объемах в период до 2020 года требует проведения комплексной реконструкции объектов имуществен-

---

<sup>1</sup> Тюменская область в : стат. сб. / Тюменский областной комитет госстатистики. - Т., 2000. - 258

ного комплекса по транспортировке газа. При расчете объемов и сроков проведения реконструкции объектов имущественного комплекса газотранспортной системы с учетом их жизненного цикла нами выделены следующие основные факторы:

загрузка магистральных газопроводов;

техническое состояние объектов имущественного комплекса: технологического оборудования и установок, вспомогательных систем, зданий и сооружений, которые напрямую связаны со сроком эксплуатации этих объектов;

необходимость поддержания или повышения надежности работы объектов имущественного комплекса газотранспортной системы;

современные требования по промышленной безопасности и экологии к объектам имущественного комплекса по транспорту газа;

необходимость повышения технического уровня объектов имущественного комплекса газотранспортной системы и приведение их в соответствие с современными достижениями науки и техники;

повышение экономической эффективности транспорта газа.

Результаты подробного исследования загрузки систем магистральных газопроводов ООО «Тюментрансгаз» с учетом авторского прогноза добычи и транспортировки газа до 2020 года позволили нам принять следующие основные положения с целью минимизации капитальных вложений в новое строительство:

1) восстановление и поддержание проектной производительности объектов имущественного комплекса газотранспортной системы;

2) продление срока эксплуатации объектов имущественного комплекса газотранспортной системы, выработавших нормативный срок амортизации 33 года, в основном до 40-45 лет.

С учетом предлагаемого срока эксплуатации объектов имущественного комплекса газотранспортной системы 40-45 лет вывод из эксплуатации этих объектов придется на период падающей загрузки газотранспортной системы.

В таблице 3.8 приведены сроки выведения имущественных комплексов газотранспортной системы из эксплуатации в зависимости от вариантов объемов подачи газа.

В рамках мероприятий по реконструкции и техническому перевооружению имущественных комплексов по транспортировке газа ООО «Тюментрансгаз», обеспечивающих восстановление и поддержание проектной производительности магистральных газопроводов, нами разработаны следующие основные направления:

реконструкция или монтаж узлов пуска и дефектоскопов;

замена труб или переиспытание на участках со сниженным рабочим давлением, из-за которых ограничена пропускная способность магистрального газопровода;

реконструкция подводных переходов магистральных газопроводов;

замена оборудования на линейных объектах: узлах редуцирования, перемычках и газораспределительных системах с учетом степени изношенности и

предложений эксплуатирующей организации.

Основные положения по назначению объемов и сроков проведения реконструкции компрессорных станций состоят в следующем:

реконструкция компрессорных станций магистральных газопроводов, оснащенных агрегатами ГТ-6-750 и ГТ-750-6, не предусматривается. Техническое состояние газоперекачивающих агрегатов до момента вывода компрессорной станции из эксплуатации поддерживается за счет проведения планово-предупредительных и капитальных ремонтов.

на компрессорных станциях, оснащенных агрегатами ГТК-10-4, с наработкой до 100 тыс.ч. проводится восстановительный ремонт газоперекачивающих агрегатов, а по достижению наработки более 150 тыс.ч. предусматривается реконструкция компрессорного цеха с заменой газоперекачивающего агрегата и возможным сохранением существующих зданий и установок на основании результатов оценки реального технического состояния.

Сроки вывода имущественных комплексов  
газотранспортной системы из эксплуатации

Наименование газопроводов	Диаметр, мм	Рабочее давление, МПа	Проектная производительность, млрд.м <sup>3</sup> /г.	Год ввода в эксплуатацию	Наработка, лет			Год вывода*	
					до 2010 г.	до 2015г.	до 2020г.	Вариант 1	Вариант 2
Уренгой-Надым I н.	1420	7,4	30	1977	33	38	43	2020	2020
Медвежье-Надым I н.	1420	7,4	28	1972	38	43	48	2020	2020
Надым-Пунга I н.	1220	5,4	14	1972	38	43	48	2016	2016
Надым-Пунга II н.	1220	5,4	14	1974	36	41	46	2018	2018
Надым-Пунга III н.	1420	7,4	30	1975	35	40	45	не вывод.	не вывод.
Надым-Пунга IV н.	1420	7,4	30	1977	33	38	43	не вы- вод.	2020
Пунга-Вуктыл-Ухта I н.	1220	5,4	14	1977	33	38	43	2018	2011
Пунга-Вуктыл-Ухта II н.	1420	7,4	29,2	1976	34	39	44	2020	2013
Пунга-Вуктыл-Ухта III н.	1420	7,4	29,2	1981	29	34	39	не вы- вод.	2016
Игрим-Серов	1020	5,4	10	1966	44	49	54	2010	2010
СРТО-Урал (Пунга-Н.Тура II н.)	1220	5,4	16,2	1973	37	42	47	2018	2018
Пунга-Н.Тура III н.	1220	5,4	16	1975	35	40	45	2018	2018

\*) год, начиная с которого газопровод в работе не используется

на компрессорных станциях, оснащенных газоперекачивающими агрегатами Ц-16, при наработке более 75 тыс.ч. предусматривается замена различных элементов агрегата.

реконструкцию старых агрегатов компрессорных станций Надымская и Сорумская газопровода Надым-Пунга III н. предусматривается провести до 2010 года с заменой на газотурбинные установки и др.

Концепция реконструкции систем автоматизации компрессорных станций и цехов основана на плановой, поэтапной замене систем автоматизации, начиная с нижнего уровня, на современные, с соответствующей заменой датчиков и сигнализаторов технологических параметров, с модернизацией кранов в части замены узлов управления и конечных выключателей, с осуществлением замены кабельных проводок и импульсных труб, а также с прокладкой новых цифровых каналов связи.

Для ускорения процесса реконструкция агрегатных систем и систем цехового контроля и управления предусматривается на базе унифицированных технических решений и типовых проектных решений по их привязке.



Концепция реконструкции и технического перевооружения систем станционного уровня основана на необходимости создания единой автоматизированной системы управления компрессорными станциями на каждой площадке станции с интеграцией программно-технических средств агрегатного, цехового и станционного уровней в единый комплекс автоматизированной системы управления. Реконструкция указанных систем должна осуществляться с использованием типовых решений на основе типовых требований к проектированию компрессорных станций (ВРД 39-1.8-055-2002). Автоматизированная система управления компрессорными станциями должна охватывать комплекс взаимно увязанных агрегатных, цеховых и других подсистем.

Выделим два этапа работ по реконструкции и техническому перевооружению автоматизированной системы управления компрессорными станциями.

Этап 1. Выбор базовых технических средств контроля и управления на основании альтернативных предложений нескольких организаций-разработчиков и поставщиков программно-технических средств. При выборе организаций-разработчиков и поставщиков на всех уровнях управления следует обеспечить их взаимодействие и согласованные решения. В противном случае могут возникнуть неоправданные затраты на интеграцию всех площадочных подсистем на уровне компрессорных станций.

Этап 2. Определение порядка проектирования, а также последовательности приобретения и производства технических средств и объемов работ по реконструкции автоматизированной системы управления компрессорными станциями с учетом возможностей организаций, привлекаемых к работам (поставщиков, строителей-монтажников, наладчиков и пр.)

Для газоизмерительных станций и газораспределительных систем нами предлагается поэтапная реконструкция и замена устаревших технических средств на современные. Поскольку в газотранспортной системе ОАО «Тюментрансгаз» используются резервные системы учета газа на базе устаревших приборов, то следует продолжить их запланированную замену на более совершенные приборы фирмы «Foxbogo».

При реконструкции и техническом перевооружении систем оперативно-диспетчерского управления ООО «Тюментрансгаз» должна сохраняться преемственность функций, объемов информации и форм выходных документов, а также должно обеспечиваться взаимодействие с другими автоматизированными системами предприятия и вышестоящим уровнем – Отраслевой системой оперативно-диспетчерского управления ОАО «Газпром».

Основным программным средством, на котором будет строиться система диспетчерского управления имуществом комплексом газотранспортной системы, должен быть типовой программный пакет SCADA. Система SCADA уровня предприятия (имущественного комплекса) должна обеспечивать обмен информацией с системами различных типов (верхнего и ниже стоящего уровней управления).

Проведенный анализ технического состояния имущественного комплекса газотранспортной системы ООО «Тюментрансгаз» показал, что реконструкции подлежат, в основном, объекты имущественного комплекса магистрального газопровода Надымского коридора. По газопроводам Пуровского коридора Уренгой-Центр I и II нитки намечена реконструкция участков между компрессорными станциями Пельмская и Ивдельская, целью которой является повышение рабочего давления до проектного.

С учетом прогнозируемой загрузки систем магистральных газопроводов в предлагается концепция по реконструкции объектов имущественного комплекса, основанная на прогнозных наработках газоперекачивающих агрегатов, учитывающих реальное состояние объектов компрессорных станций, а также предложений ООО «Тюментрансгаз», в которой определены сроки и объемы реконструкции объектов имущественного комплекса по газотранспортным системам:

Уренгой-Надым-Перегибное, Перегибное-Приполярная, Пунга-Н.Тура (табл. 3.9);  
Уренгой-Ужгород, Уренгой-Центр I и II.;  
Ямбург-Центр.

По Надымскому коридору нами предусматриваются следующие мероприятия:

1. Замена в три этапа газопроводов Игрим-Серов, Надым-Пунга-Н.Тура Шн, СРТО-Урал Шн на две нитки:

1 этап 498–502,9км – ввод в 2004 году

2 этап 502,9–616км – ввод в 2005 году

3 этап 502,9–616км – ввод в 2006 году

Таблица 3.9

Объемы и сроки проведения капитального ремонта газоперекачивающих агрегатов по годам системы магистральных газопроводов Уренгой-Надым-Перегребное, Перегребное - Приполярная, Пунга-Н.Тура

Наименование Компрессорной станции	Кол-во ГПА	Год						
		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
ГКС-1 Уренгойская	26		8	5	5			8
Пангоды	32	24	8					
ЦДКС Пангоды	20	10	5				5	5
Надымская	35	19	8	8				
Лонг-Юганская	46	17	11	3	3	3	3	3
Сорумская	47	19	22	3	3	3	3	3
Казымская	27	18	3	3	3	3	3	3
Н. Казымская	24		16	8				
Перегребненская	36	20	8	8				
Сосьвинская	22	19	3					
Приполярная	22	16	3	3				
Пунгинская	12	3	3	3	3	3	3	3
У.-Юганская	16							8
Комсомольская	33	3	3	3	3	11	11	3
Пелымская	18	3	3		3	3	6	3
Ивдельская	31	6	6	8	11	6	6	3
Краснотурьинская	22	8	11	3	3	3	3	3
Нижнетурьинская	12	6	6					

\* Тип ГПА указан после проведения реконструкции.

Также предлагается завершить замену трех ниток газопроводов на две в районе компрессорной станции Н.Туриная, ввод которой в эксплуатацию намечается к 2007 году.

К объектам реконструкции объектов имущественного комплекса газотранспортной системы в районе компрессорной станции Н.Туриная относятся:

строительство двух входных и двух выходных шлейфов диаметром 1200мм;

новая газоизмерительная станция, предусматривающая замер газа между ООО «Тюмен-трансгаз», ООО «Уралтрансгаз и ООО «Пермтрансгаз»;

узлы регулирования давления и расхода газа на границах объединений.

2. Замена устаревшего оборудования и другие работы с завершением в 2005 году на магистральных газопроводах Надым-Пунга – I, II, III и Пунга-Вуктыл-Ухта-I.

3. Реконструкция таких объектов имущественного комплекса газотранспортной системы как очистные устройства, находящихся в эксплуатации с 1975 года.

После 2006 года на основании анализа существующего положения по очистным устройствам магистральных газопроводов в Надымском коридоре предусматривается продолжение реконструкции объектов имущественного комплекса на период с 2007 до 2013 г. Объемы реконструкции узлов очистки приведены в приложении Т.

В дальнейшем, по необходимости, возможна реконструкция очистных сооружений на магистральных газопроводах Пуровского и Ямбургского коридоров.

4. Реконструкция 12 газораспределительных станций, для которых предлагается и обосновывается замена существующего оборудования на автоматизированные газораспределительные станции типа «Урожай» производства ООО «Уромгаз».

Необходимость реконструкции остальных газораспределительных станций следует определить в соответствии со степенью их изношенности и выводов на реконструкцию в среднем 2-3 станции в год, т. е. реконструкция газораспределительных систем будет проводиться в течение последующих 14 лет.

Предложения по реконструкции 12-ти газораспределительных станций со сроками ввода новых автоматизированных газораспределительных станций типа «Урожай» приведены в приложении У.

При выводе из эксплуатации некоторых объектов имущественного комплекса магистральных газопроводов появится необходимость в переключении газопроводов-отводов на ближайшие нитки коридора, остающиеся в эксплуатации. В приложении Ф приведен перечень газопроводов-отводов, подлежащих переключению.

В концепции реконструкции объектов имущественного комплекса газотранспортной системы нами предусмотрено поэтапное оснащение всех линейно-производственных управлений и всей газотранспортной системы ООО «Тюментрансгаз» средствами телемеханизации с целью создания единой системы, охватывающей все имущественные комплексы газотранспортной системы.

Для реализации программы реконструкции систем телемеханизации требуется разработка, поставка и монтаж программно-технических средств для линейно-производственных управлений, не охваченных средствами телемеханизации, а также расширение действующих средств телемеханизации для охвата вдольтрассовых сооружений как действующих так и реконструируемых магистральных газопроводов. В качестве базовых средств телемеханизации мы предлагаем принять комплексы УНК (НИИИС г. Н. Новгород) и СТН-3000 (АО «Атланттрансгазсистема» г. Москва).

В соответствии с предлагаемой нами концепцией реконструкции объектов имущественного комплекса в части телемеханизации ООО «Тюментрансгаз» до 2006г., необходимо телемеханизировать около 20000 км газопроводов в одноконтурном исчислении, что в целом составляет 100% всех магистральных газопроводов. В 2003г. по этой программе освоено 282 млн. рублей.

В разработанной в концепции предусматривается реконструкция электроснабжения объектов имущественного комплекса и их электрохимзащиты, в соответствии с которой предлагается замена:

морально устаревших и выработавших свой ресурс станций катодной и дренажной защиты на станции нового поколения, имеющие возможность подключения к различным системам телемеханики для дистанционного управления и контроля:

- величины измеряемой разности потенциалов, выходного тока, выходного напряжения;
- наличия или отсутствия напряжения питающей сети;
- накопительного учета потребляемой электроэнергии;
- дистанционной установки защитного потенциала;
- дистанционной установки выходного напряжения.

Создание системы коррозионного мониторинга за состоянием подземных коммуникаций, дистанционного контроля и управления режимами работы катодных станций:

система коррозионного мониторинга компрессорных станций включается в общую автоматизированную систему управления станциями;

система коррозионного мониторинга линейной части включается в общую систему телемеханики линейно-производственного управления;

строительство вдоль трассовых ЛЭП-10 кВ на участках ее отсутствия;

установка контрольно-диагностических пунктов;  
установка электроизолирующих вставок и применение протяженных анодных заземлителей для создания локальных систем ЭХЗ на компрессорных станциях;  
внедрение анодных заземлителей из малорастворимых сплавов, обеспечивающих нормативный срок их службы;

замена дренажных кабелей реконструируемых установок катодной защиты на кабели из меди с двойной изоляцией и сечением не менее  $35 \text{ мм}^2$ .<sup>1</sup> [141, 146]

Очередности и конкретные объемы реконструкции системы электрохимзащиты по линейно-производственным управлениям магистральных газопроводов представлены в приложении X.

Основным направлением при реконструкции систем электроснабжения объектов имущественных комплексов газотранспортной системы является применение самого современного оборудования.

Так, для строительства вдольтрассовых высоковольтных линий 10 кВ на реконструируемых объектах имущественного комплекса целесообразно, на наш взгляд, использование нового типа металлических опор облегченного типа производства ЗАО «ВНПО ЭЛСИ», г. Новосибирск с подвеской на них изолированных проводов отечественного производства типа «СИП-3» или импортного производства типа «SAX». Такое решение позволит сократить время доставки опор на строительные площадки и тем самым ускорить выполнение строительно-монтажных работ, а применение изолированных проводов – повысить надежность работы высоковольтных линий.

Предусматривается замена физически изношенного и морально устаревшего электрооборудования: КТП – 410 комплектов, разъединяющих пунктов – 340 комплектов. В процессе реконструкции также предусматривается строительство новых ВЛ-10 кВ – 743 км.

По состоянию на 1 января 2004 г. в имущественном комплексе ООО «Тюментрансгаз» находится в эксплуатации 209 компрессорных цехов. На компрессорных станциях установлено 22 типа газоперекачивающих агрегата с газотурбинным приводом. Всего установлено и эксплуатируется 1108 газоперекачивающих агрегатов суммарной мощностью 14820 МВт.

В настоящее время эксплуатация компрессорных станций осложняется моральным и физическим старением оборудования. Газоперекачивающие агрегаты, разработанные ещё в 60-х годах, не отвечают современным экологическим и экономическим требованиям, требованиям промышленной безопасности, характеристикам перекачиваемого газа и т.д.

Оптимальным выходом из сложившейся ситуации является предлагаемый нами план реконструкции компрессорных цехов, являющихся составной частью разработанной в концепции реконструкции и технического перевооружения объектов имущественного комплекса газотранспортной системы.

1. Реконструкция компрессорной станции Пуровская городов Уренгой-Центр1 и Уренгой-Центр2. Замена 5 (6 для второй станции) агрегатов ДР-59Л на ПС-90ГП-2 позволит повысить единичную мощность газоперекачивающего агрегата с 10 до 12 МВт (в перспективе до 16 МВт что в свою очередь позволит в перспективе обеспечить степень сжатия ЦБН до 1,7 при неизменной производительности.

2. Реконструкция компрессорной станции Уренгойская газопроводов Уренгой-Петровск. Замена 8 агрегатов ГТК-10-4 на ПС-90ГП-1 позволит повысить единичную мощность газоперекачивающего агрегата с 10 до 12 МВт, обеспечить требуемую степень сжатия при сохранении проектной производительности, при этом компенсируется дефицит мощно-

---

<sup>1</sup> Чепаченко Н. В. Эффективное управление строительной организацией / Н. В. Чепаченко. – СПб.: СПбГИЭУ, 2001. – 174 с.; Яровенко, С. М. Проектирование строительных организаций в современных условиях / С. М. Яровенко, Д. М. Селькин Актуальные проблемы развития инвестиционно-строительной сферы России: Сб. трудов. – М. МГСУ, 2000. – 294 с.

стей для транспортировки плановых объемов газа поступающего от Заполярного месторождения.

3. Реконструкция компрессорных станций Верхнеказымская городов Уренгой-Центр 1 и Уренгой-Центр 2, Октябрьская г. Уренгой-Центр 1. Установленные агрегаты НК-16СТ имеют низкий КПД, повышенный расход газа на собственные нужды, высокие эксплуатационные затраты и неудовлетворительные экологические показатели. Низкий моторесурс узлов обуславливает частые съёмы двигателя. Замена агрегатов НК-16СТ на НК-38СТ на 3 газоперекачивающих агрегата позволит оснастить каждый компрессорный цех агрегатами нового поколения, привести работу в соответствие с требуемой степенью сжатия, снизить эксплуатационные затраты, увеличить надежность работы цеха. Для обеспечения дополнительного уровня надежности в эксплуатации остаются по 2 агрегата НК-16СТ с новой системой автоматики.

4. Реконструкция компрессорных станций Верхнеказымская города Уренгой-Елец 1, Октябрьская г. Уренгой-Центр 2. Осуществляемые действия те же, что и в предыдущем случае, причем ввод 2 газоперекачивающих агрегатов планируется произвести в 2006 г. и 1 агрегат в 2007 г. отдельно для каждой станции.

5. Реконструкция компрессорных станций Таёжная г. Ямбург-Западная граница и г. Ямбург-Тула1, Ново-Комсомольская г. Ямбург-Елец2 и г. Ямбург-Западная граница, Ново-Ивдельская г. Ямбург-Елец 2, г. Ямбург-Западная граница и г. Ямбург-Тула 2. Установленные агрегаты ГТН-25/76 имеют низкие показатели надёжности, высокие эксплуатационные затраты и неудовлетворительные экологические характеристики. Замена агрегатов ГТН-25/76 на ДН-80Л1 (КПД 36 %) позволит привести в соответствие фактическую мощность компрессорной станции с проектной, увеличить надежность компрессорного цеха, привести работу в соответствие с требуемой степенью сжатия.

6. Реконструкция компрессорных станций Карпинская г. Ямбург-Тула2, Лялинская г. Уренгой-Центр 1. Установленные агрегаты НК-16СТ имеют низкий КПД, повышенный расход газа на собственные нужды, высокие эксплуатационные затраты и т.д. Низкий моторесурс узлов обуславливает частые съёмы двигателя. Замена 2 агрегатов НК-16СТ на АЛ-31 (во втором случае 5 агрегатов) позволит оснастить компрессорный цех агрегатами нового поколения, привести в соответствие работу с требуемой степенью сжатия, снизить эксплуатационные затраты, увеличить надежность работы цеха и т.д. По окончании реконструкции цех будет оснащен 3 газоперекачивающими агрегатами нового поколения и двумя агрегатами Ц-16 с новой системой автоматического управления.

7. Реконструкция компрессорной станции Нижнетуриная г. СРТО-Урал2. Установленные агрегаты ГТ-750-6 выработали полный ресурс (100000 ч.), имеют низкий КПД, низкие мощностные характеристики, высокие эксплуатационные затраты и т.д. Замена агрегатов ГТ-750-6 на 5 агрегатов Ц16 позволит привести в соответствие фактическую мощность компрессорной станции с проектной, уменьшить количество газоперекачивающих агрегатов за счет увеличения единичной мощности агрегатов, а также значительно снизить эксплуатационные затраты, а в перспективе – произвести замену на двигатели следующего поколения.

8. Реконструкция Пунгинской СПХГ. Установленные агрегаты ГТ-6-750 выработали полный ресурс (100000 ч.), имеют низкий КПД, низкие мощностные характеристики, высокие эксплуатационные затраты и т.д. Замена 6 агрегатов ГТ-6-750 на 5 газоперекачивающих агрегатов типа Урал-10ПХГ позволит оснастить ПХГ специализированными агрегатами, увеличить давление в пласте, тем самым увеличив общую емкость ПХГ, а также увеличить фактическую мощность компрессорной станции, одновременно уменьшив количество газоперекачивающих агрегатов за счет увеличения единичной мощности агрегатов, а также значительно снизить эксплуатационные затраты, и повысить надежность работы ПХГ.

9. Строительство компрессорных станций Приозерная и Октябрьская г. СРТО-Урал. Окончание строительства компрессорной станции Приозерная г. СРТО-Урал с 4 газоперекачивающими агрегатами типа Ц-16 позволит увеличить пропускную способность системы га-

зопроводов, что особенно необходимо для транспортировки плановых объемов газа, поступающего от Заполярного месторождения.

10. Реконструкция ЦДКС в п. Пангоды. ЦДКС «Пангоды» является одновременно промышленной добывающей компрессорной станцией и головной станцией месторождения Медвежье. После выполнения 1-го этапа реконструкции ЦДКС (для компримирования параллельно с цехами компрессорной станции «Пангоды» потока газа от Уренгойского газотранспортного узла выделено 5 агрегатов в отдельный компрессорный цех и выполнена переобвязка 15 газоперекачивающих агрегатов Ц-16 на 3-х ступенчатое сжатие) на 2-м этапе реконструкции необходимо выполнить реконструкцию системы автоматизированного управления и системы энергоснабжения компрессорного цеха и ЦДКС.

11. Монтаж узла улавливания, сбора и утилизации залповых выбросов жидкости на компрессорной станции Пангодинская г. Уренгой-Надым1. Для поддержания требуемого качества транспортируемого газа и утилизации отходов, образующихся при продувке пылеуловителей.

При выполнении реконструкции компрессорных цехов с заменой газоперекачивающих агрегатов или их двигателей предусматривается оснащение установок подготовки топливного и пускового газа современными турбинными счетчиками, быстросъемными сужающими устройствами и вычислителями расхода газа.

В зависимости от объемов технологической реконструкции компрессорных цехов предлагаются следующие варианты проведения реконструкции:

*Вариант 1.* В цехах подлежащих технологической реконструкции (с заменой газоперекачивающих агрегатов или двигателей агрегатов, воздухозаборных устройств, маслоохладителей и др. оборудования), в связи с существенным изменением функций и задач систем автоматики замене подлежат:

- система автоматизированного управления газоперекачивающим агрегатом;
- система автоматизированного управления компрессорным цехом.

При этом тип система управления газоперекачивающим агрегатом определяется заданием разработчика газоперекачивающего агрегата или заданием разработчика двигателя этого агрегата, а система автоматизированного управления компрессорным цехом предусматривается на аналогичной агрегатной программно-технической базе. Для удаленных от реконструируемых цехов площадок водных очистных сооружений, артскважин, канализационных очистных сооружений и тому подобных вспомогательных объектов, связь с которыми затруднена из-за больших расстояний или по другим причинам, предполагается использование радиоканалов.

В случае если на указанных площадках предполагается строительство новых объектов имущественного комплекса, то соответствующие локальные системы автоматизированного управления предусматриваются в составе системы автоматизированного управления компрессорным цехом, как правило, на аналогичной агрегатной программно-технической базе.

*Вариант 2.* В компрессорных цехах, не подлежащих технологической реконструкции (без замены газоперекачивающих агрегатов или замены их двигателей), предполагается поэтапная реконструкция систем автоматики и КИП (без остановки технологического процесса компримирования газа), но с первоочередной заменой тех систем автоматизированного управления газоперекачивающими агрегатами, которые полностью выработали ресурс, с соответствующей заменой контрольно-измерительных приборов, кабеля, узлов управления кранов и др.

Главным направлением при реконструкции систем электроснабжения объектов имущественного комплекса является применение самого современного электрооборудования, изготавливаемого по передовым отечественным и импортным технологиям, в том числе:

1. Для электростанций собственных нужд применяются электростанции нового поколения в блочно-контейнерном исполнении, полной заводской готовности, единичной мощностью 2,5 МВт и 4 МВт, с большим сроком службы.

2. Новые и реконструируемые ЗРУ-6(10) кВ укомплектовываются самыми современными

ячейками типа MCset или К-304-СЭ-НЭ, оснащенными элегазовыми выключателями и цифровыми терминалами релейных защит и автоматики типа "Seram".

3. Для питания наиболее ответственных потребителей на площадках компрессорных цехов устанавливаются автоматизированные аварийные дизельные электростанции нового поколения типа "Звезда-630НК" производства ОАО "Звезда-Энергетика" (г. Санкт-Петербург).

4. Предусматриваются комплектные трансформаторные подстанции новой модификации производства ОАО "Новая Эра".

5. Управление объектами энергоснабжения осуществляется АСУ Э.

6. Предусматривается применение низковольтных комплектных устройств с выдвижными элементами изготовления.

7. Для питающих и распределительных сетей 0,4÷10 кВ предусматривается применение кабелей с медными жилами.

Система автоматизированного управления цехового уровня предусматривается как поэтапно наращиваемая система с последовательным охватом всех его составляющих и вспомогательных объектов цеха и станции. Аналогично предыдущим решениям для удаленных от цеха площадок водных и канализационных очистных сооружений, артскважин, и др. предполагается использование радиоканала.

После разработки концепции реконструкции и технического перевооружения объектов имущественного комплекса по транспортировке газа на долгосрочную перспективу важным этапом является определение оптимального срока и объемов проведения реконструкции объектов транспорта газа.

### **3.4. Определение оптимального срока и объемов проведения реконструкции объектов, обеспечивающих транспортировку газа**

Объем финансирования на реконструкцию объектов имущественного комплекса по транспорту газа может быть представлен в виде имеющего определенную продолжительность процесса, включающего процедуры привлечения, внутреннего оборота и перераспределения, а также размещения финансовых ресурсов (денежных средств). С учетом необходимости реконструкции объектов имущественного комплекса по транспорту газа в связи с ростом объемов добычи природного газа и планов ремонтов возникает острая необходимость расчета объемов финансирования на перспективу. Финансовые средства строительной организации могут быть как собственные, так и привлеченные. Структура финансового потока представлена на рисунке 3.6.

Привлечение финансовых ресурсов – деятельность строительной организации, направленная на получение денежных средств, необходимых для реконструкции объектов недвижимости транспортировки газа. В рамках организации эта задача усложняется наличием в ее организационной структуре различных типов хозяйствующих субъектов. В частности, страховая компания может привлекать средства в основном за счет сбора страховых взносов, а банк за счет привлечения вкладов. В поиске баланса привлекаемых ресурсов заключается одна из главных задач управления пассивами.<sup>1</sup>

Несмотря на многовариантность, привлечение финансовых ресурсов в конечном итоге сводится к четырем способам, каждый из которых имеет свои известные особенности. Внутренний оборот и перераспределение финансовых ресурсов – управление финансовыми ресурсами путем изменения их пропорций и структуры для наиболее полного и эффективного ис-

---

<sup>1</sup> Асаул, А. Н. Финансово-строительные группы - основа региональных строительных комплексов / А. Н. Асаул, А. В. Батрак // Экономика строительства. М., 2000. № 3.; Балабанов, И. Т. Основы финансового менеджмента / И. Т. Балабанов. – М.: Финансы и статистика, 1997. – 477 с.: ил

пользования в рамках организации всех имеющихся средств.

Основной целью внутреннего оборота является перераспределение полученных финансовых ресурсов в соответствии с планом реконструкции. Размещение финансовых ресурсов – деятельность организации по финансированию различных объектов имущественного комплекса с использованием наиболее эффективных инвестиционных инструментов. К наиболее распространенным инструментам относятся кредитование и инвестирование. Отличия между ними в том, что срок и доход инвестирования заранее не определен, а кредитование основано на принципах срочности, возвратности, платности и доходности. При использовании двух указанных инструментов топ-менеджмент рассчитывает на получение определенного дохода. Однако может использоваться и безвозмездное финансирование, являющееся способом пополнения гудвила организации.<sup>1</sup>



Рис. 3.6 – Структура финансового потока корпорации

В связи с тем, что цены на строительные материалы, оборудование, труд и другое быстро меняется, в диссертационном исследовании объем финансирования под реконструкцию объектов имущественного комплекса по транспортировке газа рассчитан только на 2005-2006 го-

<sup>1</sup> Асаул, А. Н. Оценка эффективности предпринимательской деятельности / А. Н. Асаул, Е. В. Песоцкая, В. Т. Томилов // Гуманитарные науки.–СПб., 1997.– № 2.; Богачев, Е. Б. Проблемы функционирования финансовой системы региона / Е. Б. Богачев ; под ред. акад. Бандурина В. В. – М.: БУКВИЦА, 1999. – 260 с. ;



ды. Результаты расчетов сведены в таблице 3.10. Объем финансирования рассчитан в соответствии с планом реконструкции, составленным с учетом жизненного цикла объектов имущественного комплекса и прогнозом объемов добычи, что влечет за собой рост объемов транспортировки природного газа.

Финансовый поток организации, осуществляющей эксплуатацию и управление имущественным комплексом, представляет собой набор как минимум трех взаимозависимых составляющих: привлечения, внутреннего оборота и размещения ресурсов. Их взаимная зависимость проявляется в том, что каждая составляющая является необходимым условием следующего этапа и достаточным условием предыдущего. При этом основой управления финансовым потоком является финансовая стратегия организации, управляющей имущественным комплексом.

При планировании финансовой деятельности и при разработке финансовой стратегии сначала определяются потребности в инвестиционных ресурсах, затем определяются потребности в ресурсах на осуществление внутреннего оборота, и, наконец, осуществляется планирование кредитной деятельности<sup>1</sup>.

Оптимизация инвестиционного портфеля строительной организации является одним из наиболее важных условий обеспечения эффективности ее функционирования. Инвестирование в реконструкцию объектов имущественного комплекса газо--

транспортной системы должно быть нацелено на решение двух основных задач: обеспечение потребности транспортировки газа соответственно ранее согласованным графикам;

снижение затрат и риска инвестиционного портфеля за счет оптимизации структуры инвестиционных ценностей и получения финансовых (налоговых, процентных) преимуществ.

Как показали проведенные исследования большой объем строительства объектов имущественного комплекса ООО «Тюментрансгаз» в 2004-2006 годах планируется осуществить за счет собственных средств. Так, объем капитальных вложений за счет средств организации в этом периоде составит 14002,32 млрд. руб. (табл. 3.11)

Диверсификация источников финансирования портфелей строительной организации создает возможность получить наиболее привлекательные условия финансирования. Это обеспечивает требуемый уровень и объем финансовых потоков и дает возможность финансирования портфелей с наименьшими затратами как для заемщика, так и для кредитора. Работы по обеспечению финансирования портфеля начинаются с планирования этой деятельности и отражаются в финансовом плане, который является элементом стратегического плана управления деятельностью строительной организации.

---

<sup>1</sup> Беневоленская, З. Э. Доверительное управление имуществом в сфере предпринимательства / З. Э. Беневоленская. – СПб : Юридический центр Пресс, 2002.–282с.

## Объем финансирования строек и объектов на 2004-2006 г.г. по ООО "Тюментрансгаз", млн. руб

2004 год				2005 год					2006 год			
Объем НЗС на 01.01.04	Основные фонды	Ввод мощностей	Лимит капитальных вложений	НЗС на 01.01.2005 г.	Основные фонды	Ввод мощностей	Лимит капитальных вложений	НЗС на 1.01.2006 г.	Основные фонды	Ввод мощностей	Лимит капитальных вложений	НЗС на 01.01.2007 г.
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.
1. По договору на реализацию инвестиционных проектов - всего												
7344,57	9477,97		19786,63	14041,04	19080,21		21558,60	12581,74	15230,57		15622,93	9568,84
2. Новое строительство												
4732,81	5215,69		11055,57	8463,95	9650,59		10477,01	7263,37	6069,12		7148,54	6843,03
3. Бурение эксплуатационное на ПХГ												
206,69			40,00	240,02	62,00		188,20	334,85	216,60		210,80	293,92
4. ПИР будущих лет												
8,65			306,50				337,00				370,00	
5. Электростанции собственных нужд												
80,74			320,89	348,15	453,54	20 МВт	642,5	430,03	602,67	35 МВт	357,2	140,00
6. Газопровод-отвод к г.г.Салехард, Лабытнанги, Харп												
3540,27	3500,0	46,62 км	2133,33	1818,05	2895,17		1292,55	0,00				

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.
7. Газопровод-отвод к п.Агириш												
14,07	18,0	22 км	4,65	0,00								
8. Газопровод-подключение Песцового месторождения к системе газопроводов "Ямбург-ЦентрI"												
50,92	1617,3	46 км	1879,60	0,0								
9. Газопровод подключения перемычки УКПГ-15 на вход ГИС г/да Ямбург-Елец I												
			15,00	12,50	47,08	1 км	41,50	0,0				
10. Резервный газопровод-отвод от г/да СРТО-Урал до ГРС п. Югорск-2 (Воинская)												
0,03			15,00	12,53	25,00	8 км	15,00	0,0				
11. СОГ КС Ямбургская г/да Ямбург-ТулаI												
29,74			739,52	646,01	1056,90	ввод	493,02	291,1				
12. Газопровод СРТО-Урал												
392,26			522,68	827,83	1305,40		922,39	291,09	530,60	4 агр	287,46	0,0
13. Газопровод СРТО - Нечерноземье												
259,47			50,00	301,14			372,75	611,76	878,80	24,55 км	320,44	0,00
14. Вдольтрассовый проезд												
			4500,00	7550,0	3750,00	300 км	4500,00	7550,0	3750,0	300 км	4500,0	7550,0
15. Резервные котельные промплощадок												
			28,40	21,58	55,50		72,10	26,17	90,45		84,64	6,25

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.
16. Испытательная станция дизелей Казымского ПТУ												
			2,00	1,67	22,50	ввод	25,00	0,00				
17. Расширение Пунгинского ПХГ												
149,97	80,48		500,00	486,16			1600,00	1819,49			1000,0	2652,82
18. Реконструкция и техперевооружение												
2611,76	4262,28		8731,06	5577,09	9429,62		11081,59	5318,36	9161,45		8474,39	2725,81
19. Компрессорные станции												
1147,90	1379,82	9 арп	3882,32	3003,35	4393,45	24 арп	4641,53	2477,83	3992,21	25 арп	3636,91	1516,50
20. Реконструкция КС с применением отечественного оборудования												
1147,9	1379,8	9 арп	3882,32	3003,35	4393,45	24 арп	4641,53	2477,83	3992,21	25 арп	3636,91	1516,50

В финансовом плане закрепляются финансовые показатели конкретных портфелей: доходности, риска, структуры портфелей, а также долей по каждому элементу портфеля, условий финансирования, и критериев реструктуризации. Эти параметры создают заинтересованность в финансировании портфелей, снижают совокупные затраты организации по управлению портфелями, создают предпосылки для повышения эффективности портфелей и минимизации финансовых рисков организации.

Потенциальный объем и количество элементов инвестиционного портфеля в значительной степени зависит от структуры финансирования, возможностей погашения задолженности и чувствительности портфеля к изменениям макроэкономических параметров. Добиться эффективного решения этих вопросов невозможно без грамотного планирования процесса финансирования портфеля на всех стадиях его жизненного цикла<sup>1</sup>.

Как показывает анализ таблицы 3.12 наибольший объем финансирования реконструкции объектов имущественного комплекса газотранспортной системы (линейной части) в сумме 1788,5 млн. рублей приходится на 2006 год. Наибольший объем капитальных вложений (по линейной части) приходится на реконструкцию объектов имущественного комплекса газопроводов Игрим - Серов, Надым – Пунга – Н. Тура в сумме 1032,5 млн. рублей.

В соответствии с разработанным планом финансирования автоматизированных систем управления, являющихся неотъемлемой частью имущественных комплексов газотранспортных систем нами предусмотрена реконструкция газоизмерительных станций, техническое перевооружение средств телемеханизации, систем магистральных газопроводов. Для оперативного управления и решения всех вопросов организационно-технического характера планируется финансирование внедрения системы управления имущественным комплексом по транспортировке газа. (табл. 3.13)

После осуществления участниками проекта надежных мер по снижению и страхованию риска всех элементов инвестиционного портфеля, инвестор может сформировать соответствующие виды гарантий частичных или полных выплат задолженностей на определенных стадиях функционирования портфеля или при его ликвидации

В рамках разработанной концепции реконструкции объектов имущественного комплекса по транспорту газа нами определены объемы и сроки проведения реконструкции компрессорных станций (КС) в краткосрочной перспективе по двум вариантам.

С 2004 г. по 2007 г. на ряде компрессорных станций в один год необходимо будет производить замену двигателя на двух площадках одновременно, а, начиная с 2014 г., выполнять модернизацию газоперекачивающих агрегатов Ц-16 практически на всех компрессорных станциях.

Нами предложены наиболее рациональные варианты реконструкции компрессорных станций в зависимости от типа газоперекачивающего агрегата.

Компрессорные станции, оснащенные агрегатами ГТ-6-750 и ГТ-750-6. Эти компрессорные станции вводились в эксплуатацию, начиная с 1972 г. с первыми нитками газопроводов на рабочее давление 5,4 МПа. Агрегаты ГТ-6-750 и ГТ-750-6 на

---

<sup>1</sup> Ван Хорн, ДЖ.К. Основы управления финансами. - М.: Финансы и статистика, 1996.

**Перечень строек объектов нового строительства, осуществляемых ООО «Тюментрансгаз»  
за счет собственных средств в 2004-2006 гг.**

2004 год						2005 год				2006 год		
НЗС на 01.01.2004г.	Основные фон- ды	Лимит кап. вло- жений	в т.ч СМР	Оборудование	Прочие	НЗС на 1.01.2005г.	Основные фон- ды	Лимит кап. вло- жений	НЗС на 1.01.2006	Основные фон- ды	Лимит кап. вло- жений	НЗС на 01.01. 2007 г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<b>За счет собственных средств ООО "Тюментрансгаз"</b>												
621,78	2660,77	4233,08	2073,27	1904,47	255,34	1488,58	4602,45	5715,40	1648,92	3616,77	4053,84	1410,20
<i>в т. ч. промстроительство</i>												
348,88	2114,33	3143,05	1111,08	1822,52	209,45	853,76	3641,77	4847,45	1251,50	2774,97	3395,86	1306,25
<i>в т. ч. оборудование, не входящее в сметы строек</i>												
	1319,0	1582,8		1582,8		0,00	1450,92	1741,10	0,00	1596,0	1915,2	0,00
<b>Административное здание ООО "Тюментрансгаз"</b>												
128,79		250,00	242,53	3,00	4,47	337,12		250,0	545,46		275,0	774,62
<b>Склад ГСМ и метанола в п. Приобье</b>												
168,73	400,26	351,20	306,54	36,60	8,06	61,14		251,32	270,57	489,4	262,59	0,00
<b>Объекты энерговодоснабжения</b>												
24,00	127,98	327,16	95,44	166,43	65,29	168,65	230,67	612,81	365,32	317,79	538,44	496,23
<i>в т. ч. Котельные</i>												
	51,58	95,80	18,94	62,36	14,50	28,25	110,49	105,90	6,01	86,41	102,90	5,34

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Водные очистные сооружения												
		45,96		32,55	14,43	38,32		86,20	110,15	124,86	87,22	57,97
Канализационные очистные сооружения												
		45,00		32,59	12,41	37,50	22,61	68,13	71,67	78,60	65,32	64,17
Сети теплоснабжения жилых поселков												
		33,00	15,10	11,65	6,25	27,5	47,2	42,6	15,8	27,9	43,0	23,7
Строительство подстанции 110кВ Узюм-Юганская КС												
		30,50	5,0	25,0	0,50	26,42	50,42	30,00	0,00			
ВЛ -110 кВ Узюм-Юган - Пунга												
		6,00			6,00	5,00		120,00	105,00		130,0	213,33
ВЛ -110 кВ Пунга-Игрим												
		8,00			8,00	6,67		60,00	56,67		90,0	131,67
Реконструкция сетей утилизации тепла КС Лонг-Юганская												
10,75	43,58	39,40	36,5		2,90	0,00						
Теплоснабжение г. Югорска от утилизаторов КЦ г/да Уренгой-Петровск												
13,25	32,82	23,48	19,9	2,28	1,30	0,00						
Строительство и реконструкция объектов транспортного хозяйства												
2,5	256,2	444,14	309,15	32,92	103,07	116,4	1720,8	20009,5	70,2	371,8	404,6	35,4
<i>в т. ч. автомобильные газонаполнительные компрессорные станции</i>												
2,50	0,00	44,00	16,00	15,00	13,00	39,17	92,50	72,00	6,67	0,00	34,50	35,42

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.
Склады ГСМ с АЗС												
	90,4	168,63	141,92		24,71	48,45	1365,7	1580,9	0			
Пункты выпуска и аккумуляирования природного газа												
	6,02	16,22	1,96	1,16	13,10	7,50	84,28	92,18	0,00			
Пункты по переоборудованию автомашин на газомоторное топливо												
	105,79	127,98	95,12	13,51	19,35	0,86	36,49	45,19	0,00			
Механические мойки с очистными сооружениями												
		24,50			24,50	20,42	139,76	219,24	63,36	371,76	379,13	0,00
Гаражи в составе двух ангаров с бытовым пристроем												
	34,69	41,63	33,30	3,25	5,08	0,00						
Стояночный бокс												
	19,31	23,18	19,86	0	3,33	0						
Автодорога КС Узюм-Юганская - г.Югорск (г/да Уренгой-Новопсков)												
21,72		178,48	149,92		28,56	170,45	239,42	82,76	0,00			
Холодильник на 100 тонн п.Перегребное												
3,14	10,87	9,27	8,5	0,77		0,00						
Непромстроительство												
272,9	546,44	1090,03	962,19	81,95	45,89	634,82	960,68	867,95	397,42	841,8	657,98	103,95



Объем финансирования объектов имущественного комплекса (линейной части) газотранспортной системы  
ООО «Тюменьтрансгаз» на 2004-2006 гг.

Объём НЗС на 01.01.04	2004 год			2005 год					2006 год			
	Основные фонды	Ввод мощ- ностей	Лимит ка- питальных вложений	НЗС на 01.01.2005 г.	Основные фонды	Ввод мощ- ностей	Лимит ка- питальных вложений	НЗС на 1.01.2006 г.	Основные фонды	Ввод мощ- ностей	Лимит ка- питальных вложений	НЗС на 01.01.2007 г.
ЛИНЕЙНАЯ ЧАСТЬ МГ, ГАЗОПРОВОДЫ-ОТВОДЫ, ГРС												
240,15	634,10	0,00	1016,04	452,75	1678,10	0,00	1788,50	265,07	734,00		563,00	0,10
Реконструкция системы г/дов Игрим-Серов, Надым-Пунга-Н.ТураIII, СРТО-УралII												
53,338	219,63	4,9 км	283,00	69,58	805,00	16,1 км	1032,5	125,0	375	16,1 км	300,0	0,0
Гидротехнические мероприятия в створе п/переходов через р.Надым (км 201-209)												
			250,00	208,30	416,70		250,00	-0,1				
Реконструкция системы г/дов Уренгой-Ценр на участке Краснотурьинского ЛПУ												
	11,31	148,35		164,45	0,01							
Реконструкция узлов редуцирования и межсистемных перемычек												
			5,00	4,17	50,90	0,00	56,00	0				
Узлы приема и запуска очистных устройств												
	152,88	222,3	5 ед.	167,30	70,00	163,20	4 ед.	220	90,13	142,4	63	0,10
Реконструкция газопроводов -отводов и ГРС												
22,6	43,8		146,29	100,7	242,30	5 ед.	230,0	50,0	216,6		200,0	0,0

Таблица 3.13

Объемы финансирования автоматизированных систем управления и средств телемеханизации обслуживающих объекты имущественного комплекса газотранспортной системы на 2004-2006 г.г. по ООО «Тюментрансгаз», млн. руб.

2004 год				2005 год						2006 год		
Объем НЗС на 01.01.04	Основные фонды	Ввод мощностей	Лимит капитальных вложений	НЗС на 01.01.05	Основные фонды	Ввод мощностей	Лимит капитальных вложений	НЗС на 1.01.06	Основные фонды	Ввод мощностей	Лимит капитальных вложений	НЗС на 01.01.2007 г.
<b>СИСТЕМЫ АСУ И ТЕЛЕМЕХАНИКИ</b>												
812,02	1654,4		1550,56	448,61	1195,84		2090,01	923,99	2508,6		2410,4	409,84
<b>Реконструкция газоизмерительных станций</b>												
193,53	403,85	6 ед	252,38	0,0								
<b>Реконструкция и техперевооружение средств телемеханизации системы МГ</b>												
338,36	826,23	10 ед.	716,88	111,43	268,84	4ед	495,86	226,7	352,1	7ед	168,0	0,00
<b>Монтаж систем антипомпажного регулирования</b>												
15,64	29,07		65,00	40,7	166,04		150,36	0,00	249,62		299,54	0,00
<b>Внедрение системы управления предприятием</b>												
130,17	140,08		108,27	80,32	165,51		144,7	35,39	695,01		791,52	0,00
<b>Реконструкция системы автоматического управления и регулирования</b>												
134,32	215,81		270,77	141,15	198,78		788,96	599,84	976,55		943,87	409,84
<b>Реконструкция системы оперативно-диспетчерского управления</b>												
			90,00	75,0	359,06	13 ед.	465,0	62,0	195,18	11 ед.	159,8	0,0
<b>Внедрение систем охранно-пожарной сигнализации на КС ООО «Тюментрансгаз»</b>												
	39,4	9 ед	47,26	0,0	37,61	11 ед.	45,13	0,0	39,73	10 ед.	47,67	0,0

Таблица 3.14

Объем финансирования систем энергоснабжения обслуживающих объекты имущественного комплекса газотранспортной системы на 2004-2006 г.г. по ООО «Тюментрансгаз», млн. руб.

2004 год				2005 год				2006 год				
Объем НЗС на 01.01.04	Основные фонды	Ввод мощностей	Лимит капитал-ных вложений	НЗС на 01.01.05	Основные фонды	Ввод мощностей	Лимит капитал-ных вложений	НЗС на 01.01.06	Основные фонды	Ввод мощностей	Лимит капитал-ных вложений	НЗС на 01.01.07
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<b>СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ</b>												
144,80	562,49		1287,87	655,54	1252,46		1824,00	929,76	1574,31		1374,13	392,32
<b>Реконструкция систем электроснабжения КС (ЗРУ 6 (10) кВ)</b>												
46,34	312,5	2 ед.	671,20	293,2	365,00	2 ед.	722,4	536,84	836,67	6 ед.	685,56	271,47
<b>Реконструкция ЭСН</b>												
78,33	153,33	2 ед.	426,15	280,13	551,45	6 ед.	618,10	243,76	397,07	4 ед.	184,00	0,0
<b>Модернизация электростанций ПАЭС-2500 с заменой двигателей АИ-20 на Д-30 (ДО-49)</b>												
0,00	85,06	4 ед.	102,09	0,0	98,93	4 ед.	118,70	0,0	114,24	4 ед.	137,10	0,0
<b>Котельные</b>												
5,48	22,06	2 ед.	50,80	25,75	117,76	6 ед.	120,40	8,32	3,00	5 ед.	140,97	14,58
<b>Канализационные очистые</b>												
14,65	62,26	3 ед.	75,12	14,99	78,42	3 ед.	108,80	27,25	69,08	2 ед.	114,20	53,34

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Водные очистные												
	12,34	2 ед.	17,80	2,49	16,84	2 ед.	24,2	5,8	19,0	2 ед.	34,8	15,8
Реконструкция сетей теплоснабжения промплощадок												
			23,80	19,83	20,67		24,80	19,83	24,00		5,00	0,00
Автоматическая система контроля учета электроэнергии (АСКУЭ) ООО "Тюментрансгаз"												
			41,74	34,78	36,48	ввод	2,00	-0,03				
Автоматизация системы управления электроснабжения (АСУ ЭС)												
			23,00	19,70	102,32	4 ед.	127,3	22,93	117,16	4 ед.	157,6	37,09
СИСТЕМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СВЯЗИ												
152,36			594,82	597,12	512,92		328,4	357,9			65,1	41,5
Техпервооружение систем оперативной технологической связи												
152,36	50,92		594,82	597,1	512,92		328,4	357,9			65,1	41,5
СИСТЕМЫ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ												
114,53	31,43	1 ед.	399,45	419,73	396,85	7 ед.	409,15	363,84	352,33	2 ед.	424,85	365,56

этих станциях по наработкам на 01.01.04 значительно превысили нормативный ресурс и на некоторых компрессорных станциях превысили 170-180 тыс.ч.

В связи с тем, что намечается выводить из эксплуатации газопроводы на рабочее давление 5,4 МПа, реконструкция компрессорных станций с агрегатами ГТ-6-750 и ГТ-750-6 на этих газопроводах не предусматривается, за исключением компрессорных станций Пунгинского СПХГ и Нижнетуриной, на которых предусматривается строительство по одному новому компрессорному цеху взамен существующих.

Компрессорные станции, оснащенные агрегатами ГТК-10-4. На компрессорных станциях, оснащенных агрегатами ГТК-10-4, предусматривается проведение реконструкции по нескольким вариантам.

Вариант 1. Модернизация по программе «Рекон». На компрессорных станциях с наработками газоперекачивающих агрегатов до 100 тыс.ч. проводится модернизация агрегатов по программе «Рекон» с заменой регенераторов, в результате которой ресурс перекачивающего агрегата продлевается до 150 тыс.ч.

Необходимость реконструкции вызвана высокими наработками агрегатов ГТК-10-4, низким КПД газотурбинной установки (в первую очередь из-за технического состояния регенераторов), т.е. обусловлена техническим состоянием газоперекачивающих агрегатов.

Восстановительный ремонт турбоблока ГТК-10-4 в заводских условиях предусматривается на ООО СП «Альстом Пауэр-Невский», г. Санкт-Петербург. Выполняется замена существующих пластинчатых регенераторов на трубчатые типа ВПТ-1400 или РГУ-1800. Модернизированная газотурбинная установка имеет обозначение ГТК-10М. КПД модернизированных газотурбинных установок повышается до 33 %.

Восстановительный ремонт в стационарных условиях включает в себя замену основных узлов агрегата, модернизацию камеры сгорания и замену пластинчатых регенераторов на трубчатые типа ВПТ-1400 или РГУ-1800. КПД модернизированных газотурбинных установок при этом повышается до 30,5 %.

По достижению наработок газоперекачивающего агрегата более 150 тыс.ч. проводится реконструкция компрессорной станции по одному из рассмотренных ниже вариантов.

Вариант 2. Использование агрегатов ГПА-12Р2 «Урал». В этом варианте производится замена газотурбинной установки ГТК-10-4 на ГТУ 12П номинальной мощностью 12 МВт (НПО «Искра») и новой проточной части нагнетателя, обеспечивающей загрузку двигателя по мощности.

При этом по агрегатным системам предусматривается:

реконструкция системы смазки и уплотнения газоперекачивающего агрегата с разделением на две автономные системы с использованием разных марок масел в системах двигателя и нагнетателя, с установкой новых маслобаков и АВО масла поставки ЗАО «ГХТ»;

реконструкция системы топливного и пускового газов;

установка нового КВОУ (при необходимости);

замена выхлопного тракта и теплоутилизатора;

сооружение новой установки подготовки топливного и пускового газов, обеспечивающей возможность работы существующих ГПА от существующей УПТПИГ и реконструированных ГПА от новой УПТПИГ.

При реконструкции КС с использованием модернизированных ГПА предусматривается, при необходимости, реконструкция газовой обвязки нагнетателей с установкой автоматических клапанов «Моквелд» для антипомпажного регулирования и защиты нагнетателей.

Вариант 3. Использование агрегатов ГПА-16 МГ90. В этом варианте производится замена ГТУ агрегата ГТК-10-4 на судовой конвертированный двигатель ДГ 90Л2 мощностью 16 МВт поставки НПК «Заря-Машпроект», г. Николаев. Такой вариант реконструкции КС с аг-

регами ГТК-10-4 уже апробирован на ряде КС: Демьянская, Приобская и др. Технические решения и перечень работ по реконструкции агрегатных и цеховых систем КС в этом варианте аналогичны варианту с использованием агрегатов ГПА-12Р2 «Урал».

В этом варианте также предусматривается установка СПЧ нагнетателей, обеспечивающих загрузку двигателя мощностью 16 МВт. Благодаря этому обеспечивается возможность модернизации 6 агрегатов из 8.

На компрессорных станциях с полнонапорными нагнетателями, обвязанными по коллекторной схеме для параллельной работы, могут модернизироваться 5 агрегатов – 3 рабочих и 2 резервных. Решения по реконструкции конкретных КС принимаются на последующих этапах проектирования.

Другие варианты реконструкции КС, оснащенных агрегатами ГТК-10-4. Кроме рассмотренных выше вариантов реконструкции таких КС, могут быть также разработаны варианты реконструкции ГПА с применением других двигателей по мере их готовности.

Компрессорные станции с агрегатами ГПУ-10. Для реконструкции КС с агрегатами ГПУ-10 предусматривается использовать агрегаты ГПА-12/16 РТ «Урал», разработанные НПО «Искра», на базе двигателей ПС-90ГП-2. Конструкцией агрегата предусмотрена возможность работы его с потребляемой мощностью 12 МВт (I этап) с дросселированием ГТУ и мощностью 16 МВт (II этап). При этом производится установка соответствующих СПЧ нагнетателей, обеспечивающих необходимую загрузку двигателей по мощности. Вариант реконструкции КС с использованием агрегатов ГПА-12/16 РТ «Урал» в настоящее время реализуется на ГПА №26 КС Пуровская магистрального газопровода Уренгой-Центр-Ин.

Аналогичные решения по реконструкции предусматриваются для оставшихся агрегатов КЦ-2 и агрегатов КЦ-3 Пуровской КС, а также для реконструкции других КС с такими агрегатами. Установка агрегатов ГПА-12/16 РТ «Урал» производится в существующие индивидуальные укрытия. При реконструкции агрегатов производится доработка по документации НПО «Искра» агрегатных систем:

- маслоснабжение двигателя и нагнетателя с установкой новых маслоблоков и маслоохладителей поставки ЗАО «ГХТ»;

- систем топливного и пускового газов;

- воздухозабора с установкой нового КВОУ;

- выхлопного тракта с установкой нового теплоутилизатора.

Предусматривается также сооружение новой установки по подготовке топливного, пускового и импульсного газов, обеспечивающей совместно с существующей УПТПГ одновременную работу реконструированных и существующих агрегатов в период реконструкции цехов.

Компрессорные станции с агрегатами ГПА-Ц-16 и ГПУ-16. При эксплуатации КС с агрегатами ГПА-Ц-16 и ГПУ-16 по мере наработки агрегатами более 75 тыс. часов предусматривается замена двигателей на НК-16-18/СТ либо НК-38 СТ, СПЧ нагнетателей, ВОУ и др. элементов ГПА. После наработки агрегатами 150 тыс. часов предусматривается реконструкция КС, путем модернизации агрегатов с заменой двигателя. При этом могут использоваться как НК-38 СТ и НК-16-18/СТ, так и другие двигатели – ДГ-90, АЛ-31СТ, ПС-90 при условии своевременной разработки техдокументации на модернизированные ГПА их поставщиками. При реконструкции КС производится доработка агрегатных систем маслоснабжения, топливного и пускового газов и пр. по техдокументации разработчика модернизированного ГПА, а также сооружение новых установок подготовки топливного и пускового газов.

Компрессорные станции с агрегатами ГТК-25И (КС Надымская и Сорумская МГ Надым-Пунга III нитка). Реконструкция этих КС предусматривается путем замены ГПА на модернизированные ГПА с заменой ГТУ на ГТУ-25П. Для модернизации этих КС могут быть использованы также модернизированные ГПА с использованием и других двигателей, напри-

мер НК-36 СТ, ДН-80 и др. по мере готовности разработки технической документации на модернизированные ГПА.

Компрессорные станции с агрегатами ГТК-25И МГ Уренгой-Ужгород. Реконструкция КС МГ Уренгой-Ужгород с агрегатами ГТК-25И предусматривается после наработки агрегатами более 180 тыс. часов. При реконструкции КС предусматривается модернизация ГПА с заменой ГТУ на ГТУ-25П, либо НК-36СТ, ДН-80 и др. Предусматривается также доработка агрегатных систем по документации разработчика модернизированного ГПА, а также реконструкция цеховых систем, обеспечивающих работу модернизированных ГПА.

Компрессорные станции с агрегатами ГПА-25НЗЛ. Компрессорные станции Таежная (КЦ-4, КЦ-5) и Новокомсомольская (КЦ-7) с агрегатами ГПА-25НЗЛ уже реконструированы с использованием судового конвертированного двигателя ДН-80 и СПЧ нагнетателя фирмы «Борзиг». Аналогичные решения по реконструкции могут быть использованы также для реконструкции других КС с агрегатами ГПА-25НЗЛ.

Компрессорные станции с агрегатами ГТН-16. Реконструкция КС с агрегатами ГТН-16 может быть выполнена путем замены существующих ГПА на модернизированные агрегаты, которые могут быть созданы на базе авиационных двигателей или судового двигателя мощностью 16 МВт: НК-38СТ, ПС-90, АЛ-31СТ, ДГ-90. Модернизированные агрегаты предусматривается установить в существующие здания ГПА. При этом должны быть установлены также и новые нагнетатели (или СПЧ), приспособленные к агрегированию с новыми двигателями (по частоте вращения).

Кроме того, при реконструкции таких компрессорных станций должны реконструироваться определенные агрегатные и цеховые системы:

система воздухозабора и выхлопа реконструируются с заменой КВОУ, теплоутилизаторов и др.

система маслоснабжения ГПА агрегатная должна реконструироваться с разделением ее на отдельные системы двигателя и нагнетателя с установкой новых АВО поставки ОАО «ГХТ» и новых маслобаков. Реконструкции подлежат также склад масел из условия маслоснабжения двигателя и нагнетателя разными марками масел (при необходимости).

система топливного и пускового газов реконструируется с установкой нового блока БТПГ полной заводской готовности поставки ОАО «Уромгаз» с параметрами газов для нового двигателя и блока осушки импульсного газа УПИГА поставки ОАО «Компрессор». На период реконструкции предусматривается одновременная работа существующей и новой УПТПГ.

реконструкция газовой обвязки нагнетателей предусматривается с установкой антипомпажных клапанов «Моквелд».

Первоочередная реконструкция компрессорных станций. Система МГ на участках Уренгой-Надым-Перегибное, Перегибное-Приполярная, Пунга-Н.Тура Уренгойская ГКС-1

Необходимость реконструкции обусловлена как техническим состоянием ГПА, так и снижением давления газа Уренгойского м.р на входе в ГКС-1. Так как Уренгойская ГКС-1 является головной КС, то реконструкция позволит восстановить проектное давление на выходе КС, а также повысит надежность транспорта газа по всей системе.

Реконструкция компрессорного цеха 3 (магистрального газопровода Уренгой-Петровск) и компрессорного цеха 4 (Уренгой-Новопсков) предусматривается путем замены агрегатов ГТК-10-4 (6 шт. в КЦ-3 и 8 шт. в КЦ-4) на ГПА-12Р2 «Урал» с двигателем ПС-90ГП-1 и установкой СПЧ нагнетателя на степень сжатия 1,3 в КЦ-3 и 1,23 в КЦ-4 с сохранением групповой обвязки агрегатов. При реконструкции указанных цехов предусматривается доработка систем маслоснабжения (на две марки масел), топливного и пускового газов.

Центральная компрессорная станция (ЦКС) в п. Пангоды. Проводимая реконструкция диктуется изменением параметров газа Медвежьего м.р. на входе ЦКС, а также частичным

высвобождением газоперекачивающих мощностей. ЦКС состоит из двух цехов по 10 агрегатов ГПА-Ц-16 единичной мощностью 16 МВт.

Реконструкция ЦКС, используемой для компримирования газа м.р. Медвежье (15 ГПА-Ц-16), предусматривается по отдельному проекту, выполненному Южннигипрогазом. При этом рассматривается два возможных варианта: с ограничением степеней сжатия и температуры газа на нагнетании ступеней компримирования до 80 °С и без ограничения. Вопрос в настоящее время находится в стадии рассмотрения.

Реконструкция КС Нижнетуринска. На существующей КС Нижнетуринская действуют два цеха (МГ СРТО-Урал II н. и Пунга-Н.Тура III н.) с агрегатами ГТ-750-6. В настоящее время наработка ГПА превышает 150000 час. Техническое состояние агрегатов снижено, развиваемая мощность составляет 70-75 % от номинала, наблюдаются высокие эксплуатационные затраты. По данным ООО «Тюментрансгаз», практически все оборудование КС требует замены. Исходя из этого, предусматривается строительство нового здания компрессорного цеха, единого для трех газопроводов, оснащенного агрегатами ГПА-Ц-16.

Реконструкция КС Пунгинская. КС Пунгинская МГ Игрим-Серов и СРТО-Урал II н. с агрегатами ГТ-6-750 (по 6 шт. в каждом цехе) используется в качестве линейной КС и КС Пунгинского ПХГ. В настоящее время реализуется проект «Расширение Пунгинского ПХГ». В состав расширения ПХГ включены следующие основные объекты:

кусты скважин с технологическими трубопроводами и объектами инженерного обеспечения;

на площадке СПХГ (существующей) – строительство электростанций, служебно-эксплуатационного блока склада масел;

промплощадка ПХГ (проектируемая) – комплекс производственных и вспомогательных объектов, включая и компрессорный цех с агрегатами ГПА-16ПХГ «Урал» в количестве 4 шт.;

вертолетная взлетно-посадочная площадка;

полигоны твердых бытовых отходов и подземного захоронения промотходов;

площадка баз инфраструктуры.

Система Уренгой-Ужгород, Уренгой-Центр I и II н., Ямбург-Центр. Реконструкция КС Пуровская МГ Уренгой-Центр I, II н. В 2002 г. на КС Пуровская МГ Уренгой-Центр I н. проведена модернизация одного агрегата ГПУ-10 с заменой двигателя ДР-59Л мощностью 10 МВт на двигатель типа ПС-90ГП-2 мощностью 16 МВт, с последующей заменой оставшихся пяти ГПА. Аналогичная реконструкция намечается и на КС Пуровская МГ Уренгой-Центр II н. Необходимость реконструкции обусловлена как техническим состоянием существующих агрегатов ГПУ-10, так и снижением давления газа на входе КС. Замена двигателей ДР-59Л на ПС-90ГП-2 позволит повысить единичную мощность ГПА на первом этапе с 10 до 12 МВт, а в перспективе до 16 МВт, что в свою очередь позволит обеспечить повышенную степень сжатия ЦБН. Учитывая, что КС Пуровская является головной КС, то реконструкция повысит надежность транспорта по системе МГ.

Реконструкция КС Верхнеказымская МГ Уренгой-Центр I, II н., Ямбург-Елец I н., КС Октябрьская МГ Уренгой-Центр I, II н. Установленные агрегаты ГПА-Ц-16 с двигателем НК-16СТ имеют низкий КПД (29 %), повышенный расход газа на собственные нужды, высокие эксплуатационные затраты и неудовлетворительные экологические показатели (содержание  $\text{NO}_x$  в дымовых газах составляет 100 мг/м<sup>3</sup>, СО - 400 мг/м<sup>3</sup>). Низкий моторесурс узлов обуславливает частые съемы двигателя. Замена двигателей НК-16СТ на НК-38СТ позволит оснастить КЦ двигателями нового поколения с кпд 36,5 % , смена СПЧ позволит привести работу нагнетателя в соответствие с требуемой степенью сжатия, снизить эксплуатационные затраты, увеличить надежность работы цеха, уменьшить содержание вредных веществ в дымовых газах (содержание  $\text{NO}_x$  составит 50 мг/м<sup>3</sup>, СО - 120 мг/м<sup>3</sup>).



Реконструкция КС Таежная МГ Ямбург-Западная граница, Ямбург-Тула I н., КС Новомосольская МГ Ямбург-Елец II н., Ямбург-Западная граница, КС Новоивдельская МГ Ямбург-Елец II н., Ямбург-Западная граница, Ямбург-Тула II н. Установленные агрегаты ГПА-25/76 имеют низкие показатели надежности, высокие эксплуатационные затраты и неудовлетворительные экологические характеристики (содержание NO<sub>x</sub> в дымовых газах составляет 150 мг/м<sup>3</sup>, СО - 300 мг/м<sup>3</sup>).

Следует подчеркнуть, что во время реконструкции объектов имущественного комплекса ООО «Тюментрансгаз» по мере освоения отечественной промышленностью серийного выпуска новых типов оборудования необходимо это оборудование внедрять на реконструируемых объектах имущественного комплекса.

Техническими решениями по реконструкции источников теплоснабжения предусматривается замена и модернизация устаревшего, выработавшего моторесурс котельного парка на новый, с улучшенными технико-экономическими и экологическими показателями. Нормативный срок службы основных элементов системы тепло-, водоснабжения и водоотведения приведен в Табл. 3.15.

Таблица 3.15.

Нормативный срок службы основных элементов систем тепло - водоснабжения и водоотведения

Наименование элементов систем тепло-, водоснабжения и водоотведения	Номер группы	Нормативный срок службы, лет
1. Насосы артезианские и погружные	3	3÷5
2. Насосы центробежные, поршневые, роторные	4	5÷7
3. Сеть тепловая магистральная 4. Котлы энерготехнологические 5. Котлы отопительные, водонагреватели 6. Установки передвижные котельные	5	7÷10
7. Цистерны (баки), резервуары и другие емкости (кроме емкостей для сжатого или сжиженного газа) из черных металлов и алюминия 8. Канализационные сети из асбоцементных и стальных труб	7	15÷20
9. Скважина водозаборная	8	20÷25
10. Водопроводные очистные сооружения 11. Канализационные сети из керамических труб и сооружения	9	25÷30

На всех компрессорных станциях, за исключением станций Пангодинская и Таежная, принимается установка новых котельных на место демонтируемых с использованием существующих эстакад, с выполнением работ в летнее время.

При реконструкции станций Пангодинская и Таежная нами предлагается, в качестве эксперимента, установка в зданиях автономных источников тепла с демонтажом котлов-утилизаторов и тепловых сетей.

Разработанный нами план обновления котельного парка до 2006 года (в количестве 12 единиц), который предлагает сроки реконструкции систем теплоснабжения и котельного парка по ниткам магистральных газопроводов включен в «Программу реконструкции и технического перевооружения объектов имущественного комплекса по транспорту газа ООО «Тюментрансгаз» на 2004, 2005, 2006 годы»

При разработке концепции программы по реконструкции котельного парка на длитель-

ную перспективу нами приняты основные концептуальные мероприятия:

замена устаревшего оборудования на новое, изготавливаемое по отечественным и импортным технологиям;

полное обследование тепловых сетей, с последующей заменой ненадежных, аварийных участков на новые;

внедрение энергосберегающих технологий получения тепла;

сокращение расходов топливо-энергетических ресурсов;

переход на автономные, индивидуальные источники теплоснабжения (на 2-х цехах, принятых в качестве экспериментальных).

Установки водоочистки, насосное оборудование, устаревшие и не отвечающие современным требованиям, должны быть заменены на современные автоматизированные системы водоподготовки с использованием безреагентных технологий. Выбор источников водоснабжения должен осуществляться только при наличии заключения о соответствии источника требованиям ГОСТ 2761-84.

В качестве водоводов необходимо применять трубы из некорродирующих полимерных материалов или металлических с антикоррозионным внутренним и наружным покрытием заводского изготовления.

На объектах с широко развитыми объединенными системами водоснабжения нами предлагается выполнить локальные установки водоочистки для каждого потребителя или группы потребителей с выделением самостоятельного питьевого водопровода. При этом забор воды будет осуществляться из действующей водопроводной системы. На действующих ВОС надо предусмотреть только насосную с насосами пожарного, технического водоснабжения и циркуляционные.

В качестве локальных установок водоочистки могут быть рекомендованы Станции электрокоагуляционной подготовки питьевой воды с подстанциями водонапорными «Водопад» полнокомплектной заводской поставки.

Осуществление указанных предложений позволит эффективно решить вопросы водоснабжения и ресурсоэнергосбережения, используя существующую схему.

Данные виды реконструкций систем водоснабжения необходимо осуществлять, учитывая нормативные сроки службы, а также время последних реконструкций и модернизаций на объектах рассматриваемых систем.

В системах канализации, где эксплуатируются очистные сооружения с истекшим сроком полезного использования, а также сооружения с применением иловых площадок, и по оценке контролирующих органов госсанэпиднадзора и экологической безопасности не обеспечивающие нормативное качество очищенных сточных вод, предлагается выполнить реконструкцию комплексных очистных сооружений с полной заменой очистных установок на новые, полнокомплектной заводской поставки, имеющие соответствующую сертификацию, с технологией очистки, использующей минимальный прирост ила.

В качестве канализационных очистных сооружений, удовлетворяющих указанным требованиям, рекомендуются станции биологической очистки сточных вод «ДЕКО-СВ» (ЗАО «ДЕКО», г. Брянск).

На объектах, где эксплуатируются выгребы, надо заменить их на локальные установки очистки бытовых стоков с организацией выпуска очищенных вод на рельеф за пределы площадок. Локальными установками могут выступать установки типа «Коттедж-био» (ООО «Лига-Б», г. Москва) как в подземном, так и надземном вариантах размещения.

В качестве перекачивающих насосных следует использовать установки полнокомплектной заводской поставки ООО НПП «Экотехника», г. Москва.

На сетях дождевой канализации перед сбросом поверхностных вод в сети бытовой канализации установить нефтемаслоуловители, обеспечивающие необходимое качество очистки.

Решение указанных проблем и прогнозирование эффективной работы систем канализации сводится к обновлению, реконструкции действующих сооружений очистки, диспетчеризации их работы, сбалансированному отводу поверхностных и бытовых стоков на совместную очистку, посредством локализации поверхностных вод с их очисткой, повторным использованием или сбросом на рельеф.

В сооружениях дождевой канализации должны использоваться фильтры с коалесцирующими загрузками.

Очистные сооружения, использующие технологии с иловыми площадками, должны быть заменены новыми, современными, компактными блочно-модульными установками заводского изготовления, использующими безреагентные технологии биологической очистки с иммобилизованными на специальных загрузках микроорганизмами.

Для повышения эффективности управления основной деятельностью объектов водоснабжения и водоотведения необходимо внедрять автоматизированные системы управления технологическими процессами.

Для реконструкции системы автоматизированного управления газоперекачивающими агрегатами к разработке и поставке предполагается привлечь традиционных разработчиков и поставщиков систем автоматизации, таких как ЗАО НПФ «Система-Сервис» или ЗАО «Система-Газ» с фирмой «Compressor Controls Corporation». Цеховые системы управления предполагается реконструировать с использованием мультипроцессорного комплекса разработки и поставки ЗАО НПФ «Система-Сервис», САУ и Р совместной разработки и поставки ЗАО «Система-Газ» и фирмы «Compressor Controls Corporation», а также с использованием комплекса программно-технических средств и щитов на базе разработок ООО «Фирма “Калининградгазприборавтоматика”».

Как правило, при выполнении реконструкции на базе технических средств разработки и поставки ЗАО НПФ «Система-Сервис» используется мультипроцессорный управляющий комплекс МСКУ-5000-01, который разработан с использованием программно-технических средств фирмы «Siemens». При выполнении реконструкции на базе технических средств разработки фирмы «Compressor Controls Corporation» используется микропроцессорный управляющий комплекс «Алгостар», который разработан с использованием программно-технических средств системы регулирования «Series 5 Vanguard».

Особенностью реконструкции с использованием распределенных систем автоматизации является комплексный подход, когда реконструкции подлежат все агрегаты и установки соответствующих центров. При этом газоперекачивающие агрегаты реконструируются с использованием унифицированной системы автоматизированного управления газоперекачивающими агрегатами, размещаемой в электрообогреваемом блок-боксе у ГПА, а технологические и вспомогательные цеховые/станционные объекты и установки – с использованием локальных ПЛК в шкафном исполнении, которые размещаются в помещениях в непосредственной близости от контролируемых объектов. Для управления узлом подключения и охраняемыми кранами на площадке узла предусматривается электрообогреваемый приборный блок-бокс с ПЛК.

ПЛК связываются между собой сетью «Profibus» (МСКУ-5000-01) или сетью «Data Highway Plus» (Series 5 Vanguard) по кабелю типа «ТР»(витая пара) или «FL» (оптоволоконный) и далее посредством сервера соединяются с пультом цехового управления. Указанные системы, как правило, имеют выход на станционный уровень по стандартному протоколу «Modbus».

Обычно, в этом варианте реконструкции исходят из необходимости останова цеха, что позволяет производить демонтажные и монтажные работы одновременно на нескольких ГПА и установках. Для контроля и управления удаленными вспомогательными объектами имущественного комплекса предполагается использование системы контроля и управления по ра-

диоканалу.

Реконструкция с использованием технических средств охватывает только цеховой уровень, а также основные и вспомогательные цеховые/станционные установки и объекты. Система автоматизированного управления в настоящее время разработана в виде микропроцессорного шкафа ШКС-04М с АРМ для контроля и управления цехом (разработан взамен устаревших шкафов ШКС-04 системы «Автоматика-1»), а также комплекса систем управления технологических и вспомогательных объектов цеха.

Все системы должны быть в течение 2003-2004 годов доработаны с целью их максимальной унификации, типизации и обеспечения возможности работы в рамках распределенной локальной вычислительной сети. Поэтапная реконструкция систем цехового контроля и управления в этом случае предусматривается следующим образом:

1. Шкаф ШКС-04М разрабатывается взамен существующих ШКС-04, ШУ-28, ШУ-29, шкафов нормирующих преобразователей и других, тому подобных шкафов, как типовой в двух исполнениях:

исполнение 1 - для цехов с параллельной обвязкой ГПА (по предварительным данным для КЦ с 4...5 агрегатами ГПА-Ц-16);

исполнение 2 - для цехов с последовательной обвязкой ГПА (по предварительным данным для КЦ с 6-ю агрегатами ГТ-6-750);.

Разрабатываются типовые САУ технологических и вспомогательных установок, как локальные подсистемы АСУ ТП КЦ, с целью замены существующих систем автоматизации для создания на площадках цехов распределенных сетевых АСУ ТП, при этом:

САУ АВО газа должна быть разработана в двух исполнениях:

для работы в составе установок «мягкого» пуска электродвигателей АВО (для стыковки с пультом «Робитэкс» и размещения в операторной КЦ);

в виде локальной САУ в шкафу со встроенным электрообогревом (с «физической» стыковкой с электротехническими щитами в КТП АВО газа).

Для автоматизации удаленных объектов и вспомогательных установок предлагается использование радиоканала, а именно:

контроль и управление кранами узла подключения и охранными КЦ будет осуществляться посредством ШКС-04М по «физическим» связям, но аварийное управление предлагается реализовать по радиомодему от локального устройства и автономной не обслуживаемой аккумуляторной батареи, установленных в блок-контейнере на площадке узла подключения;

контроль и управление ВОС и КОС, артскважинами, а также другими вспомогательными объектами на удалении до 4 км предлагается предусмотреть с использованием радиомодема.

Разработка унифицированных САУ КЦ КГПА, включая типовые шкафы ШКС-04М и САУ технологических и вспомогательных установок, осуществляется по исходным требованиям Южнигипрогаза и Югорскмонтажавтоматики, а привязка указанных систем осуществляется по типовым проектным решениям (ТПР) Южнигипрогаза. ТПР позволяют на базе унифицированного комплекса технических средств обеспечить типовую привязку САУ.

Реконструкция систем станционного уровня (ДП КС) должна выполняться с учетом последовательности и сроков замены действующих систем управления агрегатного и цехового уровней на новые программно-технические средства, но с сохранением в эксплуатации действующих систем управления КС до завершения реконструкции в последнем по срокам цехе. Полный демонтаж действующего оборудования ДП КС может быть завершён после запуска в эксплуатацию последнего (по срокам) цеха на новом оборудовании. Таким образом, реконструкция систем станционного уровня должна осуществляться после или в процессе реконструкции последнего КЦ, чтобы обеспечить диспетчерский контроль и управление станцией на базе реконструированной системы на завершающем этапе реконструкции КС.

При выполнении реконструкции систем управления станционного уровня целесообразно

обеспечить единство программно-технической базы как на уровне АСУ ТП КС, так и на уровне АСУ ТП КЦ.

Наиболее рациональным является организация АСУ ТП КС на программно-технической базе аналогичной агрегатным и цеховым комплексам МСКУ-5000-01 (ЗАО НПФ «Система-Сервис») и ПТК «Series-5 Vanguard» (фирма «Compressor Controls Corporation»). Кроме того, возможно использование для указанной цели программно-технических комплексов фирмы ООО «НПА Вира Реалтайм» (г. Москва).

Реконструкция систем оперативно-диспетчерского управления объектами имущественного комплекса предусматривает использование современных программно-технических комплексов и оборудования, выбор которых должен осуществляться на альтернативной основе с использованием стандартных программ SCADA, после проведения тендерных конкурсов и торгов.

Реконструкция систем управления имущественным комплексом осуществляется следующим образом: системы управления имущественным комплексом расширяются и реконструируются путем последовательного переоснащения и замены программно-технических комплексов.

Архитектурно-строительные решения. Согласно намечаемым срокам проведения реконструкции объектов недвижимости в период 2004 ... 2020 годы, большинство конструктивных элементов зданий и сооружений выработают свой нормативный ресурс или будут близки к этому.

В связи с тем, что объекты недвижимости, составляющие имущественный комплекс ООО «Тюментрансгаз» расположены в различных природно-климатических и горно-геологических условиях и оснащены большим разнообразием агрегатов, объемы, виды работ и спецификации по реконструкции каждого объекта имущественного комплекса будут отличаться.

Приведем перечень основных строительно-монтажных работ, которые на наш взгляд, необходимо выполнить в процессе реконструкции объектов имущественного комплекса.

Производственная зона компрессорной станции. Цеха с газоперекачивающими агрегатами в блочно-контейнерном исполнении (ГПА-Ц-16, ГПУ-16):

обследование фундаментов под основное технологическое оборудование и опор под инженерные коммуникации;

усиление фундаментов (при необходимости);

устройство дополнительных фундаментов (при необходимости);

замена ограждающих конструкций всех зданий производственной зоны с возможным полным демонтажом некоторых зданий;

разборка старых и устройство новых полов во всех зданиях;

восстановительный ремонт внутриплощадочных автомобильных проездов;

благоустройство территории.

Цеха с газоперекачивающими агрегатами в индивидуальном укрытии:

обследование фундаментов под основное технологическое оборудование и опор под инженерные коммуникации и каркасы укрытий;

обследование металлического каркаса укрытий;

усиление фундаментов или их доработка под новое оборудование (при необходимости);

устройство дополнительных фундаментов (при необходимости);

демонтаж ограждающих конструкций укрытий ГПА, зданий ПЭБа (стеновых и кровельных панелей, включая заполнение дверных, воротных и оконных проемов);

демонтаж и замена площадок обслуживания технологического оборудования (при необходимости);

разборка существующего покрытия пола;

демонтаж существующего и устройство нового подпольного хозяйства (каналы, прямки, трубные блоки);

устройство полов;

ремонт железобетонной разделительной стенки (между машзалом и помещением нагнетателя);

восстановительный ремонт внутриплощадочных автомобильных проездов;

благоустройство территории.

Цеха с газоперекачивающими агрегатами, расположенными в общих машзалах, совмещенных со служебно-вспомогательными вставками (ГТК-10-4):

обследование фундаментов под основное технологическое оборудование и опор под инженерные коммуникации;

усиление фундаментов и их доработка под новое оборудование (при необходимости);

устройство дополнительных фундаментов (при необходимости);

демонтаж ограждающих конструкций укрытий (стенowych и кровельных панелей, включая заполнение дверных, воротных и оконных проемов);

строительство нового здания УППГ (при необходимости);

демонтаж и замена площадок обслуживания технологического оборудования (при необходимости);

разборка существующего покрытия пола;

демонтаж существующего и устройство нового подпольного хозяйства (каналы, прямки, трубные блоки);

ремонт железобетонной разделительной стенки (между машзалом и помещением нагнетателя);

перепланировка помещений служебно-вспомогательной вставки;

восстановительный ремонт внутриплощадочных автомобильных проездов;

благоустройство территории.

Вспомогательная зона компрессорной станции. Для большинства существующих компрессорных станций характерно наличие административно-бытовых зданий, выполненных из блочных конструкций типа ВЖК, которые, несмотря на постоянные ремонты, не удовлетворяют современным требованиям, предъявляемым к подобным зданиям, к тому же нормативный срок службы их исчерпан.

Поэтому при реконструкции одного из цехов компрессорной станции необходимо предусматривать новое административное здание для эксплуатационного персонала.

Что же касается компрессорных станций, выводимых из эксплуатации, то и здания и сооружения можно разобрать или перепрофилировать под вспомогательные технологические службы (мастерские, испытательные стенды и т. д.)

В первом случае необходимо создать достаточно большой по объему полигон по складированию или утилизации демонтируемых строительных конструкций.

Во втором случае необходимо выполнить строительно-монтажные работы, сопоставимые с реконструкцией здания компрессорного цеха с агрегатами ГТК-10-4.

## Глава 4. РАЗВИТИЕ ОБЪЕКТОВ ИМУЩЕСТВЕННОГО КОМПЛЕКСА

### 4.1 Стратегические направления развития имущественного комплекса

Датой рождения мировой нефтяной промышленности считается 1859 г., когда полковник Эдвин Дрейк пробурил первую нефтяную скважину в Пенсильвании (США) и на глубине 21 метр открыл залежь нефти. Уже через год керосин, полученный при дистилляции нефти, начинает использоваться для освещения улиц и отопления домов. Но по существу, «нефтяная цивилизация» родилась в начале XX века – с изобретением автомобиля на бензиновом двигателе и открытием в 1908 г. первого гигантского месторождения нефти Месджеде-Сулейман на Ближнем Востоке в Иране. Эти два события, во многом определившие дальнейшее развитие цивилизации, произошли почти одновременно. За последующие 50 лет в мире было обнаружено колоссальное количество нефти, в том числе в гигантских концентрациях. Впервые вопросами определения срока эксплуатации месторождений стали задаваться лишь с середины 1950 гг., когда доля природных углеводородов в общем энергетическом балансе мира превысила 30 %.

Осознание конечности нефтяного потенциала породило идеи энергосбережения и надежды на альтернативные источники энергии. Именно с этого времени появляются первые геологически обоснованные оценки нефтяных ресурсов. В эволюции оценок мировых нефтяных ресурсов прослеживается четкая тенденция к их увеличению, что связано как с совершенствованием методов подсчета ресурсов, так и с вовлечением в оценку новых природных объектов – осадочных бассейнов или их частей (Северная Африка, Северное море, Западная Сибирь и др.).

Многочисленные исследования доказывают, что современная экономика не может функционировать без развитой финансовой инфраструктуры, к которой относятся фондовые рынки, банки, страховые компании, венчурные фонды, осуществляющие межсекторальное и межрегиональное перераспределение ресурсов.

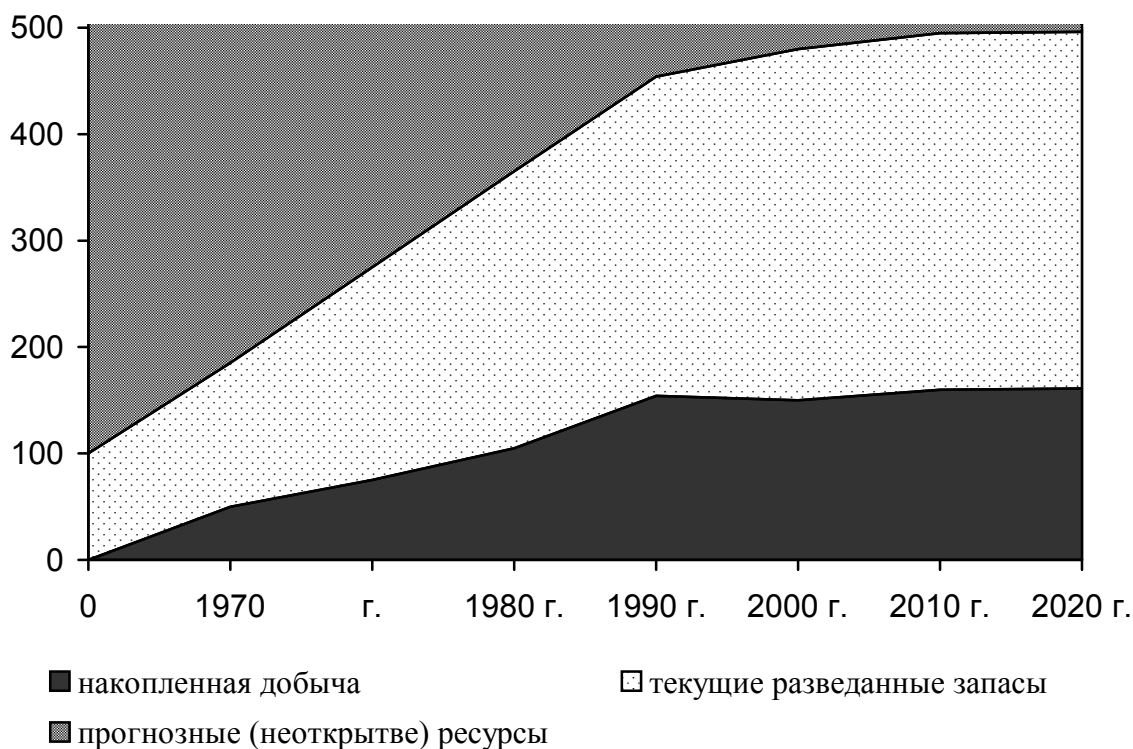
Эффективность всех этих форм рынков капитала напрямую зависит от полноты информации о рентабельности, качества корпоративного управления фирмой, цен на акции.

В последнее время весьма динамично растет рынок корпоративных облигаций, однако общий размер этого рынка чуть более 1 % ВВП. Сегодня в современных условиях 220 эмитентов выпустили облигации на сумму в 7,3 млрд. долларов, том, что подавляющий объем привлеченных ресурсов осуществлен 10 крупнейшими российскими компаниями.

Задачи государства заключаются в укреплении стандартных процедур корпоративного контроля путем защиты прав собственности и контактов, путем ужесточения процедур правоприменения, через развитие финансовых рынков.

Важным инструментом государственной политики является поддержание высокой степени конкурентного давления с одновременным ужесточением монопольной практики на федеральном и региональном уровнях через привлечение иностранного капитала, через ужесточение границ ответственности предоставления индивидуальных льгот и привилегий.

Эволюция мировых нефтяных запасов свидетельствует о планомерном ежегодном росте разведанных запасов, о сокращении некоторых ресурсов, а соответственно и об общем росте совокупной добычи нефти в мире (рис. 4.1).



**Рис. 4.1** Динамика мировых ресурсов нефти

Согласно прогнозу экспертов к 2020 году в мире практически не остается неразведанных нефтяных месторождений.

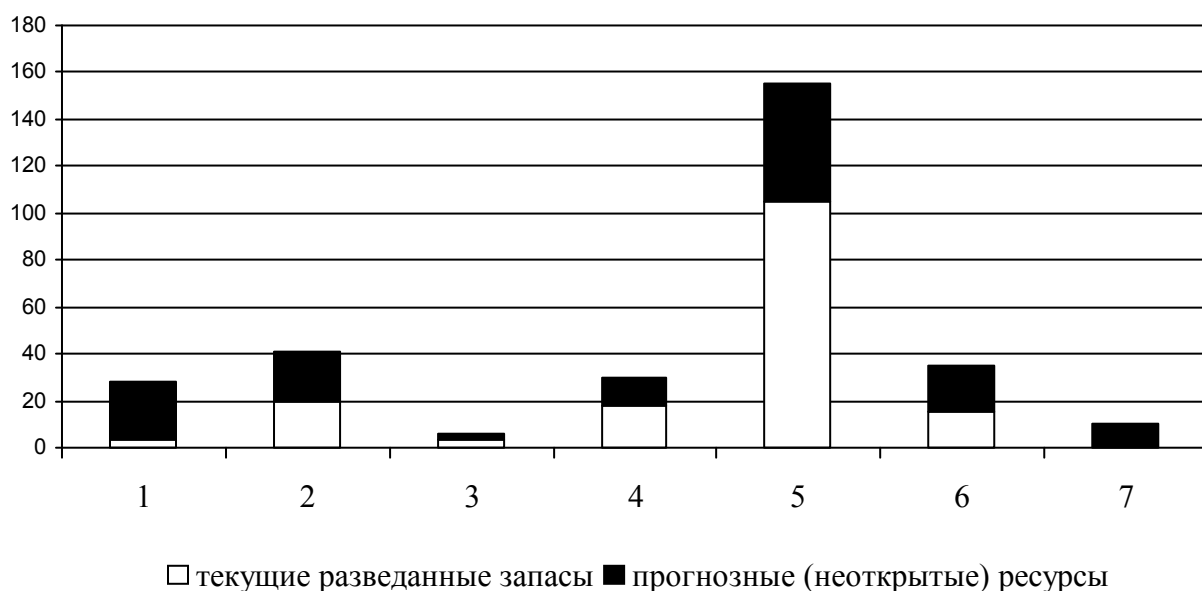
Наибольший объем неоткрытых запасов нефти по состоянию на 2004 год наблюдается на Ближнем и Среднем Востоке, в Северной Америке и Латинской Америке, в Азии.

Уровень обеспечения экономики и населения Российской Федерации нефтью и продукцией ее переработки напрямую зависит от эффективности работы нефтеперерабатывающей промышленности. В разработанной Правительством Энергетической стратегии указано, что ее приоритетом является последовательное повышение качества моторного топлива в соответствии с изменением транспортного парка при сохранении технологически оправданного использования нефтепродуктов в качестве резервного топлива на теплоэлектростанциях, безусловного обеспечения обороноспособности страны.

Согласно этой стратегии, в стране предусматривается рост объемов переработки нефти по всем вариантам, кроме критического. Так к 2010 г. поставки на нефтеперерабатывающие заводы составят 200-210 млн. т, а к 2020 г. – увеличиваются еще на 5-10 млн. т. Кроме этого будет происходить последовательное повышение глубины переработки до 75 % в 2010 г. и до 80–85 % – к 2020 г. Прогноз производства моторного топлива составит 110 млн. т. в 2010 г. и 130 млн. т. – в 2020 г. Однако при развитии событий по пессимистическому варианту объем переработки нефти будет постепенно снижаться – до 170 млн. т. – к 2020 г.

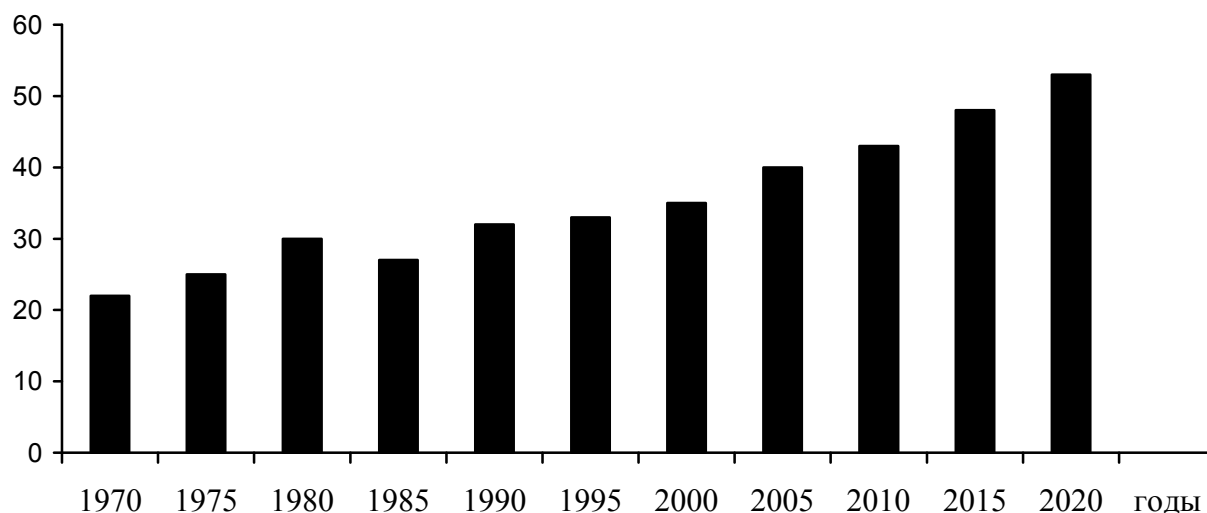
По мнению экспертов, уже с 2005 г., наряду с расширением инфраструктуры экспорта сырой нефти и объединением российскими корпорациями активов ряда зарубежных нефтеперерабатывающих заводов, будет происходить снижение объемов экспорта нефтепродуктов и, прежде всего, «полупродуктов» (прямогонного мазута, ряда марок дизельного и бункерного топлива). Основная закономерность этого процесса – приближение крупной инфраструктуры по переработке нефти к основным центрам потребления нефтепродуктов вне зависимости от удаленности источников сырья.





1. Северная Америка; 2. Латинская Америка; 3. Европа; 4. Африка;  
 5. Ближний и Средний Восток; 6. Южная, Юго-Восточная и Центральная Азия;  
 7. Австралия и Океания

**Рис. 4.2** Распределение текущих запасов и прогнозных ресурсов по регионам (по состоянию на 2002 г.)



**Рис. 4.3** Прогноз динамики мировой добычи нефти

Исследования показывают, что коммерчески и технологически более эффективно транспортировать на дальние расстояния именно сырую нефть, а нефтепродукты – на близкие и средние. Оптимальный путь транспортировки находится в пределах 500 – 1500 км, и при увеличении дальности поставок их экономическая эффективность значительно снижается. Невысокий спрос и нецелесообразность экспорта нефтепродуктов с заводов, расположенных во внутренних регионах страны, смогут сократить вывоз нефтепродуктов за пределы страны при благоприятном и умеренном вариантах развития экономики до 50 млн. т. в год, при кри-

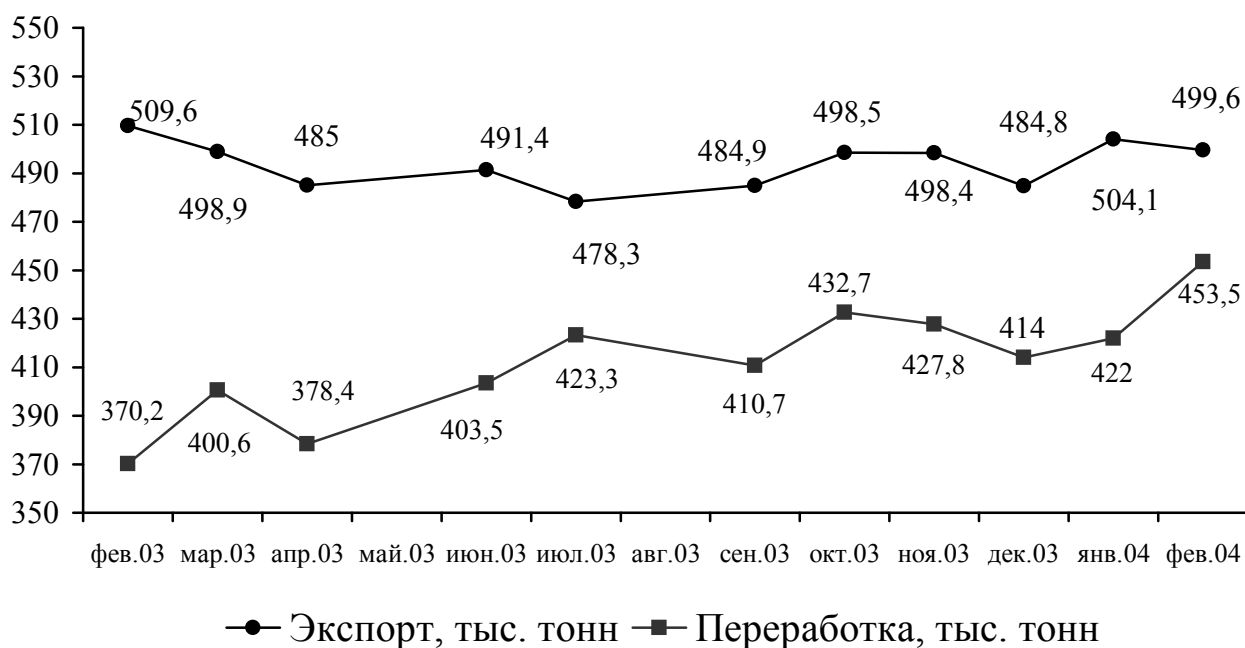
тическом – до 30 млн. т. к 2020 году.

Модернизация нефтеперерабатывающих заводов и строительство мощностей по углублению переработки нефти позволит повысить качество нефтепродуктов, включая их экологические характеристики. Для этого необходимо приоритетное развитие таких технологических комплексов, как каталитический крекинг, гидрокрекинг, коксование остатков, висбкрекинг, внедрение новейших технологий по каталитическому риформингу бензинов, гидроочистке дизельного топлива и топлива для реактивных двигателей, изомеризации, алкилированию, гидродепарафинизации и деароматизации, получению кислородосодержащих высокооктановых добавок. Для увеличения объемов производства современных моторных масел целесообразно развивать производство высокоиндексных базовых масел, эффективных присадок и их пакетов к маслам различного назначения. При этом требования к качеству производимых нефтепродуктов и сроки их достижения должны быть закреплены законодательно.

Еще одним стратегическим направлением развития инфраструктуры транспортировки нефти является строительство новых высокоэффективных нефтеперерабатывающих заводов средней мощности в районах концентрированного потребления нефтепродуктов, а в удаленных северных и восточных районах – развитие сертифицированных малых нефтеперерабатывающих заводов с полным циклом переработки нефти, что позволит повысить надежность нефтепродуктообеспечения и оптимизировать транспортные схемы.

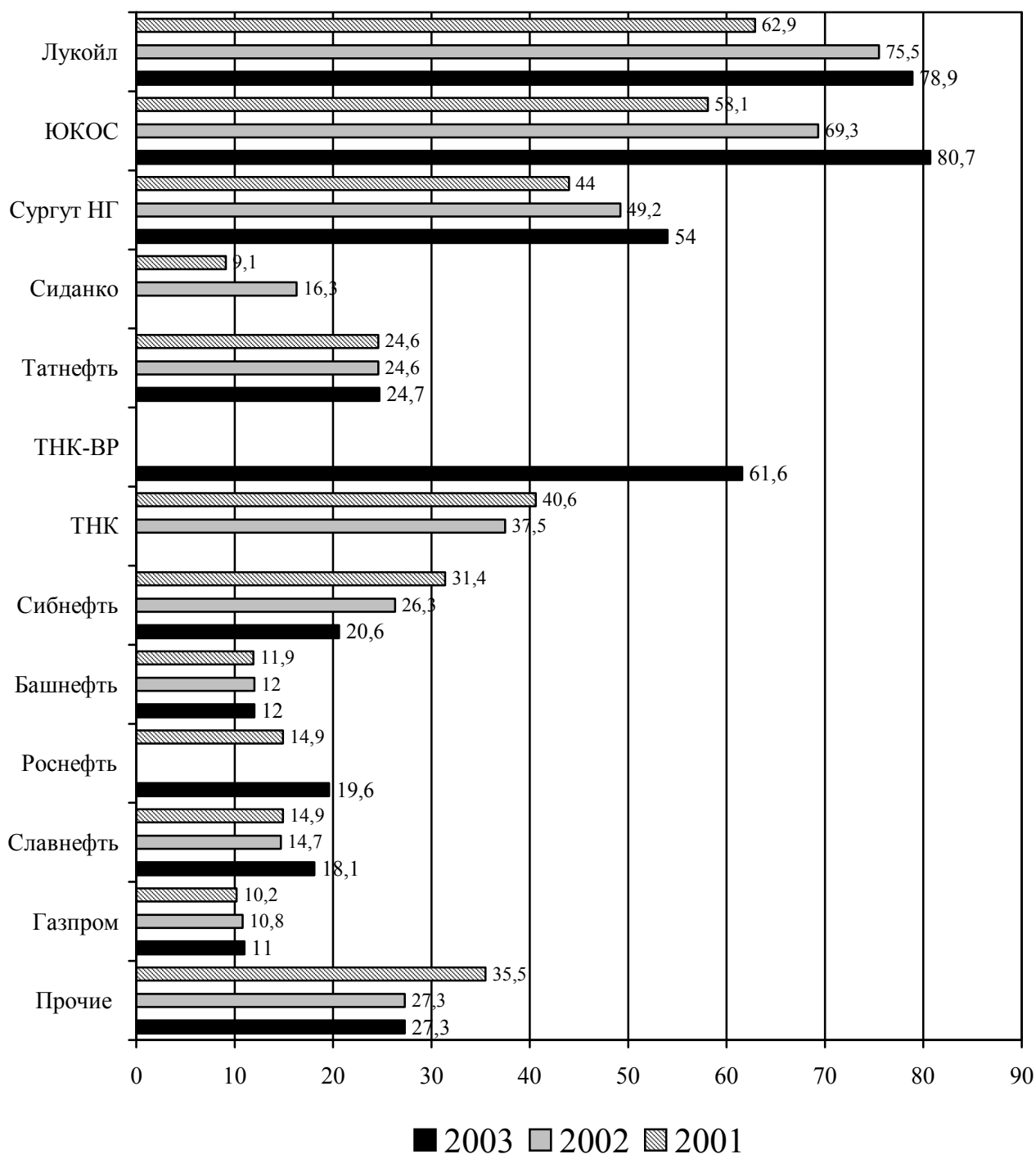
Развитие нефтехимических производств – важнейшее направление повышения эффективности работы нефтяного комплекса. Потребность химической и нефтехимической промышленности в углеводородном сырье (прямогонном бензине, сжиженных нефтяных газах, ароматических углеводородах, мономерах, сырье для сажи и др.) уже к 2010 г. возрастет по сравнению с уровнем 2003 г. в 2-2,5 раза.

Анализ рисунка 1.8 позволяет сделать вывод о том, что кривая экспорта нефти практически повторяет изменения кривой переработки нефти, идя с ней параллельно, оставляя порядка 50-80 тыс. тонн нефти ежегодно в стране. Крупнейшими компаниями по добыче нефти на сегодняшний день является «ЮКОС» – 80,7 млн. тонн, затем «ЛУКОЙЛ» – 78,9 млн. тонн, ТНК-ВР – 61,6 млн. тонн (рис. 4.4).



**Рис. 4.4** Среднесуточная первичная переработка нефти на нефтеперерабатывающих заводах РФ и среднесуточный экспорт нефти из РФ 2003-2004 гг., тыс. тонн

Высокие показатели добычи и переработки нефти связаны, на наш взгляд, со значительными ресурсами и производственным потенциалом нефтяной отрасли. Согласно исследованиям в недрах России сосредоточено около 13 % разведанных расположенных на суше запасов нефти, около 60 % ресурсов нефти приходится на долю районов Урала и Сибири, что создает хорошие возможности экспорта в западном и восточном направлениях. Доля России по объему производства и экспорта нефти в мире постоянно увеличивается и составляет около 12 %, чуть меньше доли Саудовской Аравии, при этом экономика страны потребляет лишь менее 1/3 добываемой и перерабатываемой нефти.



**Рис. 4.5** Добыча нефти российскими компаниями в 2001-2003 гг., млн. т.

Добычу нефти в стране осуществляют более 240 нефтегазодобывающих организаций, причем 11 нефтедобывающих холдингов, включая ОАО «Газпром», обеспечивают более 90 % всего объема добычи.

Стратегической задачей развития нефтяной отрасли является плавное и постепенное наращивание добычи со стабилизацией ее уровня на долгосрочную перспективу. Добыча нефти должна осуществляться и развиваться как в традиционных нефтедобывающих районах (Западная Сибирь, Поволжье, Северный Кавказ), так и в новых нефтегазовых провинциях: на Европейском Севере (Тимано-Печорский район), в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, на юге России (Северо-Каспийская провинция). Добыча нефти в России может составить порядка 490 млн. тонн в 2010 г. и возрасти до 520 млн. тонн к 2020 г. Главной нефтяной базой страны останется Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция. При этом основной прирост добычи будет обеспечиваться за счет освоения месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока – до 100 млн. тонн, а также Северо-Западного региона – до 45 млн. тонн. Исследования показывают, что одной из основных проблем, сдерживающих освоение ресурсов регионов Севера, Восточной Сибири и Дальнего Востока, является отсутствие транспортной инфраструктуры.

Прогнозируемые уровни добычи нефти, на наш взгляд, смогут обеспечить и перспективный внутренний спрос на нефтепродукты, и объемы их экспорта. По мнению экспертов к 2010 г. объем переработки нефти достигнет 200 млн. тонн, а к 2020 г. – 215 млн. тонн, при этом экспорт российских нефтепродуктов будет сокращаться. Скорее всего, это связано с недостаточно высоким качеством нефтепродуктов (прежде всего автомобильного бензина и дизельного топлива), высокой стоимостью их доставки на внешние рынки и со снижением спроса на них на внутреннем рынке.

В настоящее время основным рынком экспорта российской нефти и нефтепродуктов является Европа. На этот рынок приходится порядка 90 % экспорта в связи с тем, что сложившаяся транспортная инфраструктура страны ориентирована на удовлетворение потребностей этого региона.

На данный момент в Российской Федерации предусматриваются следующие основные направления развития систем транспортировки нефти.

1. Северо-Балтийское направление – строительство третьей очереди Балтийской трубопроводной системы с поэтапным увеличением мощности направления с 42 до 50 млн. тонн к концу 2003 г. и до 62 млн. тонн нефти в конце 2005 г. Работы по расширению этой системы проводятся с учетом пропускной способности транспортных маршрутов по бассейну Балтийского моря и требований международной конвенции по безопасности транспортировки нефти и нефтепродуктов.

2. Баренцево направление – начаты работы по обоснованию создания новой трубопроводной системы экспортной мощностью до 120 млн. тонн нефти в год для выхода на рынки США и Европы.

3. Восточно-сибирское направление – разработка проекта строительства уникальной нефтепроводной системы Восточная Сибирь – бухта Перевозная (Находка) протяженностью около 4160 км, мощностью до 80 млн. тонн в год и ориентировочной стоимостью около 15 млрд. США в ценах 2004 г. для выхода на новые рынки Азиатско-Тихоокеанского региона.

4. На Дальневосточном направлении ведутся работы по созданию оптимальной транспортной инфраструктуры для освоения нефтегазовых ресурсов в районе острова Сахалин в рамках проекта «Сахалин-1» и «Сахалин-2».

5. Каспийско-Черноморско-Средиземноморское направление планируется развивать путем увеличения пропускной способности трубопровода Атырау–Самара до 25 – 30 млн. т. нефти в год.

6. На Центрально-Европейском направлении ведутся работы по интеграции трубопро-

водных систем «Дружба» и «Адрия» с целью поэтапного (5-10-15 млн. тонн в год) увеличения экспорта нефти из России и стран СНГ через нефтеперевалочный терминал в порту Омишаль (Хорватия), минуя черноморские проливы.

Прогнозируемый объем инвестиции в нефтеперерабатывающую промышленность к 2020 г. составит в зависимости от варианта развития от 23 до 34 млрд. долларов. Ежегодный объем инвестиций будет варьироваться в диапазоне от 1,1 до 2,2 млрд. долларов, при этом основными источниками капитальных вложений как и в настоящее время будут выступать собственные средства вертикально интегрированных компаний.

Минимальные ориентировочные уровни инвестиций в нефтяной сектор на период до 2020 г. составляют 200-210 млрд. долларов, из них в добычу нефти – 155-160 млрд., в переработку – 19-21 млрд. долларов, в транспорт нефти – порядка 27 млрд. долларов.

Основным источником капитальных вложений будут собственные средства компаний, однако при освоении новых районов добычи предполагается привлечение кредитных средств на условиях проектного финансирования. В перспективе до 25-30 % общего объема инвестиций будет составлять заемный и акционерный капитал.

Гарантированное обеспечение нефтегазовой отрасли достаточными инвестиционными ресурсами возможно только при стабильности и предсказуемости на мировых рынках нефти, в том числе и установление справедливой цены на нефтяное сырье, учитывающей долгосрочные интересы производителей и потребителей нефти.

Энергетическая стратегия России является попыткой сформулировать долгосрочные ориентиры развития топливно-энергетического комплекса страны. Если первая стратегия, разработанная в 1995 г., была ориентирована на более активное использование природного газа в качестве топлива и предполагала бурное развитие нефтегазового комплекса, то вторая стратегия, принятая в 2000 г., имела своей главной целью энергообеспечение, где планировалось увеличить добычу нефти на 15 % газа на 27 %.

Третья стратегия также меняет базовые ориентиры развития топливно-энергетического комплекса страны, выдвигая его на первое место в экономике. Однако в стратегии отмечается, что проблем с инвестициями у нефтяников в настоящий момент нет, и не будет в будущем. Государству выгоден экспорт и транзит углеводородного сырья, и поэтому оно снимает политические препятствия для наращивания экспортного потенциала нефтегазового комплекса.

В третьей энергетической стратегии предложен наиболее эффективный вариант, неоднократно апробированный мировой практикой, а именно: покупать и строить нефтеперерабатывающие заводы за рубежом, чтобы перерабатывать на них свое сырье. Государственное регулирование топливно-энергетического комплекса в настоящее время ограничивается лишь государственной собственностью в системообразующих секторах ТЭК, преимущественно в транспортной инфраструктуре.

Перспективы развития ТЭК рассматриваются исходя из прогноза спроса на российские энергоресурсы на внутреннем и внешнем рынках, в то время как предыдущие стратегии учитывали прогноз возможностей, а не покупательский спрос. Согласно прогнозу к 2010 г. внутреннее потребление топливно-энергетических ресурсов вырастает по сравнению с 2004 г. на 13-21 % и на 27-40 % – к 2020 г. Наиболее активный рост экспорта энергоресурсов будет ожидаться в перспективе до 2010 г.: с 548 до 728-796 млн. тонн (33-45 %). Экспорт нефти к 2005 г. будет доведен до отметки 290–310 млн. тонн в год.

Энергетическая стратегия исходит из того, что в течение трех ближайших лет добыча нефти будет расти особенно быстро и превысит к концу периода уровень 2002 г. на 11-18 %. В течении- следующих пяти лет темпы роста замедлятся и суммарный прирост составит еще 3-6 %.



**Рис. 4.6** Прогноз экспорта российской нефти и нефтепродуктов

После 2010 г. экспертами прогнозируется стабилизация добычи нефти на последующее десятилетие на уровне около 450 млн. тонн в год, при этом даже в случае применения оптимистического прогноза рост добычи ожидается не более чем на 1 % в год. Однако корректировка цифр будет происходить не реже, чем 1 раз в 5 лет. Стратегия прямо указывает на недопустимость форсированной отработки лучших по качеству запасов и ориентирует нефтяников на постепенное наращивание добычи со стабилизацией на возможно длительный срок. В перспективе планируется возврат к рентной системе налогообложения, которая обеспечит бизнесу равные выгоды от разработки разных по качеству запасов, и решается вопрос о дополнительном стимулировании работы с трудноизвлекаемыми запасами.



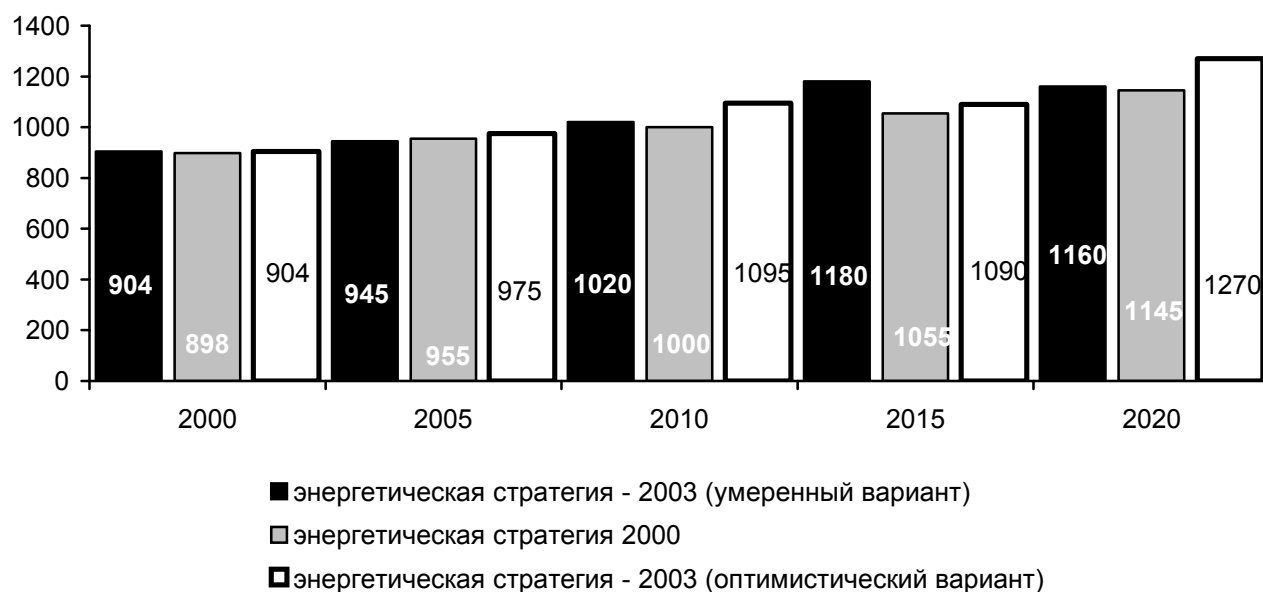
**Рис.4.7** Прогноз добычи российской нефти и конденсата до 2020 г., млн. тонн

И тем не менее, признано целесообразным включать в лицензионные соглашения условия, ограничивающие максимальный и минимальный уровни добычи на разных этапах разработки месторождений.

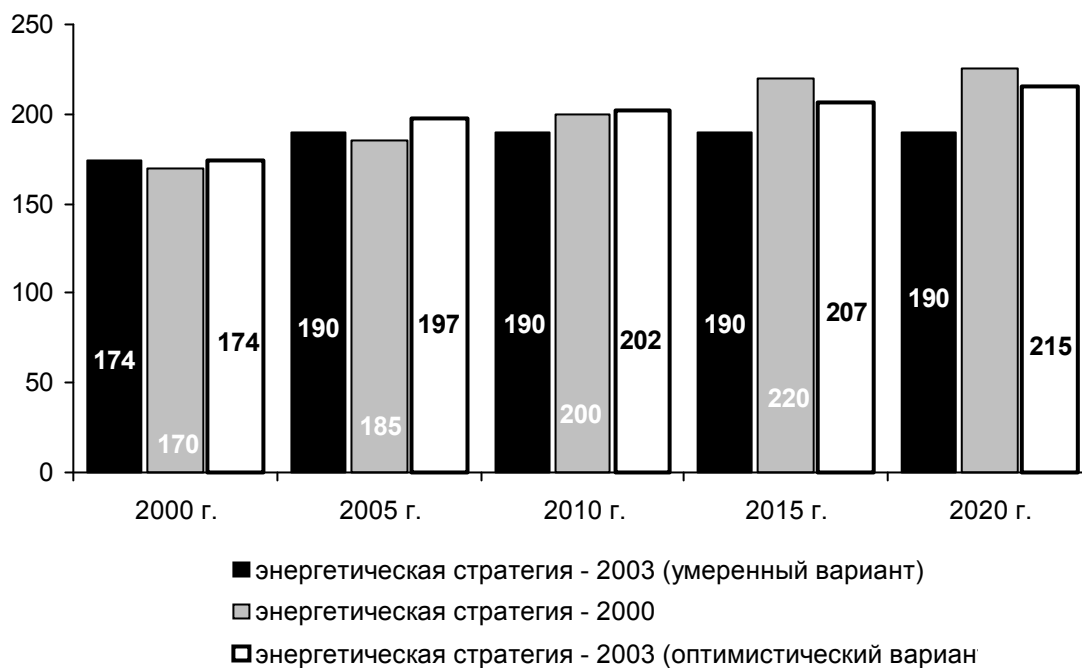
Новая стратегия развития нефтяного комплекса ориентирована на усиление роли Западной Сибири в качестве основного потенциала роста нефтедобычи. Прогнозируется, что добыча здесь будет расти до 2010-2015 гг., после чего стабилизируется на уровне 290-315 млн. тонн в год. В долгосрочной перспективе (к 2010 г.) планируется масштабное освоение новых регионов нефтедобычи – Европейского Севера, Восточной Сибири, Дальнего Востока и Каспия, однако 2020 г. вклад этих территорий составит не более 20 % общероссийской добычи.

Внутренние и внешнеэкономические условия России свидетельствуют о необходимости довести к 2020 г. добычу восточносибирской нефти до 80 млн. тонн. Объемы переработки нефти на российских нефтеперерабатывающих заводах за три ближайших года должны вырасти по сравнению с уровнем 2002 г. на 12 %. На последующие 15 лет стратегия ставит задачу – как минимум удержаться на достигнутом уровне. Такой сценарий определен исходя из того, что, во-первых, перспективы экспорта нефтепродуктов неблагоприятны и российские заводы должны ориентироваться главным образом на удовлетворение внутренних потребностей топливного рынка. Во-вторых, следует увеличивать глубину переработки сырья и производить больше светлых нефтепродуктов без расширения ресурсной базы (рис. 4.8).

Согласно прогнозам энергетической отрасли глубину переработки нефти к 2010 году необходимо довести до 75 % и к 2020 году до 80–85 % к 2020 году. При этом, согласно мнению экспертов, объем производства моторных топлив может увеличиться до 110 млн. тонн к 2010 году и до 130 млн. тонн в 2020 году, а производство мазута – сократиться к концу периода примерно на 40 % (рис. 4.9).

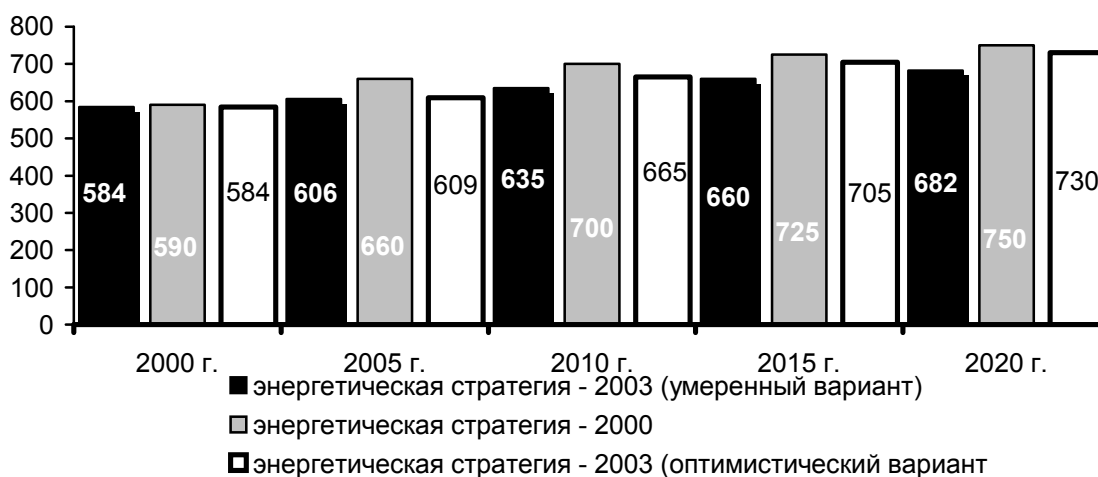


**Рис. 4.8.** Прогноз внутреннего потребления первичных энергоресурсов в РФ, млн. тонн



**Рис. 4.9** Прогноз объемов нефтепереработки в России

В отношении перспектив добычи газа новая энергетическая стратегия менее оптимистична, чем предыдущая. На ближайшие три года ставится задача увеличить добычу на 11-14 млрд. м<sup>3</sup> (1,8-2,4 %). В следующем пятилетии – еще на 5-9 %, а за период с 2010 г. по 2020 г. – на 7-10 % (рис. 4.10).



**Рис. 4.10** Прогноз добычи природного и попутного газа в стране

Главными целями внешней энергетической политики РФ являются:  
укрепление позиций России на мировых энергетических рынках;  
максимально эффективная реализация экспортных возможностей отечественного топливно-энергетического комплекса;  
рост конкурентоспособности его продукции и услуг на мировом рынке.

При этом актуальной задачей считается максимизация национальной выгоды от присутствия на внешних энергетических рынках, при проведении взаимной политики в области экспорта, импорта и транзита, активизации российских компаний на мировых рынках энергоресурсов.



сурсов и капитала.

Стратегическим интересам России отвечают концепции развития сопредельных регионов Европы и Азии, развитие международных энерготранспортных систем, обеспечение недискриминационного транзита энергоносителей. В течение ближайших лет экспорт энергоресурсов останется ключевым фактором как для развития национальной экономики, так и для экономического и политического положения России в мировом сообществе. Для поддержания и экономической безопасности России необходимо диверсифицировать направления экспорта энергоресурсов с развитием северного, восточного и южного направлений экспортных потоков российских энергоносителей и последующим увеличением удельного веса этих направлений в географической структуре экспорта энергоресурсов. Инвестиции должны стать приоритетными в экономике страны. Сотрудничество России со странами центрально-азиатского региона избавит от необходимости форсированной разработки высокозатратных северных месторождений, а также несколько ослабит конкурентную борьбу на рынках, которые представляют стратегический интерес.<sup>1</sup>

Данные таблицы показывают, что чистая прибыль, формируемая в нефтеперерабатывающей промышленности России, составит до 2020 г. при пессимистическом варианте развития экономики более 340 млрд. долларов, при оптимистическом и реалистическом вариантах – 690-798 млрд. долларов. В оптимистическом варианте при общем превышении физического объема переработки возрастет доля продаж на внутреннем рынке, что несколько снизит ее удельную коммерческую и налоговую эффективность.

Таблица 4.1

Прогноз экономических показателей нефтяного комплекса  
Российской Федерации до 2020 г., млрд. долл.

Показатель	Оптимальный вариант	Реалистический вариант	Пессимистический вариант
ДОБЫЧА, МЛРД. Т.	8,75	7,96	6,28
Переработка, млрд. т	3,64	3,62	3,21
Инвестиции	213,0	181,6	95,74
Налоги и платежи, всего	890,60	775,82	482,32
В том числе:			
в федеральный бюджет	642,10	556,71	374,24
в региональные бюджеты	190,14	165,46	75,66
в местные бюджеты	58,37	53,66	32,43
Чистая прибыль	798,26	690,42	341,04
Накопленный денежный поток (SSF)	711,37	621,38	306,94
Дисконтированный денежный поток (NPV, ставка дисконтирования – 15 %)	255,19	227,29	117,91

В рамках реалистического и оптимистического вариантов развития от нефтеперерабатывающих предприятий в бюджеты всех уровней поступит налогов и платежей более 890 млрд. долларов, в том числе в федеральный бюджет – около 600 млрд. долларов, в региональные бюджеты – более 175 млрд. долларов, в местные бюджеты – около 55 млрд. долларов. В пессимистическом варианте бюджетная эффективность отрасли будет несколько ниже, поступления в консолидированный бюджет до 2020 г. составят 482 млрд. долларов, в федеральный – 374 млрд., в региональные – 75 млрд. в местные – около 32 млрд. долларов. В зависимости от

<sup>1</sup> Каменецкий, М. И. Управление развитием нефтегазового строительства / М. И. Каменецкий. – М. : Недра, 1980. – 160 с.

варианта накопленный денежный поток составит 306-711 млрд. долларов, дисконтированный денежный поток в оптимистическом варианте составит 255 млрд. долларов, в реалистическом – 277 млрд., в пессимистическом – 177 млрд. долларов.

Таким образом, и тенденции и перспективы свидетельствуют о том, что нефтеперерабатывающая промышленность является высокоэффективным, прибыльным сектором российской экономики и ее модернизация должна происходить в соответствии с изменением структуры внутреннего спроса на нефтепродукты и возможностями экспорта высококачественного моторного топлива, что предполагает последовательное увеличение инвестиций в основной капитал на 30-60 % относительно уровня 2003 г.

Система нефтепроводного транспорта России представлена 48,7 тыс. км магистральных нефтепроводов (393 нефтеперекачивающие станции) и 20 тыс. км нефтепродуктопроводов (100 нефтепродукто-перекачивающих станций). Емкость резервуарных парков по нефти – 13,2 млн. м<sup>3</sup>, по нефтепродуктам составляет – 4,63 млн. м<sup>3</sup>. Проведенные нами исследования показывают, что более 50 % магистральных нефтепроводов эксплуатируются свыше 25 лет при нормативе 30 лет, износ основных фондов нефтепродуктопроводов и резервуарных мощностей превышает 70 %.

Основными стратегическими направлениями развития инфраструктуры объектов транспортировки нефти и нефтепродуктов, на наш взгляд, являются:

- постоянная реорганизация и модернизация технологических систем трубопроводов, морских, речных и железнодорожных терминалов с одновременным повышением их пропускной способности и коммерческой эффективности;
- создание новых систем трубопроводов, развитие систем транспортировки, обеспечение надежности снабжения нефтепродуктами экономики и населения страны;
- поддержание и усиление геополитических и экономических интересов России.

К основным факторам, влияющим на функционирование и развитие нефтетранспортного комплекса, относятся:

- появление новых крупных центров нефтяной промышленности на Востоке страны (Восточная Сибирь, Республика Саха (Якутия), шельф о. Сахалин), снижение добычи в европейской части страны, (Волго-Уральский и Северо-Кавказский регионы);
- появление крупных центров в Каспийском регионе, ожидаемое падение добычи в Северном море;
- стабилизация потребления нефти и нефтепродуктов в Западной Европе, медленный рост в Северной Америке, быстрое увеличение в странах азиатско-тихоокеанского рынка.

Поэтому целесообразны диверсификация основных направлений транспортировки нефти из России, крупномасштабный выход на азиатско-тихоокеанский рынок нефти, формирование поставок в США и поддержание позиций на европейском направлении<sup>1</sup>.

Наряду с российской нефтью по системе нефтепроводов ОАО «Транснефть» и КТК на европейский рынок начнет поступать в значительных количествах нефть из Каспийского региона (включая нефть Северо-Западного Казахстана – Тенгиз, Кашаган и другие месторождения). При этом интересы России заключаются в максимальном использовании существующей нефтетранспортной инфраструктуры, в переориентации основных потоков с высококонкурентных европейских рынков на быстрорастущий азиатско-тихоокеанский рынок и емкий рынок Северной Америки, в минимизации экономических и политических рисков при реализации проектов.

Исследования показывают, что при оптимистическом варианте экспорт нефти к 2010 г. возрастает до 290 млн. тонн, к 2020 г. – до 305 млн. тонн, при реалистическом варианте раз-

---

<sup>1</sup> *Стратегия развития отраслей промышленности до 2010 года с учетом ее инновационной направленности (проект), 2003 г.*

вития экономики он достигнет к 2010 г. – 247 млн. тонн и несколько снизится к 2020 г. – до 240 млн. тонн, при пессимистическом варианте развития в 2020 г. он составит чуть более 140 млн. тонн (табл. 4.2).

Формирование прогноза потребления на внутреннем рынке и транспортировки нефти на экспорт необходимо проводить с учетом возможностей добычи нефти на Востоке России и желательных поставок нефти в страны азиатско-тихоокеанского региона. Даже при благоприятном варианте развития российской экономики будет иметь место дисбаланс, который может быть закрыт только при условии значительных поставок нефти в страны этого региона из Западной Сибири.

Таблица 4.2

Прогноз экспорта нефти из России по макрорегионам до 2020 г., млн. тонн

Регион	Оптимистический вариант		Реалистический вариант		Пессимистический вариант	
	2010 г.	2020 г.	2010 г.	2020 г.	2010 г.	2020 г.
Россия, всего	289,0	305,3	246,9	239,9	183,3	141,9
в том числе Западная Сибирь	192,4	167,8	162,9	150,9	130,6	106,3
Европейская часть	75,6	55,6	63,0	47,1	38,7	21,6
Восточная часть Сибири и республики Саха	0,0	60,0	0,0	20,0	0,0	0,0
Дальний Восток	21,0	22,0	21,0	22,0	14,0	14,0

Новым направлением транспорта нефти для России станет экспорт в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, который при благоприятном сценарии может быть доведен к 2010 г. до 50 млн. тонн, в том числе с шельфа о. Сахалин – 21 млн. тонн. К 2020 г. экспорт нефти в страны Азиатско-тихоокеанского региона увеличивается еще в два раза и достигнет 100-105 млн. тонн, в том числе – 22 млн. тонн с шельфа о. Сахалин, после 2010 г. 30 млн. тонн нефти, на тихоокеанское побережье – до 50 млн. тонн (табл. 4.3).

Таблица 4.3

Прогноз экспорта нефти из России по макрорегионам в страны Азиатско-тихоокеанского региона и на тихоокеанское побережье США до 2020 г., млн. тонн

Регион	Оптимистический вариант		Реалистический вариант		Пессимистический вариант	
	2010 г.	2020 г.	2010 г.	2020 г.	2010 г.	2020 г.
Россия, всего	51,0	102,0	51,0	102,0	44,0	44,0
в т.ч. Западная Сибирь	30,0	20,0	30,0	60,0	30,0	30,0
Восточная часть Сибири и республика Саха	0,0	60,0	0,0	20,0	0,0	0,0
Дальний Восток	21,0	22,0	21,0	22,0	14,0	14,0

При реалистическом сценарии развития экономики России к 2020 г. экспорт нефти в страны азиатско-тихоокеанского региона достигнет 102 млн. т., в том числе с шельфа о. Сахалин – 22 млн. т. Поставки западносибирской нефти в восточном направлении сохранятся в течение всего периода, достигнув к 2020 г. 60 млн. т. Остальная нефть на экспорт будет поступать с месторождений Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия). Реализация этого варианта позволит после 2010 г. поставлять в Китай до 30 млн. т. нефти и на тихоокеанское побережье – до 50 млн. т. При пессимистическом сценарии развития экспорт нефти с Дальнего Востока не превысит 14 млн. т., поэтому экспорт в страны азиатско-тихоокеанского регио-

на ограничиться только поставками западносибирской нефти в Китай в объеме 20-30 млн. т. в год.

Если же рассматривать экспорт нефти в Европу (включая страны СНГ), то при наилучшем сценарии развития экономики России к 2020 г. он возрастет до 200-205 млн. тонн. Такой рост экспорта, по мнению экспертов, позволит загрузить основные действующие и проектируемые системы транспорта, в том числе нефтепровод на Кольский полуостров (табл. 4.4).

Таблица 4.4

*Экспорт нефти из России в Европу и США до 2020 г., млн. тонн*

Регион	Оптимистический вариант		Реалистический вариант				Пессимистический вариант	
			I		II			
	2010 г.	2020 г.	2010 г.	2020 г.	2010 г.	2020 г.	2010 г.	2020 г.
Россия, всего	238.0	203.3	195.9	137.9	195.3	187.9	139.3	97.9
т.ч. Западная Сибирь	162.4	147.8	132.9	90.9	132.9	140.9	100.6	76.3
Европейская часть	75.6	55.6	63.0	47.1	63.0	47.1	38.7	21.6

В данном случае реалистический сценарий разработан по двум вариантам: первый вариант предусматривает приоритет поставок в азиатско-тихоокеанский регион. Главными стратегическими направлениями развития систем транспортировки нефти в соответствии с энергетической стратегией России будут балтийское, северное, каспийско-черноморское, центральноевропейское, восточносибирское, дальневосточное. Исследования показывают, что в условиях роста добычи нефти в России, расширения транзита из Каспийского региона необходимо увеличить пропускную способность нефтепровода Атырау – Самара до 30 млн. т. в год, расширить мощности нефтеналивного терминала «Шесхарис» в Новороссийске до 60 млн. т. в год, построить вторую нитку нефтепровода Каспийского трубопроводного консорциума с пропускной способностью до 67 млн. тонн нефти в год. К 2009 г. намечается запуск трубопроводной системы, соединяющей месторождения Западной Сибири с планируемым перевалочным комплексом на Кольском полуострове.

По мере наращивания добычи нефти и конденсата на полуострове Ямал и в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции необходимо создание новых нефтепроводных систем и терминалов (Варандей, Харасавэй и др.) для организации поставок по Северному морскому пути.

Важным направлением развития экспортной инфраструктуры является интеграция трубопроводных систем Центральной и Восточной Европы. Первоочередным проектом является объединение двух трубопроводных систем – «Дружба» и «Адрия» – с целью поэтапного увеличения экспорта нефти из России и стран СНГ через нефтеперевалочный терминал в порту Омишаль (Хорватия). Одним из направлений расширения экспорта российской нефти является строительство нефтепровода Бургас (Болгария) – Александрополис (Греция), который свяжет побережье Черного и Эгейского морей.

Создание в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) новых центров добычи нефти и газа потребует развития системы транспортировки нефти, поэтому первоочередной задачей является строительство в едином технологическом коридоре нефтепроводов Юрубчено-Тохомское месторождение (Эвенкийский АО) – магистральный нефтепровод Ачинск–Ангарск (Пойма) и Та-лаканское, Верхнечонское месторождения – Ангарск.

Значительную часть сахалинской нефти планируется поставлять морским транспортом в страны Восточной и Юго-Восточной Азии, в США, Индию. В связи с этим, поставки нефти целесообразно осуществлять через порты Хабаровского (Де Кастри), а в долгосрочной перспективе – и Приморского краев (Находка, Перевозная), планируется сооружение нефтепровода Северный Сахалин – Южный Сахалин (Корсаков).

При увеличении экспорта нефтепродуктов целесообразно наращивать поставки качественных нефтепродуктов, особенно на перспективные рынки (например, рынок средних дистиллятов), с одновременным сокращением экспорта «полупродуктов» (низкокачественного дизельного топлива и прямогонного мазута). Экспорт нефтепродуктов в Европу и на атлантическое побережье США коммерчески наиболее эффективен при небольшом расстоянии транспортировки (Киришский, Ярославский, Рязанский, Туапсинский, Волгоградский нефтеперерабатывающие заводы и др.), а вот экспорт нефтепродуктов в азиатско-тихоокеанский регион будет эффективен с заводов, находящихся в приграничных районах либо недалеко от портов (Ангарск, Хабаровск, Комсомольск-на-Амуре).

В настоящее время завершаются подготовительные работы по сооружению нефтепродуктопровода Кстово–Ярославль–Кириши–Приморск, предполагается строительство экспортного нефтепродуктопровода по маршруту Сызрань–Саратов–Волгоград–Новороссийск.

Согласно расчетам, для обеспечения реконструкции и развития трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов в период до 2020 г. потребуется около 30 млрд. долларов капитальных вложений. Источниками инвестиций будут являться:

- собственные средства АК «Транснефть», в том числе полученные за счет введения инвестиционных тарифов на наиболее загруженных направлениях существующей нефтепроводной системы;
- средства вертикально-интегрированных промышленных корпораций, заинтересованных в формировании новой инфраструктуры транспортировки нефти;
- средства инвестиционных и финансовых структур, привлеченные на условиях проектного финансирования;
- долгосрочные кредиты российских, иностранных и международных правительственных и неправительственных организаций.

Уникальность и сложность объекта управления, каким является строительная деятельность промышленных вертикально-интегрированных корпораций, не позволяет эффективно управлять ею без строгого распределения затрат на производство и рассмотрения проблем повышения конкурентоспособности организаций.

#### **4.2. Необходимость развития имущественного комплекса обеспечивающего транспортировку нефти**

Акционерное общество «Татнефть» – это динамично развивающаяся, высокотехнологичная нефтяная компания, основными видами деятельности которой являются поиск, разведка, бурение скважин и обустройство нефтяных месторождений, добыча, переработка нефти, сервисное обслуживание нефтедобывающего производства, реализация нефтепродуктов через собственную розничную сеть в России и в Украине, выпуск металлопластмассовых труб. Компания занимает лидирующие позиции в российском производстве автомобильных шин, в выпуске синтетических моторных масел, кабельной и другой продукции. Компания «Татнефть» является холдинговой структурой, в состав которой входят нефтедобывающие и сервисные управления, нефтегазоперерабатывающие и нефтехимические предприятия, а также организации, реализующие нефть, продукты нефтепереработки и нефтехимии, банковские и страховые организации.

ОАО «Татнефть» ведет разведку и добычу нефти, главным образом, на месторождениях Татарстана. Используя собственные передовые технологии, направленные на обеспечение интенсификации добычи, восстановление ресурсов и увеличение рентабельности капиталовложений, планируется выход в начале нового тысячелетия на уровень производства не менее 28-29 млн.т. в год. Объединение участвует и в разработке нефтяных месторождений как на ближнем, так и дальнем зарубежье.

Компании в настоящее время принадлежит большая часть лицензий на разведку и добычу нефти на территории Татарстана и значительный пакет акций ведущих нефтехимических предприятий Республики. ОАО «Татнефть» ведет добычу на 57 нефтяных месторождениях, основное из которых – Ромашкинское – является одним из крупнейших в мире. По объему добычи нефти компания занимает 6-е место среди российских нефтяных компаний и 30-е место в мире. По объему подтвержденных запасов «Татнефть» занимает 18-е место в мировом рейтинге. Ежегодный объем нефтедобычи составляет – около 25 млн. тонн, накопленная добыча нефти составляет свыше 2,75 млрд. тонн.

При нынешних темпах добычи эта компания, по оценкам независимого аудитора, консалтинговой фирмы «Миллер энд Лентс», обеспечена запасами на более чем три десятилетия, при этом поиск и разведка новых месторождений продолжаются.

В современных условиях «Татнефть» практически сформировалась как холдинговая вертикально-интегрированная компания, осуществляющая нефтяной бизнес от скважины до бензоколонки. Она является основным инвестором строительства нефтеперерабатывающего завода в Нижнекамске, где введен в эксплуатацию базовый комплекс и продолжается строительство объектов глубокой переработки нефти, не имеющей аналогов в России.

«Татнефтью» построен уникальный завод по производству синтетических масел на полиальфаолефиновой основе собственного производства. С участием «Татнефти» активно развивается нефтегазохимический комплекс Республики Татарстан. «Татнефть» контролирует пакеты акций ОАО «Нижнекамскшина», «Нижнекамского завода технического углерода», Ефремовского завода синтетического каучука и иные активы. Компания постоянно усиливает деятельность на розничном рынке нефтепродуктов и на конец 2004 г. имеет около 400 автозаправочных станций в России и на Украине.

Холдинговая компания (ОАО «Татнефть») реализует свою продукцию на трех сегментах рынка: рынок экспортных поставок в страны дальнего зарубежья, рынок экспортных поставок в страны ближнего зарубежья, внутренний российский рынок. Нефть, экспортируемая в страны дальнего зарубежья, поставляется по ценам мирового рынка с оплатой в твердой валюте. Средняя цена такого экспорта выше, чем цена экспорта в страны СНГ и на внутреннем рынке, однако объем такого экспорта ограничен квотами, определяемыми Россией.

Около половины нефти, поставляемой компанией в страны за пределами СНГ, отгружается через нефтепровод «Дружба» потребителям в Германии, Польше, Чешской Республике, Словакии и Венгрии, а остальная часть нефти экспортируется в другие страны через порты Вентспилса, Одессы и Новороссийска в основном потребителям во Франции и Германии.

Проведенные нами исследования показали, что одним из важнейших факторов сокращения издержек производства в компании является совершенствование техники, технологий и оборудования. Несмотря на отсутствие налоговых льгот в этой сфере, объемы выполняемых научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ год от года возрастают, так в 2002 г. было освоено 187 млн. рублей, а в 2003 г. финансирование достигло 216 млн. рублей.

ОАО «Татнефть» обладает мощным производственным, техническим и интеллектуальным потенциалом. Ежегодно в «Татнефти» внедряется свыше 100 видов нового оборудования и технологий с экономическим эффектом более 140 млн. рублей, 2500 рационализаторских предложений и изобретений с эффектом 82,6 миллионов рублей. Более 40 % нефти на месторождениях Татарстана добывается за счет внедрения новейших технологий и методов повы-

шения нефтеотдачи пластов.

Совершенствование технологических ноу-хау позволяет ОАО «Татнефть» снижать затраты на изучение и разведку запасов нефти, повышать отдачу существующих месторождений, продлевать срок их эксплуатации, увеличивать объем разведочных запасов и улучшать результаты при добыче сырья на глубоко обводненных месторождениях. На всех организациях корпорации разработан ряд мероприятий, позволяющих повысить эффективность нефтяного комплекса:

комплексная система разработки трудноизвлекаемых запасов нефти;

нефтеотдача заводненных пластов путем закачки малорастворимых поверхностно-активных веществ;

микробиологический метод увеличения нефтеотдачи заводненных пластов;

технология нефтеотдачи пластов путем закачки полимера;

применение водорастворимых поверхностно-активных веществ;

увеличение нефтеотдачи пластов на основе применения алкилированной серной кислоты;

создание научно-производственного центра Развития Информационных технологий, трехмерное геологическое и гидродинамическое моделирование залежей;

нейрокомпьютерная система распознавания нефтегазоперспективных объектов.

ОАО «Татнефть» накоплен большой опыт бурения скважин на различных режимах, что позволило сформулировать основные положения бурения скважин в условиях с высокими технико-экономическими показателями. В ОАО «Татнефть» разработаны и внедрены методики и технологии изоляции поглощающих горизонтов, накоплен большой опыт строительства горизонтальных скважин.

В холдинговой компании ОАО «Татнефть» пробурены и успешно работают более 60 скважин с длиной горизонтального ствола 300 и более метров. Благодаря оснащенности современными буровыми комплексами, наличию высококвалифицированных инженерных кадров и опытных специалистов, компания успешно проектирует и выполняет весь комплекс работ по строительству скважин на высоком техническом уровне. Организация в состоянии выполнить комплексные производственные и технологические задания по строительству скважин в самых сложных геологических условиях.

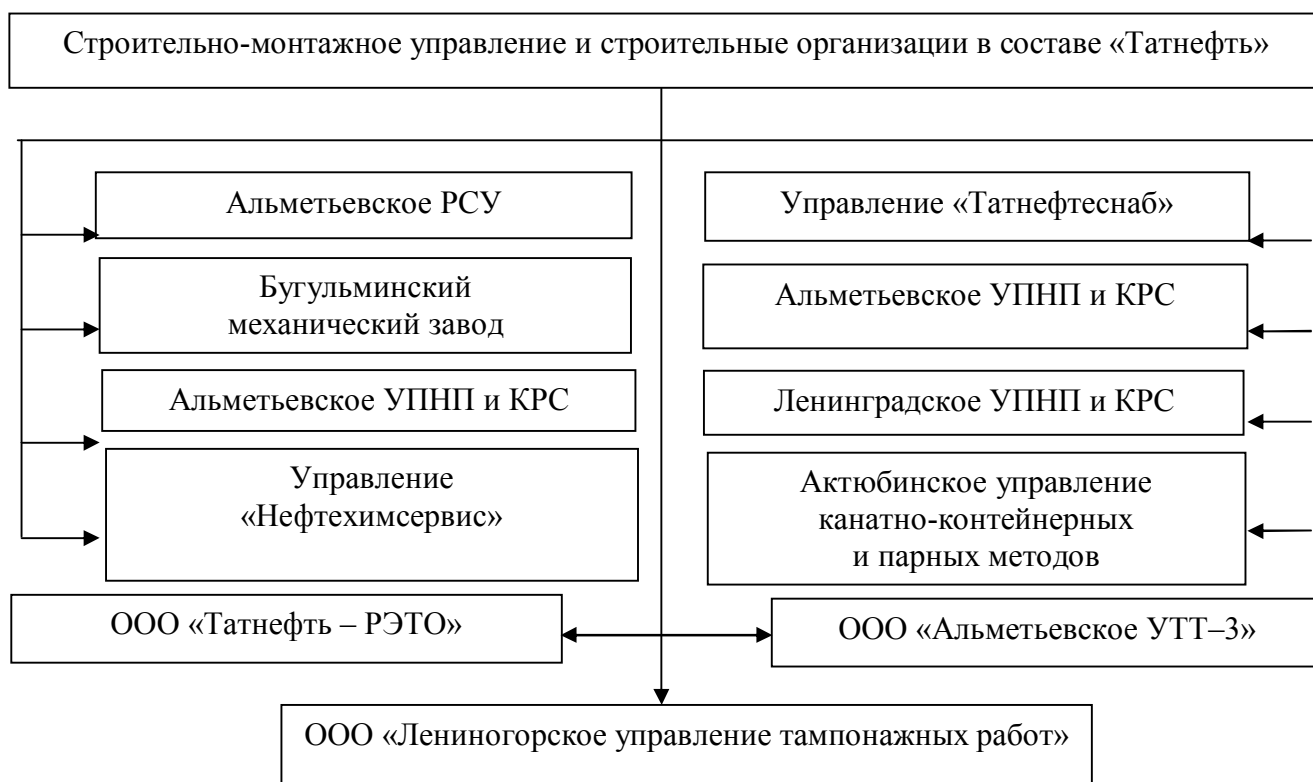
В связи с изменившимися условиями эксплуатации нефтяных месторождений и естественным падением добываемой нефти в ОАО «Татнефть» ведется планомерная работа по сокращению попутно добываемой воды (для этих целей разработаны и широко внедряются высокоэффективные технологии и оборудование) и выводу из эксплуатации нерентабельных высокообводненных и малодобитных скважин. Все ремонты скважин сопровождаются тщательной подготовкой, исследованием и подбором подземного оборудования. Принятые меры позволяют поддерживать высокий уровень межремонтного периода скважин, который является одним из самых высоких в нефтяной отрасли России.

ОАО «Татнефть» внесла большой вклад в мировую науку и практику, успешно участвует и побеждает во многих международных тендерах. Нефтяники Татарстана – впервые в отечественной практике – освоили технологию и накопили ценный опыт ускоренного освоения нефтяных ресурсов, добились общепризнанных в нефтяном мире достижений в вопросах интенсификации добычи нефти, увеличения нефтеотдачи пластов, поддержания пластового давления. «Татнефть» стала первой российской нефтяной компанией, американские депозитарные расписки которой вошли в котировки Лондонской и Нью-Йоркской фондовых бирж.

Компания финансирует различные благотворительные программы республиканского и российского уровней, а также обеспечивает социальное благополучие сотен тысяч жителей нефтедобывающего региона, вносит существенный вклад в развитие экономики Татарстана.

Анализ деятельности компании показывает, что добыча нефти в 2003 г. составила 24,7 млн. тонн или 100,2 % к уровню 2002 г. Сверх установленных норм добыто 56,7 тысяч тонн

нефти, а за счет современных методов повышения нефтеотдачи пластов – 11,2 млн. тонн, что составляет 45,3 % от всего годового объема нефти. В течение 2003 г. были введены в эксплуатацию 444 новые добывающие скважины и 274 нагнетательные скважины, добыто 728 млн. м<sup>3</sup> нефтяного газа. Одним из основных направлений поддержания добычи нефти на заданном уровне является капитальный ремонт скважин. Только за 2003 г. произведен капитальный ремонт на 5272 скважинах, а потери нефти из-за ожидания и производства капитального ремонта скважин по сравнению с предыдущим годом снизились на 47,7 тысяч тонн. Строительно-монтажное управление ОАО «Татнефть» представлено на рисунке 4.11.



**Рис. 4.11** Организационная структура строительно-монтажного управления в составе промышленной холдинговой компании



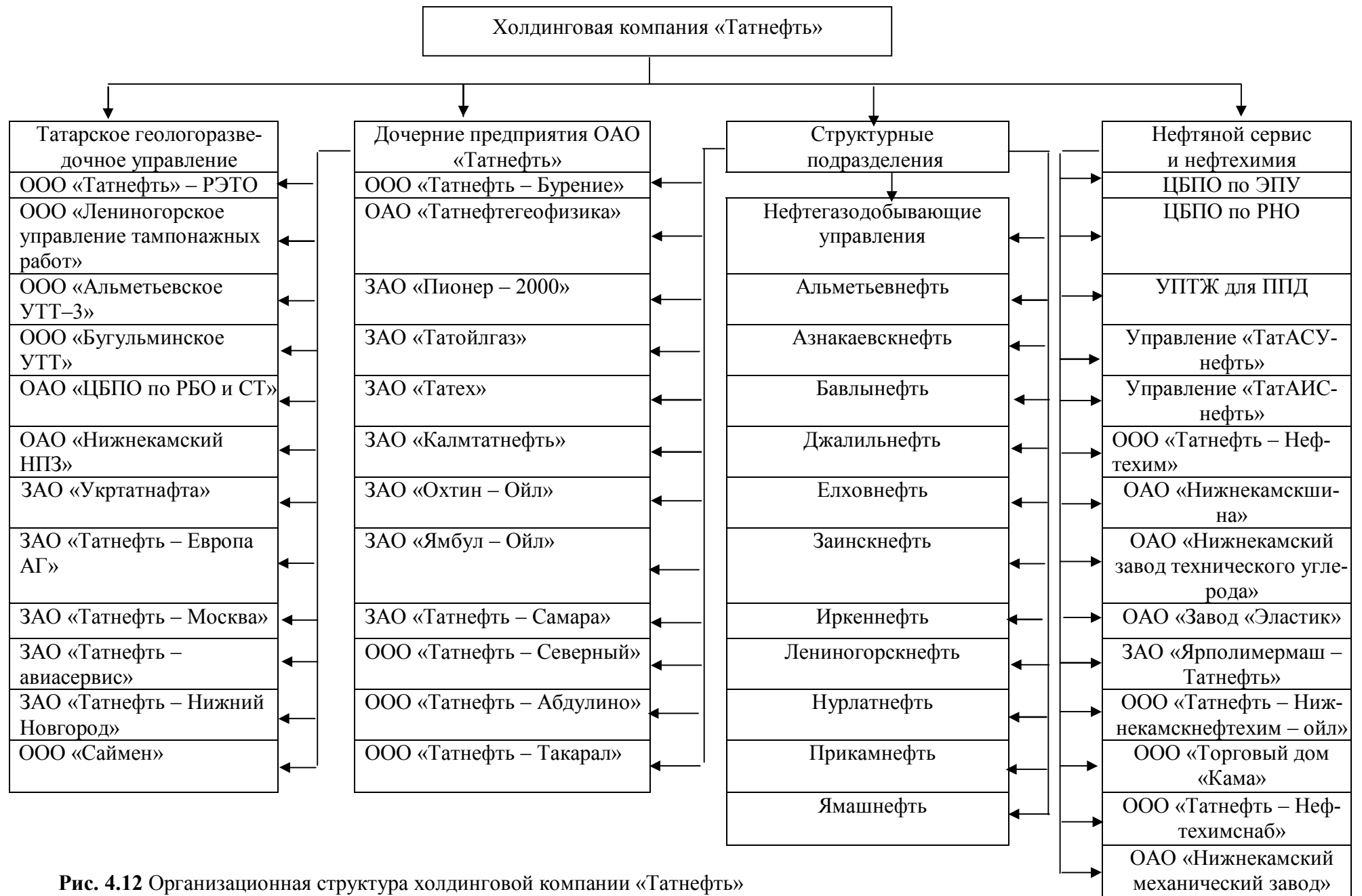


Рис. 4.12 Организационная структура холдинговой компании «Татнефть»

Выручка от реализации отгруженной продукции за 2003 г. составила 114,7 миллиардов рублей, ее рост составил 5,4 %. По результатам финансово-хозяйственной деятельности получено 18,2 миллиарда рублей балансовой прибыли.

В целях повышения эффективности управления нами внесены предложения по совершенствованию организационной структуры компании, т.е. создание на базе ОАО «Татнефть» холдинговой компании смешанного типа. Организационная структура холдинговой компании представлена на рисунке 4.11

Эксплуатационный фонд скважин по ОАО «Татнефть» на начало 2004 г. составил 21530 скважин, в том числе ЭЦН – 4129, ШГН – 16638. Ввод новых скважин из бурения составил 430 скважин при плане 379, а среднее время ввода скважин составило 9 суток.

С целью защиты подземного оборудования нагнетательных скважин от воздействия высокого давления и коррозионного разрушения в 2003 г. на 41 скважине внедрены стеклопластиковые НКТ, закуплено и внедрено пакерующее оборудование для нагнетательных скважин как отечественного, так и импортного производства. Проведены испытания новой конструкции пакера, разработчиком которой является ТатНИИнефтемаш. В текущем году 298 нагнетательных скважин обустроены пакер-гильзами, на 1 января 2003 года фонд скважин, оборудованных пакер-гильзой, составил 1600 скважин.

В целях снижения эксплуатационных затрат по системе ППД в 2003 г. проводились работы по утеплению устья нагнетательной скважины, при плане 170 скважин выполнено 206 скважин (121,1 %).

Из общего объема 24,148 млн. т. добытой холдингом нефти сдано по первой группе качества – 71,3 %; по второй – 28,7 % и 0,001 % по третьей группе качества. Выработано и сдано 286036 тонн ШФЛУ при плане 270000 тонн.

Для промысловой подготовки нефти использовано примерно 3282 тонн деэмульгаторов, из которых около 70 % произведены в управлении «Нефтехимсервис». Средний удельный расход деэмульгаторов составил около 116,0 гр/тн подготовленной нефти (с учетом объемов нефти, поступающей на подготовку от лицензионных организаций).

При плане 687 млн. м<sup>3</sup> добыто 728 млн. м<sup>3</sup> попутного нефтяного газа, на Миннибаевский газоперерабатывающий завод поставлено 599,71 млн. м<sup>3</sup>, на Канадскую установку сероочистки подано 53,5 млн. м<sup>3</sup> высокосернистого газа, получено 2028,6 т элементарной серы.

Расчеты показывают, что коэффициент использования попутного нефтяного газа в 2003 г. в среднем по ОАО «Татнефть» составляет 95,8 %, в том числе по девонским месторождениям 99,7 %, по высокосернистым – 71,1 %.

Выполнен значительный объем работ по замене и строительству газопроводов, протяженность отремонтированных и вновь построенных газопроводов за 2003 г. составила около 120,8 км.

В 2003 г. на Елховской нефтеперерабатывающей установке выработано 102,2 тыс. тонн дизельного топлива, 28,1 тыс. тонн дорожного битума, 58,7 тыс. тонн автобензина. Выработка дизельного топлива по НГДУ «Иркеннефть» составила 21821 тонн.

В целях укрепления трудовой и производственной дисциплины в 2003 г. были разработаны и утверждены специальные мероприятия по обеспечению охраны труда и промышленной безопасности, внесено предложение в Коллективный договор о частичном или полном лишении социальных льгот и гарантий работникам, допустившим нарушения требований безопасности труда и внутреннего трудового распорядка<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Справочник технико-экономических показателей работы ОАО «Татнефть» за 2000-2004 гг. – Альметьевск. – 2005. – 68 с.

Таблица 4.5

Выполнение основных технико-экономических показателей по АО «Татнефть» за 2003 г., тыс. тонн

Показатель	Соотв. период 2002 г.	2003 г.		Отклонения		2003 г. в % к 2002 г.
		План	Факт	+,-	%	
Добыча нефти по республике Татарстан в том числе:	28672,5	х	29135,1	х	х	101,6
Добыча нефти по АО «Татнефть» всего	24612,0	24612,0	24688,7	56,7	100,2	100,2
В т.ч: совмест. деятельность («РИТЭК-Внедрение»)	172,1	172,0	169,2	-2,8	98,4	98,3
Добыча нефти по лицензионным месторождениям ОАО и ЗАО	4060,5	х	4466,4	х	х	110,0
Добыча газа, млн. м <sup>3</sup>	718,0	687,0	728,0	41,0	106,0	101,4
Поставка нефти	23610,0	23835,0	24148,5	313,5	101,3	102,3
Широкая фракция	263,9	270,0	286,0	16,0	105,9	108,4
Ввод новых скважин, СКВ	484,0	379	444	65	117,2	91,7
Проходка по Татарстану – всего	933,5	799,5	811,2	101,5	86,9	
– эксплуатация	853,7	740,3	748,4	8,1	101,1	87,7
– разведка	79,08	59,2	62,8	3,6	106,1	78,7
в т.ч. для НГДУ, тыс. М	685,2	664,2	650,7	6,5	101,0	95,0
– эксплуатация	634,6	594,2	600,6	6,4	101,1	94,6
– разведка	50,6	50,0	50,1	0,1	100,2	99,0
Скважины, законченные строительством по Татарстану	641	531	581	50	109,4	90,6
– эксплуатация	592	498	546	48	109,6	92,2
– разведка	49	33	35	2	106,1	71,4
В т.ч для НГДУ – всего	451	412	442	30	107,3	98,0
– эксплуатация	417	384	414	30	107,8	99,3
– разведка	34	28	28	0	100,0	82,4

Значительный объем работ в 2003 г. был выполнен в области информационных технологий: во всех НГДУ завершено внедрение корпоративной информационной системы «АР-МИТС», которая наравне с системой «Татнефть–Нефтедобыча» является информационным базисом управления производством. Введены в эксплуатацию основной (на базе сервера SuperDome) и резервный центры обработки данных. Выстроенная система серверов позволит обеспечить требуемую надежность при хранении данных и оперативность обработки запросов пользователей.

Одним из главных направлений в области информационных технологий является оптимизация и минимизация документооборота. Эта задача решалась комплексно, включая использование программного обеспечения и изменение методологии документооборота. Основным инструментом поддержки стала система «ДЕЛО». Новая система контроля документооборота позволила повысить уровень информационной безопасности и исполнительской дисциплины – среднемесячное количество документов сократилось на 20 %, а время прохождения документов – более чем вдвое.

В 2003 г. в основном завершена работа по созданию информационной системы материально-технического обеспечения компании с использованием системы SAP R/3. На сегодняшний день в единой системе во взаимосвязи с управлением финансовой деятельностью

«Татнефти» функционируют заявочная кампания, проведение конкурсов УМТО, управление поставками и складскими запасами УТНС. Эти проекты позволили осуществить централизацию материальных и финансовых потоков компании, повысить прозрачность системы закупок и эффективность использования денежных средств.

В 2004 г. продолжались работы по автоматизации бухгалтерского учета с использованием SAP R/3 на основе единой методологии, реализованной в существующих программных комплексах. Основные усилия необходимо направить на использование возможностей, реализованных в системе с целью повышения эффективности управленческой деятельности.

#### **4.3. Прогнозирование финансово-хозяйственной деятельности организаций эксплуатирующих имущественный комплекс**

В научной теории и практике методы прогнозирования подразделяются на три большие группы.

экспоненциальное сглаживание и методы, основанные на его принципах;  
дисконтирование данных при использовании метода наименьших квадратов;  
методы, основанные на принципах стохастической аппроксимации.

В среде промышленных вертикально-интегрированных корпораций, занимающихся добычей, переработкой, транспортом и продажей нефти, предметом экономико-математического моделирования чаще всего является объем добычи нефти.

При составлении прогнозов экономические процессы в динамике рассматриваются как вероятностные, и предсказания их развития в будущем не являются детерминированными. Цель предсказания объема добычи, как правило, не ограничивается получением точечной оценки. Кроме нее целесообразно представить, как изменится в будущем структура изучаемого процесса. Такое, более широкое по сравнению с обычной экстраполяцией, представление о состоянии процесса в будущем позволяют получить марковские цепи.

Все имеющиеся в научной литературе экономико-математические модели делятся на стохастические и детерминистические. Стохастические основаны на принципах выравнивания статистических рядов, дающих количественную характеристику явлений, величина которых варьируется в определенных пределах и распределяется внутри них закономерным образом, а также модели, с помощью которых анализируются эмпирические закономерности, не выражающиеся строго функциональными связями. Основная характеристика стохастических моделей состоит в том, что зависимая переменная всегда служит средней, а не однозначной характеристикой влияющих на нее факторов.

В детерминистических моделях результат полностью и однозначно определяется набором независимых переменных. Эти модели строятся на основе правил линейной алгебры и представляют собой системы уравнений, совместно решаемых для получения результатов. Детерминистические модели подразделяются на балансовые и оптимизационные. Оптимизационные модели отличаются от балансовых тем, что целью их построения является не столько описание структуры строительной организации, сколько математическое описание условий ее функционирования.

Классификация экономико-математических моделей в инвестиционно-строительном комплексе проводится по различным признакам: по стадиям воспроизводства, характеру экономических объектов, особенностям используемого математического аппарата, временным интервалам развития моделируемого процесса, по структуре моделей.

Один из методов статистического прогнозирования, наиболее часто используемый в

строительных организациях, функционирующих в составе промышленных вертикально-интегрированных корпораций, – прогнозирование на основе измерения тренда и колеблемости. Приверженцы этой статической точки зрения выделяют четыре типа временных рядов:

1. Ряды с тенденцией роста, но без периодической составляющей;
2. Ряды, имеющие помимо тренда ярко выраженные сезонные колебания;
3. Ряды без периодической составляющей и тенденции роста;
4. Ряды со сложной структурой, включающие всевозможные виды колебаний, в частности сезонные и циклические.

Среди статистических методов прогнозирования, применяемых в практической деятельности, наиболее приемлемыми на этапе подготовки информации, на наш взгляд, являются факторный и авторегрессионный методы.

Общий вид авторегрессионной прогностической модели на этапе подготовки информации имеет следующий вид:

$$\hat{Y}_k = F(y_1, y_2, \dots, y_{k-1}) \quad (4.1)$$

где:

l – период упреждения;

1, 2, ... k-1 – база прогноза

В частном случае трендовой модели имеем

$$\hat{Y}_k = F(a_0, a_1, \dots, a_m, t_k) \quad (4.2)$$

где

$a_0, a_1, \dots, a_m$  – параметры уровня тренда;

$t_k$  – номер года (прогнозируемого периода)

Положительной чертой трендовой модели, на наш взгляд, является то, что неявно она учитывает все факторы развития. Эта модель включает и прямое и косвенное влияние факторов, а также эффекты всевозможных их взаимодействий.

Сочетание трендовой и факторной моделей в конкретном временном отрезке прогноза приводит к комплексной прогностической модели на основе тренда и колеблемости.

$$\hat{y}_k = f(a_0, a_1, \dots, a_m, t_k) + \dots + (x_{1k}, x_{2k}, \dots, x_{qk}) + e_k \quad (4.3)$$

где

$f(a_0, a_1, \dots, a_m, t_k)$  – прогноз тренда для k-го периода;

$(x_{1k}, x_{2k}, \dots, x_{qk})$  – ожидаемое отклонение от тренда в k-м периоде, как функция от значений факторов колеблемости  $x_i$  ( $i = 1, 2, \dots, q$ );

$e_k$  – стохастический член, отражающий влияние неучтенных факторов колеблемости и вероятностную ошибку оценки параметров тренда по ограниченным данным базы прогноза.

Исследование автокорреляции – один из важных элементов анализа рядов динамики. Автокорреляционная функция дает достаточно глубокое представление о внутренней структуре изучаемого процесса. Автокорреляция – это зависимость динамической случайной величины от значений предыдущих случайных величин.

$$e_i = a_1 e_{i-1} + a_2 e_{i-2} + \dots + a_j e_{i-j} + s_i \quad (4.4)$$

где:

$a_j$  – коэффициенты автокорреляции;

$e_{i-j}$  – предыдущие случайные величины;

$s_i$  – случайная величина.

Коэффициент автокорреляции показывает тенденцию устойчивости исследуемого процесса. Высокое значение этого коэффициента свидетельствует о возможности прогнозирования эндогенной переменной с достаточной степенью надежности на следующий период.

В современных условиях нефтяной сектор топливно-энергетического комплекса России является одним из наиболее устойчиво работающих производственных комплексов российской экономики. На его долю приходится более 16 % произведённого ВВП России, четвертая часть налоговых и таможенных поступлений в бюджеты всех уровней, а также более трети поступающей в Россию валютной выручки. Такие высокие показатели связаны со значительным ресурсным и производственным потенциалом нефтяной отрасли. В недрах России сосредоточено около 13 % разведанных запасов нефти. Эти ресурсы расположены в основном на суше (примерно 3/4). Примерно 60 % ресурсов нефти приходится на долю районов Урала и Сибири, что создает потенциальные возможности экспорта, как в западном, так и в восточном направлениях. В мировых объемах производства и экспорта нефти (включая газовый конденсат) доля России постоянно увеличивается и на настоящий момент составляет порядка 12 %, что меньше лишь доли Саудовской Аравии. Экономика страны потребляет лишь менее трети добываемой нефти (включая продукты её переработки).

Добычу нефти в стране осуществляют более 240 нефтегазодобывающих организаций, причем 11 нефтедобывающих холдингов, включая ОАО «Газпром», обеспечивают более 90 % всего объема добычи.

Стратегической задачей развития нефтяной отрасли является плавное и постепенное наращивание добычи со стабилизацией ее уровня на долгосрочную перспективу. Добыча нефти будет осуществляться и развиваться как в традиционных нефтедобывающих районах – таких, как Западная Сибирь, Поволжье, Северный Кавказ, так и в новых нефтегазовых провинциях: на Европейском Севере (Тимано-Печорский район), в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, на юге России (Северо-Каспийская провинция). Добыча нефти в России может составить порядка 490 млн. тонн в 2010 г. и возрасти до 520 млн. тонн к 2020 г. Главной нефтяной базой страны на весь рассматриваемый период останется Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция. При этом основной прирост добычи будет обеспечиваться за счет освоения месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока – до 100 млн. тонн, а также Северо-Западного региона – до 45 млн. тонн. Следует отметить, что одной из основных проблем, сдерживающих освоение ресурсов углеводородного сырья регионов Севера, Восточной Сибири и Дальнего Востока, является отсутствие транспортной инфраструктуры.[65]

Такой уровень добычи полностью обеспечит как перспективный внутренний спрос на нефтепродукты, так и экономически обоснованные объемы их экспорта. К 2010 г. объем переработки нефти может достигнуть 200 млн. тонн, а к 2020 г. – 215 млн. тонн. Ожидается, что в перспективе экспорт российских нефтепродуктов будет сокращаться. Это связано как с недостаточно высоким качеством одних нефтепродуктов (прежде всего автомобильного бензина и дизельного топлива) и высокой стоимостью их доставки на внешние рынки, так и со снижением экспортных ресурсов других (в первую очередь прямогонного бензина) в результате опережающего спроса на них на внутреннем рынке. В настоящее время основным рынком экспорта российской нефти и нефтепродуктов является Европа. На этот рынок приходится порядка 90 % экспорта в связи с тем, что сложившаяся транспортная инфраструктура

страны ориентирована на удовлетворение потребностей этого региона.

Рынок нефти стран Западной и Центральной Европы останется для России крупнейшим и в предстоящие 20-25 лет. В то же время, доля стран АТР в экспорте российской нефти возрастет с 3 % в настоящее время до 30 % в 2020 г. за счет увеличения экспорта с Сахалина и с новых месторождений Восточной Сибири и Якутии.

В настоящее время наиболее динамично развивающийся нефтегазовый проект в Дальневосточном регионе Российской Федерации – «Сахалин-П». В рамках проекта в 1999 г. впервые в истории России началась промышленная добыча нефти с установленной на шельфе стационарной платформы. В течение пяти производственных сезонов в Японию, Китай, Южную Корею, Тайвань, США, Филиппины было поставлено около 6,7 млн. тонн высококачественной нефти. [87]

Предусматриваются следующие основные направления развития систем транспортировки нефти: Северо-Балтийское направление, строительство третьей очереди Балтийской трубопроводной системы с поэтапным увеличением мощности направления с 42 до 50 млн. тонн к концу текущего года и до 62 млн. тонн нефти в конце 2005 г. Работы по расширению этой системы проводятся с учетом пропускной способности транспортных маршрутов по бассейну Балтийского моря и требований международной конвенции по безопасности транспортировки нефти и нефтепродуктов. Кроме того, начаты предпроектные работы по обоснованию создания новой трубопроводной системы в направлении Баренцева моря экспортной мощностью до 120 млн. тонн нефти в год для выхода на рынки США и Европы.

Согласно прогнозам, потребление нефти и нефтепродуктов в странах Азиатско-Тихоокеанского региона к 2010 г. возрастет до 1510 млн. тонн, к 2020 г. – до 1970 млн. тонн, а к 2030 г. – до 2205 млн. тонн. Поэтому на Восточно-Сибирском направлении ведется разработка ТЭО строительства уникальной нефтепроводной системы Восточная Сибирь – бухта Перевозная (Находка) протяженностью около 4160 км, мощностью до 80 млн. тонн в год и ориентировочной стоимостью около \$15 млрд. США в ценах 2004 г. для выхода на новые рынки Азиатско-Тихоокеанского региона.

Ввод в эксплуатацию этой нефтепроводной системы позволит ускорить формирование новых центров добычи нефти в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия). На Дальневосточном направлении ведутся работы по созданию оптимальной транспортной инфраструктуры для освоения нефтегазовых ресурсов в районе острова Сахалин в рамках проекта «Сахалин-1» и «Сахалин-2».

Каспийско – Черноморско – Средиземноморское направление планируется развивать путем увеличения пропускной способности трубопровода Атырау – Самара до 25 – 30 млн. тонн нефти в год. Рассматривается проект расширения мощности системы ЗАО «Каспийский трубопроводный консорциум» до 67 млн. тонн в год.

С учетом ограниченных пропускных возможностей проливов Босфор и Дарданеллы на Центрально-Европейском направлении ведутся работы по интеграции трубопроводных систем «Дружба» и «Адрия» с целью поэтапного (5 – 10 – 15 млн. тонн в год) увеличения экспорта нефти из России и стран СНГ через нефтеперевалочный терминал в порту Омишаль (Хорватия), минуя черноморские проливы.

Достижение намечаемых уровней добычи нефти в стране и соответствующего развития геологоразведочных работ и транспортной инфраструктуры требует значительного роста инвестиций. Минимальные ориентировочные уровни инвестиций в нефтяной сектор на период до 2020 г. составляют \$200–210 млрд., из них в добычу нефти – 155–\$160 млрд., в переработку – \$19–21 млрд., в транспорт нефти – порядка \$27 млрд. [89]

Основным источником капитальных вложений будут собственные средства компаний. При освоении новых районов добычи предполагается также привлечение кредитных средств на условиях проектного финансирования. В перспективе до 25–30 % общего объема инвести-

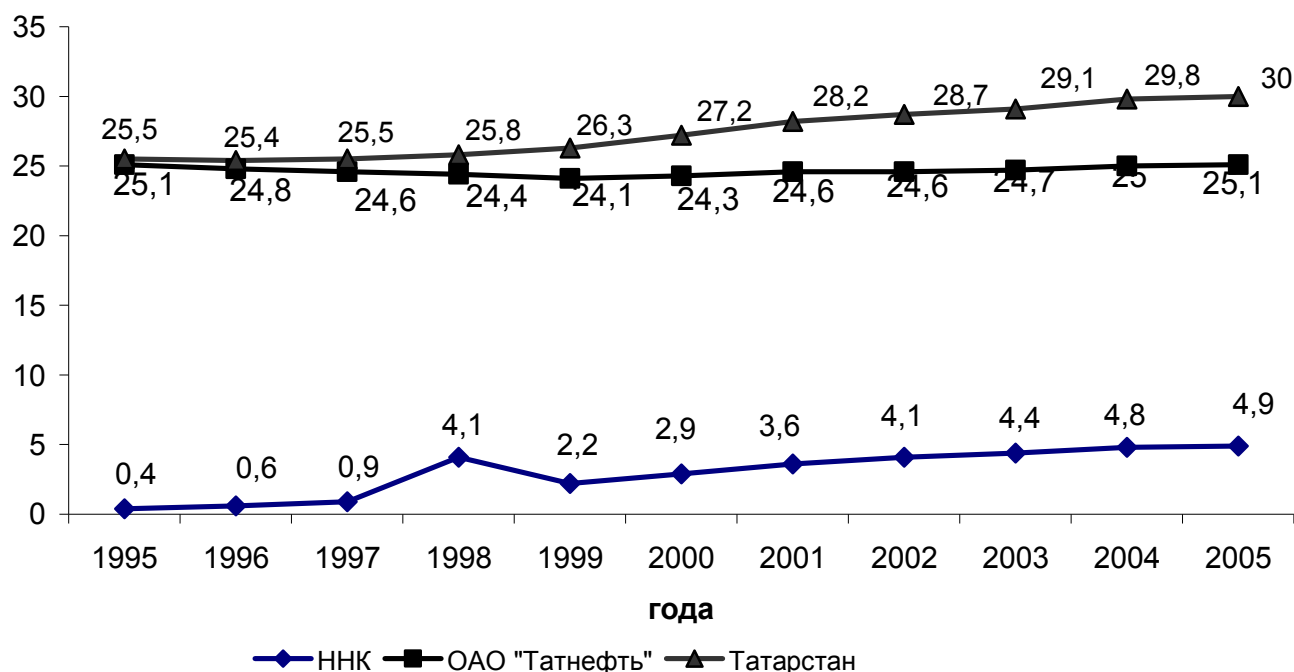
ций может составить заемный и акционерный капитал.

Гарантированное обеспечение нефтегазовой отрасли достаточными инвестиционными ресурсами возможно только при стабильности и предсказуемости на мировых рынках нефти, в том числе и при установлении справедливой цены на нефтяное сырье, учитывающей долгосрочные интересы производителей и потребителей нефти.

Развитие сотрудничества ОПЕК и Российской Федерации, являющейся крупнейшим за пределами этой организации производителем и экспортером нефти, проведение регулярных консультаций с руководством ОПЕК и другими ведущими производителями и потребителями энергетических ресурсов будет несомненно способствовать нахождению баланса интересов всех сторон.

По состоянию на конец 2004 г. в ОАО «Татнефть» добыча нефти ведется из 70 разрабатываемых месторождений, доказанные извлекаемые запасы нефти по оценке аудиторских компаний Миллер энд Ленц составляют 83,6 млн. тонн.

По ОАО «Татнефть», добыча нефти за 2004 г. составила 25,033 млн., при плане 24,860 тыс. тонн (рис. 4.13).



**Рис. 4.13** Динамика добычи нефти ОАО «Татнефть» за 1995-2004 г. и прогноз на 2005 г.

Объем эксплуатационного бурения на месторождениях ОАО «Татнефть» в 2004 г. составил 509 тыс. м, или 340 скважин (Рис. 4.14). Разведочное бурение в 2004 г. составило 58,9 тыс. м, при этом введено 359 новых скважин, в том числе из бурения – 311, из освоения и бурения прошлых лет – 48 скважин. Средний дебит нефти новых скважин составил – 6,6 т/сут., при ожидаемой – 6,5 т/сут. Ожидаемый ввод скважин – 289 скважин.

Добыча нефти за счет третичных МУН в 2004 г. составила 4350 тыс. тонн.



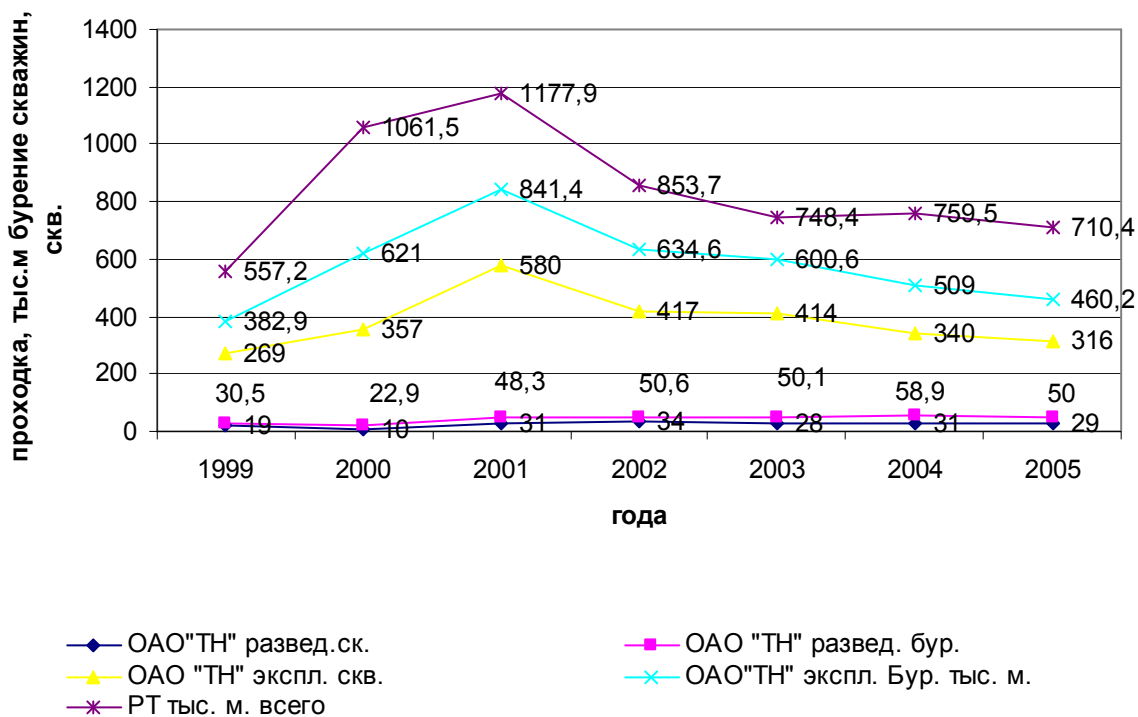


Рис. 4.14 Динамика бурения на месторождениях республики Татарстан

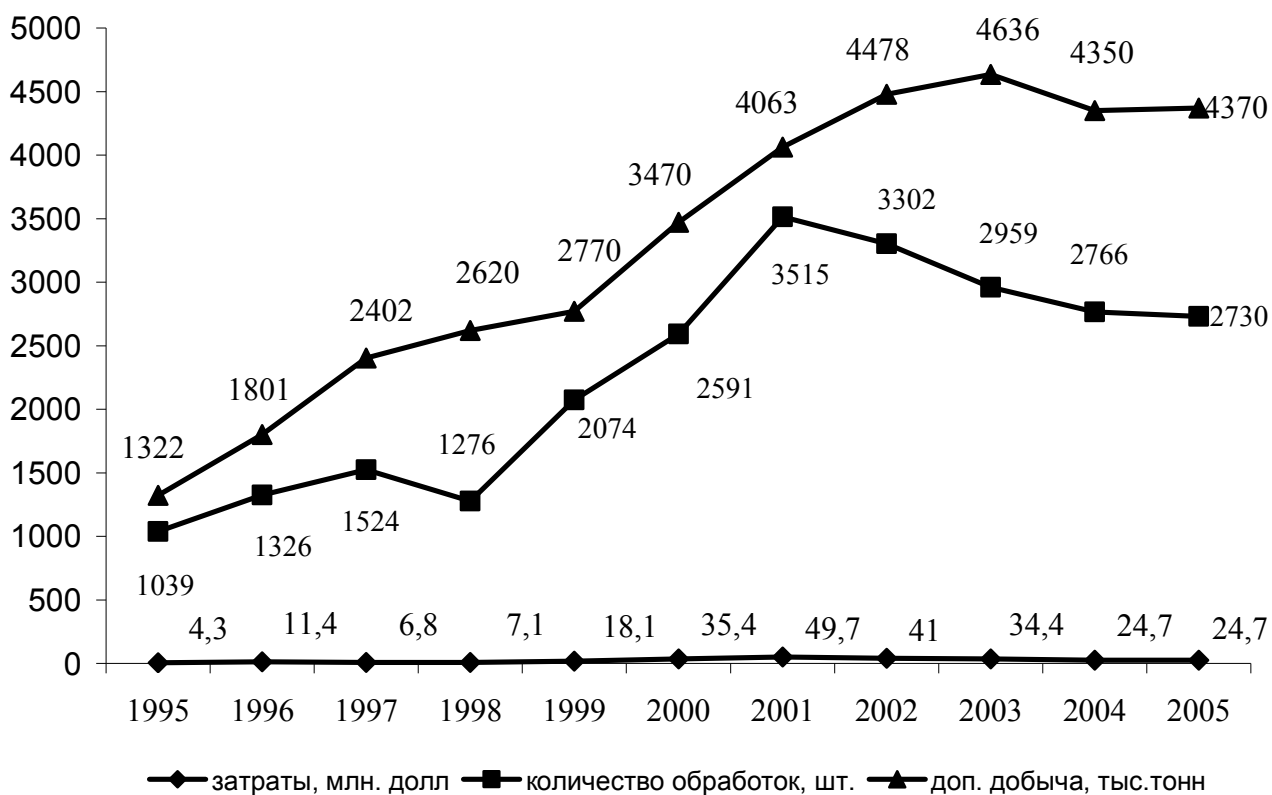
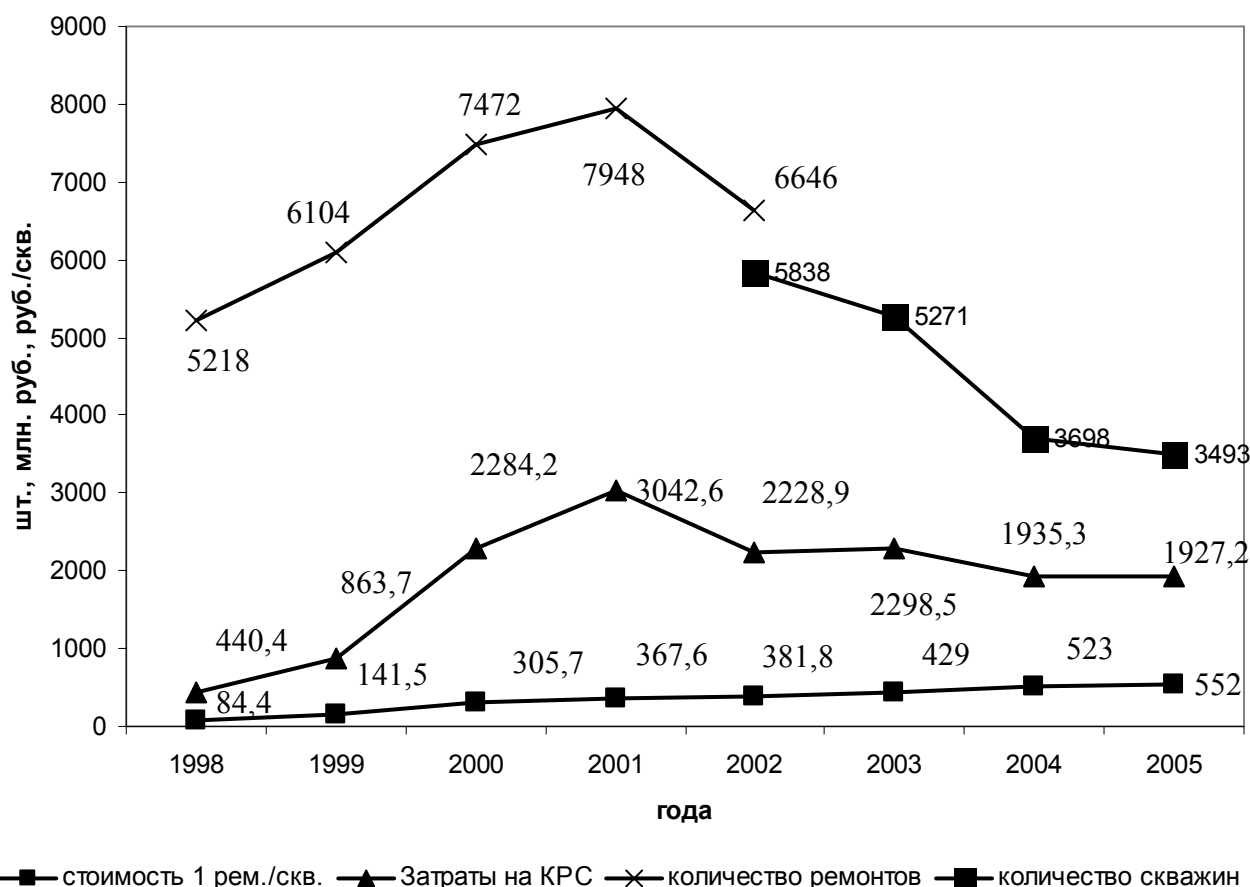


Рис. 4.15 Эффективность применения третичных методов



**Рис. 4.16** Общий объем КРС по ОАО «Татнефть»

Объем КРС составил за 2004 г. – 3698 скважин. По всем запланированным в компании показателям ожидается перевыполнение.

На 2005 год прогноз добычи нефти по ОАО «Татнефть» составит 25110 тыс. тонн при проектном 23566 тыс. тонн. Объем и эффективность ГМТ представлены в Таблице 4.6

Таблица 4.6

Сводная таблица мероприятий 2004 – 2005 г.

Показатель		2004 г	2005 г	
1	Бурение	тыс.м	509	460,2
		ввод новых скв.	359	265
		дебит нефти, т/сут	6,5	6,5
		добыча нефти из нов.скв., тыс.т	385,9	284,2
		затраты, млн.р.	2649	2709
		индекс доходности	1,53	1,74
2	КРС	кол-во скв., всего	3698	3493
		в т.ч. на нефть (изол,ОПЗ,возврат)	1448	1015
		прирост деб.неф., т/сут, на 1 скв.	2	1,4
		ср.ст-ть ремон.1скв.,тыс.р.	523	552
		в т.ч. прирост добычи нефти	184	124
		затраты всего, млн.р.	1935,3	1927,2
		индекс доходности	1,592	1,516

3	МУН	кол-во обработок, скв.	2766	2730
		добыча нефти, тыс.т	4350	4370
		затраты всего, млн.р.	750,4	750,4
		индекс доходности	1,7	1,7
4	Ввод скважин из глубокого бездействия	количество скважин	955	960
		дебит нефти, т/сут	2,5	2,5
		добыча нефти, тыс.т	429,8	432
5	Оптимизация работы фонда скважин	количество скважин	2200	2093
		прирост деб.неф., т/сут	2,1	2,5
		добыча нефти, тыс.т	320,4	346,7
6	Ввод скважин под нагнетание	количество скважин прирост добычи нефти, тыс.т	286	258
			142	128

бурение эксплуатационное – 460 тыс. м., разведочное – 50 тыс. м;  
ввод новых скважин на нефть – 265 скважин;  
ввод новых скважин под закачку воды – 258 скважин;  
капитальный ремонт скважин – 3493 скважин;  
дополнительная добыча нефти за счет МУН – 4370 тыс. тонн.

Для выполнения запланированного объема добычи нефти потребуется выполнение следующих геолого-технических мероприятий:

1. Повышение качества первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов путем применения принципиально новых технологий вскрытия коллекторов.

2. Развитие методов контроля и регулирования разработки с использованием компьютерного анализа и регулирования разработки путем создания постоянно действующих геолого-гидродинамических моделей, повышения темпов выработки трудноизвлекаемых запасов. Сохранение дебитов по низкопроницаемым терригенным коллекторам и карбонатам.

3. Применение высокоэффективных технологий повышения нефтеотдачи пластов и стимуляции скважин.

4. Выполнение программы работ по восстановлению старого фонда скважин путем резки боковых и боковых-горизонтальных стволов, углублением забоя.

5. Повышение качества работ по капитальному ремонту скважин для поддержания фонда в работоспособном состоянии.

6. Выполнение комплекса геолого-технических мероприятий по нерентабельному фонду скважин.

Нами разработан краткосрочный прогноз финансово-хозяйственной деятельности промышленной вертикально-интегрированной корпорации ОАО «Татнефть» на 2006 г.

Основные условия разработки прогноза. В рамках выполнения программы стабилизации добычи нефти, с учетом принятого решения об увеличении объемов добычи нефти на 1 %, прогнозируемая добыча нефти на 2006 г. по корпорации принята в объеме 25 млн. 110 тыс. тонн. Эксплуатационное бурение в 2006 г. запланировано в объеме – 460 тыс. метров, поисково-разведочное бурение в объеме – 50 тыс. метров. Добыча газа запланирована в объеме 678,9 млн. м<sup>3</sup>, производство ШФЛУ – в объеме 260 тыс. тонн. Курс доллара принят в размере 30,2 руб. за 1 доллар США.

Поставка нефти на реализацию предлагается нами в следующих объемах:

на дальнее зарубежье – 9 млн. 490 тыс. тонн при экспортной квоте 34,2 % от объема добычи нефти;

на ближнее зарубежье – 2 млн. 600 тыс. тонн;

на внутренний рынок – 3 млн. 710 тыс. тонн.

Кроме этого, в прогнозе предусматривается отгрузка нефти по давальческой схеме в объеме 8 млн. 207 тыс. 400 тонн.

В соответствии с условиями Министерства финансов республики Татарстан прогноз финансово-хозяйственной деятельности ОАО «Татнефть» подготовлен нами в двух вариантах:

1 – цена реализации нефти сорта «Urals» принята в размере 20 долларов за баррель, цена реализации нефти в ближнее зарубежье 130 долларов за тонну, цена реализации на внутреннем рынке 3000 руб. за тонну.

2 – цена реализации нефти сорта «Urals» принята в размере 26 долларов за баррель, цена реализации нефти в ближнее зарубежье 160 долларов за тонну, цена реализации на внутреннем рынке 3300 рублей за тонну.

Эксплуатационные затраты на 2006 г. сформированы с учетом индексов инфляции, представленных Минэкономразвития РФ и со снижением затрат, зависящих от деятельности организаций на 10 %.

Налоги рассчитаны в условиях действующего налогового законодательства с учетом принятых изменений и дополнений на 2006 г.:

отмена взимания НДС при реализации нефти в государства участники СНГ;

базовая ставка НДС – 419 руб./т;

зачисление налога на прибыль (24 %) по уровням бюджета, РФ – 6,5 %, РТ – 17,5 %;

зачисление единого социального налога (26 %) по уровням бюджета, РФ – 24 %, РТ – 2 %.

С целью формирования источников финансирования капитальных вложений в 2006 г. предусмотрено приобретение оборудования по лизингу на сумму 676 млн. руб.

Расходы из прибыли на обеспечение социальных гарантий работникам определены с учетом индексов инфляции, представленных Минэкономразвития РФ на 2006 г. Рост средней заработной платы предусмотрен в пределах индекса инфляции.

Оценка прогноза финансово-хозяйственной деятельности промышленной вертикально-интегрированной корпорации ОАО «Татнефть» на 2005 г. следующая:

При варианте 1:

С учетом указанных объемов поставок и цен выручка от реализации нефти в 2006 г. прогнозируется в сумме 50 млрд. 594 млн. рублей, от реализации нефтепродуктов – 26 млрд. 665 млн. рублей. Общая выручка от реализации отгруженной продукции планируется в сумме 86 млрд. 671 млн. рублей. Себестоимость отгруженной продукции на 2006 г. запланирована в сумме 65 млрд. 892 млн. рублей. Балансовая прибыль прогнозируется в сумме 7 млрд. 16 млн. рублей. Общая сумма налогов и платежей планируется в сумме 29 млрд. 641 млн. руб.

При варианте 2:

Общая выручка от реализации отгруженной продукции составит 99 млрд. 565 млн. руб. Общая себестоимость отгруженной продукции на 2006 г. запланирована в сумме 74 млрд. 153 млн. рублей. Балансовая прибыль в этом варианте увеличится на 4 млрд. 458 млн. руб. Общая сумма налогов в данном случае вырастет на 18 млрд. 602 млн. руб.

ОАО «Татнефть» планирует добыть в 2006 г. 25,11 млн. тонн нефти против запланированных на текущий год 24,86 млн. тонн (в 2003 г. добыто 24,67 млн. тонн). Эксплуатационное бурение намечено в объеме 460 тысяч метров, разведочное – 50 тысяч метров. За год будет введено 265 новых скважин на нефть, 258 – под закачку воды.

#### 4.4 Управление развитием объектов имущественного комплекса

Механизм реализации функций управленческого контроля можно представить в виде трех основных блоков:

- организационная структура осуществления управленческого контроля;
- мотивационные аспекты управленческого контроля;
- информационные потоки в системе управленческого контроля.

Система управленческого контроля функционирует в рамках существующей организационной структуры строительной организации. Выделяют следующие основные типы организационных структур:

- линейно-функциональная;
- дивизионная;
- матричная.

На практике часто встречается линейно-функциональная организационная структура строительной организации. В рамках такой структуры линейные подразделения занимаются основной деятельностью по выпуску продукции, а функциональные подразделения – отдел маркетинга, плановый, финансовый отделы, отдел кадров, НИОКР оказывают услуги основным.

В линейно-функциональной структуре управленческий контроль осуществляется «по вертикали»: вышестоящий менеджер контролирует деятельность нижестоящего менеджера. Такая система характеризуется высокой степенью централизации управления и контроля всех сторон деятельности организации.

В рамках дивизионной структуры менеджер дивизиона (центра прибыли или центра инвестиций) осуществляет контроль текущей деятельности – выручки, затрат, прибыли. Центральный аппарат контролирует лишь основные показатели деятельности дивизиона, прежде всего – прибыль и рентабельность капиталовложений. Кроме того, централизованным остается контроль выполнения стратегических решений и проведения единой политики в рамках организации.

В рамках матричной структуры функциональные отделы – это центры затрат, а проекты – центры инвестиций. Менеджеры проектов координируют работу различных отделов, контролируют сроки их выполнения, а также выручку, затраты и прибыль по проекту. Руководство строительной организации контролирует деятельность функциональных отделов путем анализа отчетов о проделанной работе и сравнения запланированных затрат с фактическими. Работу менеджеров проектов контролируют при помощи показателей прибыли и рентабельности капиталовложений.

Для создания эффективной системы управленческого контроля затрат помимо организационной структуры необходимо учитывать и психологические аспекты, прежде всего – мотивацию. Мотивация – это совокупность внутренних и внешних движущих сил, которые побуждают человека к деятельности, задают границы и формы деятельности и придают этой деятельности направленность на достижение определенных целей. Мы предлагаем ряд рекомендаций по построению системы эффективного управленческого контроля промышленными вертикально-интегрированными корпорациями с учетом мотивационных факторов.

Цели, сформулированные в рамках системы управленческого контроля затрат корпорации, должны быть достижимыми, стимулирующими повышение эффективности работы.

Система управленческого контроля в промышленной корпорации должна гармонично сочетаться с системой стимулирования работников, оплаты труда и продвижения по службе.

Необходимо активнее привлекать сотрудников и менеджеров низшего и среднего звена к постановке целей, разработке планов и анализу их исполнения.

Цели, задачи, и результаты контроля должны быть гласными, чтобы каждый сотрудник и

каждый менеджер знал, чего от него требуют и по каким принципам будет оцениваться его деятельность и др.

Требование гласности управленческого контроля тесно связано с анализом существующей в корпорации системы информационных потоков.

Прежде чем перейти к анализу информационных потоков, дадим основные определения. Информационные потоки – это физическое перемещение информации от одного сотрудника промышленной вертикально-интегрированной корпорации к другому или от одного подразделения к другому. Информационный поток строительной организации, функционирующей в составе промышленной корпорации, характеризуется:

- видом документа;
- проблематикой;
- исполнителем;
- получателем;
- периодичностью.

Информационные потоки обеспечивают нормальную работу строительной организации в целом и системы управленческого контроля. Поэтому в целях оптимизации работы промышленной вертикально-интегрированной корпорации необходимо уделять внимание оптимизации системы информационных потоков, которую не следует смешивать с автоматизацией.

Информация, которая собирается в системе управленческого контроля затрат, должна отвечать следующим требованиям:

Своевременность, то есть информация по затратам, выручке, прибыли должна поступать тогда, когда еще имеет смысл ее анализировать;

Достоверность (чтобы не тратить дополнительные усилия и время на проверку информации);

Релевантность (существенностью), то есть информация должна помогать принимать решения;

Полезность (эффект от использования информации должен перекрывать затраты на ее получение);

Полнота, то есть не должно быть упущений;

Понятность, то есть информация не должна требовать значительных усилий для «расшифровки»;

Регулярность поступления.

По-настоящему эффективной можно считать только такую систему информационных потоков, которая обеспечивает желаемый результат, то есть позволяет получить такую информацию. Следует отметить, что система информационных потоков управленческого контроля не может существовать сама по себе: это органичная часть всей системы информационных потоков корпорации в целом. Поэтому при построении системы информационных потоков промышленной вертикально-интегрированной корпорации в целом и управленческого контроля в частности следует ориентироваться не на выполняемые функции, а на бизнес-процессы.

В настоящее время рынок услуг по капитальному строительству в районах деятельности ОАО «Татнефть» характеризуется наличием большого числа организаций (в том числе местных), ростом конкуренции, которым предъявляются все более жесткие требования к организации производства и экономической эффективности его участников.

На фоне этого собственные строительные мощности ОАО «Татнефть» имеют низкую динамику технико-экономических показателей. Так, например, СМУ ОАО «Татнефть» имело убытки с 2002 и 2003 гг. соответственно 15,2 и 11,5 млн. руб., снижаются объемы строительно-монтажных работ, выполняемых собственными силами (на 4,5 %), объемы производства кирпича Юлтимировского кирпичного цеха (на 10 %).

В сложившейся ситуации, учитывая, что капитальное строительство не входит в основной профиль деятельности ОАО «Татнефть», мы пришли к необходимости создания с участием ОАО «Татнефть» самостоятельного юридического лица, взаимодействующего с материнской компанией на тендерных условиях.

Проведенные нами исследования и расчеты позволили предложить для строительного комплекса ОАО «Татнефть» следующие мероприятия:

Создать с 01.10.2004 г. общество с ограниченной ответственностью «Стройсервис» с участием ОАО «Татнефть» в уставном капитале 100 % с последующей реализацией долей.

Сократить численность работников СМУ ОАО «Татнефть», цеха ЖБИ НГДУ «Лениногорскнефть».

Произвести перевод работников СМУ ОАО «Татнефть» (включая Юлтимировский кирпичный цех) и цеха ЖБИ НГДУ «Лениногорскнефть» и ООО «Стройсервис» на основании их письменных согласий с 1 октября 2004 г.

Создать комиссию и произвести инвентаризацию дебиторской и кредиторской задолженностей СМУ ОАО «Татнефть».

Принять меры по сокращению дебиторской и кредиторской задолженностей СМУ ОАО «Татнефть».

Передать имущественный комплекс СМУ ОАО «Татнефть» и цеха ЖБИ НГДУ «Лениногорскнефть» на баланс Управления по арендным отношениям.

Передать вновь создаваемому ООО «Стройсервис» на правах аренды имущественный комплекс СМУ ОАО «Татнефть» и цеха ЖБИ НГДУ «Лениногорскнефть».

Присоединить СМУ ОАО «Татнефть» с завершённым балансом за 9 месяцев 2004 г. в состав Альметьевского РСУ.

При выполнении договорных условий с ОАО «Татнефть» гарантировать вновь созданной строительной организации объемы работ:

в 2005 г. в размере 100 % от прогнозных;

в 2006 г. – 75 % от совокупных объемов;

в 2007 г. – 50 % от совокупных объемов.

Численность работников, занятых в строительных цехах и участках НГДУ, в 2004 г. составляла 1692 чел. Мероприятия по оптимизации численности НГДУ за период с 2000 по 2004 гг. обеспечили высвобождение 1573 ед. или 48 % численности (табл. 4.7).

Таблица 4.7

Динамика численности персонала строительного комплекса  
ОАО «Татнефть» за 2000-2004 годы

Цеха НГДУ	Численность		Отклонения, чел., +/-
	2000 г.	2004 г.	
ЦКРЗиС	1127	693	-434
СРЦ	1884	881	-1003
ЦПЭ (АН)	113	0	-113
ЦПЖБиК	131	108	-23
Итого:	3255	1682	-1573

Более подробная информация по численности занятых в строительных цехах в 2004 г. представлена в таблице 4.8.

## Численность СМЦ (СРЦ) и ЦКРЗиС НГДУ в 2004 году

чел.

Цеха	ЦКРЗиС	СМЦ	ЦПЖБиК	СРЦ	Итого
НГДУ «Азнакаевскнефть»	70			102	172
НГДУ «Альметьевнефть»	105			81	186
НГДУ «Бавлынефть»	31	50			81
НГДУ «Джалильнефть»	148			111	259
НГДУ «Елховнефть»	106			94	200
НГДУ «Заинскнефть»	0			47	47
НГДУ «Иркеннефть»	0			73	73
НГДУ «Лениногорскнефть»	84		108	104	296
НГДУ «Нурлатнефть»	55	47			102
НГДУ «Прикамнефть»	0			98	98
НГДУ «Ямашнефть»	94			74	168
Итого:	693	97	108	784	1682

Для дальнейшей оптимизации деятельности строительного комплекса ОАО «Татнефть» необходимо принять следующие решения:

1. С 1 января 2005 г. на базе СМУ ОАО «Татнефть» создать самостоятельное юридическое лицо – ООО «Нефтьстройсервис».

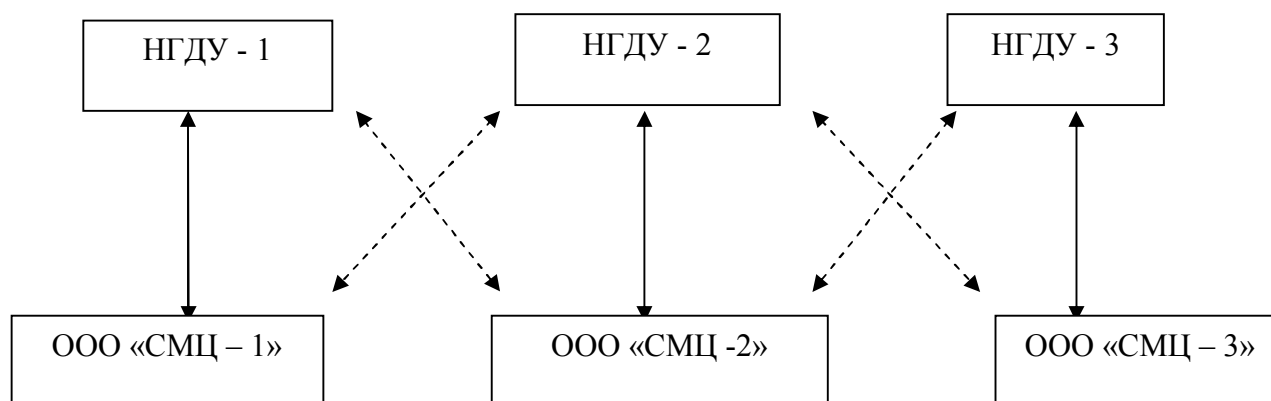
2. Производить оптимизацию численности работников общестроительных профессий структурных подразделений ОАО «Татнефть», в том числе за счет создания малых строительных организаций без участия ОАО «Татнефть».

Расчеты показывают, что оптимизация численности общестроительных профессий по структурным подразделениям должна произойти на 361 единицу, за счет:

Однако, несмотря на предложенные нами выше мероприятия по оптимизации, имеются дополнительные резервы повышения эффективности деятельности строительного комплекса рассматриваемой корпорации за счет его реконструкции. Одним из таких резервов может являться дальнейшее создание малых строительных организаций на базе цехов НГДУ: СМЦ (СРЦ), ЦКРЗиС.

Мы предлагаем три варианта данной реструктуризации:

1. Без создания управляющей компании (Рис. 4.17).



**Рис. 4.17** - Реконструкция строительного комплекса ОАО «Татнефть» без создания управляющей компании



2. С созданием управляющей компании (Рис. 4.18).
3. С организацией управляющей компании на базе ООО «Нефтестройсервис».



**Рис. 4.18** Реконструкция строительного комплекса ОАО «Татнефть» с созданием управляющей компании

1. Вывода в ООО – 43 единицы, из них за счет создания ООО «СК Континент» (НГДУ «Нурлатнефть») – 23 единицы, за счет перевода в существующее ООО «Татнефтестрой» (НГДУ «Азнакаевскнефть») – 20 единиц.

2. Переобучения на другие специальности – 20 единиц (НГДУ «Альметьевнефть»).

3. Сокращения численности работников – до 298 единиц, так как в НГДУ «Лениногорскнефть» работники отказываются переводиться в ООО ЛТХ «Строитель» и др.

При этом варианты с организацией управляющих компаний представляются нам наиболее приемлемыми, так как это позволит:

эффективно использовать общие ресурсы (юридическое, бухгалтерское обеспечение, материальную базу);

При этом варианты с организацией управляющих компаний представляются нам наиболее приемлемыми, так как это позволит:

эффективно использовать общие ресурсы (юридическое, бухгалтерское обеспечение, материальную базу);

осуществлять производственную кооперацию;

обеспечить возможность некоторой координации деятельности ООО;

осуществить процесс реструктуризации более плавно и менее болезненно, особенно для трудового коллектива.

В составе ОАО «Татнефть» имеются следующие строительные мощности и цеха строительной индустрии: строительно-монтажное управление; ремонтно-строительное управление; ремонтно-строительные цеха при НГДУ и УТНГП; цех по выпуску железобетонных изделий при НГДУ «Лениногорскнефть»; Юлтимировский кирпичный завод при СМУ ОАО «Татнефть».

Анализ численности персонала, в том числе и общестроительных профессий представлен в таблице 4.9.

## Анализ численности СМЦ, ЦКРЗиС и общестроительных профессий по ОАО «Татнефть»

Наименование структурных подразделений	Списочная численность на 01.07.2004 г.						Лимит численности общестр. проф.	Оптимизация численности (ед).	Площади занимаемые данными структурами (м <sup>2</sup> )
	Все-го	в том числе:				Из них общестроит. проф.			
		СМЦ, РСЦ	ЦКРЗиС, УКРЗиС	РБУ, ДОУ столярные мастерские	Общестроит. профессии в др. цехах				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
НГДУ «Альметьевнефть»	208	86	117	0	5	70	10	60	9
НГДУ «Азнакаевскнефть»	165	18	54	5	0	30	10	20	22959
НГДУ «Бавлынефть»	88	83	0	5	0	12	8	4	11827
НГДУ «Джалильнефть»	215	110	97	8	0	82	10	72	801
НГДУ «Елховнефть»	155	108	47	0	0	38	8	30	49380
НГДУ «Заинскнефть»									41000
НГДУ «Иркеннефть»	93	60	18	15	0	25	8	17	6974
НГДУ «Лениногорскнефть»	188	108	84	0	0	57	10	47	3760
НГДУ «Нурлатнефть»	126	47	69	10	0	23	8	15	3141
НГДУ «Прикамнефть»	97	94	0	0	3	18	8	10	68832
НГДУ «Ямашнефть»	172	75	93	4	0	26	8	18	28648
<b>ИТОГО</b>	<b>1558</b>	<b>924</b>	<b>579</b>	<b>47</b>	<b>8</b>	<b>381</b>	<b>88</b>	<b>293</b>	<b>16007</b>
«Татнефтегазпереработка»	130	97	22	7	4	11	8	3	253329
«УПТЖ для ППД»	4	0	0	1	3	4	3	1	189
«ТатАИСнефть»	6	0	0	0	6	6	6	0	162
«АЦБПО по РНО»	8	0	0	0	8	8	8	0	0
«АЦБПО по ЭПУ»	11	0	10	1	0	8	8	0	0
«ТатАСУнефть»	2	0	0	0	2	2	2	0	409
«Татнефтеснаб»	3	0	0	0	3	3	3	0	0
«ЗНОКиППД»	3	0	0	0	3	3	3	0	304
«БМЗ»	11	11	0	0	0	10	8	2	200
«ТГРУ»	4	0	0	0	4	3	3	0	0
<b>ИТОГО по сервисным</b>	<b>182</b>	<b>108</b>	<b>32</b>	<b>9</b>	<b>33</b>	<b>58</b>	<b>52</b>	<b>6</b>	<b>0</b>
<b>Итого по стр. подразделению</b>	<b>1740</b>	<b>1032</b>	<b>611</b>	<b>56</b>	<b>41</b>	<b>439</b>	<b>140</b>	<b>299</b>	<b>1624</b>

Окончание таблицы 4.9

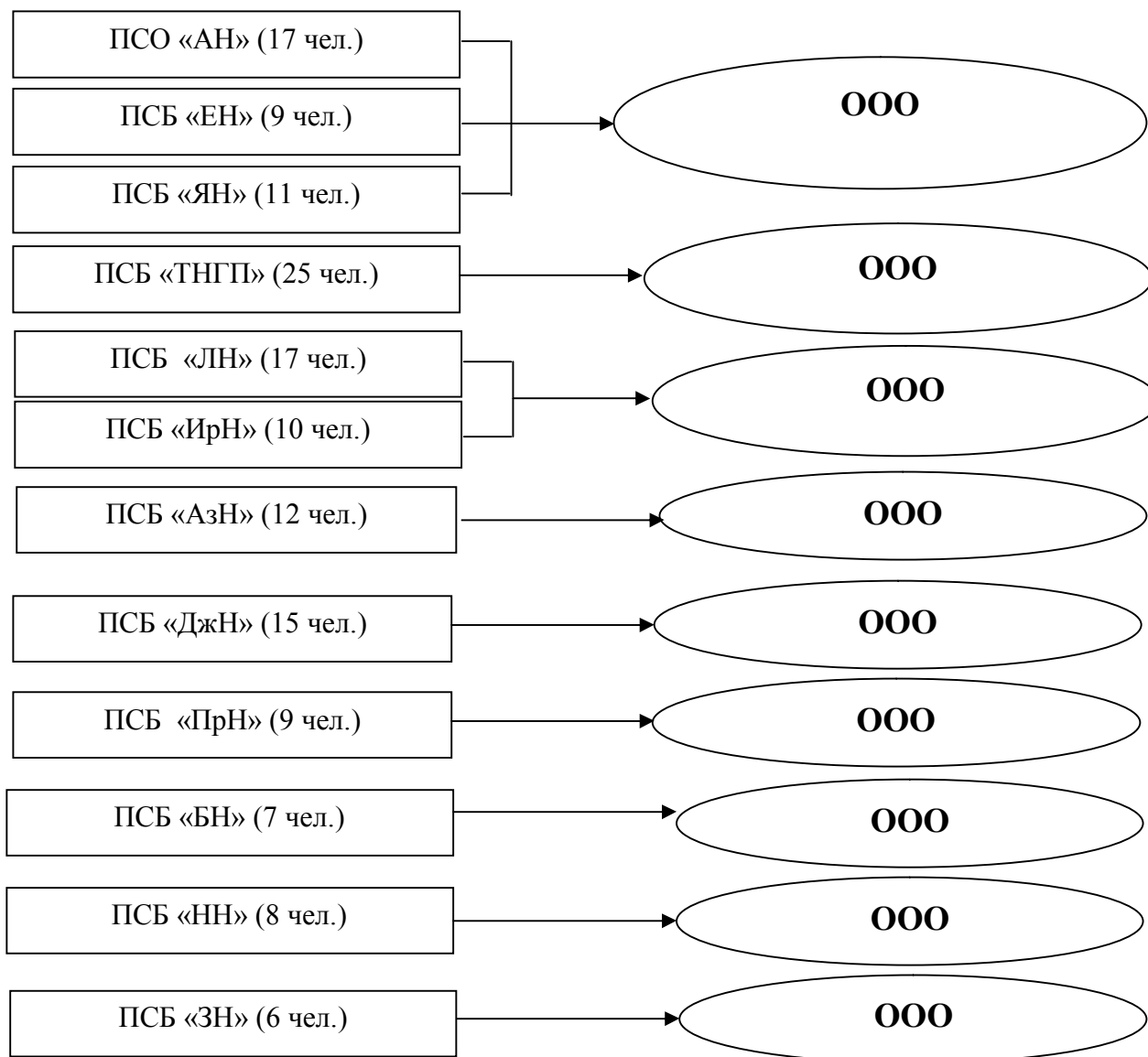
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Альм. УПНП и РРС	9	0	0	9	0	9	8	1	254593
Азнак. УПНП и КРС	7	0	0	0	7	7	7	0	531
Ленин. УПНП и КРС	8	0	0	0	8	8	8	0	162
<b>Итого по УПНП и КРС</b>	<b>24</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>9</b>	<b>15</b>	<b>24</b>	<b>23</b>	<b>1</b>	<b>512</b>
Актюб. УКК и ПМ	0	0	0	0	0	0	0	0	1206
Управление «Нефтехимсервис»	11	0	10	1	0	9	6	3	0
<b>ИТОГО</b>	<b>11</b>	<b>0</b>	<b>10</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>9</b>	<b>6</b>	<b>3</b>	<b>72</b>
<b>Итого по ОАО без ООО</b>	<b>1775</b>	<b>1032</b>	<b>621</b>	<b>66</b>	<b>56</b>	<b>472</b>	<b>169</b>	<b>303</b>	<b>72</b>
ООО «ТН – Бурение»	0	0	0	0	0	0	0	0	255871
УТТ «ТН – Бурение»	12	0	0	0	12	12	8	4	0
«Азнак. УБР»	11	0	0	2	9	10	8	2	0
«Альм. УБР»	10	0	0	0	10	10	8	2	110
«Елаб. УБР»	12	0	0	12	0	11	6	5	0
«Ленин. УБР»	11	0	0	0	11	9	8	1	385
«Нурл. УБР»	15	0	0	15	0	12	6	6	0
«ТН – ЛУТР»	6	0	0	0	6	6	6	0	1354
<b>Итого по УБР</b>	<b>77</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>29</b>	<b>48</b>	<b>70</b>	<b>50</b>	<b>20</b>	<b>124222</b>
ОАО «ТН – РБО и СТ»	16	0	16	0	0	5	5	0	126071
ООО «ТН – РЭТО»	34	0	19	0	15	30	8	22	202
ООО «ТН – Альм. УТТ»	5	0	0	0	5	3	3	0	386
ООО «ТН – «Бугульм. УТТ»	5	0	0	0	5	4	3	1	0
ООО «ТН – «Татнефтор»	21	0	0	5	16	17	8	9	212
<b>ИТОГО</b>	<b>81</b>	<b>0</b>	<b>35</b>	<b>5</b>	<b>41</b>	<b>59</b>	<b>27</b>	<b>32</b>	<b>598</b>
ООО «ТН – УРС»	13	0	0	0	13	13	10	3	1398
ООО «ТН «Алаб. кир. завод»	6	0	0	06	6	6	3	3	0
<b>ИТОГО</b>	<b>19</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>19</b>	<b>19</b>	<b>13</b>	<b>6</b>	<b>0</b>
<b>Итого по ООО</b>	<b>177</b>	<b>0</b>	<b>35</b>	<b>34</b>	<b>108</b>	<b>148</b>	<b>90</b>	<b>58</b>	<b>127469</b>
<b>Всего по ОАО с ООО</b>	<b>1952</b>	<b>1032</b>	<b>656</b>	<b>100</b>	<b>164</b>	<b>620</b>	<b>259</b>	<b>361</b>	<b>383340</b>

На 1 июля 2004 г. в строительном комплексе ОАО «Татнефть» занято 1052 человека, из них численность:

СМЦ (РСЦ) НГДУ составляет 924 чел. – 47 %;

ЦКРЗиС (УКРЗиС) составляет 579 чел. – 30 %;

в других цехах структурных подразделений и дочерних обществ 341 человек или 18 %;



**Рис. 4.19.** Предлагаемый вариант реструктуризации РСЦ НГДУ

растворобетонных узлов (7 шт.), деревообрабатывающих участков (6 шт.), столярных мастерских (12 шт.), где численность составляет 100 человек или 5 %.

Количество общестроительных профессий данных структур составляет 620 человек – 32 % из них:

маляры – 289 чел. (47 %);

штукатуры – 24 чел. (4 %);

плотники – 147 чел. (24 %);

каменщики – 60 чел. (9 %);

прочие профессии – 100 чел. (16 %);  
 в том числе:  
 в СМЦ (РСЦ) – 120 чел;  
 в ЦКРЗиС (УКРЗиС) – 311 чел;  
 в других цехах – 189 чел.

Таблица 4.10

Рабочие общестроительных профессий в ЦКРЗиС (УКРЗиС)

Наименование структурных подразделений	Списочная численность на 01.07.2004 г.					Всего
	маляр	штукатур	плотник	каменщик	прочие	
1	2	3	4	5	6	7
НГДУ «Альметьевнефть»	30	1	20	5	3	59
НГДУ «Азнакаевскнефть»	8	1	6	1	1	17
НГДУ «Джалильнефть»	25	1	5	1	18	50
НГДУ «Елховнефть»	8	0	5	1	2	16
НГДУ «Иркеннефть»	12	0	8	0	1	21
НГДУ «Лениногорскнефть»	37	0	7	7	5	56
НГДУ «Нурлатнефть»	9	0	7	2	4	22
НГДУ «Ямашнефть»	12	1	7	2	0	22
<b>ИТОГО</b>	<b>141</b>	<b>4</b>	<b>65</b>	<b>19</b>	<b>34</b>	<b>263</b>
«Татнефтегазпереработка»	4	0	5	0	2	11
«АЦБПО по ЭПУ»	3	0	2	0	3	8
<b>ИТОГО по сервисным</b>	<b>7</b>	<b>0</b>	<b>7</b>	<b>0</b>	<b>5</b>	<b>19</b>
<b>Итого по структ. подразд.</b>	<b>148</b>	<b>4</b>	<b>72</b>	<b>19</b>	<b>39</b>	<b>282</b>
Управ-е «Нефтехимсервис»	2	4	2	0	1	9
<b>ИТОГО</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>9</b>
<b>Итого по ОАО без ООО</b>	<b>150</b>	<b>8</b>	<b>74</b>	<b>19</b>	<b>40</b>	<b>291</b>
ОАО «ТН – РБО и СТ»	3	0	1	0	1	5
ООО «ТН – РЭТО»	7	0	2	0	6	15
<b>ИТОГО</b>	<b>10</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>0</b>	<b>7</b>	<b>20</b>
<b>Итого по ООО</b>	<b>10</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>0</b>	<b>7</b>	<b>20</b>
<b>Всего по ОАО с ООО</b>	<b>160</b>	<b>8</b>	<b>77</b>	<b>19</b>	<b>47</b>	<b>311</b>

К прочим работникам ЦКРЗиС (УКРЗиС) относятся:

Изолировщики	9 чел.
Станочники деревообр.станка	2 чел.
Облицовщики-плиточники	2 чел.
Слесари-строители (ремонтники)	10 чел
Столяры-строители	10 чел.
Эл.сварщики	3 чел.
Монтажники	3 чел.
Рамщики	1 чел.
Мотористы бетонно-смесительной установки	2 чел.
Распред. рабочий	1 чел.
Художники-оформители	4 чел.
<b>Итого</b>	<b>47 чел.</b>

Количество работников в сварочных звеньях составляет 528 чел. (23 %), в электромонтажных звеньях – 134 человека (5,9 %).

Производственные площади, занимаемые строительным комплексом, составляют 383

тыс. м<sup>2</sup>, в том числе:

СМЦ (РСЦ) – 196 тыс. м<sup>2</sup>;

ЦКРЗиС (УКРЗиС) – 89 тыс. м<sup>2</sup>;

РБУ, ДОУ, столярные мастерские – 16 тыс. м<sup>2</sup>;

прочие структуры – 82 тыс. м<sup>2</sup>.

Анализ фактической численности работников общестроительных профессий свидетельствует о целесообразности оптимизации численности персонала общестроительных профессий на 361 единицу. Для мелких (разовых) общестроительных работ, на наш взгляд, необходимо оставить в составе в структурных подразделениях и дочерних обществах ОАО «Татнефть» по 6-10 человек общестроительных профессий, всего 259 единиц. Высвобождаемые площади при реализации данных мероприятий составят свыше 100 тыс. м<sup>2</sup>.

Таблица 4.11

Списочная численность рабочих общестроительных профессий по ОАО «Татнефть»

Наименование структурных подразделений	Списочная численность на 01.07.2004 г.					Всего
	маляр	штукатур	плотник	каменщик	прочие	
1	2	3	4	5	6	7
НГДУ «Альметьевнефть»	40	1	20	5	4	70
НГДУ «Азнакаевскнефть»	12	3	7	2	6	30
НГДУ «Бавлынефть»	3	3	2	1	3	12
НГДУ «Джалильнефть»	35	2	9	10	26	82
НГДУ «Елховнефть»	18	0	8	6	6	38
НГДУ «Иркеннефть»	13	0	8	3	1	25
НГДУ «Лениногорскнефть»	37	0	7	7	6	57
НГДУ «Нурлатнефть»	9	0	7	2	5	23
НГДУ «Прикамнефть»	7	0	0	3	8	18
НГДУ «Ямашнефть»	13	1	8	2	2	26
<b>ИТОГО</b>	<b>187</b>	<b>10</b>	<b>76</b>	<b>41</b>	<b>67</b>	<b>381</b>
«Татнефтегазпереработка»	4	0	5	0	2	11
«УПТЖ для ППД»	0	3	1	0	0	4
«ТатАИСнефть»	4	1	0	1	0	6
«АЦБПО по РНО»	4	0	2	0	2	8
«АЦБПО по ЭПУ»	3	0	2	0	3	8
«ТатАСУнефть»	1	0	0	0	1	2
«Татнефтеснаб»	1	0	1	0	1	3
«ЗНОКиППД»	2	0	1	0	0	3
«БМЗ»	4	0	1	4	1	10
«ТГРУ»	1	0	2	0	0	3
<b>ИТОГО по сервисным</b>	<b>24</b>	<b>4</b>	<b>15</b>	<b>5</b>	<b>10</b>	<b>58</b>
<b>Итого по структ. подразд.</b>	<b>211</b>	<b>14</b>	<b>91</b>	<b>46</b>	<b>77</b>	<b>439</b>
Альм. УПНП и РРС	5	0	2	0	2	9
Азнак. УПНП и КРС	4	0	3	0	0	7
Ленин. УПНП и КРС	4	0	3	0	1	8
<b>Итого по УПНП и КРС</b>	<b>13</b>	<b>0</b>	<b>8</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>24</b>
Управ-е «Нефтехимсервис»	2	4	2	0	1	9
<b>ИТОГО</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>9</b>
<b>Итого по ОАО без ООО</b>	<b>226</b>	<b>18</b>	<b>101</b>	<b>46</b>	<b>81</b>	<b>472</b>
УТТ «ТН – Бурение»	8	0	4	0	0	12
«Азнак. УБР»	2	0	4	1	3	10

«Альм. УБР»	5	0	5	0	0	10
«Елаб. УБР»	0	0	6	0	5	11
«Ленин. УБР»	4	0	1	3	1	9
«Нурл. УБР»	0	0	7	4	1	12
«ТН – ЛУТР»	4	0	2	0	0	6
<b>Итого по УБР</b>	<b>23</b>	<b>0</b>	<b>29</b>	<b>8</b>	<b>10</b>	<b>70</b>
ОАО «ТН – РБО и СТ»	3	0	1	0	1	5
ООО «ТН – РЭТО»	20	0	3	1	6	30
ООО «ТН – Альм УТТ»	0	3	0	0	0	3
ООО «ТН – «Бугульм УТТ»	2	1	0	1	0	4
ООО «ТН – «Татнефтедор»	8	0	5	4	0	17
<b>ИТОГО</b>	<b>33</b>	<b>4</b>	<b>9</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>59</b>
ООО «ТН – УРС»	7	0	6	0	0	13
ООО «ТН «Алаб. кир. завод»	0	2	2	0	2	6
<b>ИТОГО</b>	<b>7</b>	<b>2</b>	<b>8</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>19</b>
<b>Итого по ООО</b>	<b>7</b>	<b>2</b>	<b>8</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>19</b>
<b>Всего по ОАО с ООО</b>	<b>40</b>	<b>6</b>	<b>17</b>	<b>6</b>	<b>2</b>	<b>87</b>

Вопрос оптимизации и реконструкции собственных строительных подразделений ОАО «Татнефть» является особо актуальным. В связи с резким сокращением объемов капитального строительства и капитального ремонта в компании начата оптимизация численности, а также оптимизация затрат и снижение стоимости услуг, оказываемых собственными строительными подразделениями.

Перечислим основные причины необходимости реорганизации строительного комплекса промышленной вертикально-интегрированной корпорации:

падение спроса компании на выпускаемую продукцию и оказываемые услуги;

наличие основных фондов и мощностей, необеспеченных потребностью в объемах выпускаемой продукции и оказываемых услуг.

Основной целью предлагаемой нами реорганизации являются:

вывод из состава ОАО «Татнефть» непрофильных производств, с целью концентрации усилий на добыче нефти;

создание в регионе конкурентоспособных строительных организаций для оказания услуг на договорной основе как подразделениям ОАО «Татнефть», так и другими заказчикам;

освобождение строительных организаций от излишнего имущества с целью сокращения затрат на их содержание и обеспечение безубыточного режима работы.

На первом этапе реструктуризации собственных строительных мощностей на базе СМУ ОАО «Татнефть» и Юлтимировского кирпичного завода с общей численностью персонала 493 чел. рекомендуем создать ООО «Нефтестройсервис». Цеха по капитальному ремонту зданий и сооружений выводятся из состава НГДУ. Оптимизация численности составит 293 человека.

На втором этапе реформирования строительного комплекса корпорации необходимо провести реструктуризацию РСЦ при НГДУ и УТНПП путем создания на их базе региональных строительных ООО по обустройству мероприятий:

на базе СРЦ НГДУ «Альметьевнефть» (численность 81 чел.);

на базе СРЦ НГДУ «Елховнефть», «Ямашнефть», «Заинскнефть» (251 чел.);

на базе СРЦ НГДУ «Джалильнефть» (111 чел.);

на базе СРЦ НГДУ «Азнакаевскнефть» (102 чел.);

на базе СРЦ НГДУ «Иркеннефть», «Лениногорскнефть» (177 чел.);

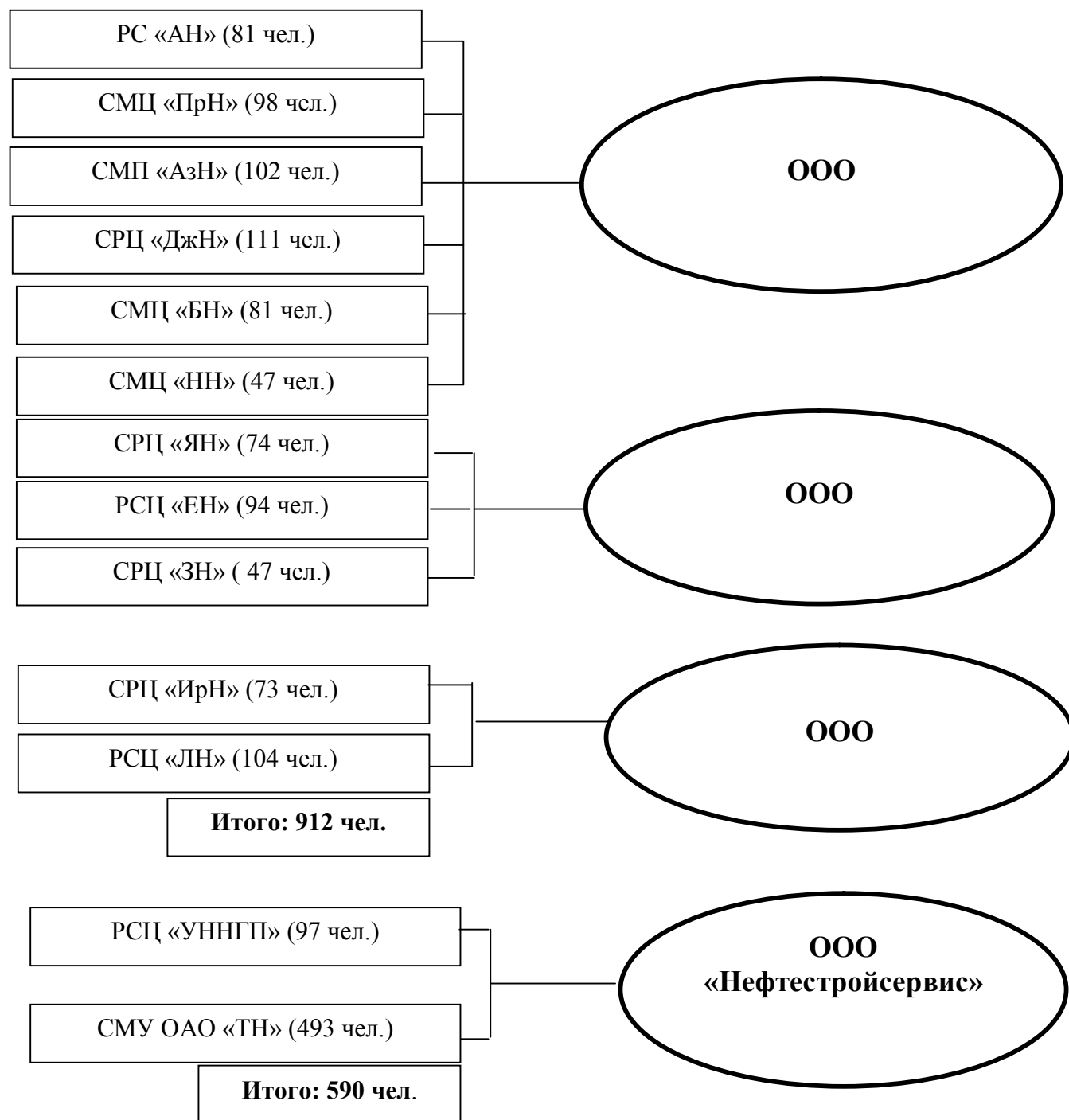
на базе СРЦ НГДУ «Прикамнефть» (98 чел.);

на базе СРЦ НГДУ «Нурлатнефть» (47 чел.);

на базе СРЦ НГДУ «Бавлынефть» (81 чел.);

СРЦ УТНГП (97 чел.) передать в состав вновь созданного ООО «Нефтестройсервис».

Расчеты показывают, что в результате проводимой реструктуризации оптимизация численности персонала строительного комплекса ОАО «Татнефть» составит 1009 человек (Рис. 4.20).



**Рис. 4.20** Предлагаемый вариант реструктуризации строительного комплекса промышленной вертикально-интегрированной корпорации



Нами предлагается Альметьевское РСУ оставить в составе ОАО «Татнефть» как структурное подразделение. Это связано с узкой спецификой производимых работ (капитальный ремонт технических объектов подготовки нефти, антикоррозийное покрытие резервуаров и т. д.) и с целью сохранения высококвалифицированных специалистов редкой профессии. Для возможности регулирования рыночных цен в регионе на сборные железобетонные изделия, товарный бетон и раствор цех железобетонных изделий, на наш взгляд, целесообразно оставить в составе АРСУ.

Проектную часть института «ТатНИПИнефть» численностью 407 чел. целесообразно ввести в самостоятельное ООО «Татнефтьпроект». Имеющиеся в НГДУ проектно-сметные бюро общей численностью 146 человек рекомендуем передать в состав вновь организованного ООО «Татнефтьпроект» как региональные отделы.

Корпоративные затраты, доведенные до строительно-монтажного управления «Татнефть» и приходящиеся на работников, занятых на производстве строительно-монтажных работ, не учтенные сметой и рыночным индексом, отражены в таблице 4.12

Фонд оплаты труда запланирован в сумме 43332 тыс. руб. Индексированная сметная заработная плата запланированного объема строительно-монтажных работ при среднемесячной заработной плате 4250 руб. (учтенной рыночным индексом) составляет:

$$10650 \times 0,09 \times 28,24 = 27068 \text{ т. р.} \quad (4.5)$$

Таблица 4.12

Корпоративные затраты СМУ «Татнефть», приходящиеся на работников, занятых на строительно-монтажных работах, тыс. руб.

Показатель	Затраты
ДМС	1788
НСП	957
НГПФ	523
Вознаграждение по результатам работы за год	6044
Долгосрочное страхование	4138
Капитальный ремонт собственных основных фондов	5000
ОНВСС	1965
Налог на имущество	2500
Дополнительные отпуска	790
Хранение и размещение отходов	133
Лизинговые платежи	1308
Текущие расходы из прибыли	1438
Дополнительная амортизация в результате переоценки основных фондов	5242
<b>Итого:</b>	<b>31826</b>

Доля заработной платы сверх рыночного индекса составит:  $43332 - 27068 = 16264$  т.р. Амортизация основных фондов строительно-монтажного управления ОАО «Татнефть» на 2003 год планируется в сумме 12730 тыс. руб.

С учетом корпоративных затрат, стоимость выполнения запланированных объемов работ силами строительно-монтажного управления ОАО «Татнефть» составит:

$$18009 + 31826 + 16264 = 228181 \text{ т. р.} \quad (4.6)$$

Таким образом, суммарный экономический эффект от оптимизации по строительно-

монтажному управлению ОАО «Татнефть» составит:  $228181 - 210295 = 17886$  тыс. руб. Эту разницу строительного-монтажного управления ОАО «Татнефть» должно компенсировать за счет внутренних резервов, сокращения «невыгодных» видов работ, начисления реальной заработной платы и т.д.

На 2003 год собственным строительным подразделениям запланирован объем строительного-монтажных работ в ценах 1991г. в сумме 63464,5 тыс.руб. Если принять корпоративные затраты всех собственных строительных подразделений на уровне СМУ ОАО «Татнефть», то общий экономический эффект ориентировочно составит:

$$\frac{17886}{10650} \times 63464,5 = 106585 \text{ т. р.} \quad (4.7)$$

В связи с вышеизложенным, в диссертационном исследовании нами предлагается в виде эксперимента собственным строительным подразделениям промышленной корпорации установить рыночный индекс на уровне внешних подрядчиков, за счет которого они должны создавать резерв на покрытие корпоративных затрат.

## **Глава 5 ОПТИМИЗАЦИЯ ЗАТРАТ ОРГАНИЗАЦИЙ ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ РАЗВИТИЕ ИМУЩЕСТВЕННОГО КОМПЛЕКСА**

### **5.1. Затраты как объект управленческого контроля и проблемы повышения конкурентоспособности организаций эксплуатирующих имущественный комплекс**

В целом все виды затрат могут быть разделены на две основные категории: постоянные (условно-постоянные) и переменные (условно-переменные).

Постоянные (условно-постоянные) затраты – это расходы, которые остаются сравнительно неизменными в течение бюджетного периода, независимо от изменения объемов продаж (например, управленческие расходы, амортизация). В действительности эти расходы постоянными в буквальном смысле слова не являются. Они возрастают вместе с увеличением масштабов хозяйственной деятельности более медленными темпами, чем рост объемов продаж, или растут скачкообразно. Поэтому их и называют условно-постоянными.

Переменные (условно-переменные) затраты – это расходы, которые изменяются в прямой пропорции в соответствии с увеличением или уменьшением общего оборота (выручки от реализации). Эти расходы непосредственно связаны с операциями организации по закупке и доставке продукции потребителям. Условно-переменными их называют потому, что прямо пропорциональная зависимость от объема продаж на самом деле существует лишь до поры до времени или в определенный период. Доля этих расходов в какой-то период может измениться (поставщики поднимут цены, темп инфляции отпускных цен может не совпадать с темпом инфляции этих издержек и т. п.). А это будет означать, что с данного периода переменные затраты хотя и будут изменяться, как и прежде, прямо пропорционально объему продаж, но на другом уровне (с другим удельным весом).

В теории финансового менеджмента также принято выделять такие две категории, как прямые и накладные расходы. В данной книге мы считаем критерием разделения не порядок начисления (нормирования) этих затрат во взаимосвязи с изменением объема продаж, а порядок отнесения различных категорий расходов на себестоимость продукции.

Прямые расходы – это те расходы, которые непосредственно и полностью относятся на себестоимость данной продукции. Они непосредственно связаны с хозяйственной деятельностью и формируют себестоимость продукции (стоимость закупленного сырья, материалов, комплектующих, расходы на заработную плату по их переработке и на производственное обслуживание).

Накладные расходы – это расходы, косвенным образом связанные с производством данного продукта, бизнеса или хозяйственной деятельностью фирмы, являющиеся условием ее существования как организации. Косвенные расходы предназначены для различных целей, их нельзя непосредственно отнести на стоимость отдельного продукта, контракта, клиента (например, реклама, административные расходы, издержки связи).

Главный критерий распределения расходов по основным категориям – их экономическое содержание, а не место в принятой системе бухгалтерской отчетности.

Существует и более детальная классификация затрат с выделением полупеременных и полупостоянных затрат.

Полупеременные затраты имеют черты как постоянных, так и переменных расходов, т. е. изменяются в зависимости от товарооборота более высокими темпами, чем постоянные, но

не прямо пропорционально, как переменные. Эти расходы отражаются обычно в составе накладных расходов (некоторые коммерческие расходы, например расходы на рекламу).

Прямые и условно-переменные расходы могут планироваться одинаковым образом – в зависимости от изменения объема продаж или объема производства. Точно так же условно-постоянные и полупеременные расходы могут планироваться как накладные. Поэтому при распределении затрат в рамках финансового планирования можно ограничиться разделением на две категории по принципу их нормирования: прямые (все переменные) и накладные (все постоянные, условно-постоянные и полупеременные). Для более точного планирования всех видов затрат, для учета полупеременных затрат или национальных особенностей поведения отдельно взятых условно-постоянных затрат собственно и необходимы операционные бюджеты.

Всегда нужно помнить, что нет единого, универсального критерия отнесения конкретных издержек производства к прямым или накладным (постоянным) затратам. Можно ограничиться простой констатацией того факта, что прямые затраты – это в большей степени категория бухгалтерского учета, тогда как переменные – категория финансового планирования. Понимание этого обстоятельства важнее определения, куда лучше отнести тот или иной конкретный вид издержек, причем в отрыве от его экономической роли и содержания.

Прямые расходы и их состав могут определяться руководителями организации или фирмы самостоятельно. В зависимости от вида бизнеса конкретный набор расходов, относимых к прямым затратам, может меняться, но в целом здесь выделяют три основные статьи:

- а) оплата сырья, товаров, материалов, комплектующих, приобретаемых на стороне, у поставщиков или субподрядчиков;
- б) оплата операционных (производственных, эксплуатационных) расходов, непосредственно связанных с ростом или уменьшением объема продаж (общего и (или) чистого оборота);
- в) расходы на заработную плату так называемого основного производственного персонала, чья численность и оплачиваемое рабочее время также напрямую связаны с объемами продаж.

Указанные категории прямых затрат обычно характерны для производственных подразделений. Но в некоторых видах бизнеса, например, все расходы на заработную плату могут изменяться не прямо пропорционально динамике объемов продаж и вообще быть с ними не связаны. В этом случае их можно исключить из состава прямых затрат и включить в накладные расходы.

Прямые затраты – это все затраты, которые можно проследить и отнести к продукту, клиенту, контракту (например, стоимость закупленных товаров, транспортные расходы, комиссионные посредникам, услуги субподрядчиков). Прямые (переменные) затраты могут быть подсчитаны двумя способами:

1) на основе норм расхода сырья, материалов, электроэнергии, затрат труда и т. п. на единицу изделия (часто это сделать весьма затруднительно, особенно на период более шести месяцев в условиях высокой инфляции или для нового бизнеса);

2) на базе доли отдельных видов затрат в себестоимости продукции (в процентах). В последнем случае при планировании бизнеса могут устанавливаться нормативы в виде фиксированного процента в выручке от реализации (товарооборота). Снижение норматива обеспечивается специальными мероприятиями организационно-технического характера (повышение производительности труда, поиск более дешевых источников сырья и т. п.) и требует специального пояснения при составлении бюджета.

При расчете прямых затрат учитывается заработная плата так называемого основного производственного персонала, т. е. всех работников (основных и вспомогательных рабочих, инженерно-технических работников и специалистов, работающих посменно, чья численность, а значит, и заработная плата изменяются прямо пропорционально росту объемов продаж). Если такой зависимости ни для одной из категорий персонала нет, то издержки на зара-

ботную плату к прямым затратам могут не относиться вообще. В случаях, когда трудно отнести какие-либо затраты к прямым или накладным расходам (невозможно решить, изменяются ли данные издержки прямо пропорционально объему продаж), целесообразнее такие виды расходов включать в накладные.

В накладные расходы включаются все виды постоянных или условно-постоянных затрат, то есть те затраты, величина которых не зависит прямо пропорционально от объема реализации. В зависимости от вида бизнеса принимается конкретный набор расходов, относимых к накладным, но в целом здесь обычно выделяют три основные группы затрат:

- а) управленческие расходы – это издержки на заработную плату работников аппарата управления (ИТР и АУП) организации, их структурных подразделений, вспомогательного персонала, представительские, командировочные расходы, расходы на служебный транспорт, аренду, услуги юристов, консультантов, аудиторов со стороны, хозяйственные нужды, канцелярские товары, малоценное офисное оборудование и т. п.;
- б) коммерческие – расходы по продаже и рассылке, по продвижению продукта на рынке и по его доставке потребителю (реклама, транспортные расходы, заработная плата сбытового персонала и т. п.);
- в) прочие накладные – расходы по обслуживанию кредитов и займов, амортизация основных фондов и нематериальных активов и др.

Управленческие расходы могут определяться следующими методами.

1. Определяются фактические издержки на оплату труда персонала, аренду, ремонт и т. п. за прошлые периоды (на основании план-факт анализа) и затем их сумма принимается за лимит на предстоящий бюджетный период (планирование от достигнутого). Если увеличение объемов продаж, инфляция и другие факторы требуют увеличения соответствующих расходов, то это увеличение осуществляется таким образом, чтобы доля управленческих расходов в выручке от реализации не повышалась (лучше, чтобы плавно снижалась), т. е. управленческие расходы возрастали бы более низкими темпами, чем рост объемов продаж.
2. Доля управленческих расходов (также на базе анализа прошлых периодов) может быть установлена в виде фиксированного процента от объема продаж (чистой нетто-выручки от реализации) с тем, чтобы позволить руководителям оперативно маневрировать имеющимися в их распоряжении ресурсами, дать стимул к увеличению объемов продаж или к сокращению аппарата управления и сопутствующих затрат при ухудшении хозяйственной конъюнктуры. Этот метод наиболее характерен для трудо- и капиталоемких отраслей.
3. Определяется доля управленческих расходов в объеме условно-чистой продукции (сумма фонда оплаты труда и балансовой прибыли) отдельного бизнеса за прошлые периоды. В соответствии с ней устанавливаются лимиты на предстоящий период.

Коммерческие расходы определяются, как правило, в зависимости от стратегии маркетинга, при этом обычно используются следующие методы:

- в процентах от товарооборота;
- в расчете на единицу реализуемого товара;
- на основе исследований рынка (стоимость рекламной кампании);
- общие расходы на основе тенденций прошлых периодов.

Применительно к накладным расходам может существовать проблема распределения так называемых общеорганизационных расходов, которые нельзя непосредственно определить по данному виду бизнеса. Доля общеорганизационных управленческих или коммерческих расходов отдельного бизнеса может быть установлена на основе доли бизнеса:

- в общем объеме продаж организации;
- в общей численности занятых;
- в совокупном фонде оплаты труда;
- в общих активах организации.

В современных условиях в России действуют более 250 промышленных предприятий, занимающих по отдельным видам продукции свыше 35 процентов рынка соответствующего товара, и производят при этом около 20 процентов продукции от общего объема промышленного производства страны. В пятерку компаний, оказывающих наибольшее влияние на экономику страны, входят ОАО «Газпром», РАО «ЕЭС России», нефтяные компании, ЛУКОЙЛ, Норильский никель.

Проведенные нами исследования показали, что в число наиболее влиятельных корпораций в России входит шесть корпораций Республики Татарстан. Так, например «Татнефть» занимает 12-е место, «Нижекамскнефтехим» – 20-е, КамАЗ – 28-е, «Татэнерго» – 32-е, «Казаньоргсинтез» – 38-е, «Нижекамскшина» – 63-е. При этом «Нижекамскнефтехим» среди нефтехимических предприятий страны занимает первую позицию, на второй – «Нижекамскшина». В химической отрасли страны первую строчку рейтинга занимает «Казаньоргсинтез», четвертую позицию занимает «Татнефть» (добыча и переработка нефти), КамАЗ (машиностроение), «Татэнерго» (энергоснабжение).

С начала разработки на месторождениях Республики Татарстан добыто более 2,75 млрд. тонн нефти и более 100 млрд. м<sup>3</sup> газа. Уже в 1960 гг. Татарстан являлся главным нефтедобывающим районом СССР, на который легла не только основная нагрузка по развитию нефтяной промышленности страны, но и становление всей западносибирской нефтедобычи.

Республика Татарстан является богатейшим регионом Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В этом регионе довольно высокая обеспеченность добычи разведанными ресурсами, которые составляют 33 года, и в 1,6 раз больше перспективных и прогнозных ресурсов нефти. По оценкам экспертов около 60 % разведанных запасов относятся к категории тяжелых, высокосернистых (с содержанием серы 2-5 %). Доля высокосернистых нефтей составляет около половины в общей добыче в республике и по качеству не соответствует поставляемой на мировые рынки российской нефти сорта Brent.

Прогнозируемые ресурсы страны могут обеспечить высокий уровень добычи нефти, но разведанные запасы и современное состояние нефтегазотранспортного комплекса не позволят этого сделать. Разведанных запасов нефти в России не хватает не только для роста, но и даже для стабилизации добычи на перспективу.

Состояние минерально-сырьевой базы нефтедобывающей отрасли за годы рыночных реформ существенно ухудшается из-за отставания воспроизводства запасов от нефтедобычи и объективного увеличения доли трудноизвлекаемых запасов. Разработка их находится на уровне рентабельности и сильно зависит от цен на рынке. Для получения единицы добычи в разработку нужно ввести в 3-5 раз больше трудноизвлекаемых запасов по сравнению с активными. При сложившейся структуре прироста запасов нефти в России нужно обеспечить их расширенное воспроизводство – около 150 %, то есть ежегодно приращивать более 500 млн. тонн запасов, что в два раза больше показателя 2001 г. Запасы тяжелой высокосернистой нефти в стране в ближайшее время будут востребованы, так как она является прекрасным сырьем, а при применении специальных технологий по ценности выхода продуктов переработки может даже не уступать легким нефтям.

Татарстан является активным участником международных отношений и входит в группу лидеров по инвестиционной привлекательности субъектов Российской Федерации. В связи с этим процесс формирования и функционирования корпоративных структур в республике оказывает существенное влияние не только на регион, но и на развитие российской экономики в целом.

Корпоративное управление в Татарстане возникло в начале 1990 гг., когда экономика России характеризовалась изменением системы управления.

Анализ динамики приватизации предприятий в республике Татарстан свидетельствует об увеличении активности в период 1992–1995 гг., за это время было образовано более 800 ак-

ционерных обществ, а общее число приватизированных предприятий превысило 1200 единиц (70 %).

Таблица 5.1

Доля приватизированных предприятий по отраслям  
в республике Татарстан

Отрасли	Доля приватизированных предприятий, %
Строительный комплекс	85,4
Агропромышленный комплекс	70,7
Непроизводственная сфера	56,8
Промышленность, транспорт и связь, НИИ и КБ, в том числе:	55,3
–предприятия топливного, нефтяного и нефтехимического комплекса	80

Приватизированными предприятиями производится около 82 % промышленной продукции, в строительном комплексе выполняется 80 % строительно-монтажных работ. Государство владеет контрольными пакетами акций в топливно-энергетической, нефтехимической и некоторых других отраслях.

К особенностям корпоративного управления в регионе можно отнести:

существенно отличающуюся схему приватизации предприятий и организаций (именные приватизационные вклады, особый порядок обращения акций, делящихся на 2 категории);

активно развивающуюся систему индикативного планирования (оценка работы корпораций, районов на основе специально разработанных критериев – индикаторов);

участие Правительства Татарстана в создании эффективной вертикально интегрированной структуры, начиная от корпораций, добывающих ресурсы, до производителей конечной продукции.

интеграцию крупнейшей корпорации Татарстана ОАО «Татнефть», со всеми корпорациями нефтехимии в Приволжском округе;

отсутствие механизма жесткого поглощения корпораций.

Основной отличительной чертой формирования Татарстанской модели корпоративного управления является активное участие государства, реализация им контрольных функций.

Модель корпоративного управления в Татарстане отличается от российской высокой степенью стабильности, так как процессы реорганизации предприятий и реализация антикризисной программы для обанкротившихся корпораций осуществляются с непосредственным участием комитета по антикризисному управлению. Недостатком татарстанской модели, носящим принципиальный характер, является управление корпорацией государством – крупнейшим собственником, что может негативно сказаться на ее экономическом росте.

Результаты исследования отличительных особенностей моделей корпоративного управления по ряду стран представлены в таблице 5.2.

Татарстан является одним из старейших в России нефтедобывающих районов, поэтому Федеральный закон «О магистральном трубопроводном транспорте», в котором предусматривается ввод «Банка качества» для республики является особо актуальным. Анализ организации нефтестроительного комплекса показывает, что введение «Банка качества» без соответствующей подготовки приведет не только к существенным материальным потерям, но и к тяжелым социальным последствиям.

В последнее время в нефтеперерабатывающей отрасли введена система расчетов по «Банку качества» нефти. Однако механизм ее не отработан и требуется существенное совершенствование.

По мнению ряда специалистов, сейчас следует перейти к рентной системе налогообложения горных отраслей промышленности, так как существующая уравнивающая система налогообложения отталкивает большинство иностранных инвесторов. Ставка налога возросла на 30-35 %, исчезла налоговая льгота по 50 %-ному использованию прибыли на инвестиции, что автоматически увеличило ставку этого налога на 6,5 %. Единый налог на добычу осуществляется без учета структуры запасов, определяющих экономику эксплуатации месторождений, без учета качества нефти, определяющего ее потребительскую стоимость, и степени выработанности, истощенности месторождений, прямо влияющих на рентабельность добычи. Такая политика налогообложения, на наш взгляд, является экономически нецелесообразной.

Таблица 5.2

Сравнительная характеристика моделей корпоративного управления в Российской Федерации и за рубежом

Наименование	Российская	Татарстан- ская	Немецкая	Англо– американская	Японская
1	2	3	4	5	6
Количество АО	30000	около 1000	650	в США 6000 в Англии 2000	3000
Совет Директоров	унитарный либо двухпа- латный	Унитарный либо двухпа- латный	двухпалат- ный	унитарный	унитарный
Методика преми- рования	оклад	Оклад	2/3 оклад	1/3 оклад, 2/3 премии	2/3 оклад
Концентрация ус- тавного капитала	низкая с тен- денцией к усилению	низкая с тен- денцией к усилению	высокая	низкая	высокая
Механизм борьбы за доверенность	средний	Сильный	слабый	слабый	слабый
Корпоративный контроль	средний с тенденцией к усилению	Слабый	слабый	сильное влия- ние институ- циональных инвесторов	слабый
Роль банков и др. финансовых уч- реждений	средняя	низкая	очень силь- ная	слабая	сильная
Банкротство	сильное	слабое	слабое	среднее	слабое
Поведение собст- венников корпо- рации при сниже- нии эффективно- сти ее деятельно- сти	не однознач- ное	не однознач- ное	замена на- емных управляю- щих	продажа акций	замена на- емных управляю- щих

Больше всего страдают от этой системы налогообложения старые нефтедобывающие районы, где разрабатываются истощенные месторождения. Существующая система налогообложения благоприятна для нефтяных компаний, получивших право на разработку лучших участков и реализующих нефтепродукты на внутреннем рынке. Для всех производителей нефти в России теоретически установлена квота продаж за рубеж в размере 30 % от объемов



производства. Но компании, имеющие нефтеперерабатывающие заводы, экспортируют кроме этого еще и нефтепродукты. В результате, в пересчете на нефть объем экспорта ряда корпораций достигает 60-70 %. Для других – только законные 30 %. А цена нефти тем временем на внешнем рынке превышала внутреннюю в этом году в 3,7 раза и более.

В системе налогообложения нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих компаний существует такой показатель, как уплата налогов с тонны реализованной нефти. Хотя эти данные в России весьма противоречивы и непрозрачны, но наши расчеты свидетельствуют о том, что «Татнефть» в 2003 г. заплатила с каждой тонны сырой нефти налогов в 1,63 раза больше, чем в среднем по России, а некоторые корпорации и в 2,8 раза меньше. Такая несправедливость налогообложения порождает несправедливость функционирования «Банка качества».

Снижение среднерыночных цен при реализации высокосернистых нефтей в случае внедрения «Банка качества» может составить до 20-25 %, а доля таких нефтей в регионах Урало-Поволжья составляет 50-80 % от общего объема добычи.

В итоге может произойти остановка значительного числа скважин и резкое снижение объемов добычи. А затем наступит так называемый социальный эффект. По нашим оценкам, в Татарстане возможно сокращение рабочих мест минимум на 20 тыс., а с учетом смежников – на 60 тыс. человек. Рост социальной напряженности в регионе (в настоящее время нефтедобыча обеспечивает занятость населения 12 городов и районов республики) будет сопровождаться значительным сокращением поступлений платежей в бюджет. Похожие процессы будут происходить и в других регионах, где добываются тяжелые, сернистые нефти.

В этой связи самые серьезные последствия ожидают 25 созданных в рыночных условиях в Татарстане предприятий малого и среднего бизнеса, которые сдают около 4 млн. тонн нефти в год, а в ближайшей перспективе – 6,5-7 млн. тонн. Это объясняется тем, что более 72 % их запасов и 80 % текущей добычи относится к категории тяжелых, высокосернистых (содержание серы 2,5-4,5 %) нефтей. Расчеты показывают, что большинство этих организаций с вводом «Банка качества» будут вынуждены прекратить свою деятельность.

Исследования показали, что прежде чем вводить «Банк качества», необходимо решить вопросы дифференциации налогообложения добычи нефтей в соответствии с их потребительской стоимостью и горно-геологическими условиями добычи. Компании, добывающие нефть низкого качества, должны платить налог на добычу настолько меньше, сколько нужно в рамках «Банка качества» заплатить компенсацию компаниям, добывающим нефть более высокого качества.

Существуют и менее радикальные варианты. Для того чтобы не допустить потерь в цене из-за ухудшения качества экспортной смеси, компании, добывающие высокосернистые нефти, могут передать свои квоты на экспорт компаниям, добывающим легкие нефти. Последние продадут нефть на внешнем рынке и получат премию по отношению к цене Urals. Компании, уступившие свои квоты на весь объем экспорта, получают денежные средства по цене Urals. При этом государство и нефтяные компании с лучшими нефтями получают дополнительные поступления, а компании, которым с качеством нефти не повезло, остаются при своих интересах и не несут дополнительные потери.

По последним подсчетам ВНИИ «Зарубежгеология», извлекаемые при современном технологическом уровне ресурсы нефти составляют 486 млрд. тонн, а по данным американской Геологической службы – 412 млрд. тонн.

Начальные разведанные запасы нефти на 2002 г. равняются 282 млрд. т. На эту же дату в мире открыто почти 43000 нефтяных месторождений (из них 32000 – в США). При этом на долю 78 уникальных месторождений (с запасами свыше 300 млн. т.) приходится 38 % начальных разведанных запасов нефти. Наибольшее количество уникальных по запасам месторождений (46 из 78) выявлено в недрах ближневосточных стран.

В целом в мире степень разведанности ресурсов нефти составляет около 60 %. Наиболее высок этот показатель в Северной Америке – почти 80 %, затем следуют африканские страны – 72 %, Латинская Америка – 61 %. В Европе разведано более половины (54 %) ресурсов. Регионы СНГ и азиатско–тихоокеанский характеризуются относительно низким уровнем разведанности ресурсов (30-38 %).

Прогнозные ресурсы нефти составляют немногим более 200 млрд. т. Более половины из них находятся в регионах СНГ, Ближнем и Среднем Востоке. На Среднем Востоке они сосредоточены главным образом в Саудовской Аравии (20 млрд. т.), Ираке (11 млрд. т.), ОАЭ (9 млрд. т.) и Иране (2,8 млрд. т.). В Северной Америке прогнозные ресурсы нефти оцениваются в 24 млрд. т (5 % от мировых) и распределены поровну между США и Канадой.

Большинство организаций, занимающихся прогнозами потребления нефти, оценивают рост спроса в период до 2020 г. на уровне 2-2,1 % в год, причем в первое десятилетие около 2,4 % в год, а во втором десятилетии – 1,9 %.

Исследования показывают, что до 2020 г. потребуется извлечь из недр почти 90 млрд. т нефти. Нужно иметь в виду, что за последнее десятилетие общемировые темпы прироста запасов составили 3,3 % в год, при среднегодовых темпах добычи за этот же отрезок времени – 2,9 %. Если принять в расчет постепенное снижение темпов прироста запасов и выравнивание их к 2020 г. с темпами прироста добычи нефти, то нефти хватит на XXI век.

Мы можем утверждать, что в среде промышленных вертикально-интегрированных корпораций возникает острая необходимость в строительстве новых объектов недвижимости добычи и транспортировки нефти, а также в реконструкции и капитальном строительстве уже имеющихся. При этом необходимо иметь в виду внедренный «Банк качества», острую конкуренцию среди промышленных вертикально-интегрированных корпораций, и как следствие необходимость разработки концепции реконструкции и оптимизации затрат на капитальное строительство объектов недвижимости.

## **5.2. Методы оперативной диагностики управления затратами на развитие объектов недвижимости**

В целях оперативного управления затратами применяются соответствующие методы оперативной диагностики, основанные на анализе отклонений фактических затрат и результатов от плановых.

При оперативной диагностике сопоставляют фактические затраты с нормативами. Разность между фактическими и нормативными затратами – отклонение – рассчитывают отдельно по каждому объекту учета затрат: по виду продукции, заказу и др. Целями диагностики являются определение и детальная оценка каждой причины и фактора, которые привели к возникновению отклонений, установление ответственности за произошедшее. Оперативная диагностика позволяет своевременно принимать необходимые управленческие решения по устранению нежелательных и укреплению благоприятных тенденций.

Важнейшим инструментом при этом является факторный анализ, который позволяет определить отклонения по факторам. Наиболее приемлем на практике метод цепных подстановок.

При использовании метода цепных подстановок в формулу затрат «по цепочке» вместо плановых подставляют фактические значения факторов. Разность между получившимся в результате такой подстановки значением затрат и первоначальным их значением и есть отклонение, вызванное данным фактором.

На следующем шаге проанализированный фактор «закрепляют» на фактическом уровне и в формулу затрат подставляют фактическое значение следующего фактора – и так до тех пор, пока в формулу затрат не подставлены фактические значения всех факторов.

Подстановка начинается с количественных факторов (например, объем выпуска) и заканчивается качественными факторами (например, нормы и цены).

Затраты на материалы зависят от трех факторов: объема выпуска продукции, цен на материалы, нормы расхода материалов на единицу выпуска:

$$Z_{mn} = Q_n \times H_n \times C_n \quad 5.1$$

$$Z_{mf} = Q_f \times H_f \times C_f \quad 5.2$$

где  $Z_m$  – затраты на материалы;  $Q$  – объем выпуска;  $H$  – норма расхода материалов на единицу продукции;  $C$  – цена единицы материалов; «ф» и «n» – индексы фактического и планового значений соответственно.

Метод цепных подстановок дает следующие формулы отклонений фактических переменных затрат от плановых:

$$O_{(объем)} = Q_f \times H_f \times C_f - Q_n \times H_n \times C_n = (Q_f \times Q_n) \times H_n \times C_n, \quad 5.3$$

$$O_{(цена)} = Q_f \times H_n \times C_f - Q_n \times H_n \times C_n = Q_f \times (C_f - C_n) \times H_n, \quad 5.4$$

$$O_{(норма)} = Q_f \times H_f \times C_f - Q_n \times H_n \times C_f = Q_f \times C_f \times (H_f - H_n), \quad 5.5$$

где  $O$  – отклонение; в скобках указан фактор, вызвавший соответствующее отклонение.

Значение каждого отклонения зависит от порядка подстановки. Обычно подстановку начинают с количественных факторов и заканчивают качественными факторами: это увеличивает значимость качественных факторов, поскольку отклонения, вызванные совокупным влиянием факторов, при этом относятся на их «долю».

Распределение отклонений между факторами можно представить в графическом виде (рис. 5.1).

На основе расчета по методу цепных подстановок можно выявить причины и ответственных за отклонения. Мастера строительного цеха отвечают за потери, вызванные отклонением фактического расхода материалов от нормы, но не несут ответственности за потери, вызванные удорожанием материалов.

Для постоянных затрат отклонение рассчитывают по общей сумме, причем каждый руководитель отвечает за ту часть постоянных расходов, на которую он реально может воздействовать:

$$O_{пз} = X_f - X_n \quad 5.6$$

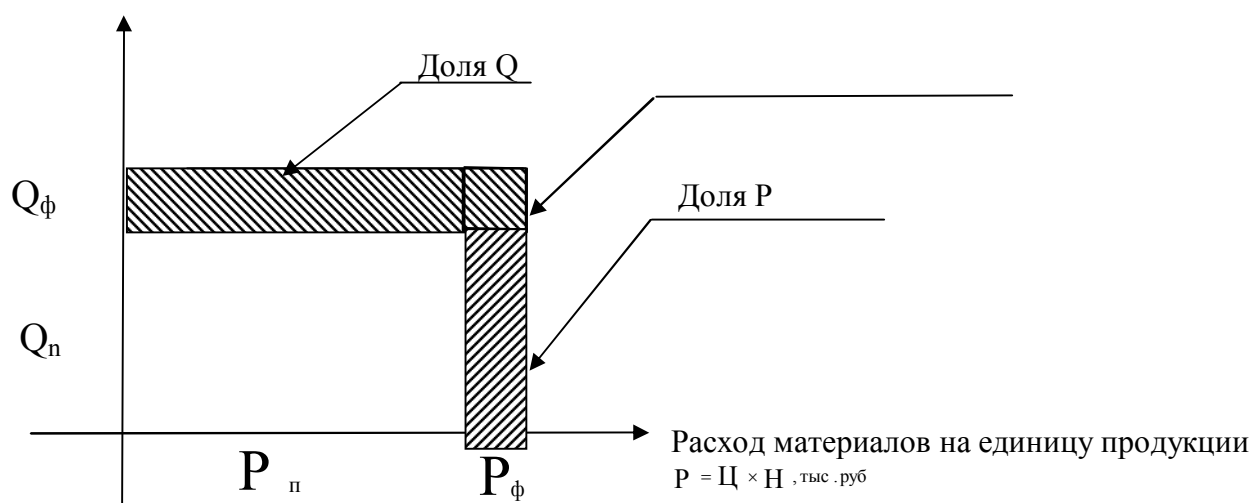
где  $X_f$ ,  $X_n$  – фактические и плановые постоянные затраты.

Отклонения по объему производства можно разбить на две большие группы: отклонения по мощности и по эффективности.

Отклонение по мощности:

$$O_m = (C_\phi - C_n) \times \Phi_n \quad 5.7$$

где  $C_\phi$  – стоимость основных фондов (количественный фактор);  $\Phi$  – фондоотдача (качественный фактор).



**Рис. 5.1** Распределение отклонений между факторами

Отклонение по фондоотдаче:

$$O = C_\phi \times (\Phi_\phi - \Phi_n) \quad 5.8$$

Схема расчета отклонений по прибыли представлена на рисунке 5.2., формулы расчета и пояснения показаны в таблице 5.3.

*Таблица 5.3*

Отклонения по прибыли строительной организации

Показатель	Формула расчета	Экономический смысл
1	2	3
1. Отклонения по совокупным производственным затратам	$O_1 = 3_\phi - 3_n$ , где $3$ – совокупные производственные затраты; $O_1 = O_{11} + O_{12} + O_{13} + O_{14}$	Отличие фактических совокупных производственных затрат от планового уровня
1.1. Отклонения по материалам	$O_{11} = M_\phi - M_n$ где $M$ – затраты на материалы; $O_{11} = O_{111} + O_{112} + O_{113}$	Отличие фактических затрат на материалы от планового уровня
1.1.1. Отклонения по объему выпуска	$O_{111} = \Pi_n \times H_n \times (Q_\phi - Q_n)$ , где $H$ – норма расхода материала на единицу продукции в натуральных единицах; $\Pi$ – цена за натуральную единицу материала (кг, м <sup>3</sup> и т. п.); $Q$ – объем выпуска	Экономия или перерасход затрат на материалы, вызванные отличием фактического объема выпуска от планового
1.1.2. Отклонения по нормам расхода	$O_{112} = \Pi_\phi \times (H_\phi - H_n) \times Q_\phi$	Экономия или перерасход затрат на материалы, вызванные отличием фактического расхода материалов на единицу продукции от нормативного (планового) уровня

1.1.3. Отклонения по цене на материалы	$O_{113} = (\Pi_n - \Pi_\phi) \times H_\phi \times Q_\phi$	Экономия или перерасход затрат на материалы, вызванные отличием фактической цены покупки материалов от планового уровня
1.2. Отклонения по фонду оплаты труда	$O_{12} = Z_\phi - Z_n$ , где $Z$ – издержки на зарплату; $O_{12} = O_{121} + O_{122} + O_{123}$	Экономия или перерасход по зарплате основных рабочих
1.2.1. Отклонения по объему выпуска	$O_{121} = Z_n \times T_n \times (Q_\phi - Q_n)$ , где $Z$ – почасовая ставка; $T$ – трудоемкость единицы продукции	Экономия или перерасход по зарплате основных рабочих, вызванные отличием фактического выпуска от запланированного
1.2.2. Отклонения по ставке зарплаты	$O_{122} = T_n \times (Z_\phi - Z_n) \times Q_\phi$	Экономия или перерасход по зарплате основных рабочих, вызванные отличием фактической ставки оплаты труда от запланированной
1.2.3. Отклонения по производительности труда	$O_{123} = (T_\phi - T_n) \times Z_n \times Q_\phi$	Экономия или перерасход по зарплате основных рабочих, вызванные ростом или падением фактической производительности труда по сравнению с плановым уровнем
1.3. Отклонения по переменным общепроизводственным расходам	$O_{13} = P_{var \phi} - P_{var n}$ где $P_{var}$ – переменная часть общепроизводственных расходов; $O_{13} = O_{131} + O_{132}$	Отличие фактических переменных общепроизводственных расходов от их планового уровня
1.3.1. Отклонения по объему выпуска	$O_{131} = (Q_\phi - Q_n) \times p_n$ где $p$ – переменные расходы на единицу выпуска	Экономия или перерасход по переменным общепроизводственным расходам, вызванные отличием фактического объема выпуска от планового уровня
1.3.2. Отклонения по ставке переменных расходов	$O_{132} = Q_\phi \times (p_\phi - p_n)$	Экономия или перерасход по зарплате основных рабочих, вызванные отличием фактической ставки переменных общепроизводственных расходов в расчете на единицу продукции от запланированного уровня
1.4. Отклонения по постоянным общепроизводственным и общехозяйственным расходам	$O_{14} = P_{const \phi} - P_{const n}$ где $P_{const}$ – величина общепроизводственных или общехозяйственных расходов	Экономия или перерасход по общехозяйственным или общепроизводственным расходам
2. Отклонения по выручке от реализации	$O_2 = B_\phi - B_n$ где $B$ – чистая выручка; $O_2 = O_{21} + O_{22}$	Опережение или отставание фактического объема выручки от запланированного
2.1. Отклонение по объему реализации	$O_2 = \Pi_n \times (Q_\phi - Q_n)$ где $Q$ – объем выпуска, $\Pi$ – цена за единицу продукции	Опережение или отставание фактического объема выручки от запланированного, вызванное отличием фактического объема реализованной продукции в натуральном выражении от запланированного
2.2. Отклонение по ценам реализации	$O_{22} = (\Pi_\phi - \Pi_n) \times Q_\phi$	Опережение или отставание фактического объема выручки от запланированного за счет отличия

		фактических цен реализации от плановых
3. Отклонения по издержкам реализации и обращения	$O_3 = K_{\phi} - K_n$ где $K$ – издержки реализации и обращения; $O_3 = O_{31} + O_{32}$	Экономия или перерасход по издержкам реализации и обращения
3.1. Отклонения по переменным издержкам реализации и обращения	$O_{31} = K_{var} - K_{var}$ где $K_{var}$ – переменные издержки реализации и обращения; $O_{311} = O_{311} + O_{312}$	Экономия или перерасход по переменным издержкам реализации и обращения
3.1.1. Отклонения переменных издержек реализации и обращения по объему выпуска	$O_{311} = (Q_{\phi} - Q_n) \times K_n$ где $k$ – ставка переменных издержек реализации и обращения на единицу продукции	Экономия или перерасход по переменным издержкам реализации и обращения, вызванные отличием фактического объема выпуска от планового уровня
3.1.2. Отклонения по ставке переменных издержек реализации и обращения на единицу продукции	$O_{312} = Q_{\phi} \times (K_{\phi} - K_n)$	Экономия или перерасход по зарплате основных рабочих, вызванные отличием фактической ставки переменных издержек реализации и обращения на единицу продукции от планового уровня
3.2. Отклонения по постоянным издержкам реализации и обращения	$O_{32} = K_{const \phi} - K_{const n}$ где $K_{const}$ – постоянные издержки реализации и обращения	Экономия или перерасход фактических постоянных издержек реализации и обращения от их планового уровня

Для контроля и анализа отклонений в промышленной вертикально-интегрированной корпорации может быть разработан классификатор возможных причин и возможных виновников отклонений. Каждому отклонению присваивается пятизначный код: первые три цифры – код центра ответственности, где выявлены причины, последние две цифры – код виновника отклонений.

Менеджер может принимать решения по устранению нежелательных отклонений и усилению благоприятных тенденций. Если затраты строительной организации увеличились из-за роста цен на приобретаемые ресурсы, следует проанализировать возможности перехода на менее дорогостоящие материалы, возможности уменьшения норм расхода дорогостоящих материалов, или надо просто искать других поставщиков, предлагающих товар по более низким ценам.

Если же причиной роста суммарных затрат стал рост объема производства, вызванный высоким рыночным спросом на продукцию организации, следует стимулировать дальнейший рост объемов, либо если производственные мощности или опасность обострения конкуренции не позволяют этого сделать, повысить цены на продукцию, увеличив тем самым прибыль строительной организации.

Для эффективного управления затратами в строительной организации должен быть разработан механизм реализации функций управленческого контроля затрат.

В соответствии с разработанной инвестиционной программой за 2003 г. «Татнефтью» освоено 10,8 миллиардов рублей капитальных вложений. Инвестиции на эксплуатационное и разведочное бурение в 2003 г. составили 3,1 миллиарда рублей, что позволило пробурить 650,7 тысяч метров горных пород. В эксплуатацию в течение года были введены 444 новые добывающие скважины, из которых было добыто 424 тысячи тонн нефти.

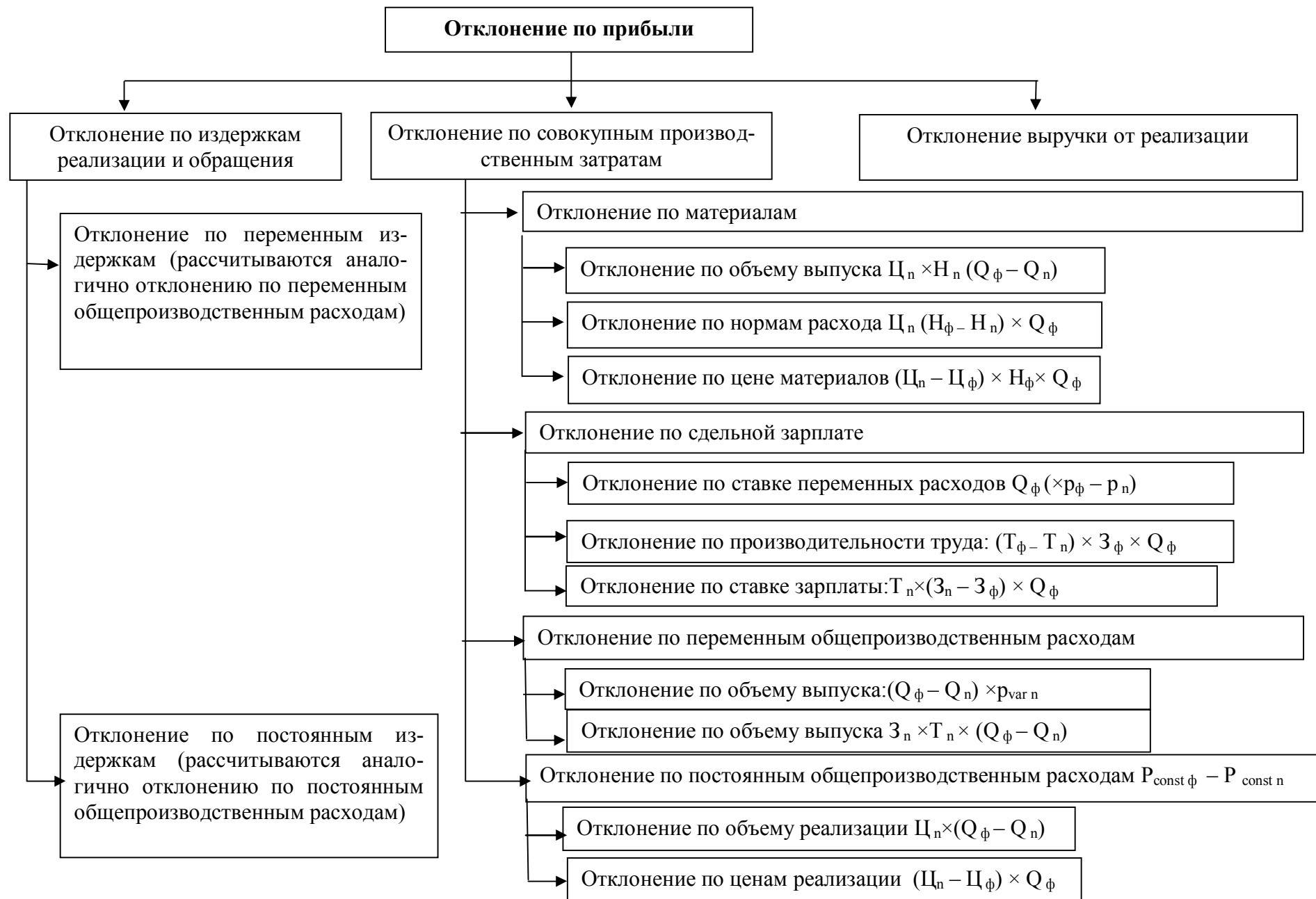


Рис. 5.2 Схема расчета отклонений по прибыли строительной организации

В связи с периодически возникающими ограничениями по приему товарной нефти в систему АК «Транснефть» особое внимание «Татнефти» в 2003 г. было уделено строительству и ремонту резервуарного парка. Исследования показывали, что проведенная работа позволила увеличить возможности хранения нефти на 220 тысяч тонн, и в результате максимально-возможный объем единовременного хранения нефти по нашим расчетам составил более 700 тысяч тонн.

В 2003 г. организацией добыто 728 миллионов кубометров нефтяного газа, Управлением «Татнефтегазпереработка» добыто 100 миллиардов кубических метров нефтяного газа с момента освоения нефтяных месторождений Татарстана.

Выручка от реализации отгруженной продукции за 2003 г. составила более 114 миллиардов рублей, и по сравнению с 2002 г. она увеличилась на 5,4 %. Около 50 % нефти реализовано на экспорт в дальнее и ближнее зарубежье, остальная часть – поставлена на нефтеперерабатывающие заводы России. По результатам финансово-хозяйственной деятельности «Татнефти», в корпорации получено 18,2 миллиарда рублей балансовой прибыли.

Буровой комплекс компании по сравнению с предыдущим годом в результате проведенных мероприятий по повышению эффективности производства достиг определенных положительных результатов. Средний дебит вновь пробуренных скважин вырос на 30 % и составил 6,1 т/сут., цикл строительства эксплуатационных скважин сократился более чем на 25 %. Особое внимание уделялось развитию и увеличению объемов работ по новым технологиям. Методом зарезки боковых ответвлений и горизонтальных стволов выполнены работы на 65 скважинах. Успешно пробурена горизонтальная скважина на девон, на которой получен дебит, в 3 раза превышающий дебит соседних скважин.

Большую роль в кардинальном изменении отношения к качеству строительства скважин сыграла супервайзерская служба. Проводимые проверки готовности буровиков к вскрытию продуктивных пластов полностью исключили случаи начала работ без наличия необходимых материалов и оборудования. Количество скважин, находящихся в ожидании бригад освоения, снизилось в 6 раз.

В 2003 г. был проведен значительный объем работ по снижению стоимости метра проходки. В результате, несмотря на значительный рост цен на материалы, стоимость метра проходки по отношению к уровню 2002 г. увеличилась на 5,8 % при официальном индексе инфляции за этот период 12 %.

В целом, буровыми бригадами пробурено 811 тысяч метров, но в то же время проходка на бригаду по сравнению с 2002 г. упала на 7 %. Основной выявленной нами причиной снижения производительности труда явилось неполное выполнение намеченных мероприятий по реструктуризации, в результате чего буровые предприятия имели в 2003 г. излишнюю численность.

С целью стабилизации добычи нефти «Татнефть» продолжает инвестировать средства в геологоразведку как в республике Татарстан, так и за ее пределами. В 2003 г. были начаты поисково-разведочные работы на семи новых площадях Республики Татарстан, что позволило получить прирост более 30 миллионов тонн извлекаемых запасов нефти по промышленным категориям.



Таблица 5.5

## Выполнение инвестиционной программы по капитальному строительству ОАО «Татнефть» за 1996-2004 гг.

млн. руб.

Показатель	1996 г.	1997 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	План (без ПИР) 2004 г. без НДС
Объем капитальных вложений – всего	1422496,8	1430914,7	1254496,3	2232130,6	6919874,8	7263225,2	4978569,1	3901469,3	3122772,5
1. Производственное строительство	1000871,8	1064150,7	1051317,33	1711820,6	5842581,8	5078221,2	3518427,5	2948755,3	2518635,5
Обустройство скважин	740111,0	727789,3	620633,6	537755,2	1073582,2	1079299,1	868403,8	1063115,5	960856,0
Кол-во скважин, шт.	839	732	674	587	772	881	812	718	645,0
Промысловые трубопроводы, км	2183,0	2058,0	1662,0	930,0	2216,3	1838,2	1167,9	998,0	1149,0
Поименованные объекты	260760,8	336361,4	430683,7	862624,4	2806937,4	2992933,9	1718722,0	1885639,8	1557779,5
АЗС				311441,0	1962062,2	1005988,2	931301,7		
2. Непроизводственное строительство	421625,0	366764,0	203179,0	520310,0	1077293,0	2185004,0	1460141,6	952714,0	604137,0
Ввод общей площади, м <sup>2</sup>	91587	60995	13375	45350,3	44931,8	57914,5	39488,8	34679,9	32617,7

По производственному строительству ОАО «Татнефть» освоено около 3 миллиардов рублей. Это позволило построить и восстановить 1700 километров промысловых трубопроводов в антикоррозионном исполнении, обустроить и ввести в эксплуатацию 718 скважин и 157 километров линий электропередач.

За 2003 г. построены и введены в эксплуатацию такие крупные производственные объекты, как трубные базы НГДУ «Ямашнефть», «Елховнефть», произведена реконструкция «Акташской УПВСН», расширено административное здание «Татнефти», а также начаты работы по строительству объединенных узлов сдачи нефти ОАО «Транснефть». С декабря 2004 г. сдача всей нефти ОАО «Татнефть» производится на 8-ми пунктах сдачи, расположенных непосредственно около магистральных нефтепроводов.

В связи с введением новых требований по качеству товарной нефти, на наш взгляд, необходимо проработать возможные варианты снижения затрат на нейтрализацию сероводорода высокосернистой нефти, в том числе с внедрением физических методов.

План по строительству и вводу объектов в эксплуатацию в 2003 г. выполнен на 98 %. Однако анализ документов свидетельствует о том, что не по всем введенным объектам подготовлены и сданы документы для государственной регистрации прав собственности, что отрицательно сказывается на образовании и использовании источников капитальных вложений, а также на финансово-экономических результатах работы компании. В связи с этим, службам капитального строительства, геологическим, маркшейдерским и службам по регистрации имущества в структурных подразделениях, а также соответствующим управлениям исполнительного аппарата рекомендуется усилить работу в этом направлении.

В 2003 г. продолжалась работа по реконструкции системы ГШД, введены в эксплуатацию 273 нагнетательные скважины. Мероприятия по оптимизации объемов заводнения позволили снизить объем закачиваемой жидкости в пласт более чем на 7 % от нормы. В 2003-2004 гг. был налажен сервис насосного оборудования малой производительности системы.

В 2003 г. начато выполнение программы по замене насосно-компрессорных труб с антикоррозионным полимерным покрытием в системе ППД, что позволило оптимизировать работу 920 нагнетательных скважин. Было построено и отремонтировано более 510 километров водоводов, из них 440 км в антикоррозионном состоянии. Однако количество отказов в системе ППД по сравнению с уровнем 2002 г. выросло более чем на 8 %, в том числе на водоводах из МПТ на 45 %.

Как показал проведенный нами анализ, основными факторами увеличения отказов явились наружная коррозия вследствие низкого качества битумной изоляции трубопроводов 1995-1997 гг. строительства и недостатки в конструкции полевого стыка МПТ диаметром 273 мм.

Грубейшие нарушения норм строительства и качества наружной изоляции МПТ в семи НГДУ выявлены и отражены в пяти приказах по ОАО «Татнефть», изданных в 1996-1997 гг. в результате проверки супервайзерской службой ОАО «Татнефть». В настоящее время по четырем НГДУ «Джалильнефть», «Заинскнефть», «Азнакаевскнефть» и «Иркеннефть» получен максимальный рост отказов МПТ.

В 2003 г. было отмечено улучшение качества сооружения трубопроводов. Протяженность эксплуатируемой системы нефтесбора ОАО «Татнефть» на сегодня составляет 21,8 тыс. км. В результате проведения с 2001 г. программы реконструкции, оптимизация протяженности системы нефтесбора составила 675,5 км, в том числе за 2003 г. – 197,5 км. Количество отказов нефтепроводов за последние 7 лет снижено почти в 3 раза, за 2003 г. – на 25 % по сравнению с 2002 г. Выполнение намеченной программы по замене газопроводов позволило сократить их отказы на 22 %.

Таблица 5.6

Объем капитальных вложений по ОАО «Татнефть» за 1995-2003 гг.

млн. руб.

Показатель	Годы								
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Всего капитальных вложений	2135	2845	3084	2791	4779	14309	16741	15059	17577
Производственное строительство (основная деятельность), всего	1857	2423	2678	2588	4177	10278	9791	9007	9135
Строительство	895	1130	1208	1051	1708	3928	3793	3526	2979
Бурение	592	736	706	674	1019	2522	2787	2931	3061
Оборудование, не входящее в сметы строек	371	557	764	863	1450	3827	3211	1848	2020
Прочие инвестиции (выкуп земли, выкуп имущества)								702	1075
Производственное строительство (неосновная деятельность)						2852	3571	4440	7393
в т.ч. НПЗ						890	1635	1882	1832
АЗС						1962	1171	931	2297
Досрочные инвестиционные проекты							1360		
Непроизводственное строительство	278	422	406	203	602	1179	2020	1612	1049

В 2003 г. продолжалась целенаправленная работа по реализации экологической программы на объектах «Татнефти». Большой комплекс мер был выполнен в области специальных природоохранных мероприятий: строительство очистных сооружений, нефтеловушек, проведение всестороннего мониторинга на объектах компании и т.д. Выбросы вредных веществ в атмосферу снизились по сравнению с предыдущим годом более чем на 3 тысячи тонн, состояние водных объектов на территории деятельности компании стабильно удерживалось в пределах нормативов.

Созданная инфраструктура сервисных служб в 2003 г. продолжала обеспечивать надежную эксплуатацию технологического оборудования. Через сервисные центры диагностики и ремонта НКТ, а также трубные базы прошло более 1 миллиона 200 тысяч штук НКТ.

В настоящее время более половины основного механического оборудования компании уже отслужило свой нормативный срок, а средства на техническое перевооружение ограничены. Основными направлениями в решении этих задач на ближайшее время, по нашему мнению, являются:

поэтапный переход на сервисное обслуживание всего научно-производственного объединения;

оптимизация системы научно-исследовательских работ по результатам диагностики;

повышение качества капитального ремонта нефтепромыслового и бурового оборудования на собственных предприятиях.

В работе ряда сервисных подразделений нами выявлены серьезные недостатки, к которым относятся низкая загруженность производственных мощностей старой части, производ-

ство продукции без соответствующего оформления заявок и договоров, нарушение финансовых показателей деятельности организации.

За 2003 г. бригадами КРС произведен капитальный ремонт на 5272 скважинах, что позволило снизить потери нефти из-за ожидания и производства капитального ремонта скважин по сравнению с предыдущим годом на 48 тысяч тонн. В целях сокращения затрат на КРС нами разработаны и осуществлены мероприятия по оптимизации численности и повышению сменности работы бригад по капитальному ремонту скважин. Предложенные мероприятия позволили увеличить коэффициент сменности на 29 %, а производительность труда – на 2,7 %.

При помощи установок с гибкими трубами отремонтировано 723 скважины, что почти в 1,5 раза превышает объемы 2002 г. Произведен 91 гидроразрыв пласта и 33 операции по гидрореспектоструйной перфорации, что по сравнению с 2002 г. составило 138 % и 132 % соответственно. Нарастающая дополнительная добыча нефти составила более 220 тысяч тонн.

Несмотря на определенные достигнутые успехи, в работе служб КРС нами выявлены определенные недостатки:

- отсутствие экономических критериев, заинтересовывающих соответствующие службы в повышении эффективности работ при планировании и выполнении работ по КРС;

- слабый учет качества планирования и выполнения ремонтов при материальном стимулировании.

Основной задачей НГДУ и службы по ремонту скважин и ПНП должно быть повышение эффективности ремонта скважин, что на наш взгляд, может быть достигнуто за счет:

- усиления роли НГДУ в области планирования, организации, учета и контроля работ по КРС в качестве владельца скважин;

- изменения системы планирования, направленной на повышение роли экономических показателей в работе по ремонту скважин и ПНП;

- оптимизации имеющихся мощностей;

- развития системы сервисных услуг.

Анализ производственно-хозяйственной деятельности показывает, что за счет современных методов повышения нефтеотдачи пластов в 2003 г. было добыто 11,2 миллиона тонн нефти, что составляет 45,3 % от всей добычи. В целом за год было выполнено около 3 тысяч операций по МУН. Из них силами управления «Нефтехимсервис» было произведено 1450 обработок. Дополнительная добыча за счет третичных методов увеличения нефтеотдачи составила в 2003 г. 4635 тыс. тонн.

В 2002 г. в ОАО «Татнефть» была проведена работа по отбору наиболее эффективных и менее затратных технологий, что позволило более оптимально использовать средства, выделенные на МУН. В 2003 г. эти мероприятия были продолжены: если в отчетном году применялась 81 технология, то программа МУН на 2004 г. включает всего лишь 49 технологий. Работа в этом направлении должна продолжаться, поскольку в целом все сервисные услуги продолжают оставаться достаточно дорогими.

Перед руководством сервисных, структурных и дочерних организаций, а также курирующими службами исполнительного аппарата «Татнефти» стоит важнейшая задача снижения стоимости оказываемых сервисных услуг и детального рассмотрения причин, которые не позволяют решить данную задачу.

Продолжается выполнение комплекса мероприятий по снижению энергозатрат. Осуществление комплекса энергосберегающих мер, таких как расчеты за мощность по совмещенному графику электрических нагрузок, проведение регулировочных мероприятий позволило в 2003 г. сэкономить энергетические затраты компании более чем на 10 %.

Однако несмотря на все предпринятые меры, в 2003 г. наблюдается увеличение потребления электрической энергии на 57 млн. кВтч (+1,4 %) в сравнении с 2002 г. Рост электропотребления приходится на сервисные организации. Тем не менее, за счет внедрения програм-

мы энергосбережения при росте тарифа в «Татэнерго» на 5,5 % в 2003 г. энергетические затраты на всю покупную электроэнергию снижены на 0,07 % и составили 2997 млн. руб.

Анализ показал, что в целом по ОАО «Татнефть» в 2003 г. достигнуто снижение удельного расхода электроэнергии на добычу 1 тонны нефти на 1 % к уровню 2002 г. В результате реализации программы энергосбережения за отчетный период было сэкономлено 68 тысяч тонн условного топлива по всем видам энергоресурсов, а в целом, с начала реализации программы энергосбережения экономия энергоресурсов «Татнефти» составила более 180 тысяч тонн условного топлива.

Поэтому мы предлагаем усилить работы по снижению расходов электроэнергии и сокращению энергозатрат компании во всех структурных подразделениях и службах исполнительного аппарата.

В 2003 г. в «Татнефти» был проведен большой комплекс мер по оптимизации и сокращению затрат. Продолжалось реформирование системы материально-технического обеспечения, развивалась сеть консигнационных складов. В настоящее время работает 20 таких складов, которые поставили производству товарно-материальных ценностей на сумму более 200 млн. рублей.

Таблица 5.7

Распределение источников финансирования капитальных вложений  
по ОАО «Татнефть» за 1995-2003 гг.

млн. руб.

Показатель	Годы								
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Всего капитальных вложений в т.ч. за счет	2135	2845	3084	2791	4779	14309	16741	10587	10887
Собственных источников	1399	2560	2676	2361	4749	14309	14419	10489	10887
Износа	926	1885	21090	1829	1815	2206	2800	7028	6596
Прибыли	51	58	47	252	2362	11119	11619	2628	3125
Лизинга								833	1166
жил. фондов	254	424	406	203	602	968			
ВЗМР	168	183	133	77		6			
НДФ	0	10	0	0		3			
Экофонда						8			
Заемных источников	140	95	131	362	0	0	2124	46	
Валютного кредита	140	95							
Рублевого кредита	0	0	131	362			2124		
Прочих источников	596	190	277	68	0	0	198	52	
Переходящий инвестиционный фонд	596	136	0	0					
Прочие		55	277	68			198		

В результате проведенных мероприятий удалось существенно сократить складские запасы «Татнефти». Работа конкурсной комиссии и проведение тендеров позволили на 10 % оптимизировать затраты компании на закупку товарно-материальных ценностей и оказываемые сторонними организациями услуги.

Таблица 5.8

Выполнение лимита капитальных вложений в ОАО «Татнефть» за 2003 г.

млн. руб.

Показатель	Годовой лимит		Факт за отчетн. период		% выпл. договор. цены	% вып. в ценах 1991 г.	Индекс удорожания
	договор. цены	Цены 1991 г.	договор. цены	Цены 1991 г.			
1. Капитальные вложения, всего	10021007,20	377828,1	8408598,20	326246,8	83,9	86,3	25,8
в том числе							
Бурение	3126600,0	127097,6	2979088,60	124861,0	95,3	98,2	23,9
Оборудование, не вход. в сметы строительства	2375200,00	56552,4	1067266,40	26293,2	44,9	46,5	40,6
Строительство	4519207,20	194178,2	4362243,20	175103,6	96,5	90,2	24,9
2. Производственное строительство	3344416,70	15335,6	3302825,30	140402,5	98,8	93,4	23,5
3. Непроизводственное строительство	1341290,5	47806,80	1117939,40	36122,5	83,3	75,6	30,9
3.1 Жилищное строительство	565317,90	19961,4	489536,00	16436,9	86,6	82,3	29,8
3.2 Коммунальное строительство	63907,60	2451,8	60801,20	2254,6	95,1	92,0	27,0
3.3 Просвещение	0,0	0,0	459,60	11,0			41,8
3.4 Здравоохранение	521549,90	20545,6	543464,70	16555,0	104,2	80,6	32,8
3.5 Культура	24015,10	883,7	23677,90	865,0	98,6	97,9	27,4
4. Ввод основных фондов, всего	9568504,80	359298,88	745328,80	283728,50	78,3	79,0	26,4
Из них производственного назначения	8129846,50	305917,70	634746,90	244163,5	78,1	79,8	26,0
Непроизводственного назначения	1438658,30	53381,19	1147851,90	39565,0	79,8	74,1	29,0

Продолжалась работа по оптимизации сферы транспорта. Разработана и реализуется программа по замене автобусов большей вместимости на автобусы малого класса и микроавтобусы, а также по замене большегрузного автотранспорта на автотранспорт меньшей грузоподъемности. Проведенные меры позволили снизить среднесписочное количество техники в структурах компании по сравнению с 2002 г. на 7 %.

Во II полугодии 2003 г. структурными подразделениями были проведены мероприятия по дополнительному снижению эксплуатационных затрат на 10 %. Для выполнения этого задания была начата детальная работа по анализу фонда скважин с целью вывода из эксплуатации убыточных и части нерентабельных скважин. В результате проведенной работы нерентабельный фонд скважин снизился на 7 %.

На ближайшую перспективу коллективу ОАО «Татнефть» рекомендуется приложить больше усилий для реализации поставленных задач по увеличению добычи нефти, дальнейшему развитию вертикальной интеграции компании, выполнению принятых программ социального и экономического развития.

Мы можем предложить холдинговой компании выполнить задание по увеличению объема добычи нефти на 1 % и обеспечить рентабельную добычу 24 миллионов 860 тысяч тонн нефти. Для выполнения этой основной задачи нами рекомендовано:

выполнить инвестиционную программу, т.е. ввести в эксплуатацию 359 новых добывающих и 286 нагнетательных скважин. Объемы эксплуатационного бурения должны составить не менее 520 тысяч метров;

буровой комплекс должен обеспечить выполнение мероприятий по повышению эффективности работ за счет повышения качества вскрытия продуктивных пластов, дальнейшего использования горизонтального бурения на девонские отложения и бурения скважин на депрессии. Компании предстоит разработать и осуществить мероприятия по совершенствованию организации работ по капитальному ремонту скважин и ПНП;

особое внимание необходимо уделить повышению эффективности производимых работ, активности использования финансовых средств, а также вопросам снижения стоимости сервисных услуг;

необходимо продолжить развитие собственной нефтепереработки и реализацию мероприятий по превращению «Татнефти» в вертикально-интегрированную нефтяную компанию, а также обеспечить эффективную работу нефтехимического производства в структуре компании;

стабилизировать достигнутый уровень финансовой и экономической устойчивости компании. Успехи и достижения 2003 г. необходимо использовать для реорганизации и повышения эффективности производства, роста рентабельности вложенного в компанию капитала.

Можно в заключение отметить, что план капитальных вложений за 2003 г. выполнен на 83,9 %, в том числе вложения на бурение составили 95,3 %, строительство – 96,5 %. Высокие результаты имеют и непроизводственное строительство, так по жилищному строительству лимит капитальных вложений выполнен на 86,6 %, по коммунальному строительству – 95,1 %. Исследования свидетельствуют о высокой работоспособности инвестиционно-строительного комплекса при решении задач повышения его эффективности.

### 5.3 Критерии принятия решений по управлению затратами и модель финансирования инвестиционных проектов по развитию имущественного комплекса

Руководителям организаций инвестиционно-строительного комплекса на практике приходится принимать различные решения по управлению затратами. Специфика принимаемых управленческих решений определяется особенностями конкретной организации, ее технологии, организационной структуры и положения на рынке. К наиболее общим управленческим решениям относятся следующие:

- решения об объеме и структуре выпуска строительной продукции;
- выбор между собственным производством и закупкой на стороне;
- решения об определении нижней границы цены продукции.

Для принятия решений об объеме и структуре выпуска руководителям необходимо знать «узкие места» производства и сбыта организаций, а именно:

- недостаточный спрос на определенные виды строительной продукции;
- количество оборудования с низкой мощностью;
- дефицитные строительные и отделочные материалы;
- дефицитные рабочие специальности и др.

Критерии принятия управленческих решений об объеме и структуре выпуска представлены в таблице 5.9.

Таблица 5.9

Критерии принятия решений об объеме и структуре выпуска строительной продукции

Загрузка мощностей и использование ресурсов	Критерий принятия решений	Описание критерия принятия решений
Без узких мест (недогрузка)	Удельная маржинальная прибыль	Производятся все виды продукции (услуг) с положительной маржинальной прибылью: $(p_i - k_m) > 0$
Одно узкое место (полная загрузка)	Удельная маржинальная прибыль на единицу узкого места	Производство осуществляется в порядке убывания удельной маржинальной прибыли на единицу узкого места: $(p_i - k_{pi})$ $W_i = \frac{(p_j - k_{pj})}{t_{Ei}}, \quad (j = 1, \dots, n)$
Множество узких мест (полная загрузка)	Упущенная выгода	Задача линейного программирования $D = \sum_{j=1}^n (p_j - k_{pj}) \times x_j \rightarrow \max$ $T_j = \sum_{j=1}^n t_{ij} \times x_j \quad (i = 1, \dots, n)$ $x_{Hj} \geq x_j \quad (j = 1, \dots, m)$ $x_j \geq 0 \quad (j = 1, \dots, m)$

При выборе между собственным производством товаров, работ, услуг и закупкой на стороне также следует учитывать наличие или отсутствие узких мест. Если мощности строительной организации недогружены, необходимо сравнить затраты на приобретение с дополнительными затратами, которые возникнут в результате самостоятельного производства. Если в результате собственного производства возникает одно узкое место, к затратам необхо-



димо прибавить упущенную выгоду – маржинальную прибыль, от которой приходится отказаться из-за возникновения узкого места. Если имеется большое количество узких мест, решение можно получить лишь при использовании аппарата линейного программирования.

В процессе принятия управленческих решений о цене на реализуемую строительную продукцию менеджеру нельзя забывать, что в рыночных условиях цена устанавливается в зависимости от спроса и предложения. В связи с конкуренцией на рынке строительная организация не всегда может диктовать свои условия покупателю. Поэтому строительная организация должна знать, какова минимальная цена, по которой оно еще может позволить себе производить и продавать соответствующую продукцию.

Нижняя граница цены зависит от следующих факторов:

вида сделки (традиционный ассортимент или дополнительный контракт);

загрузки мощностей (недогрузка, полная загрузка, наличие узких мест).

$p_j$  – цена на продукцию (услуги) вида  $j$ ;  $k_{pj}$  – плановые переменные затраты продукции (услуг) вида  $j$ ;  $W_j$  – удельная маржинальная прибыль на единицу узкого места;  $t_{Ej}$  – объем потребления узкого места на единицу  $j$ -й продукции (услуг);  $D$  – общая маржинальная прибыль (сумма по всем видам продукции и услуг);  $x_j$  – запланированный объем реализации продукции (услуг) вида  $j$ ;  $x_{Hj}$  – объем спроса на продукцию (услуги) типа  $j$ ;  $T_i$  – имеющийся в наличии объем 1-го узкого места;  $t_{ij}$  – потребность в узком месте типа  $i$  для производства продукции (услуг) типа  $j$ .<sup>1</sup>

Таблица 5.10

Критерии выбора между собственным производством строительной продукции и закупкой на стороне

Загрузка мощностей и использование ресурсов	Критерии принятия решений	Критерии принятия решений
1	2	3
Без узких мест (недогрузка)	Переменная себестоимость плюс дополнительные постоянные и переменные (т.е. релевантные затраты)	$k_{pe} + \Delta k_{pe} + \frac{\Delta K_{Fe} T_e}{x_e} \langle \rangle k_{pf}$
Без узких мест (недогрузка)	Переменная себестоимость плюс дополнительные постоянные и переменные (т.е. релевантные затраты)	$k_{pe} + \Delta k_{pe} + \frac{\Delta K_{Fe} T_e}{x_e} \langle \rangle k_{pf}$
Одно узкое место (полная загрузка)	Релевантные для принятия решения издержки на единицу продукции + Упущенная маржинальная прибыль от исключенных из программы продуктов (услуг)	$k_{pe} + \Delta k_{pe} + \frac{\Delta K_{Fe} T_e}{x_e} + \frac{p_j - k_j}{x_e} \langle \rangle k_{pf}$
Множество узких мест (полная загрузка)	Упущенная выгода	$D = \sum_{j=1}^n (p_j - k_{pj}) \times x_j \rightarrow \max$ $T_j = \sum_{j=1}^n t_{ij} \times x_j, \quad (i = 1, \dots, n)$ $x_j \geq 0 \quad (j = 1, \dots, m)$

<sup>1</sup> Ананькина, Е. А., Управление затратами / Е. А. Ананькина, Н. Г. Данилочкина. – М.: ПРИОР, ИВАКО Аналитик, 1998 – 64 с.

$k_{pe}$  – переменные затраты на единицу продукции при собственном производстве;  $\Delta k_{pe}$  — прирост переменных издержек, возникающий в случае, если для самостоятельного производства товаров или услуг необходимого качества требуется изменить существующий технологический процесс;  $\Delta K_{Fe}$  – дополнительные постоянные издержки при самостоятельном производстве (в месяц);  $T_e$  – время (в месяцах), в течение которого возникают дополнительные постоянные затраты;  $x_e$  – необходимое количество изделий (услуг);  $k_{pf}$  – переменные затраты на приобретение единицы товаров (услуг) на стороне;  $p_j$  – цена продукции вида  $j$ , исключенной из производственной программы;  $k_{pj}$  – переменные затраты на производство продукции;  $t_{fj}$  – потребление узкого места на единицу исключенного продукта  $j$ -го вида;  $t_{Ej}$  – потребление узкого места на единицу собственного производства;  $D$  – общая маржинальная прибыль (сумма по всем видам продукции и услуг);  $x_j$  – запланированное количество продукции вида  $j$  (самостоятельное производство рассматривается как один вид продукции, а покупка на стороне – как другой);  $T_i$  – имеющийся в наличии объем  $i$ -го узкого места;  $t_{fj}$  – потребность в узком месте типа  $i$  для производства продукции типа  $j$ ;  $p_j$  – рыночная цена продукции типа  $j$  (для самостоятельно производимой продукции); если продукция не будет реализована, то цена принимается равной нулю;  $k_j$  – переменные затраты на самостоятельное производство продукции вида или затраты на приобретение этой продукции на стороне.

Критерии принятия решений о нижней границе цены представлены в таблице.5.11

Таблица.5.11

Критерии принятия решений о нижней границе цены  
строительной продукции

Вид сделки	Загрузка мощностей	Критерий принятия решений	Критерии принятия решений
1	2	3	4
Традиционный ассортимент	Недогрузка или полная загрузка	Переменные затраты и плановая маржинальная прибыль	$p_j \geq k_j$ $\sum_{j=1}^n (p_j - k_{pj}) \geq F$
Дополнительный контракт	Недогрузка без узких мест	Переменные затраты, дополнительные переменные и постоянные затраты единицы продукции	$p_z = k_{pz} + \Delta k_{pz} + \frac{\Delta K_{Fe} T_e}{x_z}$
Дополнительный контракт	Полная загрузка с одним узким местом	Релевантные затраты с учетом упущенной выгоды	$p_z = k_{pe} + \Delta k_{pe} + \frac{\Delta K_{Fe} T_e}{x_e} + \frac{p_j - k_{pj}}{t_{Ej}}$

Дополнительный контракт	Полная загрузка с множеством узких мест	Релевантные издержки с учетом выгоды упущенной	Задача линейного программирования: $D = \sum_{j=1}^n (p_j - k_{pj}) \times x_j \rightarrow \max$ $T_j = \sum_{j=1}^n t_{ij} \times x_j, \quad (i = 1, \dots, n)$ $x_{Hj} \geq x_j \quad (j = 1, \dots, m)$ $x_j \geq 0 \quad (j = 1, \dots, m)$
-------------------------	---	--	--

В рыночных условиях важной задачей является привлечение значительных денежных ресурсов иностранных и отечественных инвесторов, а также, материальных ресурсов государства для реализации крупных окупаемых инвестиционных проектов, разработанных в интересах целой группы независимых нефтедобывающих компаний.

Среди малых инвестиционных проектов наиболее приоритетными, на наш взгляд являются:

проект строительства высокотехнологичного «малого» нефтеперерабатывающего завода с целью организации высокоэффективной переработки «тяжелой» нефти;

проект строительства нефтяного терминала на реке Кама с соответствующей сетью подводных трубопроводов;

$p_j$  – цена реализации продукции  $j$ -го вида;  $k_{pj}$  – плановые переменные затраты на производство продукции  $j$ -го вида;  $F$  – постоянные затраты;  $P_z$  – нижняя граница цены дополнительного контракта;  $k_{pz}$  – переменные затраты на производство единицы продукции;  $\Delta k_{pz}$  – прирост переменных затрат, вызванный выполнением контракта (например, повышенная оплата за сверхурочные);  $\Delta k_{Fz}$  – дополнительные постоянные затраты, вызванные выполнением дополнительного контракта (в месяц);  $T_z$  – количество месяцев, на которые выпадают дополнительные постоянные затраты;  $x_z$  – объем контракта;  $p_j$  – цена продукции  $j$ -го вида, исключенной из производственной программы с целью выполнения дополнительного контракта;  $k_{pj}$  – переменная себестоимость продукции  $j$ -го вида;  $t_{Ej}$  – потребление узкого места на единицу исключенного продукта  $j$ -го вида;  $t_{Ez}$  – потребление узкого места на единицу дополнительного контракта;  $D$  – общая маржинальная прибыль (сумма по всем видам продукции);  $x_j$  – запланированный объем реализации продукции вида  $j$ ;  $T_i$  – имеющийся в наличии объем  $1$ -го узкого места;  $t_{ij}$  – потребность в узком месте типа  $i$  для производства продукции типа  $j$ ;  $x_{Hj}$  – объем спроса на продукцию типа  $j$ .

проект «быстрого» освоения новых нефтеносных скважин (для малых) нефтедобывающих компаний) с применением передовых технологий бурения и добычи;

проект создания и эксплуатации сети автозаправочных станций для организации розничной реализации светлых нефтепродуктов, получаемых при переработке нефти на малом нефтеперерабатывающем заводе.

Добыча нефти осуществляется независимыми нефтедобывающими компаниями Республики Татарстан. Проблема переработки тяжелых высокосернистых нефтей зависит от величины ограничения подачи этих нефтей на существующие нефтеперерабатывающие заводы, роста себестоимости добычи, а также от ожидаемого введения так называемого «Банка качества нефтей».

Запасы тяжелых высокосернистых нефтей в Нурлатском районе Татарстана составляют около 100 миллионов тонн. Прогноз добычи тяжелой высокосернистой нефти в 2004 г. составил более 2 миллионов тонн, а с 2006 г. – более 2,5 миллионов тонн.

Долгосрочный прогноз объемов добычи нефти по независимым нефтеперерабатывающим заводам свидетельствует том, что наиболее заинтересованными в этом проекте являются ЗАО «Кара-Алтын», (605,7 тыс. т), ООО «Татнефтеотдача» (453 тыс. т), ОАО «Иделойл» (448,3 тыс. т).

Таблица 5.12

Прогноз объемов добычи нефти по независимым компаниям  
нефтестроительного комплекса республики Татарстан

(тыс. тонн)

Независимые нефтяные компании	Годы						
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
ЗАО «Кара-Алтын»	522,0	534,7	555,8	583,3	599,9	607,5	605,7
ОАО «Татнефтепром– Зюзеевнефть»	390,5	372,8	355,6	338,8	322,5	322,5	322,5
ОАО «Татнефтепром»	365,5	388,2	397,2	387,2	371,7	356,3	341,3
ОАО «Татнефтеотдача» (Степноозерское месторождение)	352,0	382,0	411,0	436,0	453,0	453,0	453,0
ОАО «Шешмаойл»	233,2	242,7	251,4	259,3	265,9	271,2	276,1
ООО «ТНГК–Развитие»	204,6	194,4	184,6	175,3	166,5	158,1	150,2
ОАО «Иделойл»	199,4	247,7	293,4	333,6	366,7	401,2	448,3
ОАО «ТРИЦ»	97,3	99,8	102,3	104,9	106,9	106,9	101,7
ОАО «Булгарнефть»	95,0	103,3	101,2	96,6	90,3	85,0	79,4
ОАО «Кондурча-нефть»	60,1	63,6	67,0	70,3	77,0	80,6	84,0
ИТОГО	2519,6	2 629,2	2719,5	2785,3	2820,4	2842,3	2862,2

Реализацию таких проектов целесообразно осуществлять централизованно под управлением единого центра – специально созданной Управляющей компании.

Для каждого инвестиционного проекта необходимо составить бизнес-план, в котором указываются все необходимые денежные, материальные и нематериальные активы. Эти ресурсы должны накапливаться в отдельном инвестиционном фонде, который открывается для каждого проекта и носит название «Акционерный инвестиционный фонд» или «Закрытый паевой инвестиционный фонд».<sup>1</sup>

Инвесторы передают свои активы Управляющей компании в доверительное управление, оставляя за собой и уполномоченными государственными органами функцию постоянного контроля за целевым расходованием на всех этапах строительства и эксплуатации инвестиционного объекта.

Создание инвестиционных фондов для каждого проекта позволит решить следующие проблемы:

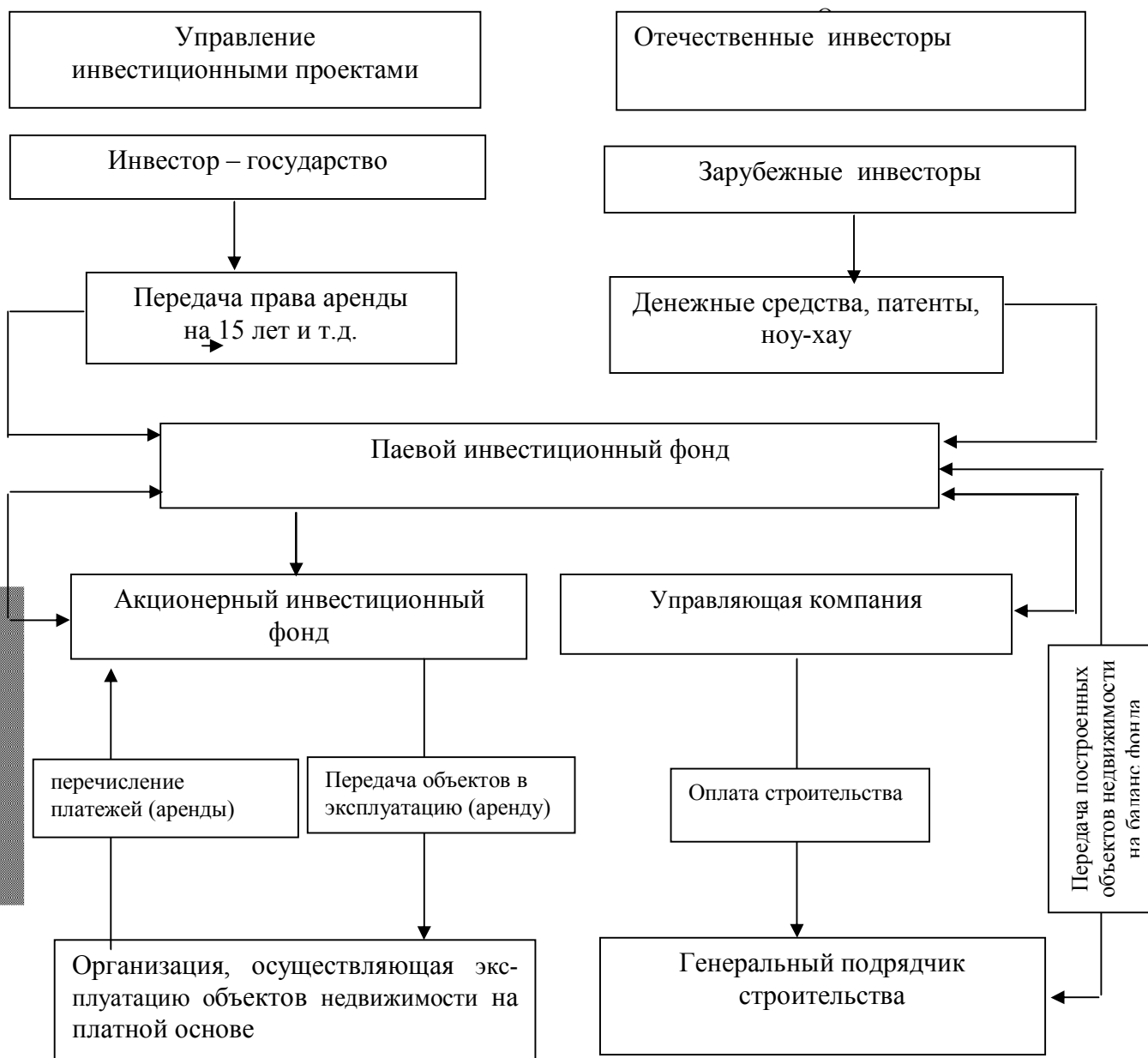
столкновение интересов разных инвесторов по вопросам приоритетности реализации разных проектов;

<sup>1</sup> Блех Ю, Гетце У. Инвестиционные расчеты / Ю Блех, Гетце У. – Калининград : Янтар. сказ, 1997. – 450 с.

смешение финансовых потоков и прибылей от реализации разных проектов, профинансированных разными инвесторами.

Функционирование инвестиционного фонда приводит к большей прозрачности и понятности всех процессов для каждого заинтересованного инвестора и самое главное, к отсутствию возможности злоупотреблений в Управляющей компании.

Общая структурная схема предлагаемой модели приведена на рисунке 5.3.



**Рис. 5.3.** Модель управления инвестиционными проектами строительства объектов недвижимости

В представленной модели одним из инвесторов проекта является государство, действующее в интересах федерального, регионального или местного уровня. Государство свой инвестиционный вклад оформляет путем передачи прав пользования на период действия проекта. Как правило, этим вкладом является свободный и не приносящий доходы земельный участок для строительства.

Другие субъекты проекта – отечественные и зарубежные частные инвесторы, которые могут быть как юридическими, так и физическими лицами. Этот вид интересов производит львиную долю реальных «денежных» инвестиций на цели реализации конкретного проекта.

Объектом инвестиционного проекта в данном случае выступает «малый» нефтеперерабатывающий завод, который призван удовлетворить потребности третьих лиц – независимых нефтедобытчиков, потребителей его услуг по нефтепереработке. Третьи лица могут входить в число инвесторов проекта строительства завода.

Государственно-частное партнерство предполагает наличие контрактных отношений указанных субъектов проекта. В предлагаемой модели присутствуют и третьи по отношению к инвесторам – независимые промышленные компании, возмещающие стоимость произведенных инвестиций путем пользовательских платежей за услуги по переработке и приносящие инвесторам прибыль.

Финансирование инвестиционных проектов внесено в модель третьих лиц, что необходимо для представления ее в виде полностью замкнутой цепи правовых и финансово-экономических отношений.

Важно, что одна и та же Управляющая компания создается для реализации различных инвестиционных проектов и в интересах третьих лиц.

Предлагаемая модель базируется не только на организационно-правовой форме контрактных отношений между ее участниками, но и одновременно подразумевает создание смешанной компании. В данном случае это Управляющая компания, а в случае, когда средства инвесторов для реализации интересующего их проекта накапливаются в акционерном инвестиционном фонде – сам этот фонд.

Основными преимуществами модели финансирования крупных инвестиционных проектов являются следующие:

управляющая компания расходует активы фонда только на цели, жестко прописанные в инвестиционной декларации, которая разрабатывается инвесторами совместно и регистрируется в федеральном органе исполнительной власти по ценным бумагам в соответствии с Федеральным Законом «Об инвестиционных фондах»;

иностранные инвесторы осуществляют инвестиции под собственный коммерческий риск по применяемой за рубежом схеме приобретения акций АИФ или паев ЗПИФ и поэтому не вправе требовать от российской стороны предоставления каких-либо гарантий, залогов или поручительств;

акции АИФ могут быть предложены значительно более широкому кругу инвесторов, чем на начальном этапе его создания, путем размещения дополнительной эмиссии акций;

акционер или участник инвестиционного фонда, передав в качестве оплаты пакет акций или пакет паев на землю (или права пользования землей), не может выйти из ЗПИФ и забрать свой пай в натуре досрочно до момента прекращения деятельности ЗПИФ в соответствии с зарегистрированными ранее правилами доверительного управления. Если же кто-либо попытается выйти из состава инвесторов досрочно, то он сможет получить только денежную компенсацию стоимости своего пакета паев, а земельный участок остается в активах фонда.

Перечислим преимущества модели проектного инвестиционного финансирования:

ориентация на реализацию крупных окупаемых проектов топливной промышленности, энергетической и транспортной инфраструктуры, а также возможность адаптации для реализации крупных инвестиционных проектов в других отраслях;

базирование на действующем законодательстве РФ, что не требует принятия специальных законодательных актов;

объединение двух общепринятых на Западе юридических форм – смешанной компании и контрактной формы, так как предполагается объединение капиталов инвесторов, а дальнейшее его применение происходит благодаря строгим договорным взаимоотношениям среди участников.

Акционерный инвестиционный фонд (АИФ) или закрытый паевой инвестиционный фонд (ЗПИФ) как категории фондов недвижимости представляют собой российский аналог международных взаимных фондов и являются понятной, информационно открытой структурой для иностранного и отечественного инвестора.

Особенностями АИФ и ЗПИФ как формы реализации инвестиционных проектов являются следующие:

АИФ – это открытое акционерное общество, предметом деятельности которого является инвестирование имущества в ценные бумаги и иные объекты, предусмотренные ФЗ «Об инвестиционных фондах»;

фирменное наименование содержит слова «акционерный инвестиционный фонд» или «инвестиционный фонд»;

АИФ не вправе осуществлять иные виды предпринимательской деятельности;

АИФ имеет право размещать только обыкновенные именные акции;

АИФ не вправе осуществлять размещение акций путем закрытой подписки;

акции АИФ могут оплачиваться только денежными средствами или имуществом.

Функционирование договорно-правовой модели финансирования инвестиционных проектов осуществляется с учетом законодательно-правовых и отраслевых аспектов, благодаря соблюдению режима государственной собственности, а также детальной проработке финансового положения сторон, правил бухгалтерского учета, разграничению рисков между участниками, осуществлению контроля со стороны государственных органов и др.

Проведенные исследования свидетельствуют о наличии двух различных форм формирования и функционирования государства с отечественными или иностранными инвесторами в большинстве экономически развитых стран.

Первая форма – государственный сектор и частные партнеры присоединяются к существующей компании или совместно создают смешанную компанию. Объединение государственных и частных денег, участие государственного сектора, как правило, распространяется до степени получения блокирующего меньшинства, предоставляя тем самым государству достаточное влияние в компании.

Вторая форма – государственные и частные партнеры заключают договор (контракт). Совместное партнерство в достижении взаимных целей легко осуществляется путем договорной координации интересов, при этом применяются различные виды договоров, в том числе:

договор о сотрудничестве;

договор об управлении компанией;

договор о реализации;

лизинговый договор;

договор об уступке (концессии).<sup>1</sup>

В холдинговой компании ОАО «Татнефть» пробурены и успешно работают более 60 скважин с длиной горизонтального ствола 300 и более метров. Благодаря оснащенности современными буровыми комплексами, наличию высококвалифицированных инженерных кадров и опытных специалистов, компания успешно проектирует и выполняет весь комплекс работ по строительству скважин на высоком техническом уровне. Организация в состоянии

---

<sup>1</sup> Якутин Ю. Корпоративные структуры: вариант типологизации и принципы анализа эффективности. // Российский экономический журнал. – 1998, - №4, - с.28-34.

выполнить комплексные производственные и технологические задания по строительству скважин в самых сложных геологических условиях.

В связи с изменившимися условиями эксплуатации нефтяных месторождений и естественным падением добываемой нефти в ОАО «Татнефть» ведется планомерная работа по сокращению попутно добываемой воды, вывода из эксплуатации нерентабельных высокообводненных и малодебитных скважин.

Все ремонты скважин сопровождаются тщательной подготовкой, исследованием и подбором подземного оборудования. Принятые меры позволяют поддерживать высокий уровень межремонтного периода скважин, который является одним из самых высоких в нефтяной отрасли России. Для целей ремонта, разведывания и добычи разработаны и широко внедряются высокоэффективные технологии и оборудование.

Здесь мы можем рассказать о применении нейрокомпьютерной системы «Лазурит». Широко используемое в корпорации ОАО «Татнефть» автоматизированное рабочее место «Лазурит» – это пакет квазитрехмерного геологического моделирования, платформа IBM PC, неограниченное число инсталляций, обучение пользователей, настройка на базы данных заказчика.

Функциональные возможности программы многогранны, это:

подготовка и сопровождение баз данных по координатам, геолого-геофизическим данным, отметкам перфорации, по конструкции скважин, добыче нефти и воды, закачке агентов, пластовым и забойным давлениям;

анализ геологического строения;

динамика технологических показателей разработки по объекту, блокам, зонам, горизонту, пласту, скважинам;

автоматизированное распределение отборов нефти, воды и закачки по пластам;

расчет остаточных нефтенасыщенностей и структуры текущих, балансовых, подвижных, извлекаемых запасов нефти и др.



**Рис.5.4** Трехмерное геологическое и гидродинамическое моделирование залежей нефти



Нейрокомпьютерная система распознавания нефтегазоперспективных объектов предназначена для выявления и оконтуривания нефтегазоперспективных объектов по сейсмическим разрезам. Система обеспечивает решение нефтегазоперспективных и разведочных задач в условиях минимального объема скважинной информации.

На вход нейрокомпьютерной сети подается обучающая выборка, представляющая собой участки сейсмических трасс, приуроченных по анализу скважинных данных и сейсмомоделирования к залежам нефти и местам ее отсутствия. Далее система анализирует в указанном временном интервале сейсмические разрезы с выдачей числовых значений вероятности наличия нефти в каждой точке профиля. По полученным в результате анализа данным строится прогнозная карта нефтеносности отложений.

Система обеспечивает повышение эффективности геологоразведочного процесса за счет: сужения области поиска и, как следствие, сокращения расходов на бурение глубоких скважин;

полноты использования информации, содержащейся в сейсмических волновых полях, и обеспечения высокой точности и надежности прогнозных решений;

широкого использования скважинной информации при обучении сети и анализе сейсмических разрезов<sup>1</sup>.

#### **5.4 Стратегия оптимизации затрат на капитальное организаций осуществляющих развитие имущественного комплекса**

В настоящее время на практике сложилось так, что каждое крупное структурное подразделение промышленной вертикально-интегрированной корпорации ОАО «Татнефть» имеет свои строительные цеха и участки, которые загружены работой не равномерно, управление людскими и материальными ресурсами децентрализовано, что негативно сказывается на эффективности деятельности строительного бизнеса ОАО «Татнефть». Исследования показали, что большинство строительных и ремонтных работ в рассматриваемой корпорации осуществляется собственными структурными подразделениями (СМУ, АРСУ), либо отдельными цехами НГДУ (СМЦ, РСЦ).

Выделение строительного бизнеса из состава ОАО «Татнефть» позволит осуществлять реализацию сторонним организациям части бизнеса, который имеет конкурентную основу в регионе. К таким видам строительных работ нами отнесено:

строительство и ремонт общестроительных объектов;

выпуск кирпича;

строительство и ремонт трубопроводов.

Существующая устаревшая система имеет ряд недостатков, которые могут быть исправлены структурными изменениями.

В целях оптимизации затрат и снижения стоимости услуг, оказываемых собственными строительными подразделениями, функционирующими в составе промышленной вертикально-интегрированной корпорации, до уровня внешних подрядчиков, нами рекомендовано:

1. Сократить на 10 % объем строительного-монтажных работ, выполняемых силами СМУ и АРСУ, от ожидаемого объема СМР за 2005 г. без снижения достигнутого уровня выработки на 1 работника.

2. С 1 января 2005 г. рыночный индекс на строительного-монтажные работы в ценах 1991 г. для строительного-монтажного управления и АРСУ установить на уровне индекса внешних

---

<sup>1</sup> Режим доступа: <http://www.tatneft.ru> - Загл. с экрана.

подрядчиком за счет включения при расчете корпоративных затрат в пределах размера плановых накоплений внешних подрядчиков (12 %).

3. Базисную стоимость строительно-монтажных работ в ценах 1984 и 1991 гг. для строительно-монтажного управления и АРСУ определять на уровне внешних подрядчиков.

4. Стоимость специальных работ (антикоррозионное покрытие резервуаров, капитальный ремонт печей и теплообменников), выполняемых силами ЛРСУ, определять, на основании согласованных управлением капитального строительства и экономическим управлением калькуляций с учетом доли корпоративных затрат.

5. Обеспечить покрытие всех установленных корпоративных затрат (кроме процентов за банковский кредит) в следующем порядке:

а) долю затрат, приходящихся на работников, занятых на строительно-монтажных работах на объектах ОАО «Татнефть» за счет увеличения рыночного индекса до уровня внешних подрядчиков;

б) долю затрат, приходящихся на работников цеха по производству кирпича (строительно-монтажного управления) и цеха по выпуску железобетонных изделий (АРСУ) – включением в калькуляцию стоимости продукции корпоративных затрат при условии не превышения ее стоимости среднерыночных цен в регионе;

в) долю затрат, приходящихся на работников, занятых на оказании услуг внешним заказчикам – за счет плановых накоплений подрядчика;

6. Строительно-монтажному управлению и АРСУ разработать и представить на утверждение мероприятия по снижению затрат и стоимости оказываемых услуг, обеспечивающие не превышение их уровня стоимости услуг внешних подрядчиков.

7. Строительно-ремонтным цехам при НГДУ и ТИП I объем строительно-монтажных работ на 2005 г. запланировать с сокращением на 15 % от объема строительно-монтажных работ за 2004 г. без снижения достигнутого уровня выработки на одного работника.

Мы предлагаем создание двух «центров» по строительству и капитальному ремонту основных фондов промышленной вертикально-интегрированной корпорации ОАО «Татнефть»:

- 1) Управляющая компания на базе Альметьевского РСУ;
- 2) ООО «Строительно-монтажное управление».

Создание Управляющей компании на базе АРСУ должно сопровождаться выводом в дочерние общества строительно-монтажных бригад, структура которых будет включать в себя собственно бригады, а ведение бухгалтерского учета, составление производственной программы и контроль за ее выполнением делегируется протоколом в Управляющую компанию. Кроме того, в Управляющую компанию АРСУ должно быть передано все оборудование и прочие основные средства, являющиеся средствами труда выводимых бригад. Для осуществления производственной деятельности вновь созданные дочерние общества будут брать в аренду только необходимое оборудование.

К числу выводимых в такие дочерние общества бригад относятся цеха НГДУ, осуществляющие ремонт трубопроводов, ремонт высоковольтных линий, строительство и ремонт технологических объектов (СКН, обвязка скважин).

Вывод в отдельное дочернее ООО «Строительно-монтажное управление» должен сопровождаться максимальным сокращением непрофильного производства последнего, а также сокращением бригад (в том числе и в НГДУ), осуществляющих собственно ремонт и строительство зданий. В дальнейшем, выполнение таких работ нами предлагается выполнять подрядным способом. Перевод строительно-монтажного управления на хозрасчетную систему должен способствовать удешевлению работ, а конкуренция с другими подрядными организациями – повышению качества работ.

Проведенное нами исследование производственно-хозяйственной деятельности вертикально-интегрированной корпорации в целом и строительно-монтажного управления в част-

ности, позволило рекомендовать следующие основные направления по оптимизации затрат на капитальное строительство:

1. Сокращение объемов инвестиций на капитальное строительство;
2. Уменьшение объемов незавершенного строительства;
3. Удешевление стоимости услуг, оказываемых собственными строительными силами.

1. По первому направлению нами рекомендовано осуществить формирование плана капитального строительства при непосредственном участии трех управлений:

капитального строительства;  
производственного;  
инвестиционного.

Основными критериями для включения в план и выделения лимитов капитальных вложений на строительство объектов нами выделены:

1) Значимость объекта для корпорации и необходимость строительства объекта для выполнения плана по добыче и подготовке нефти, которые определяются производственным управлением.

2) Минимальный срок окупаемости инвестиций и достижение наиболее высокой экономической эффективности, которые анализируются управлением инвестиций.

3) Выделение лимитов капитальных вложений с учетом максимального ввода мощностей и минимизации объемов незавершенного строительства, которые контролируются управлением капитального строительства.

Такой подход к формированию плана капитального строительства, на наш взгляд, позволит сократить объемы капитальных вложений за счет исключения строительства неоправданных объектов.

2. Управлению капитального строительства совместно с производственным управлением целесообразно усилить работу по сокращению объемов незавершенного строительства. Анализ показывает, что объем незавершенного строительства по ОАО «Татнефть» на 2002 г. составлял 2046 млн. рублей, в то время как на 2003 г. прогнозируемый объем составлял 1568 млн. руб. Совместно с производственным управлением нами разработаны мероприятия по снижению объема незавершенного строительства на конец 2003 г. до уровня 700-800 млн. руб. Согласно проведенным расчетам, снижение объемов незавершенного строительства достигается за счет концентрации капитальных вложений на вводных объектах и ввода объектов в эксплуатацию пусковыми комплексами. Так, сокращение объема незавершенного строительства на 478 млн. позволит увеличить сумму возврата НДС на 95,6 млн. руб.

3. Из-за наличия больших корпоративных затрат, услуги собственных строительных подразделений обходятся для промышленной корпорации дороже услуг внешних подрядчиков. В связи с этим нами рассмотрены разные варианты реструктуризации собственных строительных подразделений. На первом этапе оптимизации затрат при строительстве объектов хозяйством рекомендуется перевести собственные строительные подразделения на условия, аналогичные для внешних подрядчиков с сокращением объемов на 10-15 %. При этом резерв на покрытие корпоративных затрат должен создаваться за счет и в пределах установленных рыночных индексов. По предварительным расчетам внедрение данной системы определения договорной цены строительного-монтажных работ, выполняемых хозяйством, даст экономический эффект около 100 млн. рублей.

В дальнейшем нами рекомендовано создание дочерних организаций на базе существующих собственных строительных подразделений.

По итогам работы за 2003 г., у строительных подразделений СМУ ОАО «Татнефть» и АРСУ возникли значительные суммы корпоративных затрат (ДМС, негосударственный пенсионный фонд, страхование от несчастных случаев, вознаграждение по результатам работы за год, капитальный ремонт собственных основных фондов и т. д.), не учтенные сметными

нормами и рыночным индексом, что привело к увеличению стоимости оказываемых ими услуг выше уровня стоимости услуг внешних подрядчиков.

Согласно предлагаемой нами стратегии оптимизации затрат на капитальное строительство организаций ОАО «Татнефть» прибыльную работу СМУ можно достичь без дополнительных затрат за счет проведения организационно-технических мероприятий.

Согласно расчетам основными преимуществами для ОАО «Татнефть» от создания ООО «Стройсервис» являются:

1. Вывод численности в количестве 628 человек из состава ОАО «Татнефть», что позволит сэкономить 25,15 млн. рублей за счет уменьшения ДМС на 2,32 млн. рублей, НППФ на 0,81 млн. руб., страхование от несчастных случаев – 0,86 млн. руб., ЕСН – на 19,23 млн. руб., долгосрочное страхование жизни – на 1,93 млн. руб.

2. Дополнительная прибыль от оказания услуг структурными подразделениями ОАО «Татнефть» для ООО «Стройсервис» в сумме 10,74 млн. рублей, в том числе услуги ТатАСУнефть, ТатАИСнефть, УПТЖ для ППД – 98 тыс. руб., наценка УТНС – 9,26 млн. руб., транспортные услуги – 0,62 млн. руб., услуги цеха НГДУ «ЛН» – 0,76 млн. руб.

Однако для ОАО «Татнефть» от создания ООО «Стройсервис» есть и ряд негативных моментов. К ним относятся:

1. Дополнительные капитальные вложения, связанные с реализацией ООО «Стройсервис» своей продукции структурным подразделениям с рентабельностью, в сумме 12,81 млн. руб.

2. Необходимые средства на содержание объектов социальной сферы в сумме 3,35 млн. руб.

3. Необходимость оптимизации затрат по содержанию основных фондов, не принятых в аренду вновь созданным ООО (реализация, сдача в аренду, консервация и т.д.).

В разработанном «Плане мероприятий по совершенствованию организационной структуры и управления производством» по пунктам, касающимся службы капитального строительства, нами предлагается.

1. Реструктуризация «ТатНИПИнефть», так как в настоящее время у заказчиков имеется много нареканий и претензий к работе института. Мы предлагаем создание на базе проектной части института дочерней организации в форме ООО, что сделает деятельность организации более прозрачной и заставит в условиях конкуренции повысить качество разрабатываемой проектно-сметной документации.

2. После реструктуризации «ТатНИПИнефть» на данном этапе рабочую документацию разрабатывать силами ПСБ, а утверждаемую часть проектов институтом «ТатНИПИнефть» с заключением соглашений передать ПСБ в его состав.

3. Принимая во внимание большой накопленный опыт производства монтажных работ, укомплектованность высококвалифицированными кадрами и необходимой производственно-технической базой, оперативность в решении поставленных перед ними задач и высокое качество производства работ, предлагаем РСЦ оставить в составе НГДУ. При этом РСЦ, по нашему мнению, должны выполнять работы только по обустройству месторождений и капитальному ремонту трубопроводов. Освобождение РСЦ от выполнения общестроительных работ позволит уменьшить численность персонала на 140-150 человек. Производственная деятельность АРСУ ОАО «Татнефть» направлена, в основном, на капитальный ремонт технологических объектов подготовки нефти. Управление так же имеет мощности по выпуску железобетонных изделий, раствора и товарного бетона. Номенклатура выпускаемой продукции направлена на обеспечение объектов обустройства специфическими железобетонными изделиями (фундаменты под станки-качалки, опоры СНВС, комплекты железобетонных зданий КНС и т. д.). Имеющийся растворобетонный узел способен обеспечить потребности Альметьевского региона в растворе и товарном бетоне.

Регулируя стоимость выпускаемой АРСУ продукции, имеется возможность сдерживать рост цен на раствор, бетон, железобетонные изделия в исследуемом регионе. Учитывая вышеизложенное и в целях сохранения высококвалифицированных кадров, нами предлагается передать в состав Альметьевского ремонтно-строительного управления и цех по выпуску ЖБИ НГДУ «Лениногорскнефть», оставив его как структурное подразделение. При этом численность управления будет оптимизирована за счет полного отказа от общестроительных работ.

На базе строительного-монтажного управления ОАО «Татнефть» нами предлагается создание дочерней организации в форме ООО, которое может явиться плацдармом при дальнейшей реструктуризации РСЦ. В течение первых трех лет ОАО «Татнефть» должно гарантировать обеспечение организации объемами работ, далее оно будет функционировать на общих основаниях по результатам проведенных конкурсов по выбору подрядчика.

Проведенные нами расчеты показывают, что из-за больших корпоративных затрат, услуги собственных строительных подразделений обходятся дороже услуг внешних подрядчиков. Поэтому в диссертационном исследовании предлагается 3 варианта реструктуризации собственных строительных сил:

1) Создание одного мощного строительного ООО (треста) на базе строительного-монтажного управления с гарантией загрузки объемами в течение первых 2-х лет. Основным недостатком такого варианта является плохая управляемость из-за большой территориальной расположенности объектов.

2) Постепенное сокращение ежегодно на 10–15 % объемов, выполняемых собственными силами. В итоге, в составе НГДУ должно оставаться минимальное количество монтажных звеньев, необходимых для решения экстренных задач.

3) Создание строительных ООО по зонам на основе существующих СРЦ (Альметьевская зона, Азнакаевская зона, Лениногорская зона и т.д.).

Перевод собственных сил в ООО обеспечит их прозрачность. Из-за спецификации выполняемых работ и для сохранения кадров, Альметьевское РСУ оставить как структурное подразделение.

По вопросу реструктуризации НГДУ «Азнакаевскнефть» нами также предлагается 3 варианта реструктуризации:

1) Существующие Азнакаевский и Актюбинский СРЦ выводятся из состава НГДУ в состав единого строительного ООО (треста).

2) На базе Азнакаевского и Актюбинского СРЦ создать два строительных ООО.

3) Присоединить существующие СРЦ к внешнему подрядчику (например, Азтрубострой) и создать один мощный строительный комплекс для Азнакаевской зоны.

Таблица 5.13

**Экономическая оценка от организационных преобразований строительных структур ОАО «Татнефть»**

тыс руб.

Структурное подразделение ОАО «Татнефть» (в действующих условиях) - для «Татнефть» продукция реализуется по себестоимости; - услуги структурных подразделений «Татнефть» по себестоимости (кроме ЖБИ				В условиях внешнего сервиса											
				1 вариант - для «Татнефть» продукции реализуется с рентабельностью 5%; - услуги структурных подразделений «Татнефть» предъявляются с рентабельностью – 5%				2 вариант - цены реализации продукции сформированы с учетом покрытия убытков - услуги структурных подразделений «Татнефть» предъявляются с рентабельностью – 5 %				3 вариант Цены реализации, услуги структурных подразделений предъявляются с рентабельностью			
всего	В том числе			всего	В том числе			всего	В том числе			всего	В том числе		
	СМР	ЮРЦ	ЦЖБИ		СМР	ЮРЦ	ЦЖБИ		СМР	ЮРЦ	ЦЖБИ		СМР	ЮРЦ	ЦЖБИ
<b>Объем реализации</b>															
36086	282410	18494	45182	356978	285520	20783	50675	375078	294935	20783	59359	358899	285520	22705	50675
<b>Себестоимость</b>															
334526	281436	18213	54857	368696	290639	19615	58442	368696	290639	19615	58442	368696	290639	19615	58442
<b>Прибыль (убыток) от реализации</b>															
-8440	954	281	-9675	-11718	-5119	1168	-7767	6382	4296	1168	917	-9797	-5119	3090	-7767
<b>Налог на прибыль (24%)</b>															
				280		280		1532	1031	280	220	742		742	
<b>Текущие расходы из прибыли</b>															
2623	1926		697	2673	1926	50	697	2673	1926	50	697	2673	1926	50	697
<b>Содержание социальной сферы</b>															
	1339			1339	1339			1339	1339			1339	1339		
<b>Финансовый результат 1339</b>															
-12402	-2311	281	-10372	-16011	-8384	838	-8464	838		838		-14550	-8384	2298	8464
<b>Индекс удорожания к базовому варианту</b>															
								1,084	1,044	1,124	1,314				

Окончание таблицы 5.13

Дополнительные объемы															
				10892	3110	2289	5493	28992	12523	2289	14177	12813	3110	4211	5493
			2990				3185				3185				
- для ОАО «Татнефть»															
			2990				3185				3185				3185
- для сторонних организаций															
															3185
Отпускная цена															
			3028				3396				3979				3979
- для ОАО «Татнефть»															
			2879				3341								3344
- для сторонних организаций															
															3592
			3592				3592								3592
Объем выпуска продукции															
		6200	18348			6200	18343			6200	18348			6200	18348
- для ОАО «Татнефть»															
		5000	18348			5000	18348			5000	18348			5000	18348
- для сторонних организаций															
		1200				1200				1200				1200	
Объемы реализации продукции															
		6200	14920			6200	14920			6200	14920			6200	14920

По мнению руководства НГДУ, наиболее предпочтительным является второй вариант. Из-за отсутствия в регионе мощных строительных организаций, постепенное сокращение объемов, выполняемых собственными силами, для НГДУ «Азнакаевскнефть» неприемлемо.

При втором варианте сильно ухудшается управляемость и оперативность, а так же возникает необходимость принятия отдельного решения по цеху ЖБИ.

Исследование текущей деятельности строительно-ремонтных цехов показывают, что в течение ближайших двух-трех лет проводить их реструктуризацию нецелесообразно. Создание региональных строительных ООО приведет к уменьшению выработки и снизит их управляемость. Поэтому для начала в виде эксперимента нами предлагается создание на базе СМУ ОАО «Татнефть» самостоятельного ООО.

Нами предлагается постепенное сокращение объемов работ, выполняемых собственными силами с последующим переходом на подрядное строительство.

Более целесообразным и оптимальным будет вариант создания самостоятельных ООО. Такой вариант обеспечит прозрачность их деятельности и создает возможность перехода к упрощенной системе налогообложения. Возможен индивидуальный подход к каждому подразделению с учетом конкретных условий в регионе.

Перечислим варианты, которые мы считаем необходимыми:

на базе существующих строительных подразделений создать самостоятельные строительные ООО с передачей им в аренду основных фондов. В связи со спецификой выполняемых работ, Альметьевское РСУ оставить как структурное подразделение;

на базе существующих строительных подразделений создать зональные строительные ООО (Альметьевская зона, Азнакаевская зона, Лениногорская зона и т.д.);

на базе существующих строительных подразделений создать одно единое мощное строительное ООО (трест);

постепенное сокращение объемов работ, выполняемых собственными силами без проведения коренной реструктуризации. При таком варианте установить собственным силам рыночный индекс на уровне внешнего подрядчика, за счет которого должен создаваться резерв на покрытие корпоративных затрат.

смешанный вариант реструктуризации с учетом особенностей каждого региона.

создание системы сервисного обслуживания по строительству и ремонту основных фондов.

По вопросу о реструктуризации СМУ ОАО «Татнефть», Юлтимировского кирпичного завода и цеха по производству железобетонных изделий НГДУ «Лениногорскнефть», нами предлагаются следующие варианты их реструктуризации.

1. Учитывая незначительный износ основных фондов и конкурентоспособность выпускаемой продукции, Юлтимировский кирпичный завод, целесообразно вывести в самостоятельное ООО. В течение первых 3-х лет ОАО «Татнефть» гарантирует распределение выпускаемого заводом кирпича структурным подразделениям на объекты капитального строительства и капитального ремонта. Корпоративные затраты (ДМС, НГПФ, вознаграждение по итогам работы за год, долгосрочное страхование жизни и т. д.) должны быть включены в себестоимость продукции.

2. Деятельность цеха по производству железобетонных изделий для НГДУ «Лениногорскнефть» является непрофильной, поэтому, на наш взгляд, его следует вывести в самостоятельное ООО или передать в состав Альметьевского РСУ ОАО «Татнефть».

3. Так как среди строительных организаций строительно-монтажного управления ОАО «Татнефть» является наиболее подготовленным для самостоятельной деятельности, на его базе следует создать строительное ООО. ОАО «Татнефть» гарантирует обеспечение объемами строительно-монтажных работ для оптимальной загрузки имеющихся мощностей в течение первых 3-х лет, далее выделение объемов на общих основаниях по результатам прове-



денных тендеров. Данное ООО в дальнейшем будет являться хорошей базой при реструктуризации ремонтно-строительных цехов НГДУ.

В составе ОАО «Татнефть» имеются следующие строительные мощности и цеха строительной индустрии численностью 2358 чел.:

1. Строительно-монтажное управление (433 чел. без ЮКЗ);
2. Ремонтно-строительное управление (481 чел.);
3. Строительно-ремонтные цеха при НГДУ и УТНГП (1253 чел);
4. Цеха по капитальному ремонту зданий и сооружений при НГДУ;
5. Цех по выпуску железобетонных изделий при НГДУ «Лениногорскнефть» (114 чел);
6. Юлтимировский кирпичный завод при СМУ ОАО «Татнефть» (77 чел.);
7. Цех железобетонных изделий при АРСУ ОАО «Татнефть».

Оптимизация численности собственных строительных подразделений ОАО «Татнефть» начата еще в 2002 г., когда было принято решение о сокращении объемов строительно-монтажных работ, выполняемых хозспособом, ежегодно на 10–15 % без снижения достигнутого уровня выработки на одного работника. В результате проведенных мероприятий по оптимизации, численность собственных строительных подразделений в 2003 г. составила 2244 чел. против 3050 чел. в 2001 г. (сокращение на 26,5 %). В связи с сокращением объемов строительно-монтажных работ и в целях дальнейшей оптимизации строительных подразделений, в 2004 г. планируется сокращение строительно-монтажных цехов от уровня 2003 г. на 146 человек, строительно-монтажного управления – на 2, АРСУ – на 31, всего – на 198 человек.

При реструктуризации и оптимизации собственных строительных мощностей, нами предлагается индивидуальный подход к каждому подразделению.

1. Строительно-монтажное управление ОАО «Татнефть». На базе строительно-монтажного управления создать дочернюю организацию в форме ООО со 100 % долей участия ОАО «Татнефть» и передачей основных фондов в аренду. В течение первых двух–трех лет ОАО «Татнефть» гарантирует полноценную загрузку объемами работ вновь созданное ООО, далее – на общих основаниях по результатам проведенных конкурсов по выбору подрядчиков. Посоветовать ООО постепенно сокращать объем общестроительных работ и сконцентрироваться на трубопроводном строительстве.

2. СРЦ при НГДУ и УТНГП. Строительно-ремонтные цеха при НГДУ в настоящее время занимаются, в основном, обустройством месторождений и капитальным ремонтом промышленных трубопроводов, СРЦ УТНГП строительством и капитальным ремонтом газопроводов. Принимая во внимание большой накопленный опыт производства данных видов работ, укомплектованность высококвалифицированными кадрами и необходимой производственно-технической базой, оперативность в решении вопросов и высокое качество производства работ, предлагается эти цеха оставить в составе управлений. Оптимизации численности цехов добиться за счет исключения выполнения ими других видов работ.

3. ЦКРЗиС предлагается вывести из состава НГДУ в ОСХ для дальнейшей работы с ними по договорным отношениям (на примере НГДУ «ДжН»).

4. Цех по выпуску ЖБИ НГДУ «Лениногорскнефть» предлагается передать в состав АРСУ ОАО «Татнефть» или вывести в ООО.

5. Юлтимировский кирпичный завод предлагается оставить в составе вновь созданного на базе СМУ ООО или вывести в самостоятельное ООО.

6. Цех по выпуску ЖБИ при АРСУ ОАО «Татнефть» оставить так же в его составе.

По вопросу оптимизации затрат на капитальное строительство и реструктуризации собственных строительных подразделений предлагается следующее.

На первом этапе объем строительно-монтажных работ, выполняемых хозспособом, сокращается на 10–15 % от объема предыдущего года. Данное сокращение должно достигаться

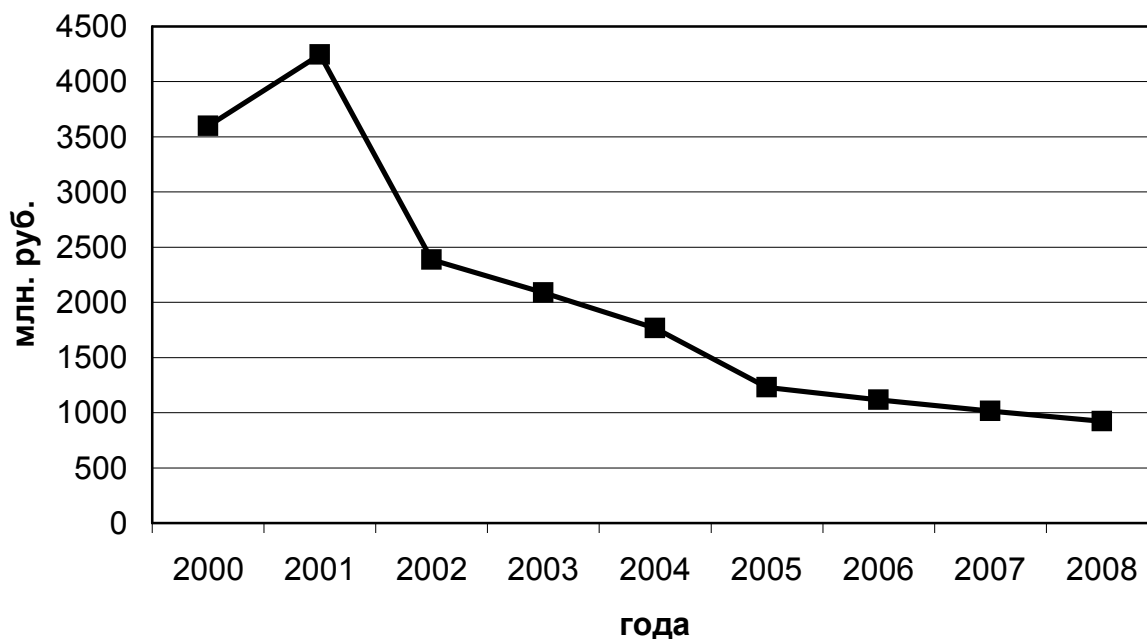
за счет исключения из объемов СМР непрофильных и невыгодных общестроительных работ. При этом рыночный индекс на СМР к ценам 1991г. для собственных строительных подразделений устанавливается на уровне рыночного индекса для внешних подрядчиков. Резерв на покрытие всех корпоративных затрат при выполнении работ собственными силами должен создаваться за счет и в пределах установленного рыночного индекса. Таким образом, на первом этапе достигается снижение стоимости услуг, оказываемых собственными строительными подразделениями, до уровня стоимости услуг внешних подрядчиков. Численность имеющихся в составе НГДУ цехов по капитальному ремонту зданий и сооружений (ЦКРЗиС) предлагается максимально снизить до уровня, необходимого для выполнения объемов по текущему ремонту.

В случае недостижения поставленной цели в результате реализации первого этапа оптимизации затрат при выполнении работ хозспособом, предлагается коренная реструктуризация собственных строительных подразделений. Она будет заключаться в создании на базе существующих строительных мощностей дочерних организаций с выводом их из состава НГДУ и передачей им в аренду с последующим выкупом строительной техники и производственных баз. Учитывая узкую специфику выполняемых работ и в целях сохранения высококвалифицированных кадров, Альметьевское РСУ предлагается оставить в составе ОАО «Татнефть» как структурное подразделение.

Создание строительных ООО может осуществляться в различных вариантах:

1. Самостоятельные строительные ООО на базе существующих СРЦ и ЦКРЗиС НГДУ и СМУ ОАО «Татнефть». Основными преимуществами этого варианта являются их прозрачность, мобильность для оперативного решения поставленных перед ними задач, возможность перехода на упрощенную систему налогообложения.

2. Региональные (зональные) строительные ООО, укрупненные и находящиеся в одной зоне (Альметьевская, Азнакаевская, Лениногорская) существующих строительных мощностей. При таком варианте достигается более оптимальная численность работников аппарата управления и уменьшаются затраты на оформление и получение лицензий.



**Рис. 5.5** График освоения выделенного лимита и прогноз на 2006-2008 года по объектам

3. Создание одного крупного строительного ООО (треста) на базе существующих мощностей с подчинением их одной управляющей компании (например, СМУ). Основным недостатком такого варианта является плохая управляемость из-за большой территориальной расположенности объектов.

Так же не исключаются и другие варианты реструктуризации собственных строительных сил. К примеру, от НГДУ «Нурлатнефть» и НГДУ «Азнакаевскнефть» поступило предложение, как один из вариантов реструктуризации, о передаче СРЦ внешнему подрядчику с последующим выкупом основных фондов. Возможен индивидуальный подход к каждой организации с учетом особенностей в регионе.

Экономическим управлением компании проведена экономическая оценка организационных преобразований СМУ, ЮКЗ, цеха ЖБИ НГДУ «ЛН» в действующих условиях и в условиях внешнего сервиса. Рассмотрены четыре возможных варианта их деятельности в условиях внешнего сервиса (расчеты прилагаются). По мнению экономической службы и службы капитального строительства, наиболее предпочтительным является четвертый вариант. Необходимо отметить, что по всем четырем вариантам деятельность ЮКЦ является прибыльной, а деятельность СМУ и цеха ЖБИ – убыточной. Основными причинами убыточности цеха по выпуску ЖБИ являются неполная загруженность имеющихся мощностей из-за плохой реализации выпускаемой продукции, то есть цех работает «на склад». Предлагаемая схема создания ООО «Стройсервис» на базе СМУ, ЮКЗ и цеха ЖБИ даст возможность наиболее полно и экономически правильно использовать имеющиеся мощности. На данный момент созданы достаточные условия для рентабельной деятельности строительных организаций, функционирующих в составе промышленной вертикально-интегрированной корпорации.

Создание строительных ООО может осуществляться в различных вариантах:

1. Самостоятельные строительные ООО на базе существующих СРЦ и ЦКРЗиС НГДУ и СМУ ОАО «Татнефть». Основными преимуществами этого варианта являются их прозрачность, мобильность для оперативного решения поставленных перед ними задач, возможность перехода на упрощенную систему налогообложения.

2. Региональные (зональные) строительные ООО, укрупненные и находящиеся в одной зоне (Альметьевская, Азнакаевская, Лениногорская) существующих строительных мощностей. При таком варианте достигается более оптимальная численность работников аппарата управления и уменьшаются затраты на оформление и получение лицензий.

3. Создание одного крупного строительного ООО (треста) на базе существующих мощностей с подчинением их одной управляющей компании (например, СМУ). Основным недостатком такого варианта является плохая управляемость из-за большой территориальной расположенности объектов.

Так же не исключаются и другие варианты реструктуризации собственных строительных сил. К примеру, от НГДУ «Нурлатнефть» и НГДУ «Азнакаевскнефть» поступило предложение, как один из вариантов реструктуризации, передачи СРЦ внешнему подрядчику с последующим выкупом основных фондов. Возможен индивидуальный подход к каждой организации с учетом особенностей в регионе.

Экономическим управлением компании проведена экономическая оценка организационных преобразований СМУ, ЮКЗ, цеха ЖБИ НГДУ «ЛН» в действующих условиях и в условиях внешнего сервиса. Рассмотрены четыре возможных варианта их деятельности в условиях внешнего сервиса (расчеты прилагаются). По мнению экономической службы и службы капитального строительства, наиболее предпочтительным является четвертый вариант.

Таблица 5.14

## Выпуск товарной продукции кирпичным заводом

Наименование	2004 г. прогноз			В условиях внешнего сервиса			По рыночным ценам
	Всего	В том числе		Всего	В той числе		
		ОАО «Татнефть»	Сторонним организациям		ОАО «Татнефть»	Сторонним организациям	
Товарная продукция, тыс. руб.	18494	14595	3899	20783	16500	4283	22705
Кирпич керамический строительный, тыс.	11421	9345	20776	12800	10567	2233	14461
Кирпич керамический лицевой, тыс. руб.	7073	5250	1823	7983	5933	20500	8244
Себестоимость, тыс. руб.	18214	14595	3619	19615	15717	3898	19615
Кирпич керамический строительный, тыс.	11214	9345	1869	12075	10062	2013	
Себестоимость 1 тыс. шт., руб.							
Кирпич керамический строительный, руб.		2670	2670		2875	2875	
Кирпич керамический лицевой, руб.		3500	3500		3770	3700	
Средняя отпускная цена 1 тыс. шт. , руб.	2983	2919	3249	3352	3300	3569	3662
Кирпич керамический строительный, руб.	2719	2670	2966	3048	3019	3190	3443
Кирпич керамический лицевой, руб.	3537	3500	3646	3992	3955	4100	4122
Номенклатура, тыс. шт.	62000	5000	1200	6200	5000	1200	6200
Кирпич керамический строительный, тыс. шт.	4200	3500	700	4200	3500	700	4200
Кирпич керамический лицевой, тыс. шт.	2000	1500	500	2000	1500	500	2000

Необходимо отметить, что по всем четырем вариантам деятельность ЮКЦ является прибыльной, а деятельность СМУ и цеха ЖБИ - убыточной. Основными причинами убыточности цеха по выпуску ЖБИ являются неполная загруженность имеющихся мощностей из-за плохой реализации выпускаемой продукции, т.е. цех работает «на склад». Предлагаемая схема создания ООО «Стройсервис» на базе СМУ, ЮКЗ и цеха ЖБИ даст возможность наиболее полно и экономически правильно использовать имеющиеся мощности. На данный момент созданы достаточные условия для рентабельной деятельности строительных организаций, функционирующих в составе промышленной вертикально-интегрированной корпорации.

Таблица 5.15

Прогноз выделения лимита по объектам капитального ремонта (без НДС)

тыс. руб.

В том числе по годам								
2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
<i>Итого</i>								
3599243	4243910,7	2387345,9	2089223,6	1765894,7	1228257,3	1116597,4	1015088,5	922807,6
<i>В том числе нефтепроводы</i>								
962807,4	1216838,3	665663,9	486766,9	443057,8	259396,6	235815,1	214377,4	194888,5
<i>Водоводы</i>								
516666,2	252862,2	220781,5	187055	150348,1	170906,6	155369,6	141245,1	128404,6
<i>Автомобильные дороги</i>								
948177,5	191289,7	97662,2	112995,1	76380	32994,4	32994,4	27268,1	24789,2
<i>Здания, сооружения</i>								
1012580,5	1380560,5	736461	627744,7	478197	277288,4	252080,36	229163,9	208330,8
<i>ВЛ</i>								
134013,4	307444,1	201822,9	202660,9	149375,6	118178,1	107434,6	97667,8	88788,9
<i>Прочие</i>								
	423422,9	385655,9	377483,1	401036,2	305400,2	2776365	252396,8	229451,6
<i>Социальная сфера</i>								
	292321							

Таблица 5.16

Экономическая оценка от вывода строительных структур ОАО «Татнефть» во внешний сервис

№	Показатель	Значение
1.	Дополнительные капитальные вложения для ОАО «Татнефть», тыс. руб.	
	1 вариант	10892
	2 вариант	28992
	3 вариант	12813
2.	Дополнительная прибыль от оказания услуг структурными подразделениями ОАО «Татнефть» для ООО, тыс. руб.	103731
	Сальдо тыс. руб.	
	1 вариант	-161
	2 вариант	-18261
	3 вариант	-2082
3.	Сокращение численности, чел.	628
4.	Расходы на оплату труда, тыс. руб.	70667

## Финансовые показатели по ЮКЦ на 2004 год

тыс. руб.

Показатель	2004 г. в составе «Татнефть»	2004 г. в условиях внешнего сервиса
1. Выручка – всего	18494	20783
2. Затраты – всего	18214	19615
В т.ч. дополнительные затраты	0	1400
Прибыль/+, убыток/-	280	1168
Налог на прибыль, 24%	0	280
Текущие расходы из прибыли	50	60

Эффект от внедрения предлагаемой стратегии может быть достигнут по следующим основным направлениям:

1) сокращение затрат на зарплату:

при выводе работников из структуры ОАО «Татнефть» не менее, чем на 10 % (так называемая «усушка»);

при сокращении строительных бригад.

2) избавление от непрофильного производства и, как следствие, снижение затрат по нему:

зарплата;

непрофильные основные фонды;

3) повышение управляемости строительно-ремонтным трестом ОАО «Татнефть» за счет смещения центров управления строительством в два подразделения.

4) гибкость создаваемой новой структуры позволит манипулировать количеством и специализацией дочерних строительно-ремонтных обществ в зависимости от сезонности и текущей потребности.

Расчет экономического эффекта произведен нами в виде сравнения стоимости выполнения запланированных для собственных сил объемов работ на 2003 г. в случае выполнения их внешними подрядными организациями с установленным для них рыночным индексом на январь месяц 2003 г. и при выполнении этого объема собственными силами с рыночным индексом для хозспособа (без плановых накоплений) с учетом корпоративных затрат. За основу расчета нами приняты плановые показатели, установленные для строительного управления промышленной корпорации ОАО «Татнефть».

## Заключение

В настоящей работе показаны основные направления менеджмента и развития объектов имущественных комплексов, обеспечивающих транспортировку нефти и газа, с учетом их жизненного цикла; даны рекомендации по реконструкции и техническому перевооружению вспомогательной системы объектов недвижимости, входящих в имущественный комплекс; приведен расчет объемов финансирования под реконструкцию и техническое перевооружение рассмотренных недвижимых объектов, а также разработана концепция реконструкции указанных объектов с учетом их жизненного цикла. Даны рекомендации по повышению эффективности использования имущественных комплексов *за счет совершенствования организационно-технических решений по их реконструкции* с учетом жизненного цикла объектов, составляющих имущественный комплекс

В книге уделено внимание совершенствованию управления строительной деятельностью за счет оптимизации затрат на развитие и реконструкцию объектов имущественного комплекса в краткосрочной перспективе, что позволило сформулировать критерии принятия решений по управлению затратами на строительство и реконструкцию объектов недвижимости с учетом «узких мест» производства и изменения внешней среды строительных организаций.

Предложенная модель управления инвестиционными проектами предусматривает создание инвестиционных фондов для каждого проекта строительства объектов недвижимости корпорации. Такая модель позволит решить проблемы столкновения интересов разных инвесторов по вопросам приоритетности реализации проектов развития имущественных комплексов и смешения финансовых потоков и прибылей от реализации проектов, профинансированных разными инвесторами.

Рассматриваемая в книге реорганизация строительного комплекса промышленной вертикально-интегрированной корпорации предусматривает: вывод из состава корпорации непрофильных производств с целью концентрации усилий на основной деятельности; создание в регионе конкурентоспособных строительных организаций для выполнения строительномонтажных работ и оказания услуг на договорной основе как подразделениям корпорации, так и другими заказчикам; освобождение строительных организаций от излишнего имущества

Представленная в книге стратегия оптимизации затрат на капитальное строительство организаций, функционирующих в составе промышленных вертикально-интегрированных корпораций, позволяет сократить объемы инвестиций на капитальное строительство, уменьшить объемы незавершенного строительства и удешевить стоимость услуг, оказываемых собственными силами.

Авторы выражают благодарность уважаемым рецензентам за высказанные замечания и пожелания по улучшению структуры и текста рукописи, а также будут признательны за отзывы, критические замечания и полезные советы по дальнейшему исследованию вопросов, отраженных в монографии.

## Содержание

<b>Введение</b>	<b>4</b>
<b>РАЗДЕЛ 1. УПРАВЛЕНИЕ ИМУЩЕСТВЕННЫМ КОМПЛЕКСОМ И ЕГО ЭКСПЛУАТАЦИЯ С УЧЕТОМ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА</b>	
<b>Глава 1. Сущность и основные признаки объектов недвижимости</b>	
1.1. Особенности отнесения материальных объектов к недвижимым	6
1.2. Внутреннее содержание объектов недвижимости	11
1.3. Жизненный цикл объектов недвижимости	15
1.4. Проблемы определения оптимального срока эксплуатации объектов имущественного комплекса с учетом жизненного цикла	25
<b>Глава 2. Управление и эксплуатация объектов недвижимости</b>	
2.1. Суть процесса управления и эксплуатации объектов недвижимости	31
2.2. Доверительное управление	39
2.3. Аренда объектов недвижимости	45
2.4. Аренда как метод эффективного управления объектом недвижимости	50
<b>РАЗДЕЛ 2. РАЗВИТИЕ ИМУЩЕСТВЕННЫХ КОМПЛЕКСОВ</b>	
<b>Глава 3. Организационно-экономические решения по реконструкции объектов имущественного комплекса</b>	
3.1. Анализ текущего состояния имущественного комплекса	57
3.2. Выявление необходимости развития объектов имущественного комплекса	69
3.3. Основные направления развития объектов имущественного комплекса с учетом их жизненного цикла	77
3.4. Определение оптимального срока и объемов проведения реконструкции объектов, обеспечивающих транспортировку газа	87
<b>Глава 4. Развитие объектов имущественного комплекса</b>	
4.1. Стратегические направления развития имущественного комплекса	111
4.2. Необходимость развития имущественного комплекса, обеспечивающего транспортировку нефти	125
4.3. Прогнозирование финансово-хозяйственной деятельности организаций, эксплуатирующих имущественный комплекс	132
4.4. Управление развитием объектов имущественного комплекса	141
<b>Глава 5. Оптимизация затрат организаций, осуществляющих развитие имущественного комплекса</b>	
5.1. Затраты как объект управленческого контроля и проблемы повышения конкурентоспособности организаций, эксплуатирующих имущественный комплекс	155
5.2. Методы оперативной диагностики управления затратами на развитие объектов недвижимости	162
5.3. Критерии принятия решений по управлению затратами и модель финансирования инвестиционных проектов по развитию имущественного комплекса	176
5.4. Стратегия оптимизации затрат организаций, осуществляющих развитие имущественного комплекса	185
<b>Заключение</b>	<b>199</b>