

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 Месджед-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).

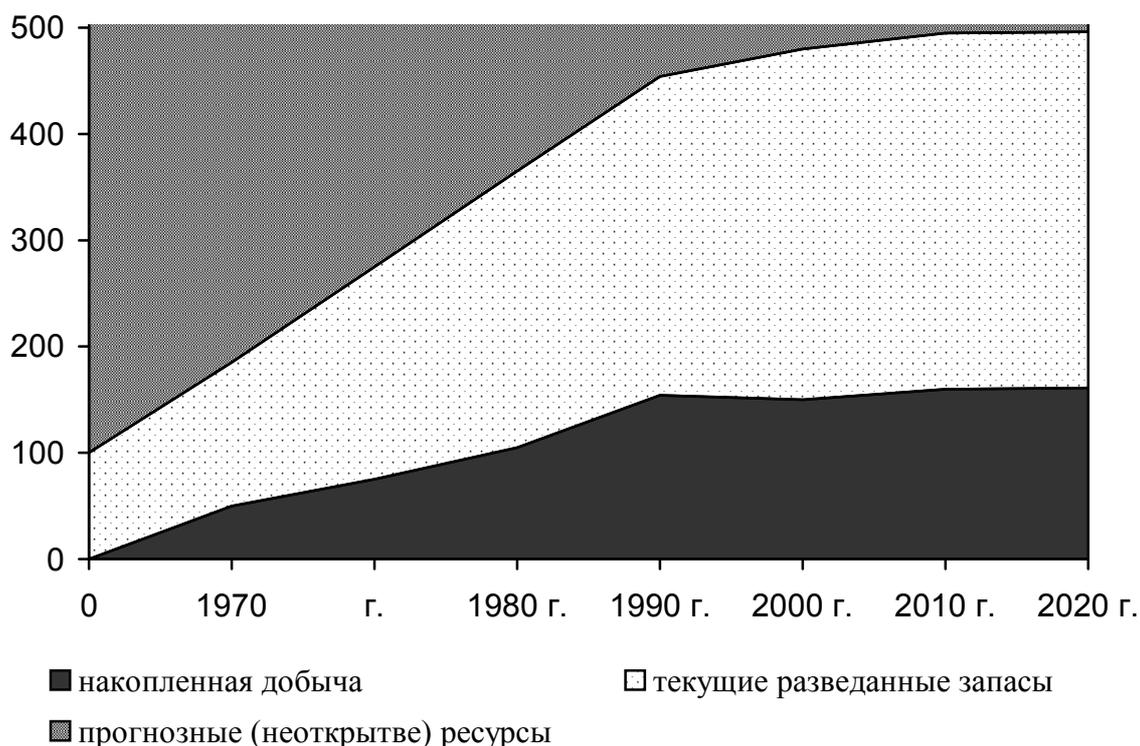


Рис. 4.1 Динамика мировых ресурсов нефти

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.



Рис. 4.2 Распределение текущих запасов и прогнозных ресурсов по регионам (по состоянию на 2002 г.)

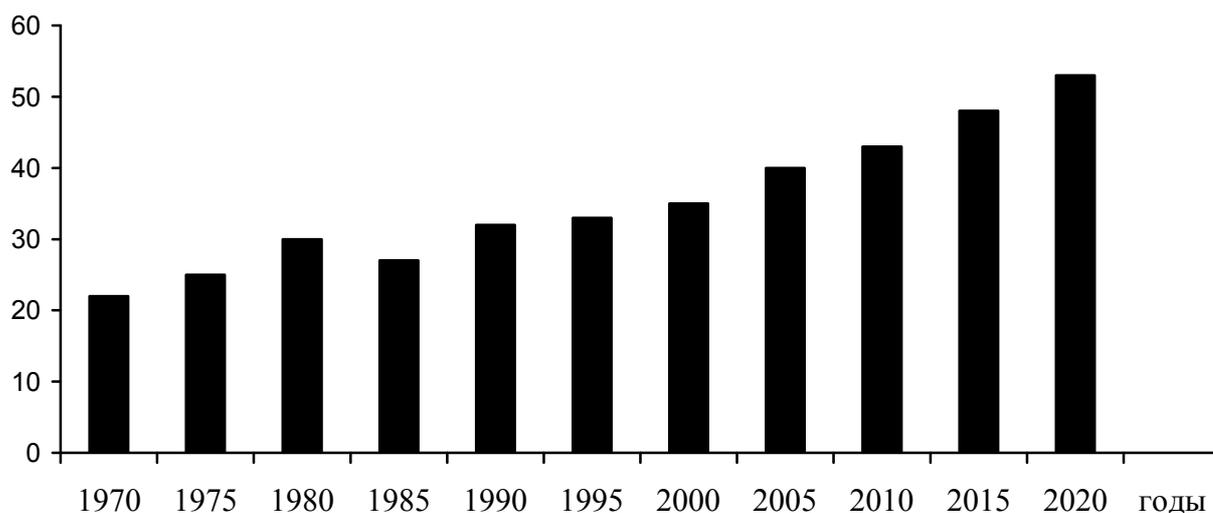


Рис. 4.3 Прогноз динамики мировой добычи нефти

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. – увеличатся 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 вариан-

ту 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.

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 критическом – 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).

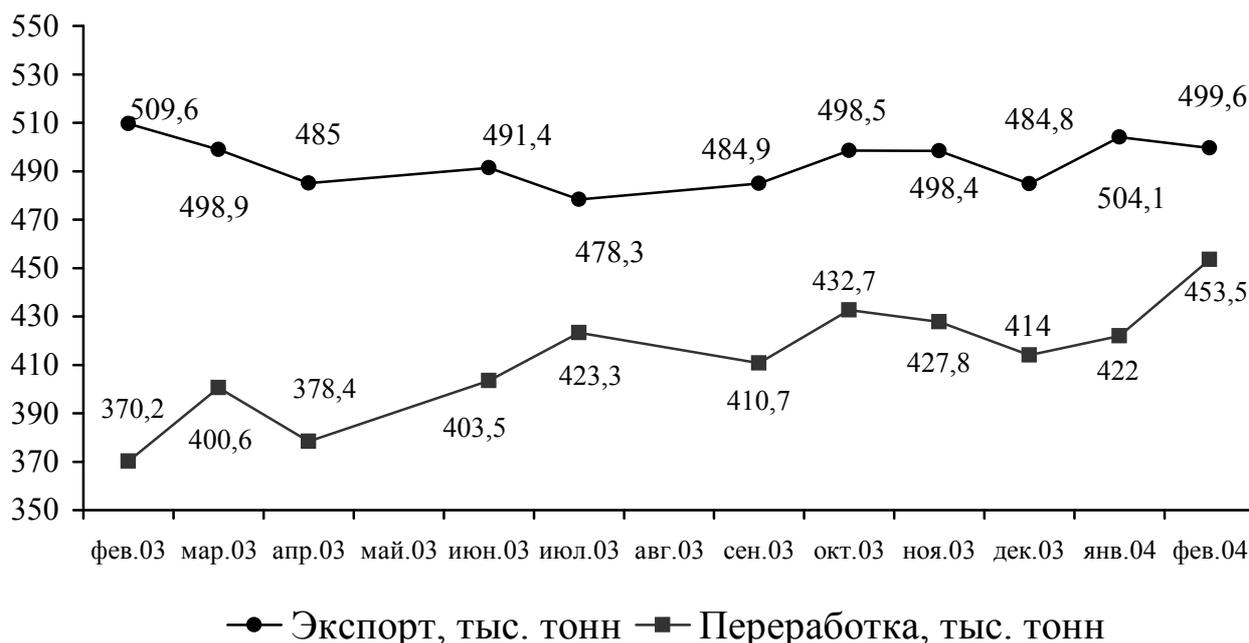


Рис. 4.4 Среднесуточная первичная переработка нефти на нефтеперерабатывающих заводах РФ и среднесуточный экспорт нефти из РФ 2003-2004 гг., тыс. тонн

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.

Добычу нефти в стране осуществляют более 240 нефтегазодобывающих организаций, причем 11 нефтедобывающих холдингов, включая ОАО «Газпром», обеспечивают более 90 % всего объема добычи.

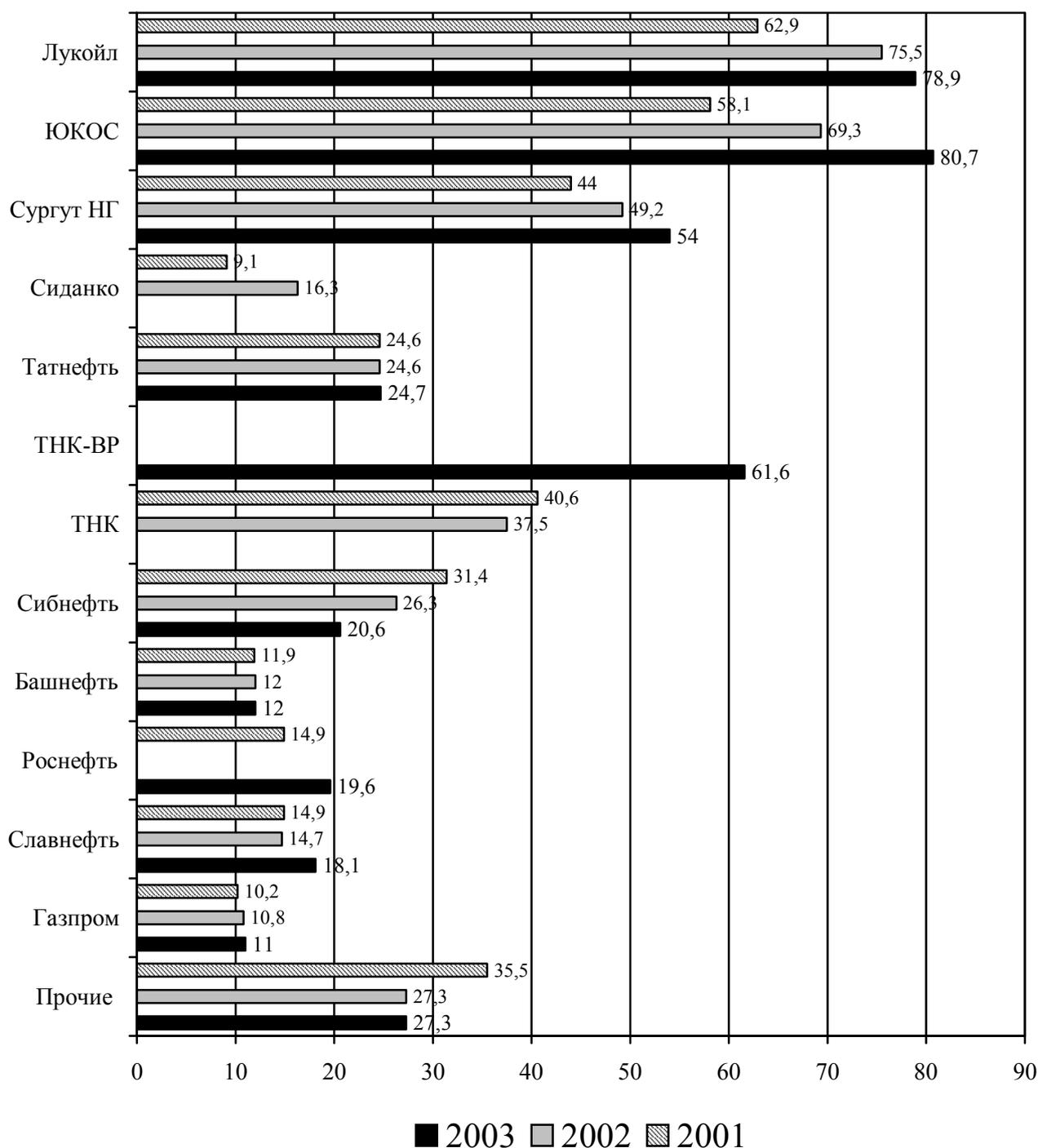


Рис. 4.5 Добыча нефти российскими компаниями
в 2001-2003 гг., млн. т.

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 соста-

вить 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 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.

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 энергоснабжение, 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 ожидается 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.



Рис. 4.6 Прогноз экспорта российской нефти и нефтепродуктов

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 %.

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

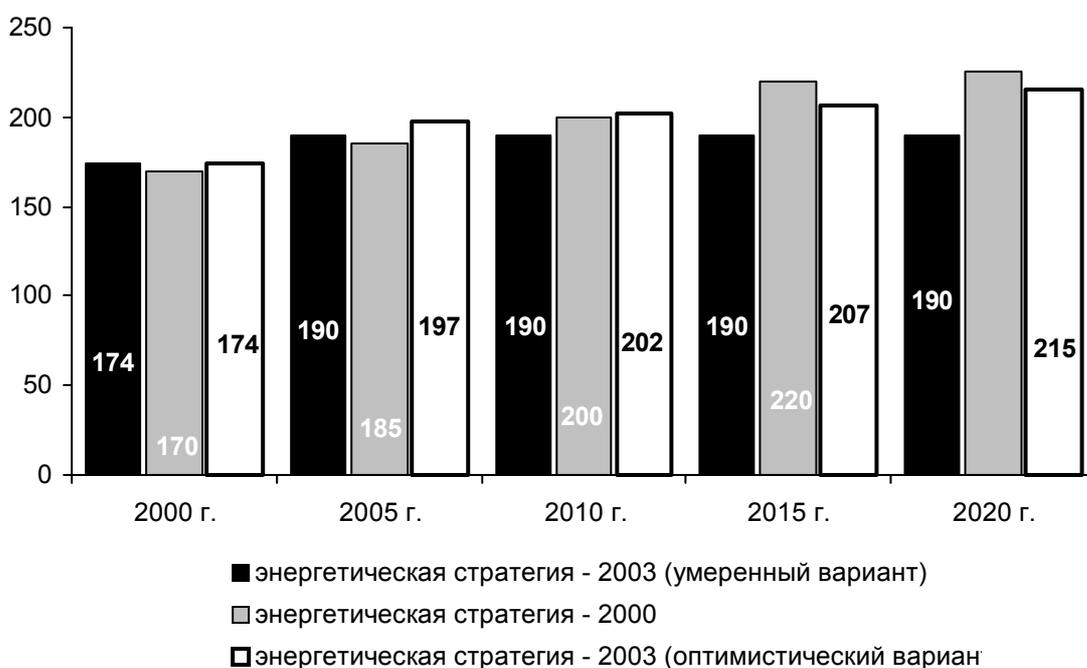


Рис. 4.9 Прогноз объемов нефтепереработки в России

В отношении перспектив добычи газа новая энергетическая стратегия менее оптимистична, чем предыдущая. На ближайшие три года ставится задача увеличить добычу на 11-14 млрд. м³ (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).

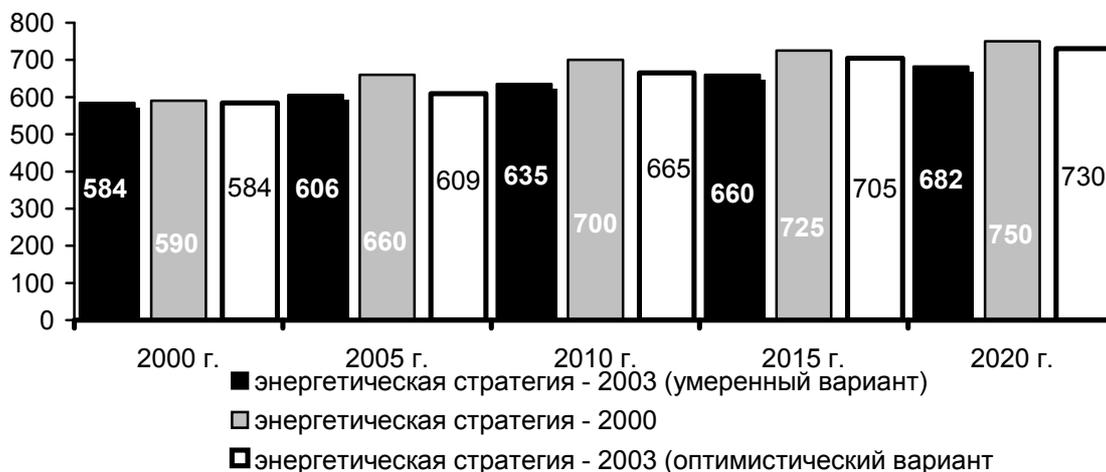


Рис. 4.10 Прогноз добычи природного и попутного газа в стране

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 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 высокочрезвычайно северных месторождений, а также несколько ослабит конкурентную борьбу на рынках, которые представляют стратегический интерес.¹

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 опти-

¹ Каменецкий, М. И. Управление развитием нефтегазового строительства / М. И. Каменецкий. – М. : Недра, 1980. – 160 с.

мистическом 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 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. м³, по нефтепродуктам со-

ставляет – 4,63 млн. м³. 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 направлении¹.

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 развития экономики он достигнет к 2010 г. – 247 млн.

¹ *Стратегия развития отраслей промышленности до 2010 года с учетом ее инновационной направленности (проект), 2003 г.*

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 региона ограничится 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 Талаканское, 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 повышения 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 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.

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 депо-

зитарные 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. м³ 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.

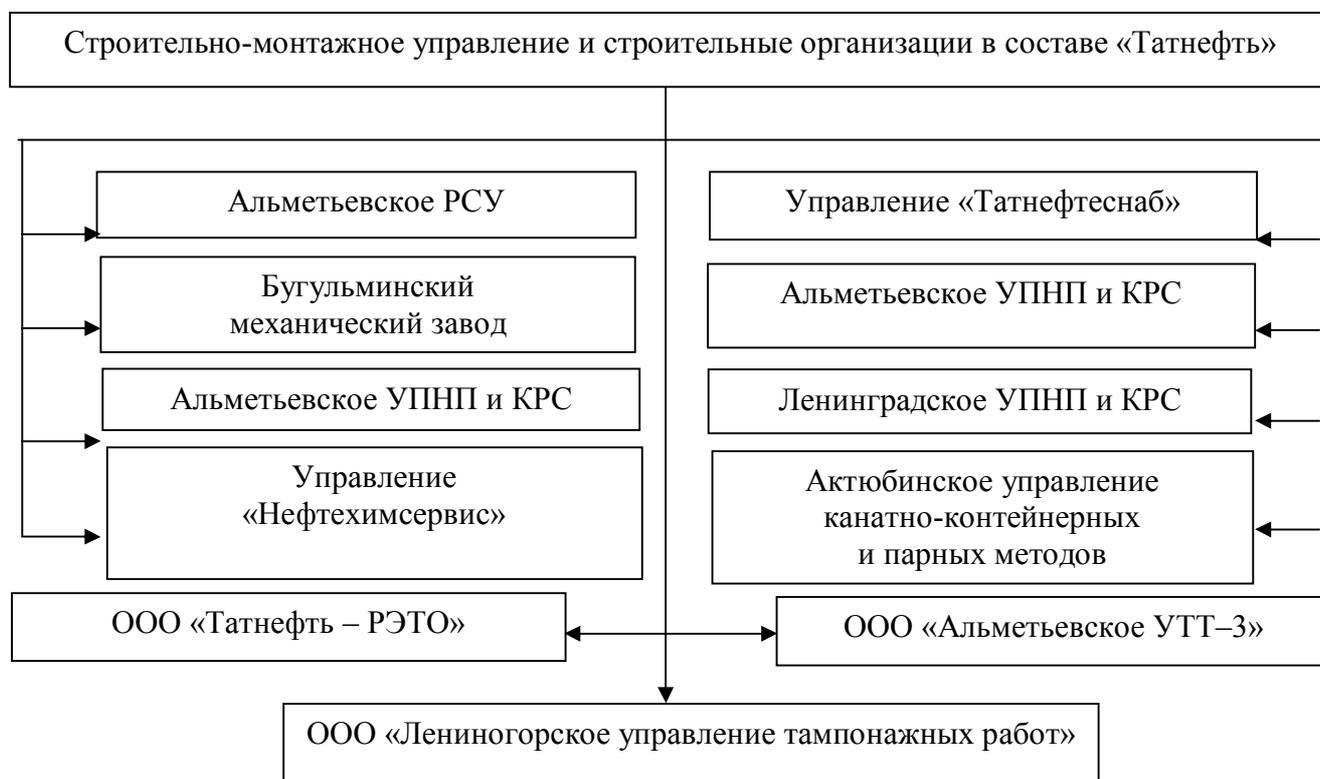


Рис. 4.11 Организационная структура строительно-монтажного управления в составе промышленной холдинговой компании

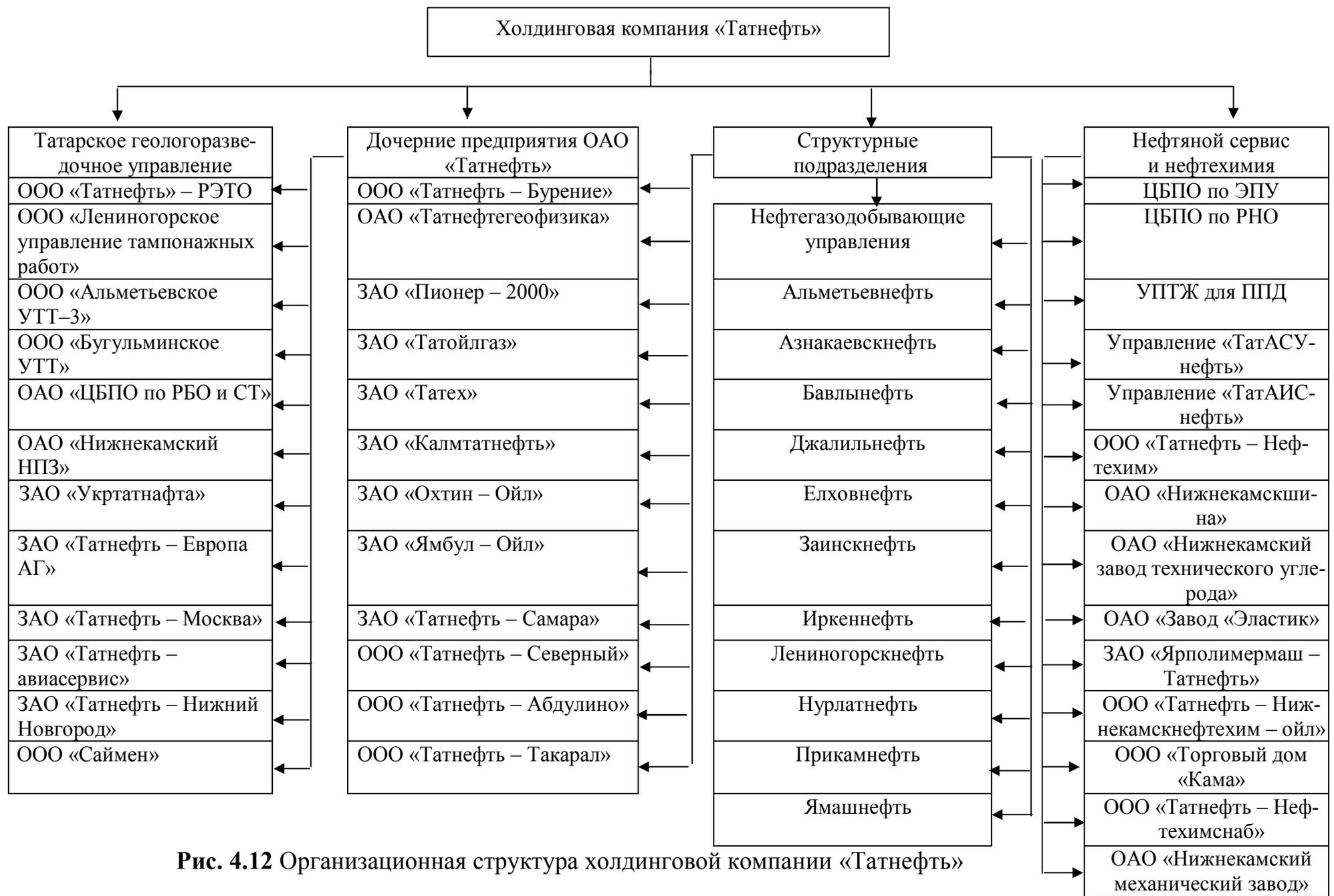


Рис. 4.12 Организационная структура холдинговой компании «Татнефть»

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. м³ добыто 728 млн. м³ попутного нефтяного газа, на Миннибаевский газоперерабатывающий завод поставлено 599,71 млн. м³, на Канадскую установку сероочистки подано 53,5 млн. м³ 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 распорядка¹.

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	28672,5	х	29135,1	х	х	101,6
в том числе:						
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 ³	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 информа-

¹ Справочник технико-экономических показателей работы ОАО «Татнефть» за 2000-2004 гг. – Альметьевск. – 2005. – 68 с.

ционной системы «АРМИТС», 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 пред-

ставить, 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;

$1, 2, \dots, k-1$ – 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 ре-

сурсов 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 инвестиций 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).

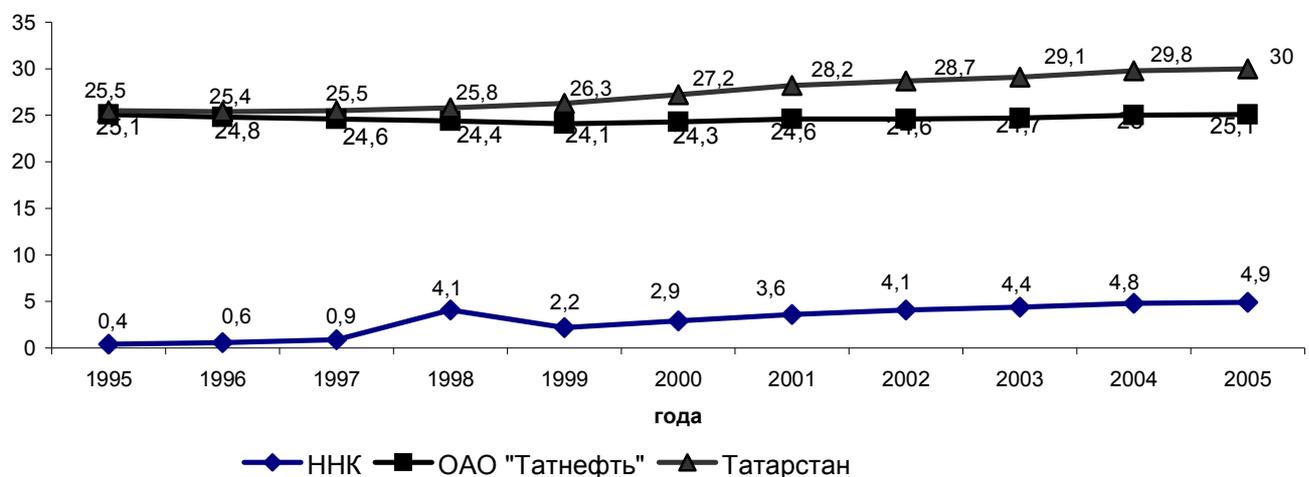


Рис. 4.13 Динамика добычи нефти ОАО «Татнефть» за 1995-2004 г. и прогноз на 2005 г.

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.

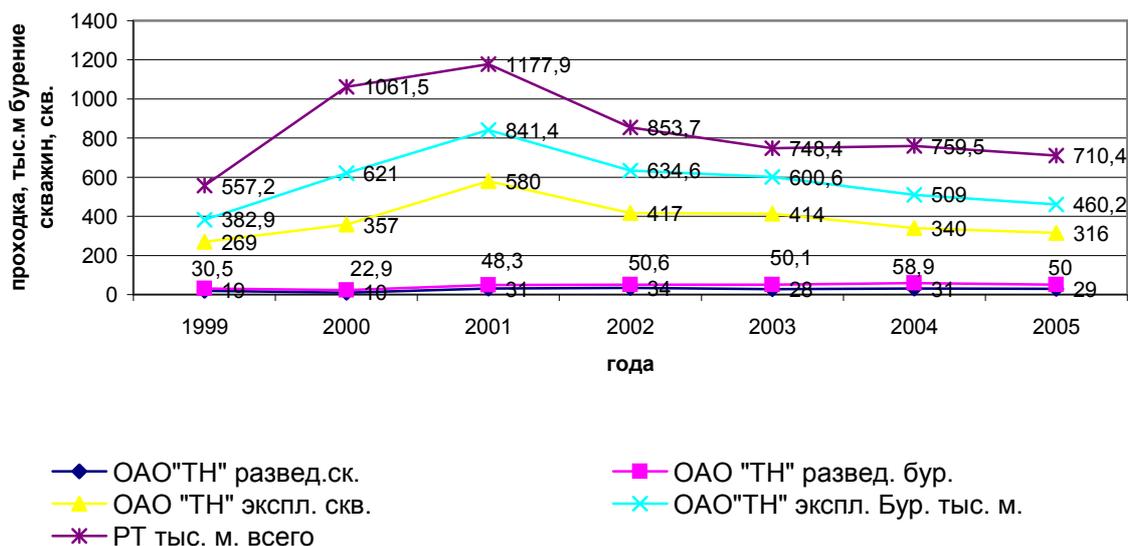


Рис. 4.14 Динамика бурения на месторождениях республики Татарстан

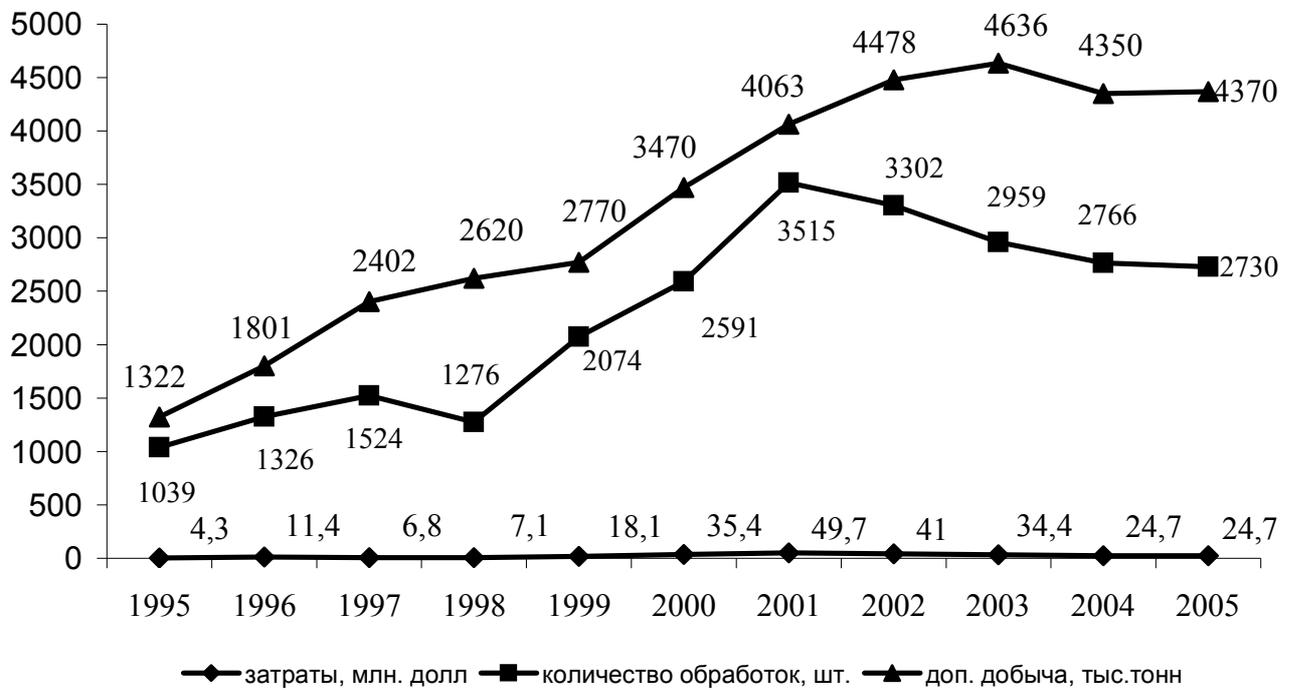


Рис. 4.15 Эффективность применения третичных методов

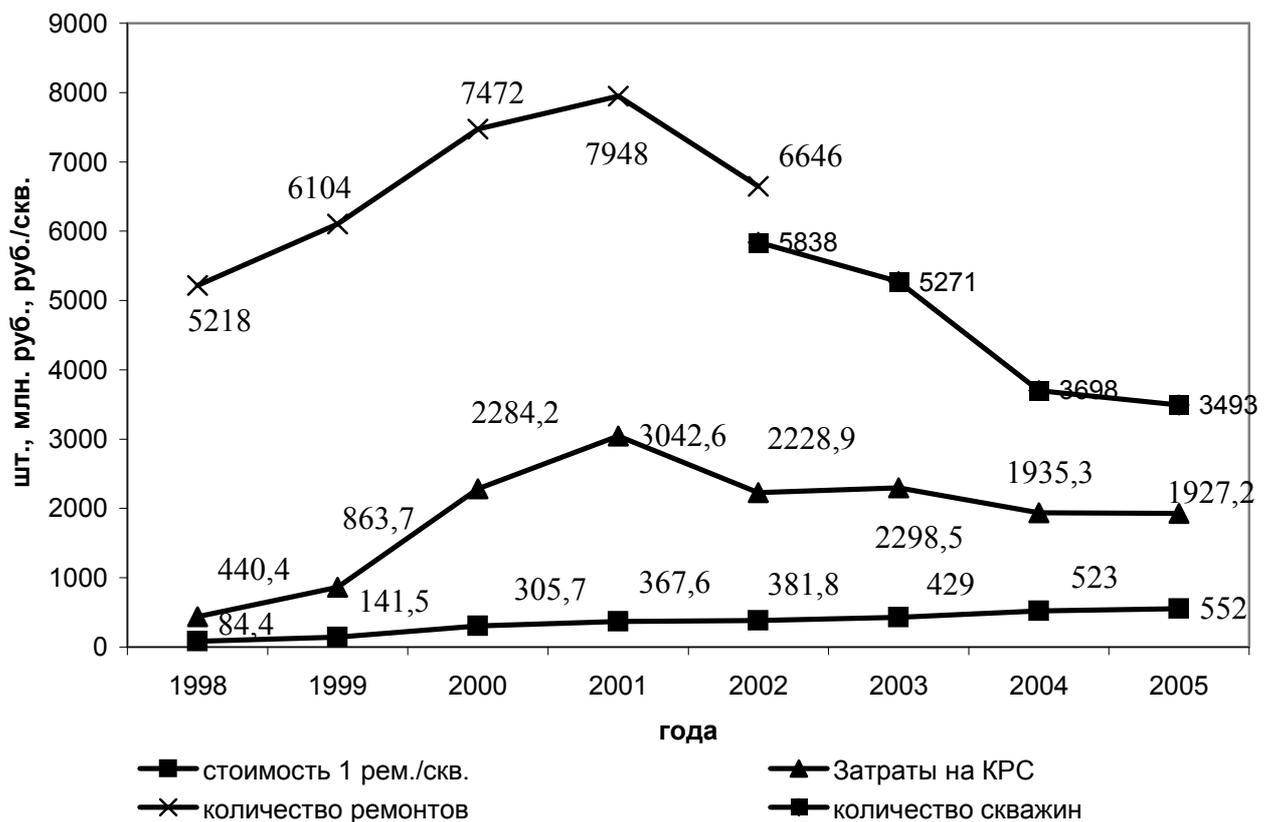


Рис. 4.16 Общий объем КРС по ОАО «Татнефть»

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 ремонт.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 зарезки 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. м³, 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 дальнейшее 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 промышлен-

ными 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 завершенным 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.

Таблица 4.8

Численность СМЦ (СРЦ) и ЦКРЗиС НГДУ в 2004 году

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 «Нефтестройсервис».

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 (РСЦ), ЦКРЗиС.

Мы предлагаем три варианта данной реструктуризации:

1. Без создания управляющей компании (Рис. 4.17).

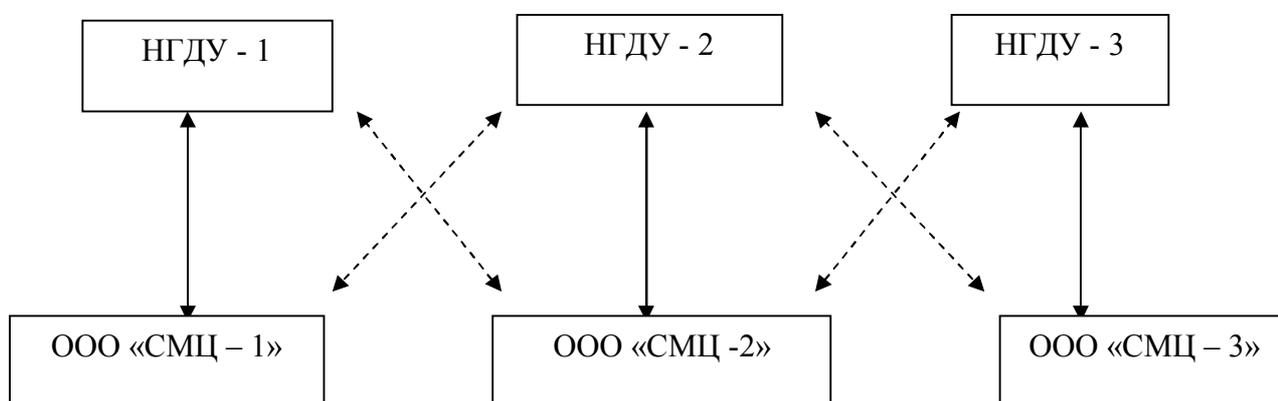


Рис. 4.17 - Реконструкция строительного комплекса ОАО «Татнефть» без создания управляющей компании

2. С созданием управляющей компании (Рис. 4.18).

3. С организацией управляющей компании на базе ООО «Нефтьстройсервис».

1. Вывода в ООО – 43 единицы, из них за счет создания ООО «СК Континент» (НГДУ «Нурлатнефть») – 23 единицы, за счет перевода в существующее ООО «Татнефтьстрой» (НГДУ «Азнакаевскнефть») – 20 единиц.



Рис. 4.18 Реконструкция строительного комплекса ОАО «Татнефть» с созданием управляющей компании

2. Переобучения на другие специальности – 20 единиц (НГДУ «Альтеметьевнефть»).

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: строительномонтажное управление; ремонтно-строительное управление; ремонтно-строительные цеха при НГДУ и УТНПП; цех по выпуску железобетонных изделий при НГДУ «Лениногорскнефть»; Юлтировский 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 ²)
	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
ИТОГО	1558	924	579	47	8	381	88	293	16007
«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
ИТОГО по сервисным	182	108	32	9	33	58	52	6	0
Итого по стр. подразделению	1740	1032	611	56	41	439	140	299	1624

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
Итого по УПНП и КРС	24	0	0	9	15	24	23	1	512
Актюб. УКК иПМ	0	0	0	0	0	0	0	0	1206
Управление «Нефтехимсервис»	11	0	10	1	0	9	6	3	0
ИТОГО	11	0	10	1	0	9	6	3	72
Итого по ОАО без ООО	1775	1032	621	66	56	472	169	303	72
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
Итого по УБР	77	0	0	29	48	70	50	20	124222
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 – «Татнефтедор»	21	0	0	5	16	17	8	9	212
ИТОГО	81	0	35	5	41	59	27	32	598
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
ИТОГО	19	0	0	0	19	19	13	6	0
Итого по ООО	177	0	35	34	108	148	90	58	127469
Всего по ОАО с ООО	1952	1032	656	100	164	620	259	361	383340

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 %;

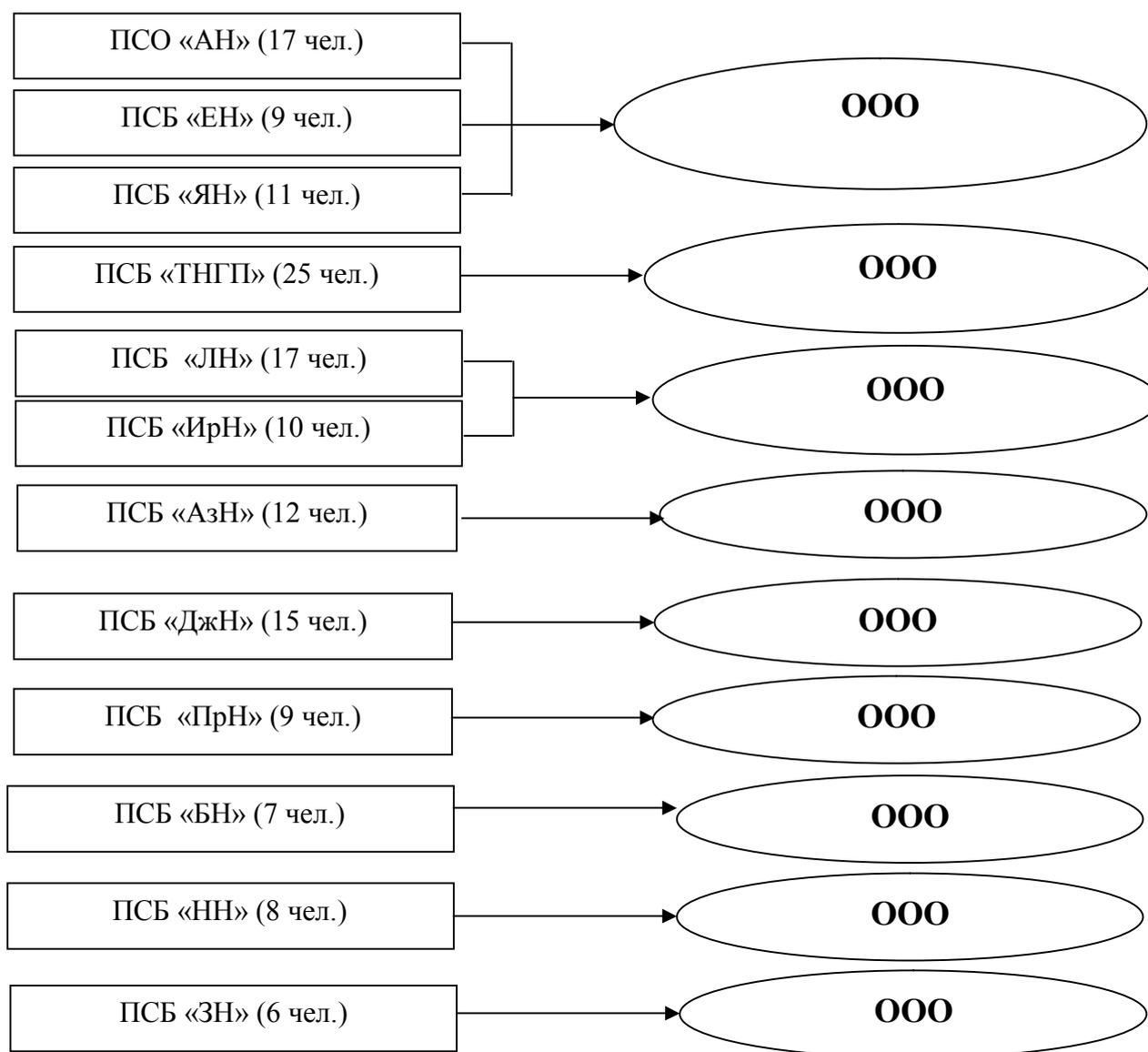


Рис. 4.19. Предлагаемый вариант реструктуризации РСЦ НГДУ

растворобетонных узлов (7 шт.), деревообрабатывающих участков (6 шт.), столлярных 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
ИТОГО	141	4	65	19	34	263
«Татнефтегазпереработка»	4	0	5	0	2	11
«АЦБПО по ЭПУ»	3	0	2	0	3	8
ИТОГО по сервисным	7	0	7	0	5	19
Итого по структ. подразд.	148	4	72	19	39	282
Управ-е «Нефтехимсервис»	2	4	2	0	1	9
ИТОГО	2	4	2	0	1	9
Итого по ОАО без ООО	150	8	74	19	40	291
ОАО «ТН – РБО и СТ»	3	0	1	0	1	5
ООО «ТН – РЭТО»	7	0	2	0	6	15
ИТОГО	10	0	3	0	7	20
Итого по ООО	10	0	3	0	7	20
Всего по ОАО с ООО	160	8	77	19	47	311

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.
Итого	47 чел.

Количество работников в сварочных звеньях составляет 528 чел. (23 %), в электромонтажных звеньях – 134 человека (5,9 %).

Производственные площади, занимаемые строительным комплексом, составляют 383 тыс. м², в том числе:

- СМЦ (РСЦ) – 196 тыс. м²;
- ЦКРЗиС (УКРЗиС) – 89 тыс. м²;
- РБУ, ДОУ, столярные мастерские – 16 тыс. м²;
- прочие структуры – 82 тыс. м².

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. м².

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	камен- щик	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
ИТОГО	187	10	76	41	67	381
«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

Окончание таблицы 4.11

1	2	3	4	5	6	7
«БМЗ»	4	0	1	4	1	10
«ТГРУ»	1	0	2	0	0	3
ИТОГО по сервисным	24	4	15	5	10	58
Итого по структ. подразд.	211	14	91	46	77	439
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
Итого по УПНП и КРС	13	0	8	0	3	24
Управ-е «Нефтехимсервис»	2	4	2	0	1	9
ИТОГО	2	4	2	0	1	9
Итого по ОАО без ООО	226	18	101	46	81	472
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
Итого по УБР	23	0	29	8	10	70
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
ИТОГО	33	4	9	6	7	59
ООО «ТН – УРС»	7	0	6	0	0	13
ООО «ТН «Алаб. кир. завод»	0	2	2	0	2	6
ИТОГО	7	2	8	0	2	19
Итого по ООО	7	2	8	0	2	19
Всего по ОАО с ООО	40	6	17	6	2	87

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 УТНГП 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).

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.

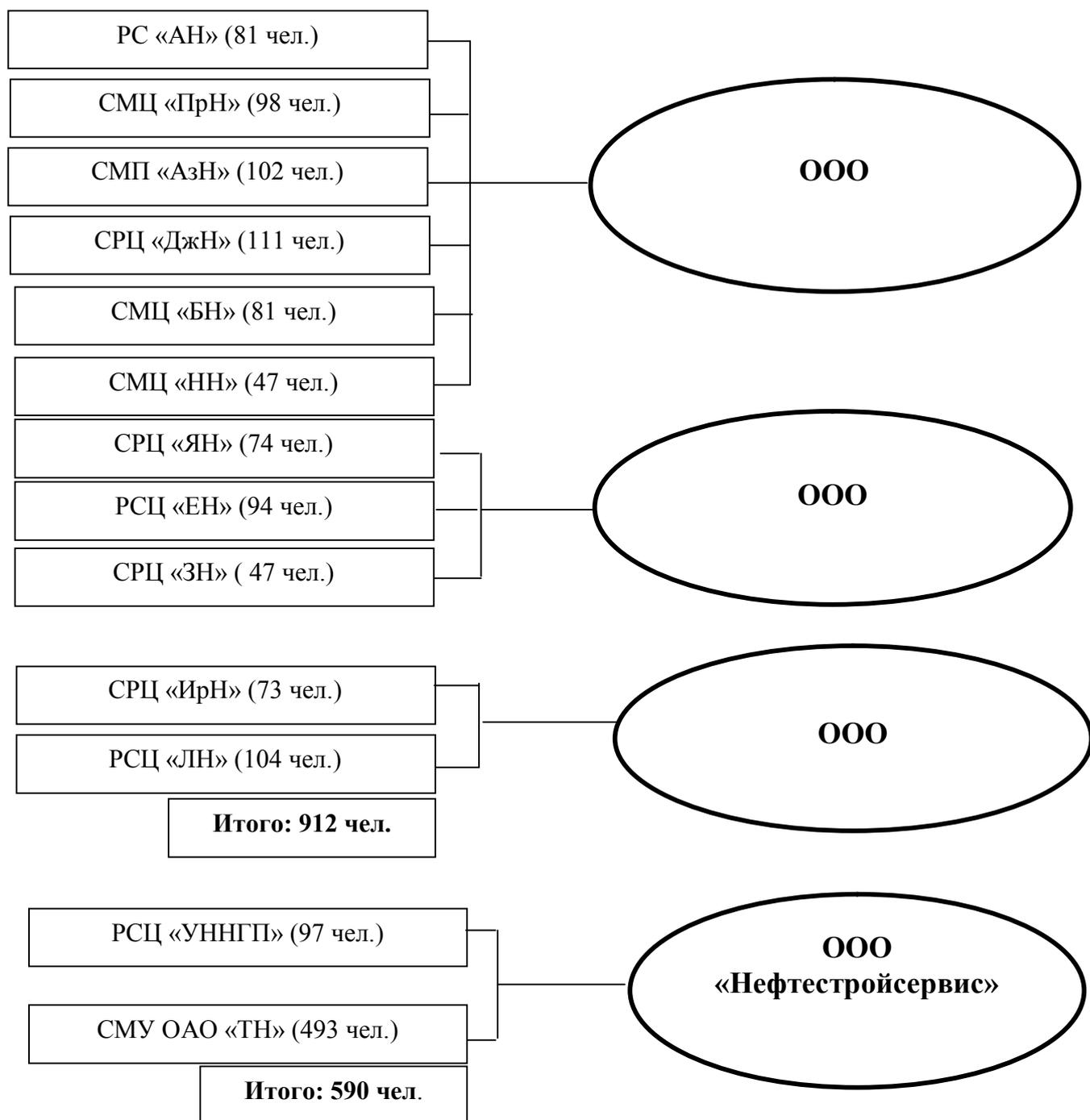


Рис. 4.20 Предлагаемый вариант реструктуризации строительного комплекса промышленной вертикально-интегрированной корпорации

Корпоративные затраты, доведенные до строительного-монтажного управления «Татнефть» и приходящиеся на работников, занятых на производстве строительного-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 строительного-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
НПФ	523
Вознаграждение по результатам работы за год	6044
Долгосрочное страхование	4138
Капитальные 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
Итого:	31826

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 строительно-монтажное управление ОАО «Татнефть» должно компенсировать за счет внутренних резервов, сокращения «невыгодных» видов работ, начисления реальной зарплаты и т.д.

На 2003 год собственным строительным подразделениям запланирован объем строительно-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.