

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт управления бизнес–процессами и экономики

Экономика и организация предприятий энергетического
и транспортного комплексов

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Е. В. Кашина
подпись

« _____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

38.03.01.03.09 «Экономика предприятий и организаций (нефтяная и газовая промышленность)»

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПОЛИТИКИ
ПРЕДПРИЯТИЯ (НА ПРИМЕРЕ ПАО «ТАТНЕФТЬ»)**

Пояснительная записка

Руководитель	_____	<u>канд.экон.наук, доцент</u>	<u>Ю.Ф. Зубов</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>Д.А. Уколов</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____		<u>Е. В. Бочарова</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Красноярск 2016

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Повышение эффективности инвестиционной политики предприятия (на примере ПАО «Татнефть»)» содержит 89 страницы текстового документа, 2 приложения, 52 использованных источника.

ИНВЕСТИЦИИ, ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПОЛИТИКА, ФИНАНСОВАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ, ФИНАНСОВЫЙ АНАЛИЗ, РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ, ИНВЕСТИЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ПРЕДПРИЯТИЯ.

Объект исследования – публичное акционерное общество «Татнефть».

Цель работы – разработка мероприятий направленные на повышение эффективности инвестиционной политики предприятия ПАО «Татнефть».

В соответствии с поставленной целью в дипломном проекте были раскрыты теоретические основы исследования инвестиционной деятельности предприятия, проведена оценка финансового состояния предприятия, выполнен анализ ликвидности и финансовой устойчивости на объекте исследования, определены пути повышения эффективности инвестиционной политики.

В итоге был разработан ряд рекомендаций и предложений по повышению эффективности инвестиционной деятельности предприятия ПАО «Татнефть».

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
1 Анализ факторов влияния на развитие нефтедобывающей отрасли в рыночных условиях.....	7
1.1 Тенденции развития российской нефтяной отрасли	7
1.2 Перспективы развития крупнейших нефтяных компаний России	21
2 Анализ финансового состояния предприятия ПАО «Татнефть»	26
2.1 Общая характеристика ПАО «Татнефть».....	26
2.2 Анализ ликвидности баланса и платежеспособности ПАО «Татнефть» ...	30
2.3 Оценка уровня финансовой устойчивости и рентабельности ПАО «Татнефть».....	42
3 Совершенствование политики управления инвестиционной деятельностью ПАО «Татнефть»	50
3.1 Формирование политики управления инвестиционной деятельностью ПАО «Татнефть»	50
3.2 Обоснование экономической эффективности инвестиционного проекта по техническому перевооружению нефтеперерабатывающего завода	64
Заключение	81
Список использованных источников	83
Приложение А (обязательное) Бухгалтерский баланс на 31 декабря 2014 года	87
Приложение Б (обязательное) Отчет о финансовых результатах на 31 декабря 2014 года.....	89

ВВЕДЕНИЕ

Совокупность долговременных затрат финансовых, трудовых и материальных ресурсов с целью увеличения накоплений и получения прибыли называется инвестициями.

Инвестиционная деятельность в той или иной степени присуща любому предприятию. Она представляет собой один из наиболее важных аспектов функционирования любой коммерческой организации. Причинами, обуславливающими необходимость инвестиций, являются обновление имеющейся материально-технической базы, наращивание объемов производства, освоение новых видов деятельности.

Управление инвестиционными процессами, связанными с вложениями денежных средств в долгосрочные материальные и финансовые активы, представляет собой наиболее важный и сложный раздел финансового менеджмента. Принимаемые в этой области решения рассчитаны на длительные периоды времени и, как правило:

- являются частью стратегии развития фирмы в перспективе;
- влекут за собой значительные оттоки средств;
- с определенного момента времени могут стать необратимыми;
- опираются на прогнозные оценки будущих затрат и доходов.

Поэтому, значение экономического анализа для планирования и осуществления инвестиционной деятельности трудно переоценить. При этом особую важность имеет предварительный анализ, который проводится на стадии разработки инвестиционных проектов и способствует принятию разумных и обоснованных управленческих решений.

Для того чтобы сделать правильный анализ эффективности намечаемых капиталовложений, необходимо учесть множество факторов, и это наиболее важная вещь, которую должен делать финансовый менеджер. Степень ответственности за принятие инвестиционного проекта в рамках того или иного направления различна. Нередко решения должны приниматься в условиях,

когда имеется ряд альтернативных или взаимно независимых проектов. В этом случае необходимо сделать выбор одного или нескольких проектов, основываясь на каких-то критериях. Очевидно, что таких критериев может быть несколько, а вероятность того, что какой-то один проект будет предпочтительнее других по всем критериям, как правило, значительно меньше единицы.

Принятие решений инвестиционного характера, как и любой другой вид управленческой деятельности, основывается на использовании различных формализованных и неформализованных методов. Степень их сочетания определяется разными обстоятельствами, в том числе и тем из них, насколько менеджер знаком с имеющимся аппаратом, применимым в том или ином конкретном случае. В отечественной и зарубежной практике известен целый ряд формализованных методов, расчеты, с помощью которых могут служить основой для принятия решений в области инвестиционной политики. Какого-то универсального метода, пригодного для всех случаев жизни, не существует. Вероятно, управление все же в большей степени является искусством, чем наукой. Тем не менее, имея некоторые оценки, полученные формализованными методами, пусть даже в известной степени условные, легче принимать окончательные решения.

Главным направлением предварительного анализа является определение показателей возможной экономической эффективности инвестиций, т.е. отдачи от капитальных вложений, которые предусмотрены по проекту. Как правило, в расчетах принимается во внимание временной аспект стоимости денег.

Весьма часто предприятие сталкивается с ситуацией, когда имеется ряд альтернативных (взаимоисключающих) инвестиционных проектов. Естественно, возникает необходимость в сравнении этих проектов и выборе наиболее привлекательных из них по каким-либо критериям.

В нефтегазодобывающем предприятии, таком как ПАО «Татнефть» инвестиционная программа очень обширна, поэтому именно на таких предприятиях особенно актуальна проблема анализа экономической

эффективности инвестиционных проектов, так как именно такой анализ позволит исключить неэффективные и направить силы на наиболее эффективные во всех отношениях проекты.

Цель исследования - формирование основных направлений инвестиционной политики ПАО «Татнефть» и обоснование её эффективности.

Объектом исследования выступает нефтедобывающая компания - публичное акционерное общество «Татнефть».

Предметом дипломного проекта является инвестиционная деятельность ПАО «Татнефть» как элемент формирования успешной деятельности компании.

Для достижения вышеуказанной цели были поставлены и решены следующие задачи:

- исследованы факторы влияния на развитие нефтедобывающей отрасли в рыночных условиях;
- дана характеристика объекта исследования ПАО «Татнефть»;
- проведены оценка и анализ уровня финансового состояния ПАО «Татнефть»;
- на основании проведенного в дипломном проекте анализа разработаны основные направления формирования инвестиционной политики ПАО «Татнефть»;
- обоснована экономическая эффективность инвестиционного проекта - мероприятия, являющегося составной частью формирования оптимальной инвестиционной политики компании.

Для формирования инвестиционной политики ПАО «Татнефть», оценки и анализа финансового состояния предприятия в целом были использованы следующие методы исследования: метод математической статистики, метод финансового анализа, метод сравнения, метод группировки и другие.

Методической и информационной основой написания дипломного проекта явились положения и регламенты предприятия, данные финансовой отчетности ПАО «Татнефть» за 2012-2014 годы, действующее

законодательство, монографическая и учебная литература, представленные в списке источников.

Практическая значимость. Выполненное исследование позволяет выявить положительные и отрицательные стороны инвестиционной программы ПАО «Татнефть», оценить экономическую эффективность одного из инвестиционных проектов и показать степень его влияния на технико-экономические показатели. А для этого нужно провести анализ факторов влияния на развитие нефтедобывающей отрасли в рыночных условиях.

1 Анализ факторов влияния на развитие нефтедобывающей отрасли в рыночных условиях

1.1 Тенденции развития российской нефтяной отрасли

Нефтегазовая отрасль экономики Российской Федерации является основой для формирования бюджета страны. По итогам 2014 года, поступления от нефтегазовой промышленности составили 6 813 млрд. руб. Это 48 % всех доходов Федерального бюджета. От мировых цен на нефть во многом зависит стоимость российской валюты. Нефтегазовая промышленность России состоит из трех основных отраслей: добыча, транспортировка и переработка нефти и газа[51].

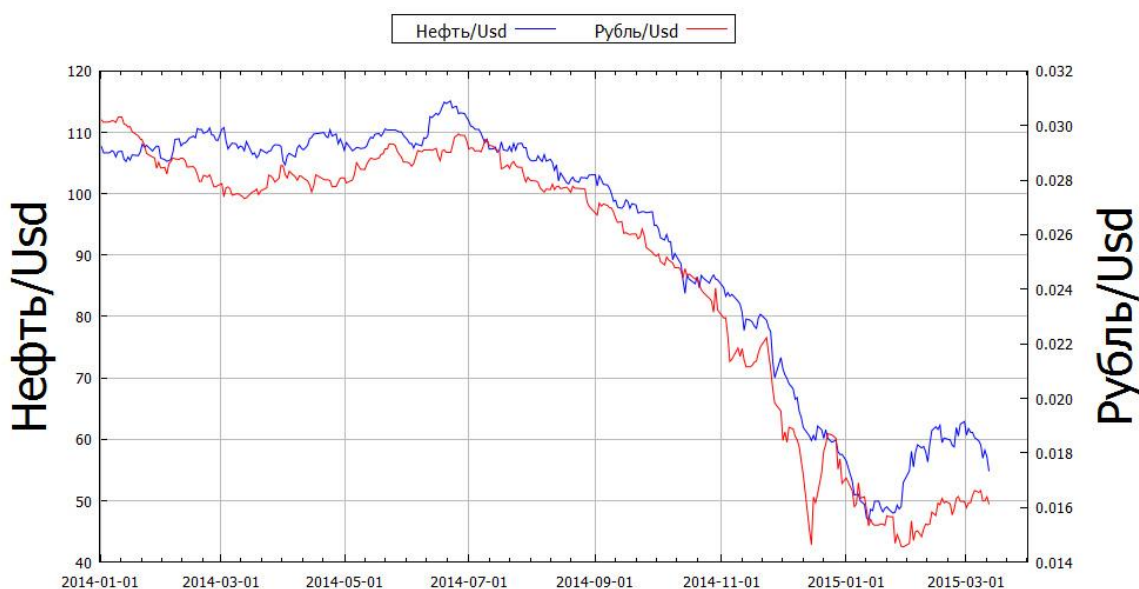


Рисунок 1.1 - Данные запасов нефти в России

Доказанные запасы нефти в России по данным за 2014 год составляют около 103.2 млрд. баррелей. Это шестой показатель в мире. Под понятием «доказанные запасы» понимают количество полезных ископаемых, которые можно добыть используя современные технологии. Лидирует по количеству запасов нефти Венесуэла - 298.35 млрд. баррелей. Но многие специалисты

склоняются к мысли, что поскольку нефть является стратегическим сырьем, некоторые страны могут сознательно занижать или завышать собственные запасы.

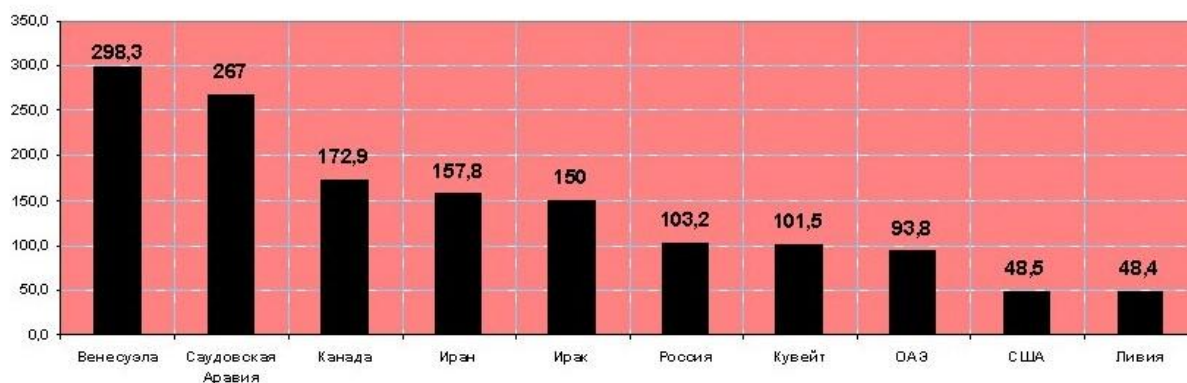


Рисунок 1.2 - Данные запасов нефти других стран, млрд. баррелей

Что касается добычи нефти в РФ, то по итогам 2014 года, было извлечено 526 млн. тонн. Из них на экспорт было отправлено 221 млн. тонн, что составляет 42% от всей нефтедобычи. По сравнению с 2013 годом добыча нефти увеличилась на 0.5%, а экспорт уменьшился на 6%[51].

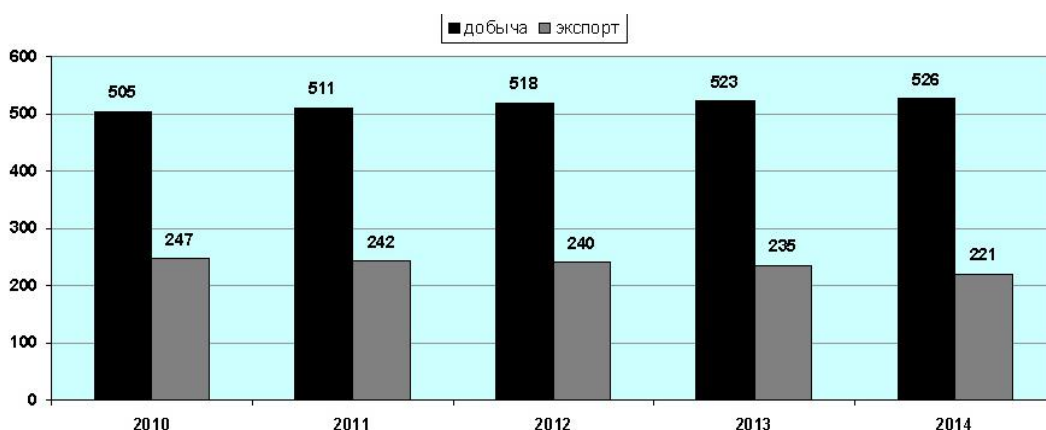


Рисунок 1.3 - Данные по добыче и экспорту нефти в России, млн. тонн

По доказанным запасам природного газа Российская Федерация занимает первое место в мире. Россия располагает 47.6 трлн. кубических метров газа. Это

составляет 32% от всех мировых запасов. После РФ, важнейшими поставщиками «голубого топлива» являются страны Ближнего Востока.

По итогам 2014 года в России было добыто 640 млрд. куб. метров природного газа. По сравнению с 2013 годом падение добычи составило 4.2%. На экспорт было отправлено 27.1% всей добычи, что эквивалентно 174 млрд. куб. м. топлива.

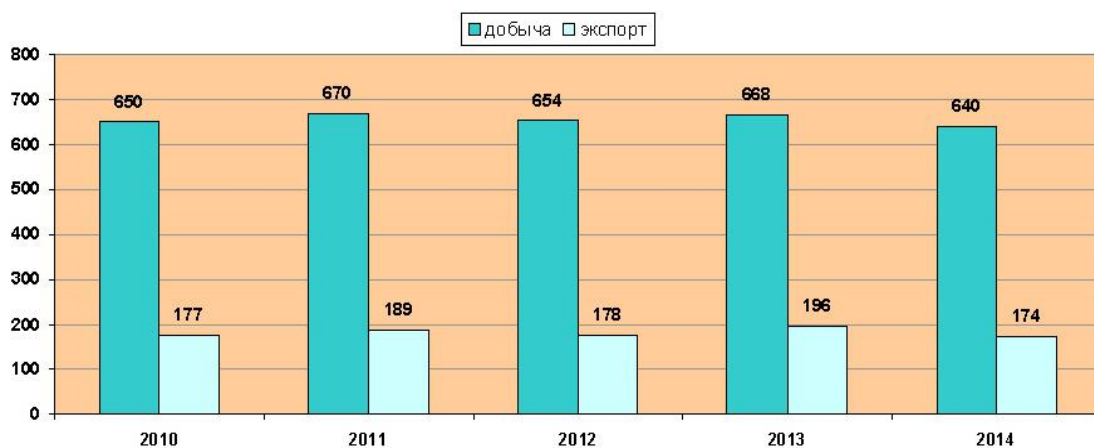


Рисунок 1.4 - Данные по добыче и экспорту газа в России, млрд. куб. м.

Общая стоимость объема экспорта сырой нефти из РФ в 2014 году составила 153.88 млрд. долларов США, стоимость экспортного природного газа - 55.24 млрд. долларов США.

Для транспортировки нефти и газа в России была построена сеть магистральных трубопроводов, которая в 2014 году насчитывала около 260 тыс. км. Из них на долю нефтепроводов приходится около 80 тыс. км, на долю газопроводов 165 тыс. км, около 15 тыс. км приходится на долю нефтепродуктопроводов. По показателю протяженности трубопроводов Россия находится на втором месте в мире, уступая по этому показателю лидеру - США, почти в 10 раз. Третье место занимает Канада, с общей протяженностью трубопроводов около 100 тыс. км.

На начало 2014 году добычу нефти в России вели 294 компании, имеющие соответствующие разрешительные документы. 111 из них являются

вертикально-интегрированными компаниями (ВИНК), то есть осуществляют несколько бизнес-процессов в данной отрасли (добыча, транспортировка, переработка, реализация нефти и нефтепродуктов). 180 независимых компаний не входящих в структуру ВИНК и 3 компаниями работающими по соглашению о разделе продукции (СРП). СРП представляет собой определенный договор, заключенный между добывающей компанией (подрядчиком) и государством. По этому договору подрядчик наделяется правами проводить поисковые и разведочно-геологические работы, а также эксплуатировать месторождения полезных ископаемых на определенной территории.

В газовой отрасли в 2014 году работало 258 компаний. Из них 97 компаний входили в структуру нефтяных ВИНК, 16 - в структуру «Газпрома», 2 - в структуру «НОВАТЭК», а 140 являются независимыми компаниями. По договору СРП работает 3 компании[51].

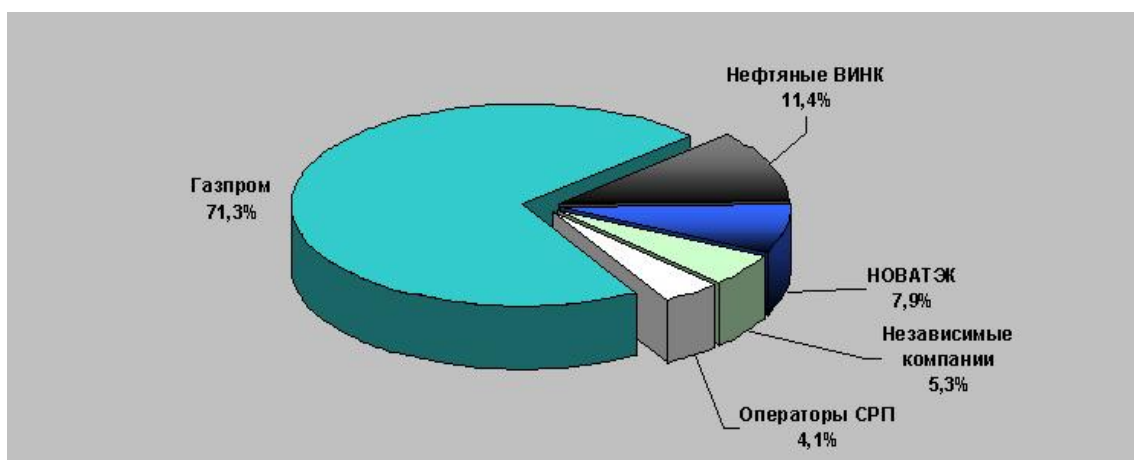


Рисунок 1.5 - Структура газовой отрасли России, % газодобычи

Работники нефтегазовой промышленности в РФ получают самую высокую заработную плату в стране. Рассчитать среднюю зарплату в отрасли довольно проблематично, так как очень велика разница между оплатой труда различных сотрудников. Рабочие самой низкой квалификации в среднем за месяц получают 60 - 80 тыс. руб, квалифицированный персонал около 150 - 180

тыс. руб, а зарплаты руководителей могут достигать до 300 - 400 тыс. руб и выше.

Нефтяные и газовые месторождения РФ

Крупнейшим нефтегазовым регионом Российской Федерации является Западная Сибирь. Здесь в Ямало-Ненецком и Ханты-Мансийском Автономных округах добывается значительная часть природного газа и нефти. Добыча нефти по регионам РФ выглядит следующим образом:

- Западная Сибирь - 60%;
- Урал и Поволжье - 22%;
- Восточная Сибирь - 12%;
- Север - 5%;
- Северный Кавказ - 1%.

Что касается добычи природного газа то доля Западной Сибири здесь еще выше, чем в добыче нефти:

- Западная Сибирь - 87.3%;
- Дальний Восток - 4.3%;
- Урал и Поволжье - 3.5%;
- Восточная Сибирь и Якутия - 2.8%;
- Северный Кавказ - 2.1%.

Всего на территории России разрабатывается 2 352 нефтяных месторождения. Из них 12 уникальных и 83 крупных. Из 12 уникальных месторождений - 5 находятся в Ханты-Мансийском АО, 3 в Красноярском Крае, 3 в Ямало-Ненецком АО и 1 в Республике Татарстан[51].

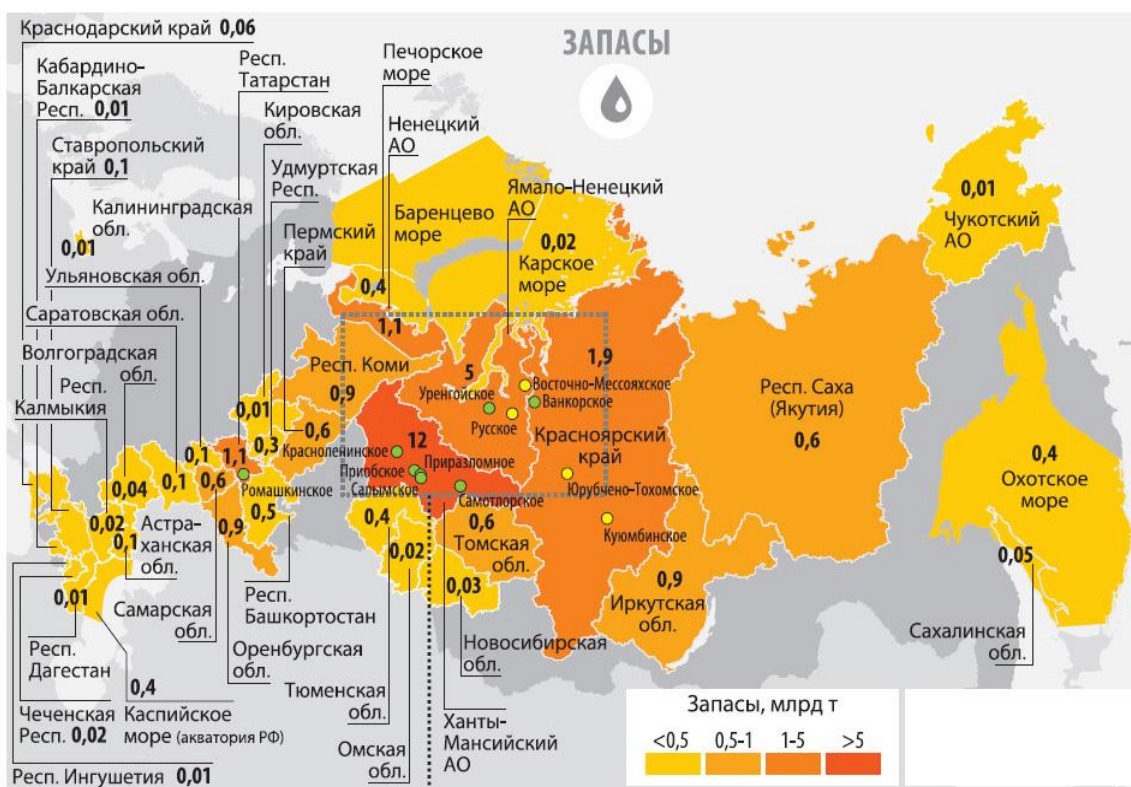


Рисунок 1.6 - Нефтяные месторождения на территории России

Самым крупным месторождением в России является Самотлорское, предполагаемые запасы нефти здесь составляют 7.1 млрд. тонн. Среднесуточная добыча - около 65 тыс. тонн. Находится месторождение в Ханты-Мансийском АО. Разработку ведет нефтяная компания «Роснефть».

Самым крупным нефтяным месторождением по среднесуточной добычи в России является Приобское. Месторождение также находится в Ханты-Мансийском АО и здесь добывается около 110 тыс. тонн нефти ежедневно. Разведанные запасы составляют около 5 млрд. тонн нефти, добычу ведут компании «Роснефть», «Газпром Нефть», «Сибнефть - Югра».

Приразломное, Красноленинское и Салымское - еще 3 месторождения Ханты-Мансийского АО, которые относятся к уникальным нефтяным месторождениям России. Разведанные запасы нефти составляют 0.4, 1.1 и 0.5 млрд. тонн. Средняя добыча нефти в день на Приразломном месторождении составляет 20.5 тыс. тонн, на Красноленинском - 21.7 тыс. тонн, на Салымском

- 2.2 тыс. тонн. На Красноленинском месторождении добычу ведет 6 нефтяных компаний, а Приразломное и Салымское разрабатывает «Роснефть».

Помимо 5 уникальных нефтяных месторождений в Ханты-Мансийском АО находятся 2 месторождения, которые входят в пятерку крупнейших в России по общим запасам нефти - Лянторское и Федоровское. Начальные запасы сырья здесь составляли 2 и 1.8 млрд. тонн соответственно. Но поскольку месторождения разрабатываются с 70-х годов прошлого века, остаточные запасы нефти на Лянторском месторождении составляют около 320 млн. тонн, а на Федоровском - около 150 млн. тонн. Среднесуточная производительность Лянторского месторождения - 26 тыс. тонн, Федоровского - 23 тыс. тонн.

Ромашкинское - крупнейшее нефтяное месторождение Урала и Поволжья и европейской части России в целом. Находится оно в Республике Татарстан, а общие геологические запасы нефти здесь составляют около 5 млрд. тонн. За годы эксплуатации из месторождения было извлечено около 3 млрд. нефти. Сейчас среднесуточная добыча составляет около 41 тыс. тонн. Разрабатывает месторождение компания «Татнефть».

2 уникальных месторождения Ямало-Ненецкого округа относятся к категории разрабатываемых, одно - Уренгойское, является крупнейшим газоносным месторождением страны. Уровень добычи нефти на Уренгойском месторождении составляет около 1 тыс. тонн в сутки. Месторождения «Русское» и Восточно-Мессояхское одни из самых перспективных в РФ, общие геологические запасы этих месторождений составляют около 2 млрд. тонн. Разработка должна начаться в 2015-16 годах.

Ванкорское нефтяное месторождение - крупнейшее в Красноярском крае. В сутки здесь добывается около 50.5 тыс. тонн нефти, а запасы составляют около 450 млн. тонн нефти. Остальные 2 месторождения Красноярского края - Юрубчено-Тахомское и Куюмбинское небольшие, их запасы составляют около 250 млн. тонн нефти.

Структура нефтедобычи в России такова, что 8 крупнейших месторождений обеспечивают около 25% добытой нефти.

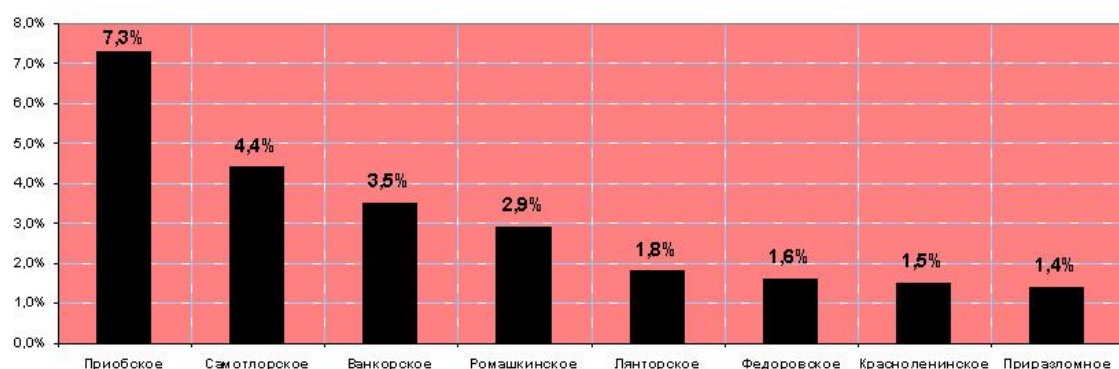


Рисунок 1.7 - Данные по крупнейшим нефтяным месторождениям России, % от общей добычи нефти

Газовая добыча России сосредоточена в основном, в Ямало-Ненецком АО. Здесь добывается около 81% российского природного газа. В этом автономном округе находятся 8 из 10 крупнейших российских газовых месторождений по количеству извлекаемого топлива[51].



Рисунок 1.8 - Расположение запасов нефти на территории России

Крупнейшее в России и второе в мире по величине общих запасов природного газа - Уренгойское месторождение. Общие запасы голубого топлива здесь составляют около 10 трлн. куб. м. Среднегодовая добыча составляет 95.1 млрд. куб. м.

По количеству извлекаемого природного газа в РФ лидирует месторождение «Заполярье». Здесь среднегодовая добыча равняется 112.6 млрд. куб. м. Количество общих запасов - около 3.5 трлн. куб. м.

Второе по величине запасов газа в Российской Федерации - Ямбургское месторождение. Общие геологические запасы, здесь исчисляются в 5.2 трлн. куб. м. По уровню среднегодовой добычи, это месторождение занимает 3 место в России - 83.6 млрд. куб. м.

Помимо вышеперечисленных, еще 5 месторождений в российской топ десятке представляют Ямало-Ненецкий АО.

Южно-Русское - среднегодовая добыча 25.3 млрд. куб. м.

Юрхаровское - среднегодовая добыча 23.9 млрд. куб. м.

Медвежье - среднегодовая добыча 12.2 млрд. куб. м.

Северо-Уренгойское - среднегодовая добыча 10 млрд. куб. м.

Береговое - среднегодовая добыча 9.5 млрд. куб. м.

В других регионах страны находятся Оренбургское месторождение, представляющее Волго-Уральский нефтегазовый бассейн и Астраханское (Прикаспийский НГБ). Среднегодовая добыча природного газа в Оренбургском месторождении составляет 16.4 млрд. куб. м., в Астраханском - 12.8 млрд. куб. м.

В отличие от нефтедобычи, на долю 10 крупнейших газовых месторождений приходится значительная доля извлекаемого «голубого топлива» - более 61%. Причем, около 45% приходится на долю первой тройки.

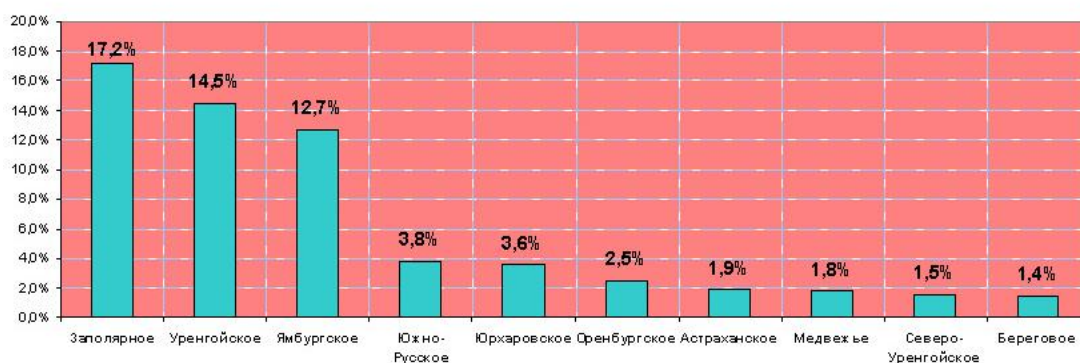


Рисунок 1.9 - Данные по крупнейшим нефтяным месторождениям России, % от общей нефтедобычи

Переработка нефти и газа

Производство нефтепродуктов и продуктов газопереработки - одна из важнейших составляющих нефтегазовой промышленности. По итогам 2014 года на переработку в Российской Федерации было направлено 288.7 млн. тонн нефти и более 70 млрд. куб. метров природного газа. При этом с каждым годом увеличивается количество нефти отправляемой на нефтепереработку по сравнению с нефтью отправляемой на экспорт. В 2012 году разница между нефтепереработкой и экспортом нефти составила 26 млн. тонн., в 2013 этот показатель увеличился до 37 млн. тонн, а в 2014 году достиг 67 млн. тонн.

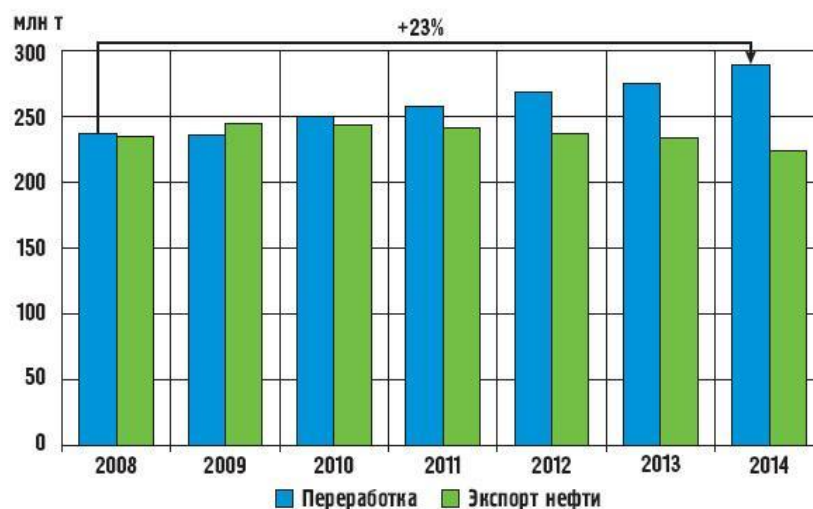


Рисунок 1.10 - Данные по переработке и экспорту нефти России, млн. тонн

По итогам 2014 года нефтеперерабатывающими предприятиями Российской Федерации было произведено:

- Автомобильного бензина - 35.1 млн. тонн;
- Дизельного топлива - 70.5 млн. тонн;
- Топочного мазута - 73.2 млн. тонн;
- Авиационного керосина - 9.8 млн. тонн.

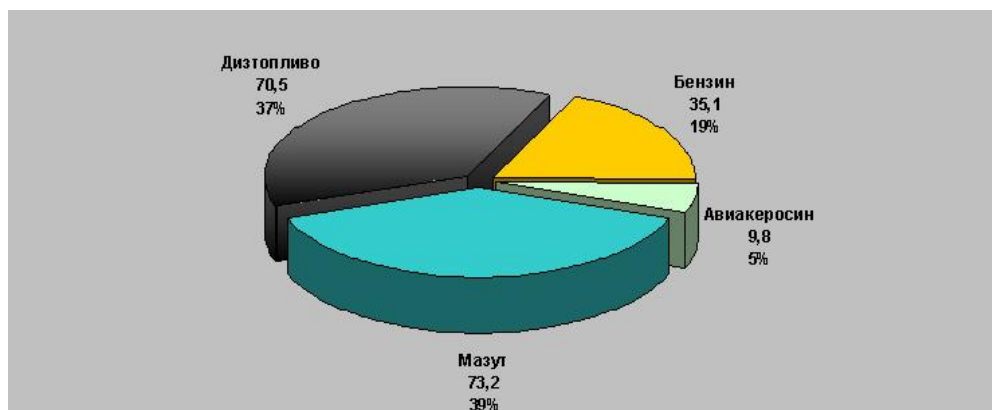


Рисунок 1.11 - Структура производства нефтепродуктов в России, % млн. тонн

Около 60% произведенных нефтепродуктов в 2014 году было экспортировано. В количественном выражении объем экспортируемых нефтепродуктов составил 165.3 млн. тонн на общую сумму 115.8 млрд. долларов США. Общая стоимость экспорта нефтепродуктов составляет 72% от суммы полученной за экспорт сырой нефти. Для сравнения этот показатель в 2000 году составлял 44%, в 2005 - 40.7%, в 2010 - 51%, в 2013 - 62.5%. Также необходимо отметить, что более 94% нефтепродуктов в 2014 году было экспортировано в страны дальнего зарубежья. Таким образом, можно констатировать тот факт, что с каждым годом российские нефтепродукты становятся все более интересными для иностранных потребителей и с каждым годом позиции России, как главного мирового экспортера нефтепродуктов упрочняются.

Количество сжиженного газа отправленного в 2014 году на экспорт Российской Федерацией составляет 20.5 млн. куб. метров. Это на 22% меньше, чем аналогичный показатель в 2013 году, когда было экспортировано рекордное количество сжиженного газа - 26.3 млн. куб. м. По сравнению с экспортом природного газа, общая стоимость экспорта сжиженного газа в 11 раз меньше. За 2014 год сжиженный газ был экспортирован на сумму 5.2 млрд. долларов.

Помимо транспортировки и переработки природного газа, необходимо обеспечить хранение этого вида топлива. Для его хранения используются специальные подземные хранилища. В Российской Федерации действует 26 подземных газовых хранилищ, из которых самое крупное Касимовское, которое расположено в Рязанской области. Оно способно вместить 11 млрд. куб. метров природного газа. Располагают хранилища, как правило, в основных районах потребления газа. В Российской Федерации подземные хранилища создаются в истощенных месторождениях (наиболее востребованная технология), в водоносных пластах и в отложениях каменной соли.



Рисунок 1.12 - Структура подземных газовых хранилищ России, шт, %

Подземные газовые хранилища располагаются в основном в Европейской части России. Особенно много хранилищ возле Самары - 4шт (Дмитриевское, Аманакское, Михайловское, Кирюшинское), Саратова - 3 шт (Песчано-

Уметское, Елшано-Курдюмское, Степновское), Оренбурга - 3 шт (Канчуринское, Мусинское, Совхозное).

На сегодняшний день в Российской Федерации действуют 26 газоперерабатывающих заводов. По этому показателю Россия существенно отстает от США, где функционирует более 520 таких предприятий. Но необходимо отметить, что в России газопереработка осуществляется на крупных заводах, тогда как в США львиную долю ГПЗ составляют установки расположенные непосредственно на месторождениях, главной функцией которых является подготовка к транспортировке газа на крупные заводы.

Самым крупным газоперерабатывающим заводом в России и мире является Оренбургский газоперерабатывающий завод. Его производственные мощности позволяют перерабатывать 15 млрд. куб. м. в год. Другие крупные заводы страны - Астраханский и Сосногорский. На эти три завода приходится более 95% переработки всего попутного газа который образуется в нефтяных пластах.

В нефтеперерабатывающей отрасли РФ работает около 100 предприятий. 38% из них нефтеперерабатывающие заводы, входящие в вертикально-интегрированные компании, они производят около 85% всех нефтепродуктов. 14% от общего числа составляют независимые нефтеперерабатывающие предприятия, которые производят 11% продукции. На долю мини-НПЗ приходится 48% общего количества предприятий, а производят они 4% российских нефтепродуктов.

Больше всего нефтеперерабатывающих заводов входит в структуру компании «Роснефть» - 9 шт., общая производственная мощность которых 77.5 млн. тонн. А самый крупный российский НПЗ - Киришский, с производственной мощностью 22 млн. тонн принадлежит компании «Сургутнефтегаз». Другие крупные заводы страны - Омский НПЗ (производственная мощность 21.3 млн. тонн/год), Лукойл-Нижегороднефтеоргсинтез (производственная мощность 19 млн. тонн/год), Ярославнефтеоргсинтез (производственная мощность 14 млн. тонн/год)[51].

Основная часть нефтеперерабатывающих предприятий страны расположена в европейской части России. Это объясняется тем, что транспортировать сырую нефть значительно дешевле чем нефтепродукты. Как правило, НПЗ располагают в городах где есть речные порты, чтобы сэкономить на транспортных расходах, так как доставка водным транспортом самая дешевая. Распределение мощностей нефтеперерабатывающих предприятий по Федеральным округам Российской Федерации выглядит следующим образом:

- центральный федеральный округ - 40.7 млн. тонн;
- северо-западный федеральный округ - 25.2 млн. тонн;
- уральский федеральный округ - 6.75 млн. тонн;
- приволжский федеральный округ - 122.6 млн. тонн;
- дальневосточный федеральный округ - 11.7 млн. тонн;
- сибирский федеральный округ - 42.3 млн. тонн;
- южный федеральный округ - 27.9 млн. тонн.

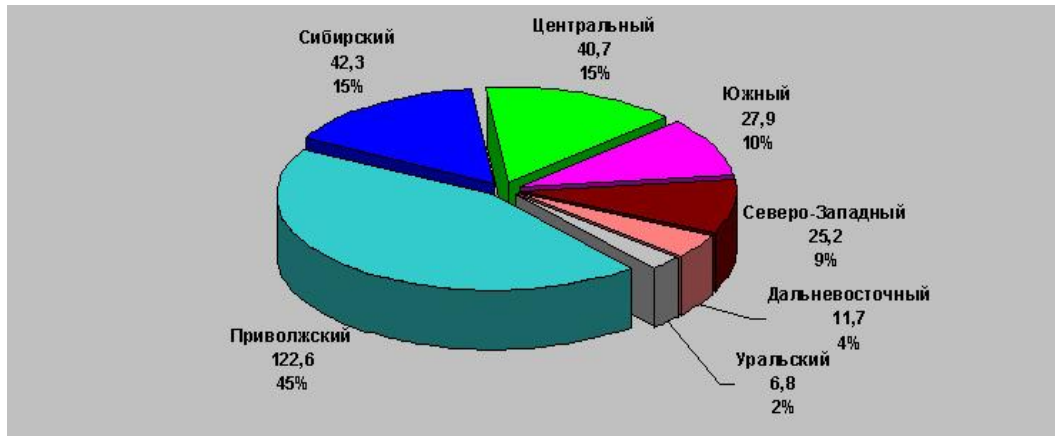


Рисунок 1.13 - Структура мощностей НПЗ России по Федеральным округам, млн. тонн в год

1.2 Перспективы развития крупнейших нефтяных компаний России

ОАО «Газпром» и компания «НОВАТЭК» - крупнейшие российские компании занятые в сфере добычи и переработке природного газа. Кроме них добычу природного газа также осуществляют предприятия, которые входят в структуру нефтяных вертикально-интегрированных компаний. Что касается нефтяной отрасли, то здесь лидером является компания «Роснефть», а кроме нее ведущие позиции на рынке занимают «Лукойл», «Сургутнефтегаз», «Татнефть» и «Газпром Нефть».

ОАО «Газпром» - флагман российской экономики, компания, чей годовой оборот превышает бюджет некоторых европейских стран. Под контролем «Газпрома» находится более 150 тыс. км газопроводов и 22 подземных газовых хранилища. ОАО «Газпром» ведет разработку всех крупнейших месторождений РФ (кроме Юрхаровского). Это единственная российская компания обладающая правом экспортировать природный газ.

Оборот «Газпрома» в 2014 году составил 5.661 трлн. руб, при этом прибыль компании составила 1.31 трлн. руб. Количество сотрудников ОАО «Газпром» - около 430 тыс. человек.

Компания «НОВАТЭК» - второй по объемам добычи производитель природного газа в России. Штаб-квартира компании находится в городе Тарко-Сале (Ямало-Ненецкий АО). «НОВАТЭК» ведет разработку на Юрхаровском, Восточно-Таркосалинском, Ханчейском и других месторождениях которые находятся в Ямало-Ненецком АО.

По суммарной выручке «НОВАТЭК» значительно уступает «Газпрому». По итогам 2014 года оборот компании составил 357.6 млрд. руб. Операционная прибыль составила 125.1 млрд. руб. «НОВАТЭК» контролирует 7.9% газового рынка России, штат компании составляет около 4 тыс. человек.

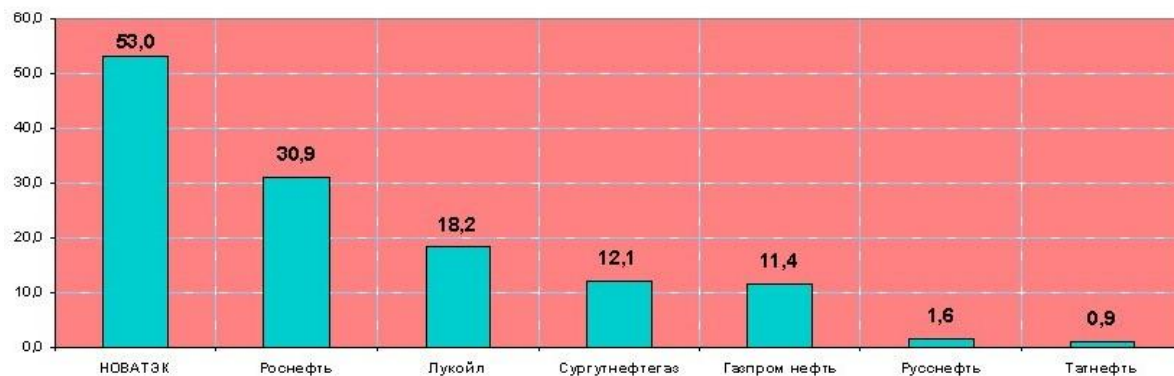


Рисунок 1.14 - Рейтинг газодобывающих компаний России, млн. куб. м.

Крупнейшая российская нефтяная компания - ОАО «Роснефть». Компания ведет добычу нефти на крупнейших нефтяных месторождениях России - Приобском, Самотлорском и Ванкорском. Нефтеперерабатывающая отрасль компании включает в себя 9 крупных нефтеперерабатывающих заводов и 3 мини-НПЗ.

По итогам 2014 года оборот «Роснефти» составил 5.1 трлн. руб, общая прибыль равняется 593 млрд. руб. Количество сотрудников компании превышает 170 тыс. человек.

«Лукойл» - вторая по объемам добычи российская нефтяная компания. Более 10 лет, «Лукойл» занимал лидирующую позицию на рынке, но в 2007 году уступил первенство «Роснефти», после ее поглощения «ЮКОСА». «Лукойл» ведет добычу нефти в Ханты-Мансийском АО, количество эксплуатируемых буровых установок компании более 27 000. Нефтеперерабатывающая отрасль представлена 4 крупными НПЗ с мощностью переработки - 45.6 млн. тонн.

Общий оборот компании по итогам 2014 года составил 144 млрд. долларов США, операционная прибыль равняется 7.2 млрд. USD. Количество сотрудников компании превышает 150 000 человек.

«Сургутнефтегаз» - крупнейшая нефтяная компания РФ, чей главный офис находится не в Москве. В структуру компании входит крупнейший

российский НПЗ - Киришский. Крупнейшие месторождения разрабатываемые «Сургутгупнефтегазом» - Лянторское и Федоровское.

По итогам 2014 года, оборот «Сургутнефтегаз» составил 862.6 млрд. руб, валовая прибыль равняется 241 млрд. руб. В структуре компании работает около 110 тыс. сотрудников.

«Газпром Нефть» - нефтяная компания, 95.68% акций которой принадлежит ОАО «Газпром». «Газпром Нефть» вместе с «Роснефтью» разрабатывает Приобское нефтяное месторождение. За прошедший год, нефтеперерабатывающая отрасль компании выпустила 43 млн. тонн нефтепродуктов.

Оборот компании за 2014 год равен 1.7 трлн. руб. Чистая прибыль составила около 122 млрд. руб. Штат сотрудников компании превышает 57 тыс. человек.

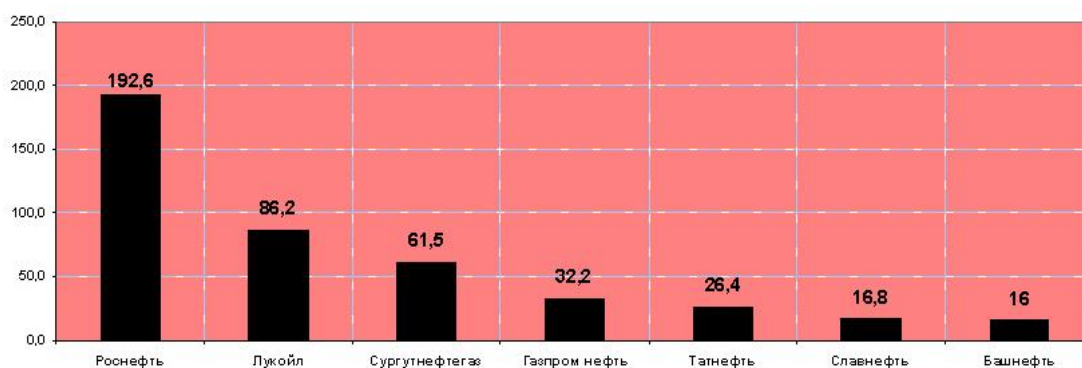


Рисунок 1.15 - Данные по среднесуточной добыче нефти компаниями, млн. тонн

Темпы развития нефтегазовой промышленности Российской Федерации во многом зависят от мировых цен на нефть и от поведения на мировом рынке основных конкурентов по добыче нефти - Саудовской Аравии и США. Эти три страны постоянно сменяют друг друга на позиции лидера по добыче нефти. В начале 2014 года лидером была Саудовская Аравия с добычей 11.72 млн. баррелей нефти в день. По итогам 2014 года, первое место досталось Соединенным Штатам - 11.6 млн. баррелей в день, Саудовская Аравия

завершила год со средним показателем 11.5 млн. баррелей в день, Россия была третьей - 10.8 млн. баррелей. По итогам 5 месяцев 2015 года Российская Федерация сохранила объемы добычи примерно на том же уровне и вышла в лидеры. По данным на конец мая текущего года, в РФ в среднем в день добывается 10.75 млн. баррелей, в Саудовской Аравии - 10.25 млн. баррелей, в США - 9.6 млн. баррелей.

Но количество добытой нефти в отдельно взятой стране не является определяющим показателем. На мировые цены влияет процентное соотношение добытой нефти в ведущих нефтяных державах. Связано это с тем, что себестоимость добычи 1 барреля нефти в разных регионах существенно отличается. Самая низкая в Саудовской Аравии и Иране, а самая дорогая в США.



Рисунок 1.16 - Данные по стоимости добычи барреля нефти, долл. США

Таким образом, при снижении уровня добычи дешевой нефти на Ближнем Востоке, для удовлетворения мировых потребностей начинает в больших объемах добываться дорогая нефть с шельфовых месторождений, что приводит к увеличению стоимости барреля на биржевых торгах.

Нетрудно догадаться, что увеличение в большом объеме добычи нефти Саудовской Аравией и другими членами ОПЕК с низкой себестоимостью добычи, обрушат мировые цены на нефть. А в случае если стоимость барреля нефти достигнет 30 - 35 долларов и надолго закрепится на этом уровне, то нефтедобывающую промышленность США ждет финансовый крах.

Конечно, применение жесткого демпинга странами ОПЕК на мировом нефтяном рынке маловероятно, так как это может привести к глубокому финансовому кризису, который во многом коснется и самих экспортеров нефти, чей государственный доход зависит от цены на «черное золото». Что касается Российской Федерации, то цена 25-30 долларов за баррель не является критичной для нефтегазовой отрасли, так как стоимость экспортной нефти вместе с транспортировкой, составляет в среднем 23 доллара за баррель. Но хотя цена в 30 долларов за баррель позволит остаться «на плаву» ведущим нефтедобывающим компаниям РФ, Федеральный бюджет не досчитается нескольких триллионов рублей, что может повлечь за собой катастрофические последствия для страны.

Не смотря на сложности, вызванные финансовым кризисом 2014г., снижением цен на нефть на мировых рынках, темпы добычи нефти российскими компаниями остаются стабильными. Эти обстоятельства положительно влияют на финансовое состояние нефтяных компаний и активизацию их инвестиционной политики.

2 Анализ финансового состояния предприятия ПАО «Татнефть»

2.1 Общая характеристика ПАО «Татнефть»

«Татнефть» - одна из крупнейших российских нефтегазовых компаний, международно-признанный вертикально-интегрированный холдинг. В состав производственного комплекса компании входят нефтегазодобыча, нефтепереработка, нефтехимия, шинный комплекс, сеть АЗС и блок сервисных структур, но основным является исключительно добыча сырой нефти и природного газа. Согласно ОКВЭД, код основной деятельности компании 11.10.11 из раздела СА. Миссией компании является укрепление статуса международно-признанной, финансово устойчивой компании как одного из крупнейших отечественных производителей нефти и газа, продуктов нефтегазопереработки и нефтехимии, с обеспечением высокого уровня корпоративной социальной ответственности.

Руководство компанией «Татнефть» осуществляется в соответствии с Кодексом и Уставом корпоративного управления Общества. Высший орган управления - Общее собрание акционеров ПАО «Татнефть». Общее руководство деятельностью компании осуществляет ежегодно избираемый Совет директоров, который утверждает стратегические задачи, производственные и финансовые планы деятельности, согласовывает принципиальные вопросы по текущему развитию компании. В его составе - 15 человек, включая трех независимых директоров. Генеральный директор - Маганов Наиль Ульфатович - решает все вопросы текущей деятельности Общества, за исключением вопросов компетенции Совета директоров, Правления или Общего собрания акционеров. Генеральный директор по должности является председателем Правления Общества.

В целях дальнейшего укрепления позиций и экономического роста «Татнефть» успешно реализует программы по стабилизации объемов рентабельной добычи нефти и газа на разрабатываемых лицензионных

месторождениях; расширяет ресурсную базу за пределами РТ и РФ; активно осваивает новые месторождения, включая высоковязкую и трудноизвлекаемую нефть на территории Татарстана; увеличивает объемы производства и реализации готовых конкурентоспособных видов продукции за счет развития нефтехимии и нефтепереработки; эффективно формирует и реализует инновационно-направленную инженерно-техническую политику.

Деловыми партнерами, акционерами и инвестиционным сообществом в целом высоко оцениваются достижения в производственной, природоохранной, социальной деятельности, высокий уровень корпоративного управления, открытость и прозрачность компании.

Что касается трудовой политики, то корпоративная социальная ответственность ПАО «Татнефть» направлена на создание эффективных и безопасных рабочих мест, социальную поддержку работников и членов их семей, поддержание благоприятной социальной обстановки в регионах деятельности.

Основная доля текущей добычи нефти приходится на шесть крупных месторождений: Ромашкинское, Первомайское, Ново-Елховское, Бондюжское, Бавлинское, Сабанчинское. Основные геологоразведочные работы осуществляются в Российской Федерации на лицензионных территориях в Татарстане, Оренбургской, Самарской, Ульяновской областях, в Республике Калмыкия, Ненецком автономном округе. Компания реализует программные мероприятия, повышающие эффективность производственных показателей и контроль рентабельности добычи, применяя современные технологии, оптимизируя фонд скважин и систем разработки месторождений. В 2014 году ПАО «Татнефть» совместно с 9 дочерними и зависимыми компаниями, работающими на территории Российской Федерации, располагала 97 лицензиями на поиск, разведку и разработку месторождений углеводородного сырья.

Реализация нефте- и газопродуктов осуществляется через одну из наиболее динамично развивающихся сетей автозаправочных станций в

Российской Федерации, рознично-сбытовую сеть АЗС «Татнефть». По состоянию на конец 2014 года в составе рознично-сбытовой сети ПАО «Татнефть» 652 АЗС [50]. Качество продукции тщательно контролируется на всех этапах не только производства, но и транспортировки и хранения. Комплекс розничного бизнеса АЗС является одним из основных брендоносителей компании, помимо известных промышленных объектов нефтегазодобычи. Торговая марка «Татнефть» рассматривается компанией как ценный нематериальный актив, участвующий в формировании рыночной стоимости ПАО «Татнефть». Бренд Компании входит в международный рейтинг самых ценных брендов России.

Удачное расположение производственных мощностей компании в центре России является одним из значимых преимуществ: на юго-востоке Татарстана сосредоточены транспортные магистрали, связывающие центральную часть России с Северо-Западным, Уральским, Восточными регионами страны, что позволяет производить поставку продукции ПАО «Татнефть» в Самару, Чувашию, Удмуртию, Башкирию, Казахстан, Челябинск, Нижний Новгород, Западную Сибирь, Республику Беларусь и иные области.

Реализация продукции предприятий и подразделений ПАО «Татнефть» сторонним организациям обеспечивается Торгово-техническим домом ПАО «Татнефть», являющимся структурным подразделением компании. Торгово-технический Дом реализует следующие материалы: металлопластмассовые стальные и стеклопластиковые трубы, трубы стальные в антикоррозийном исполнении ППТ и с внутренним цементно-песчаным покрытием, с наружной полиэтиленовой изоляцией (ЦПП), с наружной полимерной изоляцией, теплоизолированные трубы ППУ и фасонные части к ним, кабельную продукцию, нефтепромысловое, буровое, оборудование Группы компании ПАО «Татнефть», невостребованные и неликвидные материально-технические ресурсы и трубы бывшие в употреблении. Основными потребителями цепных приводов и нефтепромыслового оборудования являются малые нефтяные компании Республики Татарстан, а именно ОАО «Самаранефтегаз», ОАО

«Уфимский НПЗ», ОАО «Московский НПЗ», ЗАО «Машпром», ОАО «Куйбышевский НПЗ» и другие предприятия.

Татнефть на протяжении последних лет удерживает высокий уровень добычи нефти, укрепляет репутацию одной из самых стабильных российских нефтяных компаний, кроме того, финансирует благотворительные фонды и научно-исследовательские проекты. К наиболее эффективным и известным разработкам специалистов Татнефти можно отнести:

- бурение на депрессии;
- бурение многозабойных скважин;
- разновидность бурения скважин на депрессии;
- бурение с наклонным входом в пласт;
- цепные приводы скважинных насосов — альтернатива обычным станкам-качалкам;
- металлопластмассовые и стеклопластиковые трубы и многое другое.

Над их разработкой работают как ученые подразделений Татнефти, институтов «ТатНИПИнефть», «ТатНИИнефтемаш», так и специалисты компании «ТНГ-Групп». Так компания получила множество наград в качестве организации с передовыми технологиями в производстве, стала неоднократным победителем различных республиканских конкурсов и общенациональных акций в 2014 году. Согласно статистике добычи нефти в 2014 года ПАО «Татнефть» вошел в пятерку лидеров после таких крупных нефтяных компаний, как Роснефть, Лукойл, Сургутнефтегаз, Газпромнефть[53].

2.2 Анализ ликвидности баланса и платежеспособности ПАО «Татнефть»

Информационной базой анализа являются материалы плановых документов, данные бухгалтерского и статистического учета и отчетности предприятия.

Одним из индикаторов финансового положения предприятия является его платежеспособность, то есть возможность наличными денежными ресурсами своевременно погашать свои платежные обязательства. Различают текущую платежеспособность, которая сложилась на текущий момент времени, и перспективную платежеспособность, которая ожидается в краткосрочной, среднесрочной и долгосрочной перспективе.

Платёжеспособность - способность хозяйствующего субъекта к своевременному выполнению денежных обязательств, обусловленных законом или договором, за счёт имеющихся в его распоряжении денежных ресурсов [23].

Платежеспособность - это возможность организации вовремя оплачивать свои долги. Это основной показатель стабильности ее финансового состояния. Когда мы говорим о платежеспособности организации, ее активы должны рассматриваться нами как обеспечение ее долгов, то есть как то имущество, которое мы можем превратить в деньги, чтобы расплатиться по имеющимся обязательствам.

Задача анализа ликвидности баланса возникает в связи с необходимостью давать оценку платежеспособности организации, т.е. ее способности своевременно и полностью рассчитываться по всем своим обязательствам за счет наличия готовых средств платежа (остатка денежных средств) и других ликвидных активов.

Напротив, финансовое состояние в плане платежеспособности может быть весьма изменчивым, причем со дня на день: еще вчера предприятие было

платежеспособным, однако сегодня ситуация кардинально изменилась - пришло время расплачиваться с очередным кредитором, а у предприятия нет денег на счете, поскольку не поступил своевременно платеж за поставленную ранее продукцию. Иными словами, оно стало неплатежеспособным из-за финансовой недисциплинированности своих дебиторов.

Таким образом, понятия платежеспособности и ликвидности очень близки и взаимозависимы, но второе более емкое. От степени ликвидности баланса зависит платежеспособность предприятия. В тоже время ликвидность характеризует как текущее состояние расчетов, так и перспективу. Предприятие может быть платежеспособным на отчетную дату, но иметь неблагоприятные возможности в будущем, и наоборот. Ликвидность - это способ поддержания платежеспособности. Но в то же время, если предприятие имеет высокий имидж и постоянно является платежеспособным, то ему легче поддерживать свою ликвидность.

От степени ликвидности баланса зависит платежеспособность предприятия. В тоже время ликвидность характеризует как текущее состояние расчетов, так и перспективу. Предприятие может быть платежеспособным на отчетную дату, но иметь неблагоприятные возможности в будущем, и наоборот. Ликвидность - это способ поддержания платежеспособности. Но в то же время, если предприятие имеет высокий имидж и постоянно является платежеспособным, то ему легче поддерживать свою ликвидность.

Анализ ликвидности баланса заключается в сравнении средств по активу, сгруппированных по степени их ликвидности и расположенных в порядке убывания ликвидности, с обязательствами по пассиву, сгруппированными по срокам их погашения и расположенными в порядке возрастания сроков. [23]

В зависимости от степени ликвидности, т.е. скорости превращения в денежные средства, активы предприятия разделяются на следующие группы:

- А1 - наиболее ликвидные активы - к ним относятся все статьи денежных средств предприятия и финансовые вложения (ценные бумаги).

Данная группа рассчитывается как сумма финансовых вложений и денежных средств и денежных эквивалентов (стр. 1240 + стр. 1250);

- А2 - быстро ревизуемые активы - дебиторская задолженность, платежи по которой ожидаются в течение 12 месяцев после отчетной даты (стр. 1232);

- А3 - медленно реализуемые активы - статьи раздела II актива баланса, включающие запасы, налог на добавленную стоимость, дебиторскую задолженность (платежи по которой ожидаются более чем через 12 месяцев после отчетной даты) и прочие оборотные активы (стр. 1210 + стр. 1220 + стр. 1231 + стр. 1260);

- А4 - труднореализуемые активы - статьи раздела I актива баланса - внеоборотные активы (стр. 1100).

Пассивы баланса группируются по степени срочности их оплаты на следующие группы:

- П1 - наиболее срочные обязательства - к ним относится кредиторская задолженность (стр. 1520);

- П2 - краткосрочные пассивы - это краткосрочные заемные средства и прочие краткосрочные пассивы. Данная группа рассчитывается как сумма заемных средств и прочих краткосрочных обязательств (стр. 1510 + стр. 1550);

- П3 - долгосрочные пассивы - это статьи баланса, относящиеся к разделам IV и V, т.е. долгосрочные кредиты и займы, а также доходы будущих периодов, оценочные обязательства (1400 + стр. 1530 + стр. 1540);

- П4 - постоянные, или устойчивые, пассивы - это статьи раздела III баланса «Капитал и резервы» (стр. 1300).

Для определения ликвидности баланса сопоставим итоги приведенных групп по активу и пассиву.

Баланс считается абсолютно ликвидным, если имеют место следующие соотношения [18]:

$$\left\{ \begin{array}{l} A1 \geq П1 \\ A2 \geq П2 \\ A3 \geq П3 \\ A4 \leq П4 \end{array} \right. \quad (1)$$

Ликвидность баланса определяется как степень покрытия обязательств организации ее активами, срок превращения которых в деньги соответствует сроку погашения обязательств [18].

Для общей оценки динамики финансового состояния предприятия «Татнефть» следует сгруппировать статьи баланса по признаку ликвидности (статьи актива) и срочности обязательств (статьи пассива). Данные для анализа представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Анализ ликвидности баланса

АКТИВ	2012 год	2013 год	2014 год	ПАССИВ	2012 год	2013 год	2014 год
Наиболее ликвидные активы (A1)	336663430	437156787	688936493	Наиболее срочные обязательства (П1)	59616241	77355155	116340208
Быстрореализуемые активы (A2)	152253838	161489569	180790266	Краткосрочные пассивы (П2)	10234205	10141185	11559525
Медленно реализуемые активы (A3)	70836393	74131324	85529361	Долгосрочные пассивы (П3)	36381518	54847738	65303619
Труднореализуемые активы (A4)	1237312046	1432348669	2059643424	Постоянные пассивы (П4)	1690833743	196278227	282169619
БАЛАНС	1797065707	2105126349	3016889168	БАЛАНС	1797065707	210512634	301688916

Сопоставление каждой группы актива с соответствующей группой пассива представлено в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Анализ ликвидности баланса ПАО «Татнефть» за 2012-2014 гг.

Показатели	2012 год	2013 год	2014 год
А1 и П1	$A1 > P1$	$A1 > P1$	$A1 > P1$
А2 и П2	$A2 > P2$	$A2 > P2$	$A2 > P2$
А3 и П3	$A3 > P3$	$A3 > P3$	$A3 > P3$
А4 и П4	$A4 < P4$	$A4 < P4$	$A4 < P4$

За анализируемый период 2012-2014 гг. в ПАО «Татнефть» наблюдается однообразная ситуация, свидетельствующая о ликвидности баланса организации, которая стабильна, поскольку выполняются условия неравенств, свидетельствующие о ликвидности баланса.

Таким образом, анализируя вышеприведенную таблицу, можно сделать вывод о том, что поскольку неравенство $A1 > P1$, то это свидетельствует о платежеспособности организации на момент составления баланса.

У организации достаточно средств для покрытия наиболее срочных обязательств абсолютно и наиболее ликвидных активов.

Так как неравенство $A2 > P2$, то реализуемые активы превышают быстро краткосрочные пассивы и организация платежеспособна.

Поскольку неравенство $A3 > P3$, то в будущем при своевременном поступлении денежных средств от продаж и платежей организация может быть платежеспособной на период, равный средней продолжительности одного оборота оборотных средств после даты составления баланса.

Соотношение первых трех условий привело автоматически к выполнению условия: $A4 < P4$.

Выполнение этого условия свидетельствует о соблюдении условия финансовой устойчивости организации и наличия у нее достаточного количества собственных оборотных средств.

Однако следует отметить, что проводимый по изложенной схеме анализ ликвидности баланса ПАО «Татнефть» является приближенным, более

детальным является анализ платежеспособности при помощи финансовых коэффициентов.

Однако количественная и объективная оценка действительного уровня ликвидности организации может быть дана только на основе расчета системы относительных показателей платежеспособности.

Для анализа платежеспособности организации рассчитываются финансовые коэффициенты платежеспособности. Они рассчитываются парами (на начало и конец анализируемого периода). Если фактическое значение коэффициента не соответствует нормальному ограничению, то оценить его можно по динамике (увеличение или снижение значения). [18]

Для комплексной оценки платежеспособности предприятия в целом следует использовать общий показатель платежеспособности[18]:

$$L_1 = \frac{A1 + 0,5A2 + 0,3A3}{\Pi1 + 0,5\Pi2 + 0,3\Pi3} \quad (2)$$

Этот показатель должен быть больше 1. С помощью данного показателя осуществляется оценка изменения финансовой ситуации в организации с точки зрения ликвидности.

Коэффициент абсолютной ликвидности - показывает, какая часть краткосрочных заёмных обязательств может быть при необходимости погашена немедленно[18]:

$$L_2 = \frac{ДС + КФВ}{ТО}, \quad (3)$$

где ДС - денежные средства;

КФВ - краткосрочные финансовые вложения;

ТО - текущие обязательства (займы и кредиты, кредиторская задолженность, прочие краткосрочные обязательства).

Коэффициент «критической оценки» - показывает, какая часть текущих обязательств может быть погашена не только за счет ожидаемых поступлений от разных дебиторов[18]:

$$L_3 = \frac{ДС + КФВ + КДЗ}{ТО}, \quad (4)$$

где КДЗ - краткосрочная дебиторская задолженность.

Коэффициент текущей ликвидности - показывает, какую часть текущих обязательств по кредитам и расчетам можно погасить, мобилизовав все оборотные средства[18]:

$$L_4 = \frac{ОА}{ТО}, \quad (5)$$

где ОА - оборотные активы.

Доля оборотных средств в активах - зависит от отраслевой принадлежности организации[18]:

$$L_6 = \frac{ОА}{ВБ}, \quad (6)$$

где ВБ - валюта баланса.

Коэффициент обеспеченности собственными средствами - характеризует наличие у организации собственных оборотных средств, необходимых для ее текущей деятельности[18]:

$$L_7 = \frac{СК - ВА}{ОА}, \quad (7)$$

где СК - собственный капитал;

ВА - внеоборотные активы.

Чем выше этот коэффициент, тем лучше для организации, которая намерена брать кредиты.

Далее в таблице 2.3 представим показатели платежеспособности предприятия ПАО «Татнефть» в динамике за 2012-2014 гг.

Таблица 2.3 - Коэффициенты платежеспособности ПАО «Татнефть»

Показатель	Норма	На 31 декабря 2012 года	На 31 декабря 2013 года	На 31 декабря 2014 года
Общий показатель платежеспособности	≥ 1	7,60	7,29	7,16
Коэффициент абсолютной ликвидности	$\geq 0,2 - 0,5$	4,75	4,96	5,36
Коэффициент критической оценки	0,7 - 0,8; opt 1	6,90	6,79	6,78
Коэффициент текущей ликвидности	min 1,5; opt 2 - 3,5	7,91	7,63	7,5
Доля оборотных средств в активах	$\geq 0,5$	0,31	0,32	0,32
Коэффициент обеспеченности собственными средствами	$\geq 0,1$	0,81	0,79	0,32

На основании анализа данных таблицы 2.3 можно сделать вывод, что показатели платежеспособности компании находятся на высоком уровне. Предприятие является платежеспособным и имеет возможность имеющимися денежными ресурсами и краткосрочными финансовыми вложениями своевременно погасить свои платежные обязательства.

Для того, чтобы проанализировать реализацию продукции ПАО «Татнефть», необходимо воспользоваться пояснением к бухгалтерскому балансу и отчету о финансовых результатах ПАО «Татнефть» за 2012-2014 годы в текстовой форме. Данные для анализа представим в таблице 2.4.

Таблица 2.4 - Анализ выручки от реализации товаров, продукции, работ, услуг
 ПАО «Татнефть» за 2012-2014 гг.

Показатели в тыс. руб.

Наименование показателя	2012 год	2013 год	2014 год	Отклонение, +/-		Темп прироста, %	
				2013 от 2012	2014 от 2013	2013 к 2012	2014 к 2013
Реализация нефти всего	501228603	512732444	538747562	11503841	26015118	102,3	105,1
в том числе:							
реализация нефти на экспорт	382219325	399450378	386460276	17231053	-12990102	104,5	96,7
реализация нефти на внутреннем рынке	119009278	113282066	152287286	-5727212	39005220	95,2	134,4
Реализация нефтепродуктов	277958546	266266241	290803311	-11692305	24537070	95,8	109,2
в том числе:							
реализация нефтепродуктов на экспорт	194402036	185565654	183812405	-8836382	-1753249	95,5	99,1
реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке	83556510	80700587	106990906	-2855923	26290319	96,6	132,6
Прочая реализация, всего	36387283	35189154	33048743	-1198129	-2140411	96,7	93,9
в том числе:							
реализация на внутреннем рынке	36113519	33866162	32872864	-2247357	-993298	93,8	97,1
реализация на экспорт (продукция газопереработки)	273764	1322992	175879	1049228	-1147113	483,3	13,3

По данным таблицы 2.4 можно сказать о том, что реализация нефти «Татнефть» в период с 2012 по 2014 годы стабильно растет. К 2013 г. реализация нефти выросла на 11503841 тыс.руб. по сравнению с 2012 г, темп прироста составил 102,3%. Это произошло за счет роста реализации нефти на экспорт на 4,5%. Реализация нефтепродуктов в 2013 г., по сравнению с 2012 г., снизилась на 11692305 тыс.руб, в связи с сокращением реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке и экспорте. Также сократился доход от прочей реализации на 1198129 тыс.руб., за счет сокращения прочей реализации на внутреннем рынке.

В 2014 году рост реализации нефти в денежном выражении составил 26015118 тыс.руб., что на 5,1% больше чем в 2013 году. Прирост произошел в основном за счет роста реализации нефти на внутреннем рынке на 34,5%, реализация нефти на экспорт сократилась на 12990102 тыс.руб. по сравнению с 2013 годом. Таким образом изменилась структура рынка реализации.

В 2014 году продолжали сокращаться объемы прочей реализации - на 2140411 тыс.руб. и 6,1%, сокращение произошло как на внутреннем, так и на внешнем рынке.

Таким образом, можно сказать о том для ПАО «Татнефть» большей доходностью обладает реализация нефти. На фоне общего роста объема реализации наблюдается реструктуризация рынка за счет снижения реализации нефтепродуктов на экспорт.

Для общей оценки и понимания динамики финансового состояния за отчетный период производится сопоставление изменения итога баланса с изменением финансовых результатов хозяйственной деятельности за отчетный период. Например, с изменением прибыли, выручки от реализации продукции (Таблица 2.5).

Таблица 2.5 - Сопоставление итога баланса ПАО «Татнефть» с изменением финансовых результатов хозяйственной деятельности за отчетный период

Показатель	2012 год	2013 год	2014 год	Отклонение (в %)	
				2013 от 2012	2014 от 2013
1 Чистая прибыль (убыток)	160940341	256516510	891679409	159,39	347,61
2 Выручка	815574432	814187839	862599616	99,83	105,95
3 Себестоимость продаж	536945509	546726123	621309902	101,82	113,64
4 Отношение затрат к выручке	0,66	0,67	0,70	101,99	104,00
5 Коммерческие расходы	63439639	67790404	64439756	106,86	95,06
6 Управленческие расходы	-	-	--	-	-
7 Отношение расходов к выручке	0,078	0,083	0,072	107,04	87,07

Анализ данных таблицы 2.5 показал, что предприятие значительно увеличило финансовые результаты за период 2012-2014 гг. Так выручка показала прирост в 2014 году на 5,95%, при этом чистая прибыль увеличилась за 2012-2014 годы более чем в 4 раза.

Следует отметить, что при незначительном превышении темпов роста себестоимости относительно выручки наблюдается серьезное снижение темпов роста расходов к выручке, что и привело к росту конечного финансового результата.

Далее проведем общий анализ финансового состояния, данные представим в таблице 2.6.

Таблица 2.6 - Характеристика финансового состояния ПАО «Татнефть»

Наименование характеристики	2012 год	2013 год	2014 год	Темп прироста (в %)	
				2013 к 2012	2014 к 2013
1 Общая стоимость имущества предприятия	1797065707	2105126349	3016889168	117,14	143,31
2 Стоимость имобилизованных активов	1237312046	1432348669	2059643424	115,76	143,79
3 Стоимость материальных оборотных средств	559753661	672777680	957245744	120,19	142,28
4 Величина дебиторской задолженности	152253838	161489569	180790266	106,07	111,95
5 Стоимость собственного капитала	1700835058	1972783806	2338907707	115,99	118,56
6 Величина долгосрочных кредитов и займов	36381518	54847738	65303619	150,76	119,06
7 Величина собственного оборотного капитала	452583167	529717112	763325507	117,04	144,10
8 Величина краткосрочных кредитов и займов	232890	139650	139650	59,96	100,00
9 Величина кредиторской задолженности (в широком смысле слова)	59616241	77355155	116340208	129,76	150,40

Анализ показателей финансового состояния предприятия, говорит о том, что по основным показателям наблюдается положительная динамика. Общая стоимость имущества показывает положительную динамику роста, показатель увеличился на 17,14% в 2013 году и на 43,31% в 2014 году.

Аналогичные показатели роста имеет стоимость иммобилизованных активов и стоимость материальных оборотных средств. Отрицательным моментом является рост кредиторской задолженности в два раза в 2014 году по сравнению с 2012 годом. Негативным моментом является рост дебиторской задолженности на 11,96% в 2014 году. Предприятию необходимо принять меры по оптимизации работы с возвратом дебиторской задолженности.

Также наблюдается рост величины долгосрочных кредитов и займов на 50,76% в 2013 году и 19,06% в 2014 году. Долги предприятия выросли за два года более чем в 1,8 раза. Рост долгосрочных кредитов свидетельствует о реализации ПАО «Татнефть» активной инвестиционной политики.

Наиболее полно имущественное положение предприятия характеризует показатель чистых активов (ЧА). Он учитывает наличное имущественное (материальные и денежные средства) и потенциальное изменение, связанное с погашением дебиторской задолженности и предстоящей оплатой за использование заёмными средствами и закрытием кредиторской задолженности.

В таблице 2.7 представлен расчет изменения чистых активов ПАО «Татнефть»

Таблица 2.7 - Расчет изменения чистых активов ПАО «Татнефть»

Наименование показателя	2012 год	2013 год	2014 год	Отклонение, +/-		Темп прироста, %	
				2013 от 2012	2014 от 2013	2013 от 2012	2014 от 2013
Стоимость чистых активов общества, тыс. руб.	1690833743	1962782271	3079485279	271948528	111670300	116,1	156,9

Показатель стоимости чистых активов общества находится на оптимальном уровне на протяжении всего периода анализа.

Изменение чистых активов в 2013 г., по сравнению с 2012 г., составило 271948528 тыс.руб., темп прироста 116,08%. В 2014 году показатель показал еще более высокий рост и составил 3079485279 тыс.руб., темп прироста 156,89%. Таким образом стоимость чистых активов за два года увеличилась 1,7 раз.

Анализ показателей, характеризующих финансово-хозяйственную деятельность, выявил, что общество ведет успешную хозяйственную деятельность. Объемы реализации нефти стабильно растут. При этом в 2013-2014 г.г. меняется структура реализации, увеличивается доля реализации на внутреннем рынке. Для ПАО «Татнефть» большей доходностью обладает реализация нефти. На фоне общего роста объема реализации наблюдается реструктуризация рынка за счет снижения реализации нефтепродуктов на экспорт. Выполнение этого условия свидетельствует о соблюдении условия финансовой устойчивости организации и наличия у нее достаточного количества собственных оборотных средств. Баланс предприятия является абсолютно ликвидным, платежеспособность компании находится на высоком уровне.

2.3 Оценка уровня финансовой устойчивости и рентабельности ПАО «Татнефть»

Оценка финансового состояния организации будет не полной без анализа финансовой устойчивости. Анализируя платежеспособность, сопоставляют состояние пассивов с состоянием активов. Это дает возможность оценить, в какой степени организация готова к погашению своих долгов.

Финансовая устойчивость - характеристика стабильности финансового состояния предприятия, обеспечиваемая высокой долей собственного капитала в общей сумме используемых им финансовых средств. Оценка уровня

финансовой устойчивости предприятия осуществляется с использованием обширной системы показателей.

Задачей анализа финансовой устойчивости является оценка степени независимости от заемных источников финансирования. Это необходимо, чтобы ответить на вопросы: насколько организация независима с финансовой точки зрения, растет или снижается уровень этой независимости и отвечает ли состояние ее активов и пассивов задачам ее финансово-хозяйственной деятельности. Показатели, которые характеризуют независимость по каждому элементу активов и по имуществу в целом, дают возможность измерить, достаточно ли устойчива анализируемая организация в финансовом отношении.

Коэффициенты оценки финансовой устойчивости предприятия - система показателей, характеризующих структуру используемого капитала предприятия с позиций степени финансовой стабильности его развития в предстоящем периоде[6].

Коэффициент капитализации - показывает, сколько заемных средств организация привлекла на 1 руб. вложенных в активы собственных средств:

$$U_1 = \frac{ЗК}{СК}, \quad (8)$$

где ЗК - заемный капитал, включающий долгосрочные и краткосрочные обязательства;

СК - собственный капитал (капитал и резервы).

Коэффициент финансовой независимости - показывает, удельный вес собственных средств в общей сумме источников финансирования[18]:

$$U_3 = \frac{СК}{ВА}, \quad (9)$$

Коэффициент финансовой устойчивости - показывает, какая часть актива финансируется за счет устойчивых источников[6]:

$$U_5 = \frac{СК + ДО}{ЗК}, \quad (10)$$

где ДО - долгосрочные обязательства.

Исходя из данных бухгалтерского баланса ПАО «Татнефть» коэффициенты, характеризующие финансовую устойчивость, имеют значения, приведенные в таблице 2.8.

Таблица 2.8 - Показатели финансовой устойчивости ПАО «Татнефть» за 2012-2014 годы

Коэффициенты финансовой устойчивости	Нормальное ограничение	2012г.	2013г.	2014г.
Коэффициент капитализации	$\leq 0,66$	0,063	0,072	0,067
Коэффициент финансовой независимости	$\geq 0,4 \div 0,6$	0,94	0,93	0,936
Коэффициент финансовой устойчивости	$\geq 0,6$	0,96	0,958	0,957

Анализ коэффициентов финансовой устойчивости ПАО «Татнефть» за 2012-2014г.г. позволил сделать следующие выводы:

- в анализируемом периоде 2012 - 2013г.г. ПАО «Татнефть» является финансово устойчивым, независимым от внешних источников финансирования. Наблюдается устойчиво низкий уровень коэффициента капитализации,

который характеризует высокую степень кредитоспособности ПАО «Татнефть»;

- в составе источников финансирования (пассиве) собственные источники «Капитал и резервы» преобладают и составляют 2012г.- 94%, 2013г.- 93%, 2014г.- 93,6%. Коэффициент финансовой независимости в динамике постоянен и характеризует уровень общей независимости;

- за счет устойчивых источников финансируется в 2012г.- 96%, 2013г.- 95,8% , 2014г. - 95,7% активов.

Таким образом, в анализируемом периоде 2012-2014г.г. ПАО «Татнефть» является независимым от внешних источников финансирования и кредитоспособным. У предприятия есть резерв для привлечения кредитных ресурсов, не снижая оптимального уровня финансовой устойчивости.

Обобщающим показателем финансовой независимости является излишек или недостаток источников финансирования для формирования запасов, который определяется как разница величины источников средств и величины запасов. Общая величина запасов (Зп) определяется из актива баланса. Для характеристики источников формирования запасов и затрат используется несколько показателей, которые отражают различные виды источников, им соответствуют показатели обеспеченности запасов источниками формирования (таблица 2.9).

Таблица 2.9 - Показатели достаточности источников финансирования для формирования материальных оборотных средств

Показатель	Формула расчета
Показатели источников формирования запасов и затрат	
Наличие собственных оборотных средств (СОС)	$СОС = \text{Капитал и резервы} - \text{Внеоборотные активы}$
Наличие собственных и долгосрочных заемных источников формирования запасов или функционирующий капитал (КФ)	$КФ = (\text{Капитал и резервы} + \text{Долгосрочные пассивы}) - \text{Внеоборотные активы}$
Общая величина основных источников формирования запасов (ВИ)	$ВИ = (\text{Капитал и резервы} + \text{Долгосрочные пассивы} + \text{Краткосрочные кредиты и займы}) - \text{Внеоборотные активы}$
Показатели обеспеченности запасов источниками формирования	
Излишек (+) или недостаток (-) собственных оборотных средств	$\pm\Phi^C = СОС - Зп$
Излишек (+) или недостаток (-) собственных и долгосрочных заемных источников формирования запасов	$\pm\Phi^T = КФ - Зп$
Излишек (+) или недостаток (-) общей величины основных источников для формирования запасов	$\pm\Phi^O = ВИ - Зп$

С помощью этих показателей определяют трехкомпонентный показатель типа финансовой ситуации, представленный формулой (13).

$$S(\Phi) = \begin{cases} 1, & \text{если } \Phi \geq 0, \\ 0, & \text{если } \Phi < 0. \end{cases} \quad (11)$$

В соответствие с ним определяют четыре типа финансовых ситуаций:
 - абсолютная независимость финансового состояния. Представляет крайний тип финансовой устойчивости, встречается крайне редко и отвечает условиям, формирующим трехкомпонентный показатель вида $S(\Phi) = \{1, 1, 1\}$;

- нормальная независимость финансового состояния. Гарантирует платежеспособность. Вид трехкомпонентного показателя данного типа финансовой ситуации имеет вид $S(\Phi)=\{0, 1, 1\}$;

- неустойчивое финансовое состояние. Оно сопряжено с нарушениями платежеспособности, но в данном случае есть возможности восстановления равновесия путем пополнения источников собственных средств за счет сокращения дебиторской задолженности, ускорения оборачиваемости запасов. Вид трехкомпонентного показателя $S(\Phi)=\{0, 0, 1\}$;

- кризисное финансовое состояние. В такой ситуации предприятие полностью зависит от заемных источников финансирования. Собственного капитала и долго - и краткосрочных заемных средств не хватает для финансирования материальных оборотных средств, то есть пополнение запасов в таком случае идет за счет средств, образующихся в результате замедления погашения кредиторской задолженности, т. е. $S(\Phi)=\{0, 0, 0\}$.

Для определения типа финансового состояния ПАО «Татнефть» за 2012-2014 годы вычислим указанные показатели (таблица 2.10).

Таблица 2.10 - Показатели типа финансового состояния ПАО «Татнефть» за 2012-2014 годы

Показатели	Показатели в млрд. руб.		
	2012г.	2013г.	2014г.
Общая величина запасов (Зп)	65,6	68,3	81,4
Наличие собственных оборотных средств (СОС)	453	530	764
Трехкомпонентный показатель типа финансовой ситуации S (Ф)	{1,1,1}	{1,1,1}	{1,1,1}

Абсолютная финансовая устойчивость в 2012-2014г.г. свидетельствует о достаточности у ПАО «Татнефть» собственных оборотных средств для финансирования запасов.

Рентабельность комплексно отражает степень использования материальных, трудовых и денежных ресурсов, а также природных богатств. Рентабельность - это показатель экономической эффективности производства хозяйствующего субъекта и народного хозяйства в целом[27]. Рентабельность - это относительный показатель прибыльности предприятия и рассчитывается как отношение прибыли к затратам.

Рентабельность рассчитывается при помощи системы коэффициентов рентабельности. [6]

Рентабельность продаж - показывает, сколько прибыли приходится на единицу реализованной продукции [6]:

$$R_1 = \frac{\text{ПП}}{\text{ВП}} * 100\% , \quad (12)$$

где ПП - прибыль от продаж;
ВП - выручка от продаж.

Экономическая рентабельность (рентабельность активов) - показывает эффективность использования всего имущества организации[6] :

$$R_4 = \frac{\text{ЧП}}{\text{ССИ}} * 100\% , \quad (13)$$

где ЧП - чистая прибыль;
ССИ - средняя стоимость имущества.

Рентабельность собственного капитала - показывает эффективность использования собственного капитала[6] :

$$R_5 = \frac{\text{ЧП}}{\text{СССК}} * 100\% , \quad (14)$$

где СССК - средняя стоимость собственного капитала.

Валовая рентабельность - показывает, сколько валовой прибыли приходится на единицу выручки[6] :

$$R_6 = \frac{ПВ}{ВП} * 100\% , \quad (15)$$

где ПВ - прибыль валовая.

Таблица 2.11 -Динамика показателей рентабельности ПАО «Татнефть» за 2012-2014 годы

Показатели в %			
Наименование показателя	2012 год	2013 год	2014 год
Рентабельность активов	0,057	13,6	34,9
Рентабельность продукции	34,6	36,6	33
Рентабельность продаж	26,4	24,6	20,5
Рентабельность собственного капитала	0,06	14,75	37,95

В анализируемом периоде 2012-2014 г.г. показатели рентабельности активов и собственного капитала ПАО «Татнефть» имеют положительную динамику роста. Динамикой снижения характеризуются показатели рентабельности продукции и рентабельности продаж. В целом уровень всех показателей рентабельности ПАО «Татнефть» в 2014 г. достаточно высокий.

Таким образом, ПАО «Татнефть» в 2013-2014г.г. являлось платежеспособным, высокорентабельным предприятием, имело высоколиквидный баланс, не зависело от внешних источников финансирования, обладало высоким потенциалом кредитоспособности, достаточно эффективно использовало имеющиеся финансовые ресурсы. Все эти обстоятельства указывают на то, что у ПАО «Татнефть» есть потенциальные возможности для реализации эффективной инвестиционной политики.

3 Совершенствование политики управления инвестиционной деятельностью ПАО «Татнефть»

3.1 Формирование политики управления инвестиционной деятельностью ПАО «Татнефть»

Инвестиционная стратегия - инвестиционные мероприятия долгосрочного характера, направленные на строительство, модернизацию объектов нефтедобычи, которые ориентированы на увеличение мощности, снижение потерь ресурсов и решение экологических проблем.

Рационально выстроенная политика управления инвестициями обеспечивает предприятию ПАО «Татнефть» эффективность инвестиционной деятельности. Политика управления инвестициями предприятия должна включать такие элементы как инвестиционные методы, инструменты, правовое обеспечение.

Система политики управления инвестициями предприятия - совокупность принципов, методов разработки и реализации управленческих инвестиционных решений, связанных с формированием основных стратегических направлений инвестирования и ориентированных на увеличение прибыли и минимизацию инвестиционных рисков[1].

Политика управления инвестициями предприятия должна быть направлена на достижение такой цели как повышение качества управления инвестиционной деятельностью. Качество управления инвестиционной деятельностью зависит в свою очередь от уровня квалификации персонала, качества информационной базы, оптимальной организационной структуры управления инвестиционным процессом.

Политика управления инвестициями предприятия ПАО «Татнефть» должна формироваться с учетом следующих принципов:

- интегрированность с общей системой управления предприятием;
- ориентированность на стратегические цели развития предприятия;

- комплексный характер формирования управленческих инвестиционных решений;
- классификация инвестиций по уровню рисков и обеспечение минимизации рисков;
- обеспечение максимальной доходности инвестиций;
- контроль за инвестиционным процессом.

Основные задачи, которые должна выполнять политика управления инвестициями предприятия:

- обеспечение инвестиционной поддержки;
- снижение инвестиционных рисков;
- эффективность использования финансовых ресурсов, направляемых в инвестиционный процесс;
- выделение доминантных сфер стратегического развития инвестиционной деятельности предприятия;
- формирование системы показателей для мониторинга инвестиционной деятельности предприятия;
- формирование оптимальных по стоимости источников финансирования инвестиций.

Формирование организационной структуры является основой построения системы управления инвестициями предприятия. Именно организационная структура определяет предприятие как конкретную организацию при реализации соответствующей предпринимательской деятельности для достижения желаемого результата. Эта структура может способствовать или мешать реализации выбранной стратегии за счет установленной оптимального (неоптимального) распределения конкретных задач по достижению стратегических целей между подразделениями и службами предприятия.

В процессе формирования организационной структуры инвестиционного менеджмента исходят из объема инвестиционной деятельности предприятия, ее основных форм, функций инвестиционного процесса, региональной диверсификации и других факторов. Кроме того, при построении этой

организационной структуры должны быть обеспечены эффективные связи между различными организационными подразделениями службы управления инвестиционной деятельностью, с одной стороны, и между подразделениями инвестиционного менеджмента и других функциональных систем управления предприятием с другой.

Инвестиционная политика ПАО «Татнефть», ориентированная на стратегию, направлена на достижение высоких показателей возврата на капитал путем осуществления четкой инвестиционной программы и реализации эффективных инвестиционных проектов. Все инвестиционные проекты должны соответствовать стратегическим приоритетам развития компании.

Конечной целью инвестиционной политики компании является повышение конкурентоспособности, увеличение прибыли и обеспечение надежности функционирования.

Проблема комплексной оценки эффективности инвестиций постоянно находится в центре внимания нефтедобывающей компании. С переходом к рыночной экономике, в связи с либерализацией цен, появлением платности финансовых ресурсов, необходимостью учета интересов всех участников инвестиционного процесса потребовался новый взгляд на оценку эффективности инвестиционных решений.

Инвестиционная деятельность ПАО «Татнефть»

Инвестиционная деятельность Компании осуществляется в соответствии со стратегией развития группы «Татнефть» и направлена на решение следующих задач:

- повышение рентабельности добычи нефти;
- улучшение структуры и увеличение объемов запасов;
- добыча высоковязкой нефти на территории Республики Татарстан;
- внедрение прогрессивных технологий разработки месторождений и новейших методов ПНП;
- техническое перевооружение нефтеперерабатывающего завода;

- диверсификация производства и увеличение объемов реализации продукции за счет развития собственной нефтегазопереработки и нефтехимического блока;

- развитие розничной сети АЗС;
- реализация проектов в особой экономической зоне «Алабуга»;
- обеспечение высокого уровня корпоративной социальной ответственности.

Основные принципы корпоративной политики управления инвестиционной деятельностью:

- вложение инвестиций в наиболее эффективные проекты по результатам оптимизации;
- мотивация достижения заявленного уровня доходности по каждому направлению инвестиционной деятельности;
- оценка и мониторинг эффективности каждого инвестиционного проекта.

Приоритеты корпоративной инвестиционной политики:

- обеспечение эффективности инвестиций;
- повышение доходности по каждому направлению деятельности.

В Компании действует и постоянно актуализируется единая база данных паспортов инвестиционных проектов.

Основные инвестиционные проекты Компании.

Программа по добыче нефти. В 2014 году фактическая эффективность вложенных инвестиций на 22% больше запланированного показателя. Для повышения нефтеотдачи пластов было инвестировано 637 млн. руб. в технологию одновременно-раздельной эксплуатации и закачки, разработаны различные модификации оборудования и комбинации установок. Продолжены опытно-промышленные работы на Ашальчинском месторождении природных битумов сверхвязкой нефти. Объем инвестиций по проекту составил 5,7 млрд. руб., в том числе 2,8 млрд. руб. в отчетном году.

Для увеличения полезного использования попутного нефтяного газа, а также повышения энергонезависимости промыслов за счет выработки собственной энергии, в Компании внедрены проекты по использованию газотурбинных установок.

Модернизация оборудования НГДУ «Елховнефть» с установкой каталитического и гидро -крекинга. Инвестиции в 2014 году на техническое перевооружение составили 973 млн. руб. Выполнен значительный объем монтажных работ.

Развитие нефтехимического комплекса. В 2014 году на развитие нефтехимического комплекса инвестировано 861 млн. руб. На ОАО «Нижекамскшина» завершен проект «Увеличение производства высокоэффективных шин на 1,3 млн шт. в год». Данный проект является начальным этапом (этап 1А) проекта «Доведение мощностей производства до 18 млн шт. шин в год». В результате реализации данного проекта объем производства высокоэффективных шин увеличится до 4,5 млн шт. шин в год. Стоимость проекта составила 1,1 млрд. руб. На ОАО «Нижекамсктехуглерод» продолжается проект «Модернизация производства технического углерода». Реализация всего проекта позволит увеличить объем производства до 134,0 тыс. тонн.

Производство стекловолокна и продукции на его основе. Реализация проекта проводится на базе ООО «ПД Татнефть-Алабуга Стекловолокно», учредителями которого являются ООО «Татнефть-Актив» и немецкая компания P-D Glasseiden GmbH Ochatz. За 2014 г. выплавлено 26,1 тыс. тонн стекломассы, произведено 21,3 тыс. тонн товарной продукции, из них 54,2% прямой ровинг и комплексная нить, 17,3 % ассемблированный ровинг, 13,7% стекломаты, 4,1 % стеклосетки, 4,0% ровинговые ткани и 6,7% рубленая стеклонить.

Развитие розничного бизнеса. Инвестиционная программа развития сбытовой инфраструктуры ПАО «Татнефть» составила 1,3 млрд. руб. В 2014 году введено в эксплуатацию 18 АЗС, 1 автоматическая АЗС, 7 АГЗС и 7

газовых терминалов при действующих станциях на территории Российской Федерации. В 2015 году продолжены работы по внедрению энергосберегающих технологий. На 36 АЗС установлены пеллетные котлы.

Задачи, решаемые в ходе оценки эффективности реализации инвестиционного проекта:

- определение потребности в объемах инвестирования для решения стратегических целей развития компании;
- формирование эффективной и сбалансированной программы предприятия;
- формирование достаточного объема инвестиционных ресурсов в соответствии с прогнозируемым объемом инвестиционных ресурсов компании;
- обоснование схемы финансирования отдельных реальных проектов и оптимизация структуры источников привлечения капитала для осуществления инвестиционной деятельности предприятия в целом;
- поиск путей ускорения реализации проектов.

Высокие темпы реализации инвестиционных проектов способствуют ускорению экономики предприятия в целом. Чем быстрее реализован тот или иной проект, тем быстрее начнет формироваться дополнительный чистый денежный поток предприятия в виде чистой инвестиционной прибыли и амортизационных отчислений. Ускорение реализации инвестиционной программы предприятия сокращает срок использования кредитных ресурсов. Быстрая реализация инвестиционных проектов приводит к снижению уровня инвестиционных рисков связанных с инфляцией, инвестиционным климатом в стране и другими факторами.

В процессе инвестиционной деятельности обеспечивается финансовое равновесие предприятия. Равновесие сопровождается высоким уровнем финансовой устойчивости на всех этапах развития проекта и до его реализации.

Осуществляя инвестиционную деятельность, ПАО «Татнефть» должно заранее прогнозировать, какое влияние она окажет на уровень финансовой устойчивости.

Система управления инвестициями ПАО «Татнефть» в большей степени ориентирована на реальные инвестиции, чем на финансовые инвестиции.

Сформируем основные этапы процесса управления инвестициями в ПАО «Татнефть», с учетом реализуемой инвестиционной политики (рисунок 3.1).

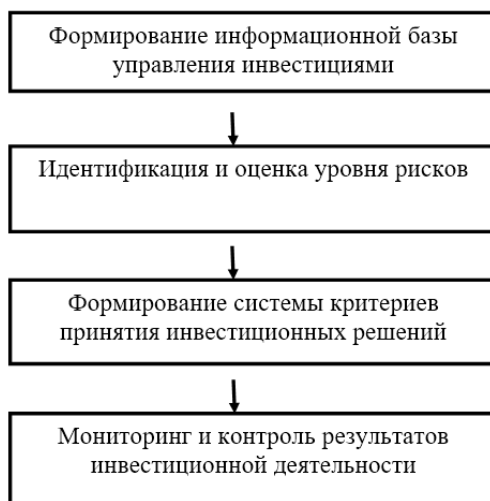


Рисунок 3.1 - Этапы процесса управления инвестициями

Одним из важных этапов процесса управления инвестициями является инвестиционная оценка уровня рисков.

В практике управления проектами существует несколько способов снижения риска:

- распределение риска между участниками инвестиционного проекта (передача части риска);
- страхование;
- резервирование средств на покрытие непредусмотренных расходов;
- идентификация и оценка рисков.

Обычная практика распределения риска между участниками реализации инвестиционного проекта состоит в том, чтобы сделать ответственным за риск того участника проекта, который может лучше всех контролировать эти риски. Часто бывает так, что именно этот партнер недостаточно силен финансово, чтобы устранить последствия воздействия риска.

Фирмы-консультанты, поставщики оборудования и даже большинство подрядчиков имеют ограниченные средства для компенсации риска, которые они могут использовать, не подвергая риску собственное существование. Распределение риска осуществляется при разработке финансового плана и контрактных документов.

Распределение риска между участниками реализации проекта может быть количественным и качественным. Модель количественного распределения риска базируется на традиционных методах решений, основой которых является дерево «вероятностей и решений», которое используется для установления последовательности решений. Эта последовательность определяется на стадии формирования портфеля заказов. Качественное распределение риска предусматривает, что участники реализации проекта принимают ряд решений, которые или расширяют, или сужают диапазон потенциальных инвесторов. Чем большую часть риска участники имеют намерение возложить на инвесторов, тем труднее участникам проекта привлечь этих инвесторов.

Логичнее всего при этом сделать ответственным за конкретный вид риска того из его участников, который обладает возможностью точнее и качественнее рассчитывать и контролировать данный риск. Распределение рисков оформляется при разработке финансового плана проекта и контрактных документов. Распределение рисков фактически реализуется в процессе подготовки плана проекта и контрактных документов. Следует иметь в виду, что повышение рисков у одного из участников должно сопровождаться адекватным изменением в распределении доходов от проекта. Поэтому при переговорах необходимо:

- определить возможности участников проекта по предотвращению последствий наступления рискованных событий;
- определить степень рисков, которую берет на себя каждый участник проекта;
- договориться о приемлемом вознаграждении за риски;

- следить за соблюдением паритета в соотношении рисков и дохода между всеми участниками проекта. Информация играет важную роль в инвестиционном менеджменте. Менеджеру часто приходится принимать рискованные решения, когда результаты вложения капитала не определены и основываются на ограниченной информации. Если бы у менеджера была полная информация, то он мог бы сделать точный прогноз и свести риски к минимуму.

Большинству крупных проектов свойственна большая продолжительность их реализации, что часто выражается в увеличении стоимости работ, превышающей начальную стоимость реализации проекта. Выходом из такой ситуации может быть передача определенной части рисков страховой компании.

Зарубежная практика страхования использует полное страхование инвестиционных проектов. Выбор рациональной схемы страхования представляет собой достаточно сложную задачу. Рассмотрим основные положения данного способа снижения рисков.

Страхование предпринимательского риска предполагает заключение договора имущественного страхования, по которому одна сторона (страховщик) обязуется за обусловленную договором плату (страховую премию) при наступлении предусмотренного в договоре события (страхового случая) возместить другой стороне (страхователю) или иному лицу, в пользу которого заключен договор (выгодоприобретателю), причиненные вследствие этого события убытки в пределах определенной договором суммы (страховой суммы).

По договору имущественного страхования могут быть, в частности, застрахованы следующие имущественные интересы:

- риск утраты (гибели), недостачи или повреждения определенного имущества;
- риск ответственности по обязательствам, возникающим вследствие причинения вреда жизни, здоровью или имуществу других лиц, а в случаях,

предусмотренных законом, также ответственности по договорам — риск гражданской ответственности;

- риск убытков от предпринимательской деятельности из-за нарушения своих обязательств контрагентами предпринимателя или изменения условий этой деятельности по не зависящим от предпринимателя обстоятельствам;

- риск неполучения ожидаемых доходов;

- предпринимательский риск.

При заключении договора страхования предпринимательского риска страховщик вправе произвести анализ рисков, а при необходимости назначить экспертизу.

При страховании предпринимательского риска, если договором страхования не предусмотрено иное, страховая сумма не должна превышать убытки от предпринимательской деятельности, которые страхователь, как можно ожидать, понес бы при наступлении страхового случая.

Для реальных инвестиций существует страхование и не только от финансовых потерь. Договором строительного подряда может быть предусмотрена обязанность стороны, на которой лежит риск случайной гибели или случайного повреждения объекта строительства, материала, оборудования и другого имущества, используемого при строительстве, либо ответственность за причинение при осуществлении строительства вреда другим лицам, застраховать соответствующие риски.

Отчисления на страхование предпринимательских рисков можно включать в состав себестоимости продукции. В себестоимость продукции (работ, услуг) включаются платежи (страховые взносы) по добровольному страхованию средств транспорта (водного, воздушного, наземного), имущества, гражданской ответственности организаций - источников повышенной опасности, гражданской ответственности перевозчиков, профессиональной ответственности, по добровольному страхованию от несчастных случаев и болезней, а также медицинскому страхованию.

Разрешено создавать страховые резервы или страховые фонды всем предприятиям и организациям для финансирования расходов, вызванных предпринимательскими и прочими рисками, а также связанных со страхованием имущества, жизни работников и гражданской ответственности за причинение вреда имущественным интересам третьих лиц. Установлен и лимит отчислений на эти цели: он не может превышать одного процента объема реализуемой продукции (работ, услуг).

В объем страхового покрытия могут входить следующие риски:

- изменения в валютном законодательстве, которые могли бы препятствовать инвесторам осуществлять деятельность согласно ранее обусловленной программе;

- изменения в валютном законодательстве, которые препятствовали бы переводу дивидендов инвесторам;

- принятие нормативных актов, которые препятствовали бы инвесторам использовать инвестированные средства и возможный доход от них для последующего инвестирования;

- принятие законодательства, которое ущемляло бы финансовое и любое другое положение инвесторов по сравнению с первоначальными предпосылками;

- внесение изменений в арбитражную практику.

При этом данный перечень возможных рисков может быть дополнен исходя из особенностей политической и экономической ситуации в стране.

Объектом страхования могут быть следующие виды инвестиций:

- акции, другие ценные бумаги и права участия;

- прямые инвестиции (например, связанные с проведением строительно-монтажных работ, модернизацией производства и т.д.);

- имущественные права, связанные с лицензированием, международным лизингом и др.;

- ссуды и кредиты.

Действенным способом сокращения риска является создание резерва средств на покрытие непредвиденных расходов. С помощью этого резерва устанавливается соотношение между потенциальными рисками, влияющими на стоимость проекта, и размером расходов, необходимых для предотвращения препятствий в реализации инвестиционного проекта. Основной проблемой при создании резерва является оценка потенциальных последствий риска.

Резервирование средств на покрытие непредвиденных расходов представляет собой способ борьбы с риском, предусматривающий установление соотношения между потенциальными рисками, влияющими на стоимость проекта, и размером расходов, необходимых для преодоления сбоев в выполнении проекта.

Величина резерва должна быть равна или превышать величину колебания параметров системы во времени. В этом случае затраты на резервы должны быть всегда ниже издержек (потерь), связанных с восстановлением отказа. Зарубежный опыт допускает увеличение стоимости проекта от 7 до 12% за счет резервирования средств на форс-мажор. Резервирование средств предусматривает установление соотношения между потенциальными рисками, изменяющими стоимость проекта, и размером расходов, связанных с преодолением нарушений в ходе его реализации.

Одной из составляющих инвестиционную политику предприятия в данном исследовании является корректировка ставки дисконтирования с поправкой на риски. Идентификация рисков представляет собой процесс определения содержания рисков, классификации их видов, количественного определения. В процессе проведенного исследования были выявлены риски ПАО «Татнефть», связанные с инвестиционной деятельностью, в частности с модернизацией оборудования.

Идентифицируем риски и представим их в таблице 3.1.

Выявленные риски необходимо оценить и затем полученные значения использовать при обосновании эффективности инвестиций, например, включая

их в ставку дисконтирования. Для оценки рисков используем метод бета-коэффициента (модель CAPM).[12]

Таблица 3.1 Анализ факторов риска ПАО «Татнефть» в процессе инвестиционной деятельности

Факторы риска	Низкий риск			Средний риск			Высокий риск		
	0,5	0,63	0,75	0,88	1,00	1,25	1,5	1,75	2,0
Отраслевые факторы риска: Изменение нормативно-правовой базы; Снижение спроса на продукцию; Капиталоемкость проекта; Природно-климатический риск; Технический риск;	x	x	x						x
Общэкономические факторы риска: Инфляция Темпы экономического роста			x				x		
Факторы финансового риска: Финансовая устойчивость Стабильность дохода Высокая стоимость инвестиционных источников		x		x	x				
Количество наблюдений	1	3	2	1	1	0	1	0	1
Взвешенный итог	0,5	1,89	1,5	0,88	1,00	0,00	1,5	0,00	2,00
Итого	9,27								
Количество факторов	10								
Итоговый коэффициент бета	0,927								

Для расчета ставки дисконтирования с помощью бета-коэффициента используем следующую формулу:

$$R = R_f + \beta (R_m - R_f), \quad (16)$$

где R – требуемая (желаемая) инвестором ставка дохода на собственный капитал;

R_f – безрисковая ставка дохода (валютная ставка Сбербанка по депозиту в долларах);

R_m – доходность рынка (индекс РТС, средняя величина за последних три года - 8,7%);

β – бета-коэффициент (предел от 0 до 2), отражает уровень риска доходности активов проекта.

Рассчитаем требуемую (желаемую) инвестором ставку дохода (дисконтирования) на собственный капитал по вышеприведенной методике:

$R_m = 8,7\%$; Безрисковая ставка дохода (валютная ставка Сбербанка по депозиту в долларах), $R_f = 2,95\%$. Так как расчеты будут в рублях, переведем долларовую ставку в рублевую депозитную ставку исходя из курса 64,70руб./долл. по данным ЦБ РФ на 20.05.2016, ставка составит $(2,95/52,06)*100=4,55\%$;

Бета-коэффициент $\beta = 0,927$; отражает, в какой степени доходность актива проекта будет реагировать на изменение доходности рыночного портфеля;

$R = 4,55 + 0,927*(8,7-4,5) = 7,12\%$. Таким образом, минимальная ставка дисконтирования с учетом рисков может составить 7,12%. К полученной ставке дисконтирования добавим премию за отраслевой риск 10%. В итоге в расчетах примем ставку дисконтирования $7,12\%+10\%=17,12\%$.

Таким образом, основные направления инвестиционной политики ЗАО «Татнефть» должны содержать следующее:

- инвестиционная политика ПАО «Татнефть» должна формироваться с учетом принципов, из которых основными являются ориентированность на стратегические цели развития предприятия, классификация инвестиций по уровню рисков и обеспечение минимизации рисков, получение максимальной доходности инвестиций;

- инвестиционная политика предприятия ПАО «Татнефть» должна решать задачи эффективного использования финансовых ресурсов,

направляемых в инвестиционный процесс, выделения доминантных сфер стратегического развития инвестиционной деятельности предприятия, формирования системы показателей для мониторинга инвестиционной деятельности предприятия и оптимальных по стоимости источников финансирования инвестиций;

- организационная структура управления инвестиционной деятельностью ПАО «Татнефть» должна соответствовать стратегическим целям развития предприятия, обеспечивать оперативность и высокое качество принимаемых управленческих решений;

- одним из важных направлений инвестиционной политики ПАО «Татнефть» и этапом процесса управления инвестициями должна являться инвестиционная оценка рисков путем идентификации и оценки уровня рисков;

- оценка экономической целесообразности инвестиционных проектов должна осуществляться с учетом обоснования ставки дисконтирования (отраслевая ставка составляет 20% и слишком завышена в современных условиях, обоснованная в работе ставка –17,12%).

3.2 Обоснование экономической эффективности инвестиционного проекта по техническому перевооружению нефтеперерабатывающего завода

В сфере нефтепереработки внедрение и применение новых технологий направлено на повышение эффективности и обеспечение экологической безопасности производства. Предприятие ежегодно осуществляет реконструкцию и модернизацию технологических установок, оборудования, проводит оптимизацию технологических процессов, работает над проектами строительства комплексов гидрокрекинга и каталитического крекинга, с вводом которых существенно увеличится глубина переработки сырья, начнется выпуск нефтепродуктов, соответствующих мировым стандартам качества.

В 2014 году на нефтеперерабатывающем заводе ПАО «Татнефть» были продолжены работы по техническому перевооружению предприятия как за счет строительства новых объектов, так и за счет технического развития действующего производства. Введение новых процессов позволяет повышать качество выпускаемой продукции, соответствующей требованиям технического регламента «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту».

В 2014 году в связи с вводом в эксплуатацию комплекса глубокой переработки нефти были разработаны 4 новые технологии производства топлива: технология производства мазута топочного 40 и мазута топочного 100, технология производства сжиженных углеводородных газов для коммунально-бытового потребления и 2 технологии по производству топлива дизельного.

Разработанная технология производства дизельного топлива, а также монтаж сырьевых и продуктовых трубопроводов установок позволили производить на действующих установках дизельное топливо 5 класса по Техническому регламенту. Всего в отчетном году была осуществлена постановка на промышленное производство 3 новых продуктов: мазут (зольный 3 видов), топливо дизельное (летнее, зимнее, арктическое) класса 5, топливо дизельное ЕВРО класса 5.

В настоящий момент наиболее эффективным средством модернизации нефтеперерабатывающего завода является внедрения технологий каталитического и гидро -крекинга.

Остановимся на кратком описании данных технологий.

Каталитический крекинг - важнейший процесс нефтепереработки, существенно влияющий на эффективность НПЗ в целом. Сущность процесса заключается в разложении углеводородов, входящих в состав сырья (вакуумного газойля) под воздействием температуры в присутствии цеолитсодержащего алюмосиликатного катализатора. Целевой продукт установки КК - высокооктановый компонент бензина с октановым числом 90

пунктов и более, его выход составляет от 50 до 65% в зависимости от используемого сырья, применяемой технологии и режима. Высокое октановое число обусловлено тем, что при каткрекинге происходит также изомеризация. В ходе процесса образуются газы, содержащие пропилен и бутилены, используемые в качестве сырья для нефтехимии и производства высокооктановых компонентов бензина, легкий газойль - компонент дизельных и печных топлив, и тяжелый газойль - сырьё для производства сажи, или компонент мазутов.

Мощность современных установок в среднем - от 1,5 до 2,5 млн тонн, однако на заводах ведущих мировых компаний существуют установки мощностью и 4,0 млн. тонн.

Ключевым участком установки является реакторно-регенераторный блок. В состав блока входит печь нагрева сырья, реактор, в котором непосредственно происходят реакции крекинга, и регенератор катализатора. Назначение регенератора - выжиг кокса, образующегося в ходе крекинга и осаждающегося на поверхности катализатора. Реактор, регенератор и узел ввода сырья связаны трубопроводами (линиями пневмотранспорта), по которым циркулирует катализатор.

Мощностей каталитического крекинга на российских НПЗ в настоящее время явно недостаточно, и именно за счёт ввода новых установок решается проблема с прогнозируемым дефицитом бензина. При реализации декларируемых нефтяными компаниями программ реконструкции НПЗ, данный вопрос полностью снимается.

Сырьё с температурой 500-520°C в смеси с пылевидным катализатором движется по лифт-реактору вверх в течение 2-4 секунд и подвергается крекингу. Продукты крекинга поступают в сепаратор, расположенный сверху лифт-реактора, где завершаются химические реакции и происходит отделение катализатора, который отводится из нижней части сепаратора и самотёком поступает в регенератор, в котором при температуре 700°C осуществляется выжиг кокса. После этого восстановленный катализатор возвращается на узел

ввода сырья. Давление в реакторно-регенераторном блоке близко к атмосферному. Общая высота реакторно-регенераторного блока составляет от 30 до 55 м, диаметры сепаратора и регенератора - 8 и 11 м соответственно для установки мощностью 2,0 млн тонн.

Продукты крекинга уходят с верха сепаратора, охлаждаются и поступают на ректификацию.

Каткрекинг может входить в состав комбинированных установок, включающих предварительную гидроочистку или легкий гидрокрекинг сырья, очистку и фракционирование газов.

Гидрокрекинг - процесс, направленный на получение высококачественных керосиновых и дизельных дистиллятов, а также вакуумного газойля путём крекинга углеводородов исходного сырья в присутствии водорода. Одновременно с крекингом происходит очистка продуктов от серы, насыщение олефинов и ароматических соединений, что обуславливает высокие эксплуатационные и экологические характеристики получаемых топлив. Например, содержание серы в дизельном дистилляте гидрокрекинга составляет миллионные доли процента. Получаемая бензиновая фракция имеет невысокое октановое число, её тяжёлая часть может служить сырьём риформинга. Гидрокрекинг также используется в масляном производстве для получения высококачественных основ масел, близких по эксплуатационным характеристикам к синтетическим.

Гамма сырья гидрокрекинга довольно широкая - прямогонный вакуумный газойль, газойли каталитического крекинга и коксования, побочные продукты маслблока, мазут, гудрон.

Установки гидрокрекинга, как правило, строятся большой единичной мощности - 3-4 млн. тонн в год по сырию.

Обычно объёмов водорода, получаемых на установках риформинга, недостаточно для обеспечения гидрокрекинга, поэтому на НПЗ сооружаются отдельные установки по производству водорода путём паровой конверсии углеводородных газов.

Технологические схемы принципиально схожи с установками гидроочистки - сырьё, смешанное с водородосодержащим газом (ВСГ), нагревается в печи, поступает в реактор со слоем катализатора, продукты из реактора отделяются от газов и поступают на ректификацию. Однако, реакции гидрокрекинга протекают с выделением тепла, поэтому технологической схемой предусматривается ввод в зону реакции холодного ВСГ, расходом которого регулируется температура. Гидрокрекинг - один из самых опасных процессов нефтепереработки, при выходе температурного режима из-под контроля, происходит резкий рост температуры, приводящий к взрыву реакторного блока.

Аппаратурное оформление и технологический режим установок гидрокрекинга различаются в зависимости от задач, обусловленных технологической схемой конкретного НПЗ, и используемого сырья.

Например, для получения малосернистого вакуумного газойля и относительно небольшого количества светлых (лёгкий гидрокрекинг), процесс ведётся при давлении до 80 атм на одном реакторе при температуре около 350°C.

Для максимального выхода светлых (до 90%, в том числе до 20% бензиновой фракции на сырьё) процесс осуществляется на 2-х реакторах. При этом, продукты после первого реактора поступают в ректификационную колонну, где отгоняются полученные в результате химических реакций светлые, а остаток поступает во второй реактор, где повторно подвергается гидрокрекингу. В данном случае, при гидрокрекинге вакуумного газойля давление составляет около 180 атм, а при гидрокрекинге мазута и гудрона - более 300. Температура процесса, соответственно, варьируется от 380 до 450°C и выше.

В России до последнего времени процесс гидрокрекинга не использовался, первые проекты были реализованы в конце 2000-х годов.

Совместное строительство установок гидрокрекинга и каталитического крекинга в рамках комплексов глубокой переработки нефти представляется

наиболее эффективным для производства высокооктановых бензинов и высококачественных средних дистиллятов.

Далее произведем оценку эффективности инвестиционного проекта модернизации оборудования нефтепереработки ПАО «Татнефть».

Методы оценки эффективности инвестиционных проектов представляют собой способы определения целесообразности долгосрочного вложения капитала (инвестиций) в различные объекты, (отрасли) с целью оценки перспектив их прибыльности и окупаемости.

Абсолютные, обобщающие показатели определяются как разность между стоимостными оценками результатов и затрат, связанных с реализацией проекта. Относительные, обобщающие показатели определяются как отношение стоимостных оценок результатов проекта к совокупным затратам на их получение. Временные показатели оценивают срок окупаемости инвестиционных затрат.

По методу сопоставления разновременных денежных затрат и результатов, различают следующие методы:

- статические, денежные потоки, возникающие в разные моменты времени, оцениваются как равноценные;
- динамические, денежные потоки, вызванные реализацией проекта, приводятся к эквивалентной основе посредством их дисконтирования, обеспечивая сопоставимость разновременных денежных потоков.

К динамическим методам относятся: чистый дисконтированный доход (Net Present Value, NPV); индекс рентабельности инвестиции (Profitability Index, PI); внутренняя норма рентабельности (Internal Rate of Return, IRR); дисконтированный срок окупаемости инвестиции (Discounted Payback Period, DPP).[11]

Динамические методы оценки инвестиций

Чистый дисконтированный доход (NPV)

Чистый дисконтированный доход (чистая текущая стоимость - Net Present Value, NPV, ЧДД) - рассчитывается как разность дисконтированных денежных

потоков доходов и расходов, производимых в процессе реализации инвестиций за прогнозируемый период.[12] Суть критерия состоит в сравнении текущей стоимости будущих денежных поступлений от реализации проекта с инвестиционными расходами, необходимыми для его реализации. Процесс пересчета будущей стоимости денежного потока в текущую называется дисконтированием (от англ. *discont* - уменьшать). Ставка, по которой происходит дисконтирование, называется ставкой дисконтирования (дисконта).

Положительное значение NPV считается подтверждением целесообразности инвестирования денежных средств, а отрицательное, напротив, свидетельствует о неэффективности их использования.

NPV - метод имеет свои достоинства и недостатки. Корректное использование NPV-метода возможно только при соблюдении ряда условий. Объем денежных потоков в рамках инвестиционного проекта должен быть оценен для всего планового периода и привязан к определенным временным интервалам. Денежные потоки в рамках инвестиционного проекта должны рассматриваться изолированно от остальной производственной деятельности предприятия, т.е. характеризовать только платежи и поступления, непосредственно связанные с реализацией данного проекта. Принцип дисконтирования, применяемый при расчете чистого приведенного дохода, с экономической точки зрения подразумевает возможность неограниченного привлечения и вложения финансовых средств по ставке дисконта. Использование метода для сравнения эффективности нескольких проектов предполагает использование единой для всех проектов ставки дисконта и единого временного интервала.

Достоинства метода чистой текущей стоимости:

- отражает доходы от инвестиций;
- учитывает срок жизни инвестиционного проекта и распределение во времени денежных потоков;
- учитывает фактор времени;
- обладает свойством аддитивности;

-отражает прогнозную оценку изменения экономического потенциала предприятия в случае принятия инвестиционного проекта.

Недостатки метода чистой текущей стоимости:

- не учитывает размера альтернативных инвестиционных проектов;
- зависит от величины нормы дисконта;
- не отражает уровень проектного риска, не информирует о «резерве безопасности проекта»;
- осложняется трудностью прогнозирования ставки дисконта, которая в будущем может изменяться в связи с изменением экономических условий;
- требует детальных долгосрочных прогнозов.

Этот метод дает ответ лишь на вопрос, способствует ли анализируемый вариант инвестирования росту ценности фирмы или богатства инвестора вообще, но никак не говорит об относительной мере такого роста. Для этого используется иной показатель - метод расчета рентабельности инвестиций.

Дисконтированный индекс рентабельности инвестиций (PI)

Рассчитывается как отношение чистой текущей стоимости денежного притока к чистой текущей стоимости денежного оттока (включая первоначальные инвестиции) [9]. Индекс рентабельности - относительный показатель эффективности инвестиционного проекта и характеризует уровень доходов на единицу затрат, т.е. эффективность вложений - чем больше значение этого показателя, тем выше отдача денежной единицы, инвестированной в данный проект. Критерий DPI имеет преимущество при выборе одного проекта из ряда имеющих примерно одинаковые значения NPV, но разные объемы требуемых инвестиций.

К недостаткам метода можно отнести:

- неаддитивность;
- не отражает вклад в увеличение капитала фирмы в результате реализации проекта;
- зависимость от нормы дисконта.

Достоинства метода индекса доходности дисконтированных инвестиций:

- критерий отражает эффективность единицы инвестиций;
- позволяет сформировать наиболее эффективный инвестиционный портфель;
- позволяет судить о «резерве безопасности проекта»;
- учитывает временную ценность денежных вложений.

Внутренняя норма доходности (IRR).

Внутренняя норма прибыли представляет собой ту норму дисконта, при которой чистая дисконтированная (текущая) стоимость проекта становится равной нулю.

Смысл расчета этого коэффициента при анализе эффективности планируемых инвестиций заключается в следующем: IRR показывает максимально допустимый относительный уровень расходов, которые могут быть ассоциированы с данным проектом. Например, если проект полностью финансируется за счет ссуды коммерческого банка, то значение IRR показывает верхнюю границу допустимого уровня банковской процентной ставки, превышение которой делает проект убыточным.

Экономический смысл этого показателя заключается в следующем: предприятие может принимать любые решения инвестиционного характера, уровень рентабельности которых не ниже текущего значения показателя СС (цены источника средств, для данного проекта, цены капитала). Именно с ним сравнивается показатель IRR, рассчитанный для конкретного проекта, при этом:

- если $IRR > СС$, то проект следует принять;
- если $IRR < СС$, то проект следует отвергнуть;
- если $IRR = СС$, то проект ни прибыльный, ни убыточный.

К достоинствам этого критерия можно отнести объективность, независимость от абсолютного размера инвестиций, информативность. Данный метод:

- учитывает срок жизни инвестиционного проекта и распределение во времени денежных потоков;
- отражает уровень проектного риска;
- не зависит от нормы дисконта;
- учитывает временную ценность денежных вложений.

Однако у него есть и недостатки: сложность расчетов, большая зависимость от точности оценки будущих денежных потоков.

Недостатки метода внутренней нормы доходности:

- показывает лишь максимальный уровень затрат, который может быть ассоциирован с оцениваемым инвестиционным проектом (если IRR двух проектов больше цены привлекаемых источников инвестиций, то выбор лучшего варианта по критерию невозможен);
- неаддитивен, характеризует только конкретный проект, сложно использовать для оценки инвестиционного портфеля;
- для неординарных денежных потоков может иметь несколько значений;
- не позволяет определить изменение капитала предприятия;
- сложность расчетов.

Преимуществом метода внутренней рентабельности по отношению к методу чистого дисконтированного дохода является возможность его интерпретирования. Он характеризует начисление процентов на затраченный капитал (рентабельность затраченного капитала).

Кроме этого, внутреннюю процентную ставку можно рассматривать в качестве критической процентной ставки для определения абсолютной выгодности инвестиционной альтернативы в случае, если применяется метод чистой текущей стоимости и не действует допущение о надежности информации.

Критерии NPV, IRR и PI (индекс рентабельности инвестиций) наиболее часто применяемые в инвестиционном анализе, являются фактически разными версиями одной и той же концепции, и поэтому их результаты связаны друг с

другом. Таким образом, можно ожидать выполнения следующих математических соотношений для одного проекта:

- если , $NPV > 0$, то $IRR > CC$; $PI > 1$;
- если , $NPV < 0$, то $IRR < CC$; $PI < 1$;
- если , $NPV = 0$, то $IRR = CC$; $PI = 1$.

Дисконтированный срок окупаемости (DPP)

Срок окупаемости - минимальный временной интервал, в течение которого дисконтированные денежные поступления сравниваются с дисконтированными денежными затратами. Данный метод устраняет недостаток статического метода срока окупаемости инвестиций и учитывает стоимость денег во времени. Очевидно, что в случае дисконтирования, срок окупаемости увеличивается, т.е. всегда $DPP > PP$.

Если представлены несколько альтернативных проектов, то наиболее эффективным считают тот проект, у которого срок окупаемости меньше. Однако это условие является необходимым, но не достаточным для выбора проекта к реализации. Период окупаемости может стимулировать использование высокодоходных, но краткосрочных проектов в ущерб более рентабельных, но долгосрочных.

Поэтому определение периода окупаемости носит вспомогательный характер относительно чистой текущей стоимости проекта или внутренней нормы рентабельности.

Достоинства метода дисконтированного срока окупаемости (DPP):

- отражает ликвидность и рискованность инвестиционного проекта;
- не зависит от величины горизонта расчета;
- учитывает временную ценность денежных вложений.

Недостатки метода дисконтированного срока окупаемости:

- не учитывает последующие притоки денежных средств, на критерий не влияет отдача, лежащая за пределами периода окупаемости, а потому он может служить неверным критерием привлекательности проекта;

Существует ряд ситуаций, в которых применение метода, основанного на расчёте срока окупаемости затрат целесообразно. Это, например, ситуация когда руководство компании в большей степени озабочено решением проблемы ликвидности, а не прибыльности проекта, - главное, чтобы инвестиции окупились и как можно скорее. Метод также хорош в ситуации, когда инвестиции сопряжены с высокой степенью риска, поэтому, чем короче срок окупаемости, тем менее рискован проект. Такая ситуация характерна для отраслей или видов деятельности, где велика вероятность достаточно быстрых технологических изменений.

Таким образом, из всех критериев наиболее приемлемыми для принятия решений инвестиционного характера являются критерии NPV, IRR и DPI. Несмотря на отмеченную взаимосвязь между этими показателями, при оценке альтернативных инвестиционных проектов проблема выбора критерия все же остается. Основная причина кроется в том, что NPV - абсолютный показатель, а DPI и IRR - относительные.

При принятии решения можно руководствоваться следующими соображениями:

- а) рекомендуется выбирать вариант с большим NPV, поскольку этот показатель характеризует возможный прирост экономического потенциала коммерческой организации (наращивание экономической мощи компании является одной из наиболее приоритетных целевых установок);
- б) возможно также сделать расчет коэффициента IRR для приростных показателей капитальных вложений и доходов при этом, если $IRR > CC$, то приростные затраты оправданны, и целесообразно принять проект с большими капитальными вложениями.

В случае противоречия между критериями NPV и IRR более предпочтительно использование критерия NPV. Поскольку NPV дает вероятностную оценку прироста стоимости коммерческой организации в случае принятия проекта; обладает свойством аддитивности, что позволяет

складывать значения показателя NPV по различным проектам и использовать агрегированную величину для оптимизации инвестиционного портфеля.

Тем не менее, на практике существуют разные критерии оценки инвестиционных проектов, которые каждое предприятие разрабатывает с учетом специфики своей деятельности, и данная рекомендация не является доминирующей. Нельзя категорично утверждать, что критерий NPV всегда является лучшим.

Формула для расчета NPV имеет следующий вид:

$$NPV = \sum_{k=1}^n \frac{P_k}{(1+r)^k} - \sum_{j=1}^m C_j \frac{1}{(1+i)^j}, \quad (17)$$

где $t = 1 \dots T$ - годы функционирования проекта;

r, i - ставка дисконтирования;

C_j - инвестиционные затраты;

P_k - доход от проекта в k -м году (будущие чистые денежные потоки).

Если NPV больше нуля, т.е. оценка будущих чистых денежных потоков превышает текущую оценку инвестиционных затрат, то проект экономически целесообразен. В этом случае инвестиционные затраты по данному проекту порождают чистые денежные потоки с доходностью большей, чем альтернативные варианты на рынке с таким же уровнем риска. Отрицательное значение NPV означает, что доходность проекта меньше объема вложенных в него средств, и на рынке имеются более привлекательные варианты инвестирования.

Внутренняя норма доходности (IRR) определяется как расчетная ставка дисконтирования, которая уравнивает по рассматриваемому проекту сумму дисконтированных чистых денежных потоков с текущей оценкой инвестиционных затрат. IRR может рассчитываться только при условии, что

потоки денежных средств во все будущие периоды времени неотрицательны. В противном случае получить однозначный ответ о величине IRR невозможно.

Внутренняя норма доходности определяет качество самого проекта, это та минимальная доходность, которую может обеспечить проект, оставаясь безубыточным (т.е. покрывающим отдачей инвестиционные и текущие затраты).

Норма рентабельности инвестиций (внутренняя норма доходности, внутренняя норма окупаемости) (IRR)

$$IRR = r, \text{ при котором } NPV = f(r) = 0 \quad (18)$$

Внутренняя норма доходности - это такая ставка дисконтирования r , при которой NPV как функция от r равна нулю (или NPV максимально приближена к нулю). Показатель IRR сравнивается с минимальной ставкой нормы прибыли на вложенный капитал на конкретном предприятии, либо с желаемой нормой прибыли, либо с ценой капитала (CC).

Интерпретационный смысл IRR: это может быть максимально допустимая цена источника финансирования проекта - банковская процентная ставка, если проект финансируется за счет кредита, или стоимость капитала предприятия (CC), если структура финансирования проекта соответствует структуре капитала предприятия. Независимо от того, с чем сравнивается IRR, проект принимается, если его IRR больше некоторой пороговой величины; поэтому при прочих равных условиях большее значение IRR считается предпочтительным.

Инвестиционные проекты, у которых $IRR > r$, имеют положительный NPV - эффективны. IRR может использоваться для оценки степени устойчивости инвестиционного проекта по разности ($IRR - r$), а также для сравнения с приемлемыми значениями IRR у проектов данного типа.

Для расчета IRR вручную, используется метод последовательных итераций: выбираем два значения ставки дисконтирования таким образом,

чтобы в интервале r_1 и r_2 , $NPV = f(r)$ меняло свое значение с плюса на минус, или с минуса на плюс.

Используется следующая формула:

$$IRR = r_1 + \frac{f(r_1)}{f(r_1) - f(r_2)} * (r_2 - r_1), \quad (19)$$

где r_1 - ставка дисконтирования, при которой NPV как функция $f(r_1)$ больше нуля;

r_2 - ставка дисконтирования, при которой NPV как функция $f(r_2)$ меньше нуля.

Точность вычисления зависит от длины интервала (r_1, r_2) и чем меньше интервал (до 1%), тем точнее IRR .

Индекс рентабельности (доходности) инвестиций (PI)

$$PI = \sum_{k=1}^n \frac{P_k}{(1+r)^k} / IC, \quad (20)$$

Если $PI > 1$ - проект целесообразен;

$PI < 1$ - проект нецелесообразен;

$PI = 1$ - проект ни прибыльный, ни убыточный.

Срок окупаемости инвестиций (PP).

Алгоритм расчета PP зависит от равномерности распределения прогнозируемых доходов от инвестиций. Если доход по годам распределяется равномерно, то срок окупаемости рассчитывается делением единовременных затрат (инвестиций) на величину годового дохода, обусловленного ими.

При получении дробного числа, округляем в сторону увеличения до ближайшего целого. Если доход от проекта распределяется неравномерно, то

срок окупаемости рассчитывается прямым подсчетом числа лет, в течение которых инвестиция будет погашена кумулятивным доходом.

$$PP = n, \text{ при котором сумма } \sum_{k=1}^n P_k > IC \quad (21)$$

Некоторые аналитики предлагают дисконтировать P_k по показателю CC , то есть доход от инвестиций проекта дисконтировать по цене капитала. В этом случае срок окупаемости (DPP) увеличится.

В таблице 3.1 представлены показатели экономической эффективности инвестиционного проекта по модернизации оборудования на ПАО «Татнефть».

Таблица 3.1 - Показатели экономической эффективности инвестиционного проекта

Показатели	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018
Затраты, млн. руб.	973,100	734,820	423,723	403,141	219,387
IC, млрд. руб.	2724				
P_k , млн. руб.	821,942	719,67	390,09	352,81	187,54
$r, \%$	17,12				
NPV, млрд. руб.	2205				
IRR, %	25				
PI	1,4				
PP, DPP, лет	5 7				

Таблица 3.2 - Техничко-экономические показатели реализации проекта

Показатель	До реконструкции	После реконструкции
Абсолютные показатели		
Суточная производительность, т	3800,86	4180,95
Дни работы	352	352
Мощность установки, т	1337904	1471694,4
Объем переработанного сырья, т	1337904	1471694,4
Выход целевой продукции, %	49,7	52,7
Численность работников, чел.	71	71
Стоимость основных фондов, руб.	500000000	550000000
Относительные показатели		
Себестоимость 1 т продукции, руб.	7152,99	6930,6
Производительность труда, т/чел.	9365,33	10923,7
Фондоотдача, руб./руб.	9,99	10,59
Фондоемкость, руб./руб.	751,95	709,14
Фондовооруженность, руб./чел.	7042253,52	7746478,87
Рентабельность продукции, %	5	8,37
Рентабельность производства, %	44,87	84,4
Показатели экономической эффективности		
	5 лет	
Чистый дисконтированный доход, руб.	220592485,3	
Внутренняя норма доходности, %	48,55	
Срок окупаемости, лет	5	
Дисконтированный срок окупаемости, лет	2,76	

В результате проведенных расчетов было установлено, что перевооружение приведёт к снижению себестоимости на 222,4 руб. за 1 тонну продукции, которое можно оценить как положительный сдвиг в сторону увеличения прибыли.

Рентабельность продукции до и после реконструкции составила 5 % и 8,37 % соответственно.

Полученные значения основных технико-экономических показателей подтверждают целесообразность реализации данного инвестиционного проекта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Международные и национальные нефтегазовые компании играют важную роль в развитии современного мирового хозяйства. Эта роль обусловлена преобладающей (не менее 60%) долей углеводородного сырья (нефти и газа) в мировом топливном балансе.

Нефтегазовые компании, удовлетворяя растущий спрос на углеводородное сырье, осуществляют масштабную инвестиционную деятельность, направленную на возобновление запасов жидких углеводородов, повышение эффективности их извлечения, создание транспортной инфраструктуры, развитие новых технологий по переработке нефти и газа. При этом значительный объем инвестиций направляется в обеспечение экологической безопасности, реализацию мероприятий по соблюдению норм охраны окружающей среды.

Инвестиционные проекты в нефтегазовом секторе характеризуются большим удельным объемом капиталовложений, достаточно длительными сроками реализации и окупаемости, зависимостью от изменений конъюнктуры рынка и макроэкономической ситуации и требуют отвлечения значительных финансовых ресурсов

Грамотная разработка инвестиционной стратегии нефтегазовых компаний, согласование ее с базовой стратегией экономического развития нефтегазовых компаний, а также выбор наиболее эффективных путей реализации инвестиционной стратегии нефтегазовых компаний на отдельных этапах ее развития являются залогом успешной инвестиционной деятельности нефтегазовых компаний.

В дипломном проекте сформированы основные направления инвестиционной политики ПАО «Татнефть», которые содержат следующее:

- инвестиционная политика ПАО «Татнефть» должна формироваться с учетом принципов, из которых основными являются ориентированность на стратегические цели развития предприятия, классификация инвестиций по

уровню рисков и обеспечение минимизации рисков, получение максимальной доходности инвестиций;

- инвестиционная политика предприятия ПАО «Татнефть» должна решать задачи эффективного использования финансовых ресурсов, направляемых в инвестиционный процесс, выделения доминантных сфер стратегического развития инвестиционной деятельности предприятия, формирования системы показателей для мониторинга инвестиционной деятельности предприятия и оптимальных по стоимости источников финансирования инвестиций;

- организационная структура управления инвестиционной деятельностью ПАО «Татнефть» должна соответствовать стратегическим целям развития предприятия, обеспечивать оперативность и высокое качество принимаемых управленческих решений;

- одним из важных направлений инвестиционной политики ПАО «Татнефть» и этапом процесса управления инвестициями должна являться инвестиционная оценка рисков путем идентификации и оценки уровня рисков;

- оценка экономической целесообразности инвестиционных проектов должна осуществляться с учетом обоснования ставки дисконтирования.

Проблема комплексной оценки эффективности инвестиций постоянно находится в центре внимания нефтедобывающей компании. Поэтому с учетом рисков проведена оценка экономической эффективности инвестиционного проекта по перевооружению нефтедобывающего завода «Татнефть». Рассчитанные показатели экономической эффективности инвестиционного проекта подтвердили экономическую целесообразность реализации данного проекта и эффективность проводимой инвестиционной политики.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Виленский, П. Оценка эффективности инвестиционных проектов: теория и практика. Учеб. пособие / П. Виленский, В. Лившиц, С. Смоляк. – Москва: Дело, 2012. - 1103 с.
2. Гуслистый, А. Управление инвестициями. Диверсификация портфеля, риск и слежки за рынком. Учеб. пособие / А. Гуслистый. – Москва: Интернет-Трейдинг, 2012. - 410 с.
3. Донцова, Л. Анализ финансовой отчетности. Учеб. пособие / Л. Донцова, Н. Никифорова. – Москва: Дело и сервис, 2012. - 144 с.
4. Донцова, Л. Анализ финансовой отчетности. Учебник / Л. Донцова, Н. Никифорова. – Москва: Дело и сервис, 2013. - 368 с.
5. Зайцев, Н. Экономика, организация и управление предприятием. Учеб. пособие / Н. Зайцев. - Москва: Инфра - М, 2012. - 455 с.
6. Иванова, Н. Экономическая оценка инвестиций. Учебник / Н. Иванова, Н. Осадчая. - Москва: Феникс, 2012. - 218 с.
7. Ковалев, В. Курс финансового менеджмента. Учебник / В. Ковалев. - Москва: Проспект, 2011. - 480 с.
8. Ковалев, В. Финансовый анализ. Управление капиталом. Выбор инвестиций. Анализ отчетности. Учеб. пособие / В. Ковалев. - Москва: Финансы и статистика, 2011. - 132 с.
9. Ковалев, В. Финансовый анализ. Учеб. пособие / В. Ковалев. - Москва: Финансы и статистика, 2012. - 560 с.
10. Колчина, Н. Финансы предприятия. Учебник / Н. Колчина. - Москва: Финансы, 2012. - 315 с.
11. Корчагин, Ю. Инвестиции: теория и практика. Учебник / Ю. Корчагин, И. Маличенко. - Ростов-на-Дону: Феникс, 2013. - 512 с.
12. Кузнецов, Б. Инвестиции. Учеб. пособие для вузов / Б. Кузнецов. - Москва: Юнити - Дана, 2012. - 623 с.

13. Подшиваленко Г. Инвестиции. Учеб. пособие / Г. Подшиваленко, Н. Лахметкина, М. Макарова - Москва: КНОРУС, 2011. - 256 с.
14. Кокшарова Н. Экономическая оценка инвестиций. Учеб. пособие / Н. Кокшарова. - Сыктывкар: СЛИ, 2012. - 128 с.
15. Балабанов, И. Основы финансового менеджмента. Учеб. пособие / И. Балабанов. - Москва: Финансы и статистика, 2012. - 512 с.
16. Бердникова, Т. Анализ и диагностика финансово-хозяйственной деятельности предприятия. Учеб. пособие / Т. Бердникова. - Москва: Инфра-М, 2011. - 308 с.
17. Бобылева, А. Финансовый менеджмент. проблемы и решения: Учеб. пособие. / А. Бобылева. - Москва: Дело, 2012. - 336 с.
18. Бобылева, А. Финансовое оздоровление фирмы: Теория и практика. Учеб. пособие / А. Бобылева. - Москва: Дело, 2013. - 256 с.
19. Бланк, И. Управление финансовыми ресурсами. Учебник / И. Бланк. - Москва: Омега-Л, 2011. - 350 с.
20. Бланк, И. Инвестиционный менеджмент. Учеб. пособие для вузов / И. Бланк. - Москва: Эльга, Ника-Центр, 2011. - 448 с.
21. Бланк, И. Финансовый менеджмент. Учеб. пособие / И. Бланк. - Москва: Эльга, Ника-Центр, 2011. - 656 с.
22. Богатин, Ю. Оценка эффективности бизнеса и инвестиций. Учебник / Ю. Богатин, В. Швандар. - Москва: Юнити-Дана, 2012. - 390 с.
23. Бочаров, В. Современный финансовый менеджмент. Учебник / В. Бочаров. - Санкт-Петербург: Питер, 2011. - 490 с.
24. Бузова, И. Коммерческая оценка инвестиций. Учебник / И. Бузова, Г. Маховикова, В. Терехова. - Санкт-Петербург: Питер, 2013. – 432 с.
25. Васина, А. Финансовая диагностика и оценка проектов. Учебник / А. Васина. - Санкт-Петербург: Питер, 2012. - 448 с.
26. Видяпин, В. Экономическая теория. Учебник / В. Видяпин, А. Добрынин. - Москва: Инфра-М, 2013. - 341 с.

27. Романовского, М. Корпоративные финансы. Учебник для вузов / М. Романовского, А. Вострокнутовой. - Санкт Петербург: Питер, 2011. - 630 с.
28. Любушин, Н. Экономический анализ. Учеб. пособие для вузов / Н. Любушин. - Москва: Юнити - Дана, 2012. - 177 с.
29. Мальщуклова, О. Проблемы разработки инвестиционной политики предприятия. Журнал / О. Мальщуклова // Вопросы инновационной экономики - 2012. - №4 (4) - 29-38 с.
30. Марголин, А. Экономическая оценка инвестиций. Учебник / А. Марголин, П. Быстряков. - Москва: ЭКМОС, 2011. - 240 с.
31. Мелкумов, Я. Экономическая оценка эффективности инвестиций. Учебник / Я. Мелкумов. - Москва: ИКЦ «ДИС», 2011. - 160 с.
32. Непомнящий, Е. Инвестиционное проектирование. Учеб. пособие / Е. Непомнящий. - Таганрог: ТРТУ, 2012. - 265 с.
33. Попков, В. Организация и финансирование инвестиций. Учеб. / В. Попков, В. Семенов. - Москва: ИНФРА-М, 2013. - 407 с.
34. Райзберг, Б. Курс экономики. Учебник / Б. Райзберг. - Москва: ИНФРА-М, 2011. - 720 с.
35. Райзберг, Б. Современный экономический словарь. Учебник / Б. Райзберг, Л. Лозовский, Е. Стародубцева - Москва: ИНФРА-М, 2013. - 511 с.
36. Ример, М. Экономическая оценка инвестиций. Учеб. пособие / М. Ример, А. Касатов, Н. Матиенко. - Санкт-Петербург: Питер, 2012. - 480 с.
37. Савицкая, Г. Анализ инвестиционной деятельности предприятия. Учеб. пособие / Г. Савицкая. - Москва: Новое знание, 2011. - 704 с.
38. Савчук, В. Анализ и разработка инвестиционных проектов. Учебник / В. Савчук, С. Прилипко, Е. Величко. - Москва: ИНФРА-М, 2012. - 512 с.
39. Сергеев, И. Экономика организаций (предприятий). Учеб. пособие / И. Сергеев, И. Веретенникова. - Москва: Проспект, 2012. - 560 с.
40. Игошин Н. Инвестиции. Организация управления и финансирование. Учебник для вузов / Н. Игошин. - Москва: Юнити-Дана, 2012. - 447 с.

41. Ешохин, Е. Финансовый менеджмент. Учебник / Е. Шохин. - Москва: КНОРУС, 2012. - 370 с.
42. Холт, Р. Планирование инвестиций. Учебник / Р. Холт, С. Бернес. - Москва: Дело ЛТД, 2011. - 348 с.
43. Царев, В. Оценка экономической эффективности инвестиций. Учеб. пособие для вузов / В. Царев. - Санкт-Петербург: Питер, 2012. - 464 с.
44. Четыркин, Е. Финансовый анализ производственных инвестиций. Учеб. пособие / Е. Четыркин. - Москва: Дело, 2012. - 374 с.
45. Шапиро, В. Управление проектами. Учебник для вузов / В. Шапиро. - Москва: ИНФРА-М, 2011. - 387 с.
46. Шапкин, А. Экономические и финансовые риски. Оценка, управление, портфель инвестиций. Учебник / А. Шапкин. - Москва: Дашков и К, 2011. - 544 с.
47. Шеремет, А. Финансы предприятий. Учебник / А. Шеремет, Р. Сайфулин. - Москва: ИНФРА-М, 2011. - 232 с.
48. Швандар, В. Управление инвестиционными проектами. Учеб. пособие для вузов / В. Швандар, А. Базилевич. - Москва: Юнити - Дана, 2012. - 208 с.
49. Шумпетер, И. Теория экономического развития. Учеб. пособие / И. Шумпетер. - Москва: Прогресс, 2011. - 312 с.
50. Официальный сайт ПАО «Татнефть». Режим доступа: <http://www.tatneft.ru>
51. Журнал Бурение & Нефть. Статья «Перспективы развития российской нефтяной отрасли на мировом нефтяном рынке». Режим доступа: <http://burneft.ru/archive/issues/2016-02/6>
52. Официальный сайт Министерства экономического развития РФ. Режим доступа: <http://www.economy.gov.ru>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Бухгалтерский баланс на 31 декабря 2014 года

Наименование показателя	Код	На 31.12.2014	На 31.12.2013	На 31.12.2012
АКТИВ				
I. ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ	1110	515 101	440 909	402 173
Нематериальные активы				
Результаты исследования и разработок	1120	160 404	138 515	79 712
Нематериальные поисковые активы	1130	73 240 752	70 051 419	12 796 912
Материальные поисковые активы	1140	0	0	0
Основные средства	1150	691 063 519	641 086 929	564 003 118
в том числе здания, машины, оборудование и другие основные средства, кроме земельных участков, объектов природопользования и незавершенных капитальных вложений	1151	627 944 689	589 652 193	529 582 150
Доходные вложения в материальные ценности	1160	48 429	51 009	54 506
Финансовые вложения	1170	1 280 457 334	707 816 723	646 161 955
в том числе прочие финансовые вложения, кроме инвестиций в организации и представленных займов	1171	1 154 646 709	588 536 763	533 808 601
Отложенные налоговые активы	1180	32 313	45 016	127 157
Прочие внеоборотные активы	1190	14 125 572	12 718 149	13 686 513
Итого по разделу I	1100	2 059 643 424	1 432 348 669	1 237 312 046
II. ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ	1210	81 425 788	68 279 281	65 664 959
Запасы				
Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	1220	4 103 573	3 848 562	4 034 860
Дебиторская задолженность	1230	180 790 266	161 489 569	152 253 838
Финансовые вложения (за исключением денежных эквивалентов)	1240	658 014 455	408 139 542	301 387 763
в том числе прочие финансовые вложения, кроме инвестиций в организации и предоставленных займов	1241	651 832 161	402 139 542	301 387 763
Денежные средства и денежные эквиваленты	1250	30 922 038	29 017 245	35 275 667
Прочие оборотные активы	1260	1 989 624	2 003 481	1 136 574
Итого по разделу II	1200	957 245 744	672 777 680	559 753 661
БАЛАНС	1600	3 016 889 168	2 105 126 349	1 797 065 707
ПАССИВ				
III. КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ	1310	43 427 993	43 427 993	43 427 993
Уставной капитал				
Собственные акции, выкупленные у акционеров	1320	0	0	0
Переоценка внеоборотных активов	1340	482 261 224	477 878 998	437 867 973
Добавочный капитал (без переоценки)	1350	192 511 786	192 511 786	192 511 786
Резервный капитал	1360	6 514 198	6 514 198	6 514 198
Нераспределенная прибыль	1370	2 098 453 730	1 241 732 806	1 009 573 263

Итого по разделу III	1300	2 823 168 931	1 962 065 781	1 689 895 213
IV. ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА Заемные средства	1410	0	0	0
Отложенные налоговые обязательства	1420	65 034 039	54 699 539	36 171 654
Оценочные обязательства	1430	0	0	0
Прочие обязательства	1450	269 580	148 199	209 954
Итого по разделу IV	1400	65 303 619	54 847 738	36 381 518
V. КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА Заемные средства	1510	139 650	139 650	232 890
Кредиторская задолженность	1520	116 340 208	77 355 155	59 616 241
Доходы будущих периодов	1530	516 885	716 490	938 530
Оценочные обязательства	1540	10 715 949	9 675 073	9 483 744
Прочие обязательства	1550	703 926	326 462	517 571
Итого по разделу V	1500	128 416 618	88 212 830	70 788 976
БАЛАНС	1700	3 016 889 168	2 105 126 349	1 797 065 707

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Отчет о финансовых результатах на 31 декабря 2014 года

Наименование показателя	Код	За январь-декабрь 2014	За январь-декабрь 2013	За январь-декабрь 2012
Выручка	2110	862 599 616	814 187 839	815 574 432
Себестоимость продаж	2120	621 309 902	546 726 123	536 945 509
Валовая прибыль	2100	241 289 714	267 461 716	278 628 923
Коммерческие расходы	2210	64 439 756	67 790 404	63 439 639
Управленческие расходы	2220	0	0	0
Прибыль от продаж	2200	176 849 958	199 671 312	215 189 284
Доходы от участия в других организациях	2310	2 344 365	1 100 616	429 689
Проценты к получению	2320	62 497 864	49 666 241	41 300 988
Проценты к уплате	2330	14	541	161
Прочие доходы	2340	2 074 386 978	1 165 271 871	1 124 750 036
Прочие расходы	2350	1 247 942 885	1 102 591 714	1 186 711 352
Прибыль до налогообложения	2300	1 068 136 266	313 117 785	194 958 484
Текущий налог на прибыль	2410	171 419 959	38 065 768	26 018 574
в том числе постоянные налоговые обязательства (активы)	2421	4 740 150	4 811 933	3 682 404
Изменение отложенных налоговых обязательств	2430	10 334 500	18 527 975	7 257 985
Изменение отложенных налоговых активов	2450	12 703	82 141	1 578 795
Прочее	2460	18 486	498	78 632
Перераспределение налога на прибыль внутри консолидированной группы налогоплательщиков	2465	5 291 819	75 107	78 632
Чистая прибыль	2400	891 679 409	265 516 510	915 843
СПРАВОЧНО: Результат переоценки внеоборотных активов, не включаемый в чистую прибыль периода	2510	8 921 991	44 812 261	160 940 341
СПРАВОЧНО: Результат от прочих операций, не включаемый в чистую прибыль периода	2520	0	0	19 730 248
Совокупный финансовый результат периода	2500	900 601 400	301 328 771	180 670 589
Базовая прибыль на акцию	2900	0	0	0
Разводненная прибыль на акцию	2910	0	0	0