

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт управления бизнес-процессами и экономики
Кафедра «Экономика и организация предприятий энергетического и
транспортного комплексов»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Е. В. Кашина
«__» _____ 2017г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

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

**Управление оборотным капиталом предприятия (на примере ООО
«Торпан»)**

Пояснительная записка

Руководитель _____
подпись, дата

доцент, д-р.экон.наук

Е.В.Кашина

Выпускник _____
подпись, дата

Э.С.Зиатдинова

Нормоконтролер

подпись, дата

К. А. Мухина

Красноярск 2017

СОДЕРЖАНИЕ

<u>Введение</u>	3
<u>1 Теоретические и методические подходы к оценке оборотных активов</u>	5
<u>1.1 Анализ методических подходов к оценке оборотных активов</u>	5
<u>1.2 Характеристика ООО «Торпан»</u>	33
<u>2 Диагностика финансового состояния ООО «Торпан»</u> Ошибка! Закладка не определена	
<u>2.1 Комплексная оценка финансового состояния по основным опорным точкам</u>	Ошибка! Закладка не определена.
<u>2.2 Анализ и оценка оборотных активов на объекте исследования</u> Ошибка! Закладка не определена	
<u>3 Рекомендации мероприятий эффективного управления оборотными активами</u>	Ошибка! Закладка не определена.
<u>3.1 Мероприятия по управлению оборотными активами</u> Ошибка! Закладка не определена	
<u>3.2 Оценка разработанных мероприятий по управлению оборотными активами</u>	Ошибка! Закладка не определена.
<u>Заключение</u>	Ошибка! Закладка не определена.
Список использованных источников.....	80
<u>Приложение А Бухгалтерский баланс ООО «Торпан» на 31 декабря 2015 года</u>	Ошибка! Закладка не определена.
<u>Приложение Б Отчет о финансовых результатах ООО «Торпан» за 2015 год</u>	Ошибка! Закладка не определена.
<u>Приложение В Пояснение к бухгалтерскому балансу ООО «Торпан» за 2015 год</u>	Ошибка! Закладка не определена.
<u>Приложение Г Прогнозный баланс ООО «Торпан» на 2 года</u>	92

ВВЕДЕНИЕ

Оборотный капитал составляет существенную долю всех активов предприятия. От умелого управления ими во многом зависит успешная предпринимательская деятельность хозяйствующего субъекта. Управление оборотными активами занимает особое место в работе финансовой деятельности предприятия, поскольку является постоянным, ежедневным и непрерывным процессом производства.

Наличие у предприятия оборотного капитала, его состав, структура, скорость оборота и эффективность использования оборотного капитала во многом определяют финансовое состояние предприятия и устойчивость его положения на финансовом рынке, особенно если предприятие относится к торговому сектору экономики.

Современная организационная структура большинства хозяйствующих субъектов скрывает объект управления и делает его слабо локализуемым для руководителя. В результате этого управление оборотным капиталом практически не осуществляется, а его динамика зависит от внешних и случайных внутренних воздействий. В этом контексте чрезвычайную важность приобретает проблема непротиворечивого сочетания целей эффективности хозяйственной деятельности и платежеспособности организаций – одна из ключевых проблем управления оборотным капиталом.

Актуальность данной темы обусловлена тем, что оптимизация и состояние оборотных средств предприятий сферы торговли, где доля оборотных активов достигает порой 80-90% от суммы всех совокупных активов, напрямую связана с эффективной работой предприятия и с тем, получит ли предприятие прибыль. Для того чтобы эффективно управлять оборотными активами, нужно рассматривать их в целом и, что наиболее важно, в разрезе отдельных статей.

Целью бакалаврской работы является разработка мероприятий по оптимизации структуры оборотного капитала для ООО «Торпан».

Достижение поставленной цели предполагает решение следующих задач:

- рассмотреть теоретические и методические подходы к анализу и оценке эффективности управления оборотным капиталом ООО «Торпан»;
- проанализировать основные экономические и финансовые показатели деятельности ООО «Торпан» за 2013-2015 гг.;
- проанализировать состав и структуру оборотных активов ООО «Торпан»;
- оценить состояние и эффективность использования оборотного капитала;
- выявить проблемы предприятия, связанные с управлением оборотным капиталом;
- разработать мероприятия по эффективному управлению оборотным капиталом предприятия.

Объектом исследования является ООО «Торпан».

Предметом исследования является оборотный капитал ОАО «Торпан».

В бакалаврской работе были использованы методы: аналитический, опытно-статистический, метод сравнения, графический, финансового анализа и др.

Бакалаврская работа выполнена с применением информации ООО «Торпан».

В работе использовались нормативно-распорядительные документы, внутренняя отчетность Общества за 2013 - 2015 гг., материалы печатных изданий.

Бакалаврская работа состоит из введения, трех глав, заключения и списка использованных источников.

1 Теоретические и методические подходы к оценке оборотных активов

1.1 Анализ методических подходов к оценке оборотных активов

В условиях трансформационных процессов, происходящих в российской экономике, развитием разнообразных форм собственности, изменчивости рыночной инфраструктуры важное место отводится анализу использования оборотных активов.

Цель анализа оборотных активов – выявление возможных улучшений использования оборотных средств, сокращение длительности финансового цикла, обеспечение непрерывности процесса производства и реализации продукции с меньшими затратами финансовых ресурсов [6, с.12]. В отечественной литературе выделены следующие задачи анализа состояния и использования оборотных активов [2, с.81; 5, с.230; 11, с.141]:

- изучение динамики состава и структуры оборотных средств;
- выявление степени обеспеченности предприятия материальными ресурсами, соответствия запасов материальных ценностей установленным нормативам;
- анализ дебиторской задолженности и денежных потоков;
- определение основных показателей эффективности использования оборотных активов, влияния факторов на изменение показателей их использования;
- выявление резервов повышения отдачи оборотных активов.

Комплексный подход в теории экономического анализа был разработан проф. А.Д. Шереметом более 30 лет тому назад и ныне широко и успешно используется при проведении анализа оборотных активов предприятий [12, с.114] (рисунок 1.1).



Рисунок 1.1 – Система комплексного экономического анализа состояния и эффективности использования оборотных активов

Основной источник данных для анализа оборотных активов предприятия – бухгалтерский баланс и отчет о финансовых результатах. Кроме того, в качестве информационной базы для проведения анализа используются плановые и фактические данные об объеме производства и реализации продукции; планы материально-технического обеспечения; отчет о движении денежных средств; пояснения к бухгалтерскому балансу и отчету о прибылях и убытках; данные оперативного учета технологических служб о состоянии нормирования материальных ресурсов, экономических служб об определении нормативов производственных запасов и незавершенного производства, службы сбыта и маркетинга о нормативах запасов готовой продукции и др.

В настоящее время существует достаточно большое количество методик и подходов к анализу состояния и использования оборотных активов предприятий. Так, в методике Г.В. Савицкой [10, с.174] рассмотрена система показателей, необходимая для исследования эффективности использования оборотных активов, освещены направления факторного анализа. Н.В. Колчина [7, с.345] и Н.Н. Шишкеедова [14, с.42-46] основной упор в анализе

делают на оценку эффективности использования оборотных средств. Методика А.С. Паламарчук, Э.А. Маркарьян, А.Д. Шеремета и А.Ф. Ионовой содержит современный подход к анализу оборотных активов в части оценки групп вложений средств в оборотный капитал в зависимости от степени риска [9, с.24; 8, с.59; 13, с.359].

Анализ методической и научной литературы позволил принять следующую последовательность проведения анализа оборотных активов:

- 1) анализ динамики состава и структуры оборотных средств: по статьям актива баланса; по степени ликвидности;
- 2) анализ использования оборотных средств в производственной деятельности (оборачиваемости);
- 3) оценка использования материальных оборотных активов; анализ состава и движения дебиторской задолженности;
- 4) оценка денежного потока и использования денежных средств;
- 5) комплексная оценка эффективности использования текущих активов.

При анализе используется система показателей, к которым относятся: величина, состав, структура и динамика, оборачиваемость, показатели эффективности прибыльность, рентабельность. Применяемые методы анализа использования оборотных активов: горизонтальный и вертикальный анализ, анализ коэффициентов, факторный анализ, а также балансовые методы анализа. Горизонтальный метод анализа позволяет определить: абсолютное изменение текущих активов; относительное изменение или темп прироста; относительное отклонение оборотных средств.

Вертикальный анализ основывается на четырёх аналитических процедурах: агрегирование показателей баланса в аналитический баланс; расчёт показателей структуры оборотных активов в разрезе их видов; расчёт отклонений в структуре оборотных активов за сравниваемые периоды; выявление основных тенденций и закономерностей в изменении оборотных

средств и обусловивших их факторов.

В практике анализа для оценки интенсивности использования оборотных активов применяют разнообразные показатели оборачиваемости, которые могут быть определены как по всему оборотному капиталу фирмы в целом, так и по отдельным составляющим этот капитал элементам или их группам (таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Показатели оборачиваемости оборотного капитала

Показатель	Способ расчета (строки бухгалтерской отчетности)		Пояснения
Общие показатели оборачиваемости			
Коэффициент оборачиваемости оборотных активов, оборотов	выручка от продажи $d_1 = \frac{\text{---}}{\text{среднегодовая стоимость оборотных активов}}$	$d_1 = \frac{c.2110}{c.1200}$	Характеризует скорость оборота оборотных активов организации
Длительность оборота, дней	$d_2 = \frac{t}{d_1}$	$d_2 = \frac{c.1200 \cdot t}{c.2110}$	Характеризует продолжительность оборота в днях
Коэффициент обеспеченности оборотными средствами	среднегодовая стоимость оборотных активов $d_3 = \frac{\text{---}}{\text{выручка от продажи}}$	$d_3 = \frac{c.1200}{c.2110}$	Характеризует объем оборотных активов, выраженный в сумме выручки от продажи
Показатели управления активами			
Оборачиваемость запасов, дней	(средняя стоимость запасов) • t $d_4 = \frac{\text{---}}{\text{выручка от продажи}}$	$d_4 = \frac{(c.1210+c.1220) \cdot t}{c.2110}$	Показывает среднее число дней оборота запасов в анализируемом периоде
Оборачиваемость денежных средств и их эквивалентов, дней	(средняя стоимость денежных средств и их эквивалентов) • t $d_5 = \frac{\text{---}}{\text{выручка от продажи}}$	$d_5 = \frac{c.1250 \cdot t}{c.2110}$	Показывает период оборота денежных средств и денежных эквивалентов
Срок погашения дебиторской задолженности, дней	(средняя стоимость дебиторской задолженности) • t $d_7 = \frac{\text{---}}{\text{выручка от продажи}}$	$d_7 = \frac{c.1230 \cdot t}{c.2110}$	Показывает продолжительность оборота дебиторской задолженности организации

Б.И. Герасимов, Т.М. Коновалова и С.П. Спиридонов [4, с.30] рекомендуют эффективность использования оборотных средств оценивать системой показателей: опережением темпов роста объема продукции над темпами роста средних остатков оборотных активов; увеличением объема

продаж на 1 руб. оборотных средств; относительной экономией оборотных активов; ускорением их оборачиваемости. Основными задачами анализа дебиторской задолженности являются определение ее величины и причин возникновения, разработка мероприятий по укреплению платежной дисциплины. Л.С. Васильева рекомендует проводить данный анализ в следующей последовательности [3, с.345]: на основе аналитической таблицы определяется состояние дебиторской задолженности, ее движение, структура; оценивается доля дебиторской задолженности каждого вида в объеме текущих активов; дается оценка качества дебиторской задолженности. Если рост долгов дебиторов не сопровождается соответствующим увеличением выручки, это характеризует увеличение периода погашения дебиторской задолженности и косвенно свидетельствует о снижении ее качества; анализируется возрастная структура дебиторской задолженности (ее изменение по срокам образования). Для оценки эффективности использования материальных ресурсов применяются обобщающие и частные показатели. При этом важнейшим показателем выступает материалоотдача, характеризующая выпуск продукции с каждого рубля материальных затрат. Показателем, обратным материалоотдаче является материалоемкость.

Исходя из состава материальных затрат, для более детального анализа можно рассчитать частные показатели (топливоемкость, энергоёмкость и др.). Кроме того, при анализе можно использовать такие частные показатели, как коэффициент соотношения темпов роста объема производства продукции и материальных затрат, удельный вес материальных затрат в себестоимости продукции, показатель относительной экономии материальных затрат. В процессе анализа рассчитанные показатели сопоставляются в динамике и с плановыми, выявляются благоприятные и неблагоприятные отклонения и их причины.

Следующим этапом анализа является исследование оборачиваемости материальных запасов. Так как запасы отражаются в балансе по стоимости их заготовления или по себестоимости, а не по продажным ценам, то для расчета

показателей оборачиваемости материальных запасов используется не выручка от продаж, а себестоимость проданных товаров, продукции, работ, услуг.

Анализ движения денежных средств проводится прямым и косвенным методами. Методика анализа движения денежного потока прямым методом достаточно проста необходимо дополнить форму отчета о движении денежных средств расчетами относительных показателей структуры «притока» и «оттока» по видам операций. Однако прямой метод не раскрывает взаимосвязи между полученным финансовым результатом и движением денежных активов на счетах организации. Для преодоления этого недостатка проводится анализ движения денежных потоков косвенным методом, суть которого состоит в преобразовании величины чистой прибыли в величину денежных активов.

Для объективного управления оборотными активами и обоснованного принятия управленческих решений при планировании текущей деятельности важно оценивать влияние основных факторов на прирост результативного показателя. Общее изменение скорости оборота будет складываться из двух составляющих: среднегодовой размер оборотных активов (ОБА) – фактор первого порядка, и выручка от продаж (В) – фактор второго порядка:

$$В = ОБА \cdot К_о \quad (1.1)$$

Данная факторная система является детерминированной моделью, и поэтому для ее факторного анализа используется метод цепных подстановок. В отечественной практике оценка эффективности использования оборотных средств выполняется с использованием следующих показателей рентабельности (таблица 1.2).

Таблица 1.2 – Показатели оценки эффективности использования оборотных активов

Наименование	Назначение	Источник	Формула расчета
Общая рентабельность оборотных активов, %	Характеризует величину прибыли до налогообложения, полученной с каждого рубля оборотных	Бухгалтерский баланс и отчет о финансовых	Прибыль до налогообложения / Среднегодовая стоимость ОБА x 100

Наименование	Назначение	Источник	Формула расчета
Рентабельность оборотных активов в производственной деятельности, %	Характеризует величину прибыли от продаж, полученной с каждого рубля оборотных активов организации	Бухгалтерский баланс и отчет о финансовых результатах	Прибыль от продаж / Среднегодовая стоимость ОБА x 100
Экономическая рентабельность оборотных	Характеризует величину чистой прибыли, полученной с каждого рубля оборотных активов организации	Бухгалтерский баланс и отчет о финансовых	Чистая прибыль / Среднегодовая стоимость ОБА x 100

Э.А. Маркарьян, Г.П. Герасименко и С.Э. Маркарьян рекомендуют эффективность использования оборотных средств оценивать системой показателей:

- опережением темпов роста объема продукции над темпами роста средних остатков оборотных активов;
- увеличением объема продаж на 1 руб. оборотных средств;
- относительной экономией и ускорением оборачиваемости оборотных средств [8, с.141].

Л.А. Адамайтис предлагает методику проведения рейтинговой оценки состояния оборотных средств с учетом показателей рентабельности, темпов роста отдельных групп активов и значений коэффициентов ликвидности [1, с.91]. Выводы по результатам рейтинговой оценки делают на основании анализа динамики набранной суммы баллов.

Таким образом, существующая система оценочных показателей позволяет вскрыть резервы для роста оборачиваемости и рентабельности оборотных активов организации.

Реализация выявленных резервов позволит обеспечить непрерывный

процесс общественного воспроизводства, нормальное денежное обращение, устойчивость финансового состояния всех субъектов хозяйствования, накопления национального богатства страны.

1.2 Анализ и оценка развития нефтегазовой отрасли

Нефтяная промышленность (далее – НП) Российской Федерации является важной составной частью экономики нашей страны. Она объединяет в своем составе предприятия, сооружения и технологические объекты, обеспечивающие добычу, переработку и реализацию топливных ресурсов как внутри страны, так и за ее пределами. Ее масштабы и роль для Российской Федерации настолько велики, что можно говорить о НП как о ключевом факторе существования и развития общества внутри страны и страны внутри геополитического пространства в мире.

В состав нефтяной промышленности России входят нефтедобывающие предприятия, нефтеперерабатывающие заводы и предприятия по транспортировке и сбыту нефти и нефтепродуктов.

В отрасли действуют 28 крупных нефтеперерабатывающих заводов (мощность от 1 млн т/год), мини-НПЗ и заводы по производству масел. Протяженность магистральных нефтепроводов составляет около 50 тыс. км и нефтепродуктопроводов – 19,3 тыс. км.

По состоянию на 01.01.2014 г. добычу нефти и газового конденсата (нефтяного сырья) на территории российской Федерации осуществляли 294 организации, имеющие лицензии на право пользования недрами, в том числе:

- 111 организаций, входящих в структуру 10 вертикально интегрированных компаний, включая Газпром (далее – ВИНК), на долю которых по итогам года приходится суммарно 87,4 % всей национальной нефтедобычи;

- 180 независимых добывающих компаний, не входящих в структуру

ВИНК;

- 3 компании, работающие на условиях соглашений о разделе продукции (далее – операторы СрП) [1].

Структуру нефтяной отрасли составляют крупные вертикально-интегрированные нефтяные компании. Наиболее мощными из них являются нефтяные компании «Роснефть», «Газпром нефть», «Лукойл» и «Сургутнефтегаз», «Славнефть» и «Русснефть».

Транспортировка нефти и нефтепродуктов осуществляется предприятиями акционерных компаний «Транснефть» и «Транснефтепродукт».

Нефтяной комплекс России оказывает мощное положительное влияние на развитие экономики. Несмотря на экономический кризис последних лет, Россия сохранила ведущее место в мире среди нефтегазодобывающих стран-экспортеров. Такое относительно благополучное положение во многом определяется сформировавшейся в эпоху советского периода сырьевой базой углеводородов (УВ), неравномерно сосредоточенной в основных нефтегазоносных провинциях [2].

Начиная с 1994 г. ситуация с воспроизводством сырьевой базы УВ стала ухудшаться. Из-за недостаточного финансирования резко снизились объемы геологоразведочных работ (ГРР), соответственно сократилось число открытых новых месторождений.

Вместе с тем прогнозы показывают, что по крайней мере в течение всей первой половины XXI в. основными энергоносителями в мире и России останутся нефть и газ. Из этого неизбежно следует необходимость развития сырьевой базы УВ – основы нефтегазового комплекса страны.

Сырьевая база жидких УВ (нефть и газовый конденсат). Запасы, имеющие промышленное значение, по степени изученности подразделяются на разведанные (категории А, В, С1) и предварительно оценочные (категория С2). Категория С1 – запасы залежи или части залежи, изученные разведочными скважинами, по которым получен промышленный приток нефти или газа. Категория С2 – запасы неразведанной части выявленной залежи.

Ресурсы – это количество УВ, находящееся в недрах в виде скоплений нефти, газа и конденсата, доступное для оценки на основе прямых или косвенных геологических данных. Ресурсы по степени обоснованности разделены на категории, образующие с категориями запасов единый ряд А–Д. По степени изученности ресурсы подразделяются на перспективные (С3) и прогнозные категории (Д1 и Д2) [3].

Начальные суммарные ресурсы (НСР) нефти России, включающие накопленную добычу, запасы категорий А+В+С1+С2, перспективные (категория С3) и прогнозные (категории Д1+Д2) ресурсы, распределены неравномерно и составляют на суше 87,6 %, на шельфе – 12,4 %.

Из общего объема НСР накопленная добыча нефти составляет 16 %, разведанные запасы категорий А + В + С1 – 17 %, предварительно оцененные запасы категории С2 – 8 %, перспективные и прогнозные ресурсы – 58 %.

Наибольший объем НСР сосредоточен в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Всего на территории России открыто 2407 нефтесодержащих месторождений, в том числе 1958 – нефтяных, 193 – газонефтяных, 32 – нефтегазовых и 224 – нефтегазоконденсатных. Из общего числа открытых месторождений 1253 вовлечены в разработку, в которых сосредоточено 53,3 % общероссийских запасов нефти [3].

По крупности запасов месторождения распределяются следующим образом: 10 уникальных (запасы каждого месторождения больше 300 млн т); 139 крупных (30–300 млн т); 219 средних (10–30 млн т); остальные – мелкие (менее 10 млн т). При этом на месторождения с извлекаемыми запасами более 30 млн т приходится 73 % общероссийских запасов и около 76 % добычи нефти [3].

К уникальным месторождениям относятся: – Ромашкинское в Республике Татарстан;

- Самотлорское, Федоровское, Салымское, Приобское, Тевлинско-Русскинское, Красноленинское, Ватьеганское в Ханты-Мансийском АО;
- Русское в Ямало-Ненецком АО;
- Юрубчено-Тохомское в Эвенкийском АО.

Следует отметить, что месторождение Русское не разрабатывается, а годовая добыча по Приобскому, Юрубчено-Тохомскому и Салымскому месторождениям составляет менее 3 % разведанных запасов каждого.

Большая часть разведанных запасов нефти (91%) уже передана недропользователям. На долю вертикально интегрированных нефтяных компаний приходится около 77 % запасов нефти.

В целом, если полагаться только на сухие цифры, можно было бы охарактеризовать состояние сырьевой базы нефтяного комплекса России как благополучное: разведанные запасы нефти составляют 12 % мировых (второе место в мире), обеспеченность добычи разведанными запасами – около 50 лет.

Однако запасы и ресурсы нефти в основном сосредоточены в отдаленных, труднодоступных и недостаточно обжитых районах, характеризуются сложными горно-геологическими условиями, сравнительно низким качеством нефти. Рентабельность разработки таких запасов в условиях рыночной экономики находится в сильной зависимости от мировых цен на нефть.

В настоящее время возникает необходимость в проведении переоценки ресурсов и запасов нефти на совершенно новой методологической и классификационной основе, в том числе с учетом изменившихся экономических условий, но уже сейчас очевидно, что имеющиеся результаты оценки состояния сырьевой базы несколько преувеличены.

В общем числе разведанных месторождений 82 % составляют мелкие. Выработанность запасов в целом по России достигла 50 % , особенно высокая степень выработанности характерна для месторождений Урало-Поволжья и Северного Кавказа. Доля запасов с выработанностью более 80 % превышает 1/4 разрабатываемых запасов, свыше 1/3 составляют запасы с обводненностью более 70 % [4].

Из текущих запасов нефти 19 % находятся в подгазовых зонах нефтегазовых залежей, 14 % представлены тяжелыми и высоковязкими нефтями. Снижаются текущие дебиты эксплуатационных скважин.

Большое значение имеет проблема воспроизводства сырьевой базы нефтегазового комплекса России.

В соответствии с разрабатываемой «Энергетической стратегией России на период до 2020 года» задача прогнозирования развития сырьевой базы нефтегазового комплекса имеет концептуальные и варианты решения, учитывающие величину, размещение и структуру запасов и ресурсов нефти и газа, а также комплекс экономических, технико-технологических, экологических и социально-политических факторов, определяющих объемы добычи и потребления, транспортные и другие издержки.

Прогноз добычи УВ. Согласно проекту «Энергетической стратегии...» добыча УВ-сырья будет развиваться во всех существующих нефтегазодобывающих районах России, а также в новых районах Восточной Сибири, Дальнего Востока и на шельфе. Преобладающая часть добывающих мощностей будет размещаться в Западной Сибири, где сосредоточены наибольшие запасы и ресурсы. Вместе с тем, сколь оптимистично ни оценивался бы потенциал этого региона, снижение его возможностей в отношении добычи неизбежно уже в обозримом будущем. Прежде всего прогнозируется снижение добычи в добывающих районах европейской части России и на острове Сахалин.

На протяжении всего 2013 г. отмечалось устойчивое превышение уровня среднесуточной добычи нефти по сравнению с 2012 г., при этом в декабре отчетного года был достигнут максимальный показатель среднесуточной добычи не только за прошедший год, но и весь постсоветский период функционирования отрасли (1 451,3 тыс. т / сут.).

Технологическая основа роста производства нефтяного сырья была обеспечена:

- освоением новых месторождений Восточной Сибири и дальнего Востока (годовой прирост добычи на Ванкорском месторождении компании «Роснефть» составил +3,1 млн т к уровню 2012 г., на Верхнечонском – +0,6 млн т, на Северо-Талаканском месторождении компании «Сургутнефтегаз» – +0,6 млн т);

- вовлечением в разработку и освоением новых месторождений севера европейской части Рос-сии (месторождения Титова и Требса компании «Башнефть» – +0,3 млн т), и шельфа Каспийского моря (месторождение им. Корчагина компании «ЛУКойл» – +0,8 млн т).

Базовыми экономическими факторами, способствовавшими росту нефтедобычи стали:

- повышение инвестиционной привлекательности нефтедобычи вследствие снижения налоговой нагрузки на добывающие компании за счет введения дифференцированного НдПи и иных налоговых льгот;

- стабильно высокий уровень цен и благоприятная конъюнктура спроса.

В результате по итогам года рост добычи показали две основные группы компаний-производителей нефти (ВИНК и независимые компании):

- по группе ВИНК суммарный прирост добычи в сравнении с 2012 г. составил +3,5 млн т (+0,8 %);

- по группе независимых добывающих компаний прирост добычи составил +1,9 млн т (+3,8 %). Вместе с тем сохранилась тенденция предшествующего года к снижению производства операторами Сахалинских СрП, вследствие чего сократился объем добычи по группе опера торов СрП в целом (–0,2 млн т, или –1,4 % к 2012 г.) [1]. При этом следует отметить, что:

- стабилизация производства на территории старейшего района нефтедобычи европейской части России – в Урало-Поволжье – была обеспечена более широким применением современных методов повышения нефтеотдачи и вводом в эксплуатацию малых месторождений, ранее считавшихся недостаточно рентабельными, чему способствовали изменения режима налогообложения в отрасли;

- рост производства на европейском севере России и на востоке страны поддерживается за счет создания и ввода в эксплуатацию новых добывающих мощностей на перспективных месторождениях, которые в течение еще нескольких последующих лет могут сохранять потенциал роста;

- фиксируемое в течение последних лет сокращение производства нефти в западной Сибири носит прогрессирующий характер ($-0,2\%$ в 2012 г. и $-0,5\%$ в 2013 г.). Тем не менее регион по-прежнему сохраняет статус крупнейшего нефтедобывающего центра страны. Доля Западной Сибири в национальной нефтедобыче по итогам года составила $60,3\%$, объем годовой добычи – 315,7 млн т.

По итогам 2013 г. валовая добыча нефти на новых месторождениях (со сроками ввода в эксплуатацию не более 5 лет) составила 37,2 млн т, снизившись относительно уровня предыдущего года на $-0,4$ млн т ($-1,1\%$ к 2012 г.). В отчетном году на долю новых месторождений пришлось $7,1\%$ от суммарной нефтедобычи по стране, что на $0,2\%$ ниже, чем в 2012 г. [3].

Отмечаемое снижение объемов нефтедобычи на новых месторождениях является следствием постепенного сокращения количества перспективных и крупных гринфилдов на большей части территории страны (за исключением европейского севера и востока России) по мере сокращения ресурсно-сырьевой базы.

В то же время сохраняется положительная динамика высоких темпов роста производства нефтяного сырья на новых месторождениях Восточной Сибири и Дальнего Востока.

В 2013 г. нефтяная отрасль России сохранила положительную динамику роста капитальных вложений ВИНК в нефтедобычу. Суммарные капвложения в нефтедобычу составили 896,2 млрд руб. ($+34,8$ млрд руб. к 2012 г.). Однако темпы роста капвложений относительно предшествующего периода замедлились с $+14,6\%$ в 2012 г. до $+4,0\%$ за отчетный период. Удельные капвложения на тонну добываемой нефти в среднем по России возросли с 1 961,1 руб. / т в 2012 г. до 2 032,3 руб. / т ($+71,2$ руб. / т, или $+3,6\%$ к показателю прошлого года) [3].

При этом следует обратить внимание, что при региональном распределении капвложений в нефтедобычу данный показатель крупнейшего нефтедобывающего региона страны – Западной Сибири – не только не

увеличился, но и впервые за несколько лет заметно снизился с 525,5 млрд руб. в 2012 г. до 502,0 млрд руб. в отчетном году (–23,5 млрд руб., или –4,5% к 2012 г.).

Капвложения в добычу на месторождениях европейской части России, а также регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока выросли, однако и в этих регионах отмечавшиеся в предшествующие периоды высокие темпы роста инвестиций в нефтедобычу замедлились. По итогам 2013 г. капвложения ВИНК в нефтедобычу составили:

- в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке – 149,6 млрд руб. (+5,5 млрд руб., или +3,8 % к 2012 г.);

- в европейской части России – 244,6 млрд руб. (+52,9 млрд руб., или +27,6 % к 2012 г.) [3].

С учетом начальных стадий разработки и вследствие слаборазвитой инфраструктуры удельные капвложения на тонну добываемой нефти в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке практически вдвое превышают аналогичные показатели европейской части России и Западной Сибири и в полтора раза выше среднего значения по России.

По итогам 2013 г. объем вывоза нефти из России (российские ресурсы) составил 235,0 млн т, снизившись по сравнению с 2012 г. на 4,7 млн т (–2,0 %).

Сокращение вывоза нефтяного сырья с таможенной территории российской Федерации было отмечено по всем группам производителей:

- по группе ВИНК на 3,5 млн т (–1,7 % к 2012 г.);

- по группе независимых производителей (без учета операторов СрП) на 1,1 млн т (–5,8 % к 2012 г.);

- по операторам СрП на 0,1 млн т (–0,7 % к 2012 г.).

В рамках мероприятий по комплексному развитию системы магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» в 2013 г. проводились работы по следующим ключевым проектам:

- строительство нефтепровода «Куюмба – Тайшет»; в декабре 2013 г. началась прокладка линейной части трубопровода общей протяженностью

около 700 км; ввод нефтепровода в эксплуатацию намечен на 2017 г., проектная мощность – 15 млн т в год;

- строительство нефтепровода «Заполярье – Пурпе» (общая протяженность – 488 км, пропускная способность – 45 млн т нефти в год); завершение строительства I этапа на участке от пос. ТаркоСале до пос. Пурпе запланировано на IV кв. 2014 г. [6].

В 2013 г. переработку нефти и газового конденсата на территории страны и промышленное производство из всех видов нефтяного сырья товарных нефтепродуктов осуществляют 68 специализированных нефтеперерабатывающих предприятий (НПЗ и ГПЗ) мощностью первичной переработки нефтяного сырья (данные на 01.01.2014 г.) 299,0 млн т в год. Из них:

- 26 НПЗ и ГПЗ, находящиеся в собственности ВИНК, в том числе 3 предприятия Газпрома (далее – НПЗ ВИНК); мощность предприятий этой группы по первичной переработке нефти составляет 257,0 млн т в год (86,0 % от общероссийских мощностей); доля данной группы в объеме переработанного в 2013 г. сырья составила 85,6 %;

- 10 НПЗ, не входящие в структуру ВИНК, или контролируемые двумя и более акционерами, включая ВИНК (далее – независимые НПЗ); мощность первичной переработки в 2013 г. составила 32,2 млн т в год (10,8 % от общероссийских мощностей); доля в национальном объеме переработки – 11,5 %;

- 32 малых НПЗ (мини-НПЗ), включая предприятия, принадлежащие ВИНК, мощностью первичной переработки 9,8 млн т нефти в год (3,2 % от общероссийских мощностей); на их долю в объеме переработки в 2013 г. пришлось 2,9 % [1].

По итогам 2013 г. мощности НПЗ и ГПЗ по первичной переработке увеличились по сравнению с предыдущим годом на +7,4 млн т (+2,5 % к 2012 г.), в том числе за счет ввода в эксплуатацию новой установки АВТ-12 на Туапсинском НПЗ и реконструкции действующих установок на

Ухтанефтепереработке, Саратовском НПЗ, Афипском НПЗ и Хабаровском НПЗ.

Увеличение технологических мощностей стало результатом предпринимаемых в последние годы усилий по модернизации нефтеперерабатывающих предприятий и строительству новых НПЗ, включая малые предприятия (так называемые мини-НПЗ), а также возрастающей коммерческой привлекательности нефтепереработки. В соответствии с четырехсторонними соглашениями между нефтяными компаниями, ФАС, Ростехнадзором и Росстандартом на 2016 г. были запланированы ввод в эксплуатацию 10 новых установок и завершение реконструкции 3 имеющихся установок вторичной переработки и облагораживания. По итогам года из 13 установок, запланированных к вводу в эксплуатацию и окончанию реконструкции в отчетном году, работы завершены по 11 установкам, по 2 установкам завершены строительно-монтажные и ведутся пусконаладочные работы.

В 2013 г. продолжился рост капитальных вложений нефтяных компаний в нефтепереработку: прирост относительно уровня 2012 г. составил +25,3 %. Суммарный объем капитальных вложений в нефтепереработку в отчетном году составил 250,0 млрд руб. Удельные вложения на 1 тонну переработанной нефти по итогам отчетного года возросли на +21,9 % – до 916,9 руб.

Ввод новых и реконструкция действующих технологических мощностей, реализуемых на НПЗ ВИНК России, позволил по итогам 2013 г. добиться следующего:

- увеличить среднюю по НПЗ ВИНК глубину переработки нефти на +0,4 % к 2012 г., до 72,4 %; – нарастить выход светлых нефтепродуктов на НПЗ ВИНК на +0,2 % к 2012 г. до 56,4 %;

- повысить качество выпускаемой продукции и обеспечить переход к производству топлив экологического класса КЗ и выше в объемах, полностью обеспечивающих потребности внутреннего рынка.

Модернизация НПЗ и ввод новых мощностей вторичных процессов до настоящего времени реализуется практически исключительно предприятиями

группы ВИНК и не распространяются на независимых производителей и мини-НПЗ, в подавляющем большинстве не располагающих мощностями углубляющих и облагораживающих процессов. Вследствие этого по данным категориям производителей рост объемов переработки сопровождается ухудшением показателей глубины переработки и выхода светлых нефтепродуктов. По итогам 2013 г. выход светлых по группе независимых снизился на 2,4 %, по мини НПЗ – на 1,5 %. Глубина переработки уменьшилась соответственно на 2,6 % и 3,6 %.

Принимая во внимание опережающий рост объемов переработки нефтяного сырья в 2013 г. именно этими двумя категориями производителей (независимыми и мини-НПЗ), отметим, что качественное ухудшение показателей производства независимых и мини-НПЗ негативно сказалось на динамике глубины переработки и выхода светлых в целом по нефтеперерабатывающей отрасли России. Среднеотраслевой показатель глубины переработки снизился за 2013 г. относительно уровня 2012 г. на 0,1 % (до 71,1 %), выход светлых уменьшился на 0,3 % (до 55,6 %). Одновременно возросло производство прямогонных фракций и остаточных компонентов (прямогонный бензин, мазут) [1].

Увеличение объемов переработки сопровождалось в целом по России наращиванием выпуска основных видов топлива.

При этом дифференцирование акцизов по классам топлива, постепенный вывод из обращения на территории Российской Федерации автомобильного топлива экологических классов ниже К3 и модернизация НПЗ создали необходимые предпосылки и стимулы, способствовавшие увеличению объемов производства в первую очередь более высококачественных нефтепродуктов. Производство топлив класса качества К3+ росло опережающими темпами, что позволило:

- существенным образом преобразовать структуру производства в пользу более высококачественных видов продукции;
- нарастить общие объемы производства, несмотря на сокращение

выпуска выводимых из оборота нефтепродуктов, не соответствующих нормам Технического регламента;

- в целом по итогам года полностью обеспечить потребности внутреннего топливного рынка страны и сформировать переходящие запасы топлива;

- увеличить экспорт моторных топлив, одновременно изменив его товарную структуру за счет увеличения доли в экспорте более высококачественных и ликвидных светлых нефтепродуктов.

По итогам года рост производства моторных топлив составил:

- автомобильных бензинов всего +0,5 млн т, или +1,3 %, при росте производства высококачественных автобензинов класса К3 и выше на +3,9 млн т, или +11,9 % к 2012 г.;

- дизельного топлива всего +2,5 млн т, или +3,7 % при одновременном увеличении выпуска высококачественного дизтоплива классов К3 и выше на +5,9 млн т, или +10,8 % к 2012 г.

Всего на НПЗ России за 2013 г. произведено основных видов нефтепродуктов: – автомобильного бензина всех марок – 38,7 млн т;

- дизельного топлива – 72,0 млн т;

- авиационного керосина – 10,3 млн т (+3,0 %, или +0,3 млн т к 2012 г.); – мазута топочного – 76,9 млн т (+3,2 %, или +2,4 млн т к 2012 г.) [1].

Вывод из розничного оборота топливного рынка Российской Федерации моторных топлив, не соответствующих требованиям Технического регламента Таможенного союза, способствовал увеличению доли более высококачественных видов топлива в структуре отгрузок нефтепродуктов на внутренний рынок. При этом вследствие вывода из оборота низкокондиционного топлива общий объем отгрузки всех видов автобензина и дизтоплива незначительно сократился.

По итогам года на внутренний рынок страны с НПЗ России поставлено:

- автомобильного бензина всего – 34,3 млн т, в том числе класса 3 и выше – 34,0 млн т (+8,3 % к 2012 г.), что эквивалентно 99 % всей поставки

автобензина российским потребителям;

- дизельного топлива всего – 33,0 млн т, в том числе класса 3 и выше – 30,9 млн т (+37,3 % к 2012 г.), что составило 93,6 % общего объема поставленного дизтоплива;

- авиационного керосина – 9,5 млн т (+4,4 %, или +0,4 млн т к 2012 г.); • мазута топочного – 16,1 млн т (+15,8 %, или +2,2 млн т).

Экспортные поставки основных видов нефтепродуктов, кроме авиакеросина, в 2013 г. увеличились в сравнении с 2012 г. и составили:

- автомобильного бензина – 4,4 млн т (+22,2 %, или +0,8 млн т); – дизельного топлива – 38,7 млн т (+7,8%, или +2,8 млн т);

- авиационного керосина – 0,8 млн т (–11,1 %, или –0,1 млн т); – мазута топочного – 58,5 млн т (+0,9%, или +0,5 млн т) [1].

Доля ввозимого топлива в объеме потребления нефтепродуктов в России незначительна (менее 3 % по автобензину и менее 1 % по дизтопливу). Поставки осуществляются в приграничные регионы и носят стабилизирующий характер для локальных рынков запада Европейской части страны, а также позволяют нефтяным компаниям высвобождать ресурсы для экспорта,кратно превышающего объемы ввоза частично замещаемых таким образом видов топлива.

В 2012 г. по сравнению с предыдущим годом на 11,8 млн т (+4,6 %) увеличился объем переработки нефти, включая газовый конденсат, достигнув максимального после распада СССР уровня в 270,0 млн т. Наблюдалось повышение глубины переработки с 70,6 % в 2011 г. до 71,2 % в 2012 г. [3].

Продолжившийся в 2012 г. рост российской экономики способствовал увеличению внутреннего спроса на все виды топлива, соответствующего требованиям Технического регламента.

По итогам 2012 г. по отношению к 2011 г. потребление автомобильного бензина возросло на 4 % и составило 35,1 млн т, потребление керосина авиационного составило 9,0 млн т, на уровне 2011 г.; потребление мазута топочного возросло на 1,7 % и составило 23,7 млн т. Потребление дизтоплива в

2012 г. составило 28,2 млн т против 31,7 млн т в 2011 г., что на 10,8 % ниже факта 2011 г. Увеличение внутреннего спроса на моторные топлива внутри страны в отчетном году сопровождалось снижением экспортных отгрузок этих нефтепродуктов. В 2012 г. объем экспорта нефтепродуктов составил 138 млн т, в том числе объем экспорта сократился по автобензину до 3,2 млн т, что ниже факта за 2011 г. на 19,7 %, экспорт дизтоплива в 2012 г. увеличился 41,2 млн т, что выше факта за 2011 г. на 3,8 %, увеличился экспорт по керосину авиационному в 2012 г. – 0,85 млн т, или на 22,8 % против 2011 г., экспорт мазута топочного – 51,4 млн т, или на 0,5 % ниже уровня 2011 г. [1].

В рамках модернизации нефтеперерабатывающих заводов в 2012 г. выполнены работы по 15 установкам, что на 9 установок больше, чем в 2011 г. За отчетный период фактически инвестировано в модернизацию вторичной переработки нефти 177,5 млрд руб., что на 84,2 % больше фактических инвестиций 2011 г. Введено в эксплуатацию 6 новых установок: 2 установки гидроочистки бензина каталитического крекинга – на НПЗ ОАО «Славнефть – ЯНОС» и на ОАО «Газпромнефть – ОНПЗ»; 3 установки гидроочистки дизельного топлива – на НПЗ «Киннеф» ОАО «Сургутнефтегаз», на НПЗ «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» и на ОАО «Газпромнефть – ОНПЗ» и установка алкилирования на Новоуфимском НПЗ ОАО «АНК «Башнефть» (осуществляются пусконаладочные работы). Реконструировано 8 установок: 1 установка каталитического крекинга на Омском НПЗ (первая очередь); 4 установки гидроочистки дизельного топлива на Саратовском НПЗ, Рязанском НПЗ, ОАО «ТАИФ-НК», Газпром нефтехим Салават; 3 установки каталитического риформинга на Ангарской НХК, Комсомольском НПЗ и Газпром нефтехим Салават (осуществляются пусконаладочные работы). Кроме того, раньше срока закончены работы по реконструкции установки каталитического риформинга на НПЗ «Орскнефтеоргсинтез» ЗАО «Форте Инвест» (план 2014 г.).

В соответствии с проектом «Энергетической стратегии...» и предложениями по ее уточнению добыча нефти (с газовым конденсатом)

достигнет 340–405 млн т в 2020 г. (средний сценарий – 360 млн т). Добыча по стране в целом обеспечена запасами распределенного фонда открытых месторождений.

Для поддержания требуемого уровня добычи нефти на период после 2015 г. необходимы открытие новых месторождений и ввод их в разработку, потребность в которых во времени неизбежно будет возрастать.

Геолого-экономический анализ сырьевой базы нефтедобычи Западной Сибири указывает на возможность ее выхода на максимальный уровень добычи в 211–217 млн т при условии вовлечения в разработку подготовленных и разведываемых нефтяных месторождений. При этом прогнозируется его снижение до 175 млн т в 2020 г. и 145 млн т в 2030 г.

ГРП на нефть и газ. Для обеспечения разведанными запасами стабильной добычи УВ-сырья в объемах, предусмотренных проектом «Энергетической стратегии России...», планируется проведение комплекса ГРП, направленного:

- на разведку и доразведку открытых месторождений и перевод предварительно оцененных запасов категории С2 в более высокие категории;
- на поиски, разведку и подготовку к разработке новых месторождений в обустроенных нефтегазодобывающих районах для поддержания уровней добычи;
- на региональное изучение и поиски месторождений в новых менее изученных районах для формирования сырьевой базы на перспективу, в том числе с целью создания новых объектов нефте-газодобычи.

Конкретные направления, виды и объемы планируемых ГРП определялись ежегодными программами геологического изучения недр, которые в последующем корректировались в зависимости от полученных результатов выполненных работ.

Проведенные расчеты требуемых объемов глубокого бурения как основного наиболее дорогостоящего вида работ на нефть и газ по основным нефтегазоносным регионам России показывают, что для адекватного восполнения планируемых уровней добычи приростами разведанных запасов

до 2020 г. необходимо пробурить не менее 50 млн м поисковых, разведочных и параметрических скважин, или в среднем 2,5 млн м в год.

По прогнозным расчетам суммарные затраты на все виды ГРП до 2020 г. должны составить около 1 трлн руб., или в среднем 50 млрд руб. в год.

Сейчас очевидно, что необходимо выработать такие экономические механизмы, которые позволят заинтересовать недропользователей финансировать ГРП за счет собственных средств, а также обеспечить более эффективное освоение участков недр, предоставленных в пользование.

Итоговая динамика за 2011–2015 гг. по добыче, переработке и потреблению нефтепродуктов представлена в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Краткие итоги добычи, переработки и потребления нефтепродуктов в 2011–2015 гг. по данным ИнфоТЭК

Показатели	2011 г.	2015 г.
Объем добычи нефти и газового конденсата	490,5	518,4
Первичная переработка нефти	220,2	248,6
Производство светлых нефтепродуктов:		
- автомобильных бензинов	34,4	36,7
- дизельных топлив	64,2	76,4
- авиационного керосина	9,1	9,0
Внутреннее потребление:		
- автомобильных бензинов	28,6	29,5
- дизельных топлив	32,4	34,3
- авиационного керосина	9,1	9,0

Рассматривая развитие нефтяного комплекса Российской Федерации, необходимо учитывать характерные особенности, которые обуславливают условия и специфику его развития. К ним относятся:

- 1) постоянно растущее производство и потребление нефтепродуктов в народном хозяйстве;
- 2) широкая взаимозаменяемость использования нефтепродуктов;
- 3) высокий уровень концентрации производства нефтепродуктов и централизации их распределения;
- 4) неравномерность размещения производства и потребления нефтепродуктов по территории страны;

- 5) высокая капиталоемкость;
- 6) существенное (в том числе и негативное) влияние на окружающую среду;
- 7) активное влияние на общее инфраструктурное развитие районов и территорий;
- 8) зависимость социальной сферы от деятельности отраслей нефтяного комплекса.

Кроме того, на современном этапе развития национальной экономики нефтяной комплекс характеризуется высокой степенью монополизации, что обуславливает необходимость структурных преобразований, а также большой зависимостью бюджета от него.

Помимо этого, необходимо учитывать, что требования к нефтяному комплексу как элементу национальной экономики предопределяются состоянием внутреннего и внешнего спроса на энерго-ресурсы, конкурентоспособностью различных видов энергоносителей на региональных внутрироссийских и внешних рынках, а также эффективностью функционирования отраслей, входящих в ТЭК. В свою очередь, объемы и динамика внутреннего спроса зависят от изменения макроэкономических показателей, структуры валового внутреннего продукта (ВВП) и промышленного производства, уровня эффективности использования энергетических ресурсов различными потребителями, их платежеспособностью и рядом других факторов.

На развитие нефтяного комплекса в последнее десятилетие оказали существенное влияние экономические процессы, происходившие в народном хозяйстве нашей страны (спад промышленного производства, резкое сокращение инвестиций, негативные изменения в структуре промышленного производства, снижение платежеспособного спроса как результат непродуманной ценовой и налоговой политики). Вместе с тем в этих условиях нефтяной комплекс и ТЭК в целом продемонстрировали наибольшую стабильность.

В это трудное для народного хозяйства время он, несмотря на значительные экономические потери, обеспечил формирование рыночных отношений, фактически дотируя другие сферы экономики на многие сотни миллионов рублей ежегодно. Темпы снижения объема производства в целом по народному хозяйству в этот период вдвое превосходили данный показатель в нефтяном комплексе. По результатам его работы можно сделать вывод о том, что комплекс в основном выполнил задачи по обеспечению экономики страны топливно-энергетическими ресурсами, хотя в значительной степени это обусловлено резким уменьшением объема промышленного производства. Снижение более чем в 3,5 раза объемов инвестиций, невозможность в условиях действовавшего ценообразования компенсировать образовавшийся дефицит средств привели к нарушению процесса воспроизводства минерально-сырьевой базы, к существенному отставанию в развитии производственного потенциала и воспроизводственных процессов на входящих в него предприятиях. Состояние нефтяного комплекса на определенный момент времени отражается его топливно-энергетическим балансом. В физическом смысле он представляет собой полное количественное соответствие (равенство) между суммарной подведенной (произведенной) энергией, с одной стороны, и суммарной потребляемой энергией с учетом потерь – с другой.

Сопоставление темпов снижения объемов производства и инвестиций в ТЭК иллюстрирует факт физического и морального старения созданных ранее фондов, что привело к их износу.

Существенным недостатком отечественной экономики является ее высокая энергоемкость, которая уже в начале 1990-х гг. была в 3,5–3,7 раза выше аналогичного показателя развитых стран. Динамика объемов промышленного производства и потребления топливно-энергетических ресурсов за годы реформ свидетельствует об ее увеличении на 20–30 %. Этим объясняется огромная величина потенциала энергосбережения, который оценивается в 360–430 млн т у. т., что составляет 40–48 % от современного

уровня потребления. Причем треть потенциала экономии сосредоточена в отраслях ТЭК. Использование имеющихся возможностей в этом направлении является одной из важнейших задач перспективного развития нефтяного комплекса.

С учетом решающей роли нефтяного комплекса в обеспечении функционирования народного хозяйства и жизнедеятельности населения при разработке Энергетической политики РФ на период до 2020 года было введено понятие энергетической безопасности. Под энергетической безопасностью понимается состояние защищенности страны (региона), ее граждан, общества, государства, обслуживающей их экономики от угроз надежному топливо- и энергоснабжению. Достигнуть ее можно, если нефтяной комплекс будет способен обеспечить достаточный внутренний и экспортный спрос энергоносителей требуемого качества, потребители обеспечат эффективное использование энергоресурсов, а энергетический сектор в целом будет обладать устойчивостью к внешним экономическим, политическим, техногенным и природным угрозам и способностью минимизировать ущерб, вызываемый их проявлением.

Очень мало внимания по сравнению с зарубежными компаниями российские ВИНК уделяют инвестициям в сферу НИОКР. Компания Shell выделила 0,28 % дохода в 2009 г. на инвестирование НИОКР. Самым высоким показателем в России отличается Сургутнефтегаз – 0,18 % в НИОКР, а крупнейшая компания ЛУКОЙЛ – всего лишь 0,1 % [5].

Для благополучного конкурирования на мировом рынке российским нефтяным и газовым компаниям необходимо создавать собственные технологические инновации, которые будут способствовать ликвидации отставания от конкурентов, и обеспечить первенство по отдельным технологиям.

Россия находится на высоких местах в рейтинге по переработке нефти, но для того, чтобы выйти на лидирующие позиции, нужно уделять больше внимания повышению качества переработки.

Нужно отметить, что дальнейшее инновационное развитие нефтяного сектора российской экономики во многом зависит от повышения объемов инвестирования и создания высокоэффективных научно-технических и технологических идей в сфере инноваций. Эти решения должны быть направлены на развитие сырьевой базы, создание новых технологий, повышающих нефтепереработку, эффективность и качество работы нефтегазотранспортных систем.

Даже в условиях неустойчивого восстановления мировой экономики спрос на нефть устойчиво растет. Как вы помните, в кризис прошлого века наблюдалось значительное падение спроса: в начале 1980-х гг. спрос снизился на 7 % и только к 1987 г. вернулся к уровню 1979 г. Сегодня такого падения не наблюдается. Растущее мировое население потребляет все больше энергии. Несмотря на повышение энергоэффективности и конкуренцию со стороны других видов топлива, нефть остается главным источником энергии для транспорта и сырья для растущей нефтехимии. По оценкам ведущих мировых аналитических центров, к 2020 г. потребление нефти вырастет на 10 % от сегодняшнего уровня, а к 2030–2035 гг. – еще на 10 %.

Растущий спрос на фоне увеличения темпов падения базовой добычи потребует все больших инвестиций в освоение новых месторождений высокотехнологичной нефти, а значит, и более высоких цен, чтобы привлечь такие инвестиции. Сопутствующие инвестиции в смежные отрасли будут способствовать росту мировой экономики, в том числе ее высокотехнологической части.

Итак, мы видим глубокое несоответствие фундаментальных факторов и рыночной реакции на них. Что же приводит к подобным искажениям? Какие проблемы существуют в механизмах ценообразования на рынке нефти?

В первую очередь обратим внимание на возросшую роль финансовых инструментов и финансовых игроков в формировании цен на нефть. За последние 20 лет объемы открытых позиций по фьючерсам Brent и WTI увеличились в пять–десять раз, в то время как потребление нефти – только на

32 %. Уже было отмечено, что такой рост «бумажной нефти» во многом привел к ценовой нестабильности 2008 г. В результате того, что нефтяной рынок стал разновидностью финансового рынка, на него все большее влияние оказывают не реальные хозяйственные взаимоотношения, а спекулятивные факторы, в том числе движение капитала, ликвидность, популярность альтернативных инвестиционных активов [6].

Встает вопрос о необходимости развития инфраструктуры рынка и в части надлежащего регулирования, которое бы обеспечило прозрачность как рынка нефтяных фьючерсов, так и рынка ценных бумаг, в том числе акций и облигаций нефтяных компаний.

Государственное регулирование присутствует на нефтяном рынке, однако оно зачастую носит протекционистский характер и не способствует эффективному развитию мирового рынка нефти. Так, например, государственное регулирование США, запрещающее уже в течение более 40 лет экспорт нефти, приводит к формированию неконкурентных преимуществ у североамериканских нефтепереработчиков перед европейскими.

В целом в мире обостряется борьба за премиальные рынки и извлечение ренты из нефти. Правительства стран-потребителей через акцизы на нефтепродукты зачастую обкладывают нефть и газ большими налогами, чем страны-производители. В случае с европейскими странами эти начисления на нефтепродукты превышают саму цену нефти.

По существу, наиболее действенной опорой глобального рынка нефти является деятельность и взаимодействие крупных корпораций мирового уровня, включая их стратегические соглашения, долгосрочные контракты, обмен активами, технологическими ноу-хау, другие современные формы долгосрочного сотрудничества.

В этих условиях правительство Российской Федерации и российские ВИНК должны стремиться к серьезным улучшениям инфраструктуры рынка нефти. Такие улучшения должны в первую очередь затронуть следующие направления.

Что касается участников рынка и торговых площадок, необходимо, во-первых, контролировать влияние финансовых игроков в ценообразовании нефти и повысить роль реальных производителей и потребителей. Во-вторых, повысить долю физических объемов нефти в ценообразовании до 10–15 % общего объема товарных потоков. В-третьих, развивать региональные площадки торговли нефтью с учетом особенностей соответствующих рынков и преимущественных сортов нефти на них.

Для улучшения же рыночной информационной инфраструктуры полезно, реорганизовать биржевую инфраструктуру рынка за счет резкого повышения роли в ней производителей и потребителей нефти, сопровождая это качественным повышением прозрачности биржевых площадок с целью снижения возможностей ценового манипулирования (аналогично проведенным мероприятиям в отношении банковских ставок и деятельности ценовых агентств).

1.3 Характеристика ООО «Торпан»

Полное и сокращенное наименование организации: общество с ограниченной ответственностью «Торпан» (ООО «Торпа»).

Общество с ограниченной ответственностью ООО «Торпан» создано в соответствии со свидетельством о государственной регистрации № 4948 и осуществляет свою деятельность на основании Устава, Гражданского кодекса и законодательства Российской Федерации. Устав зарегистрирован Постановлением Главы Администрации Октябрьского района г. Красноярск № 801 от 08.05.1998 года, регистрационный № 4563.

Основной целью деятельности Общества ООО «Торпан» является извлечение прибыли.

Юридический адрес: Российская Федерация, 660004, Красноярский край, г. Красноярск, ул. 26 Бакинских комиссаров, дом 1.

Учредители ООО «Торпан»: ООО «Сибнефто-прогресс», ООО

«Межрегионгаз», ООО «Ресурс-МРГ», ЗАО «АСПЭК» , ООО НПО «Космос», ООО «Ватойлгаз», ООО «Техком».

Целью деятельности ООО «Торпан» является обеспечение бесперебойной поставки нефтепродуктов покупателям г. Красноярск в соответствии с заключенными договорами, сбор платежей с покупателей топлива, а также извлечение прибыли.

Областью деятельности ООО «Торпан» :

реализация нефтепродуктов и горюче-смазочных материалов через автозаправочные станции на территории РФ, торгово-закупочная деятельность.

Всего потребителей нефтепродуктов в Красноярске более 4500 предприятий из них наиболее крупные 54, такие как 25 часов ООО «Глостер», ПАО «Газпромнефть», ОАО «Красноярскнефтепродукт», ООО «КрасТрансНефть», ООО «Магнат-РД», ЗАО «Сангилен+» предприятия химической и нефтеперерабатывающей промышленности, жилищные коммунальные хозяйства, организации строительного комплекса и другие, заключены прямые и трехсторонние договора.

ООО «Торпан» поставляет потребителям топливо на основе прямых и трехсторонних договоров - сегодня таких соглашений у предприятия более тысячи. Население - 1 млн.200 тыс. абонентов.

Годовое потребление нефтепродуктов в Российской Федерации составляет около 15 млрд. куб.м., протяженность магистральных нефтепроводов - более 4712 км. Помимо реализации топлива ООО «Торпан» осуществляет инвестиционную деятельность. На территории РФ функционируют четыре филиала «Торпан», в том числе в городах Санкт-Петербург и Новосибирск. В головном офисе холдинговой компании работают около 135 человек.

Главные задачи деятельности организации заключаются в создании эффективного механизма бесперебойной поставки и реализации нефтепродуктов потребителям, оперативном реагировании на спрос, обеспечении возврата долгов за реализованный газ, подготовке условий для формирования нефтяного рынка и энергоресурсов, отработке рыночных

механизмов реализации топлива по свободным ценам.

Одно из последних достижений в нефтедобывающей отрасли - внедрение электронной площадки по продаже нефти, добываемой независимыми поставщиками.

Организация получила новые возможности для эффективного участия в дальнейшем реформировании топливного рынка на территории Российской Федерации. Постоянное участие в электронных торгах позволяет реально оценить возможности конкурентов и повысить качество выполняемых работ.

Основная организация, посредством которого обеспечивается доставка нефти до потребителя, Открытое акционерное общество (ОАО) «Мозырский-НПЗ» - производит широкий ассортимент нефтепродуктов. Среди них: бензины автомобильные (АИ-98-К5-Евро, АИ-95-К5-Евро, АИ-92-К5-Евро); дизельное топливо (ДТ-Л-К4(К5); ДТ-З-К4(К5)). Увеличение доли собственности в этом акционерном обществе способствует более профессиональному и качественному оказанию услуг потребителям по доставке топлива, в том числе и для населения.

Основным поставщиком нефтепродуктов является ОАО «Газпром». На долю независимых поставщиков, таких как ООО «Центррусгаз», ОАО «Новофининвест», Нефтегазодобывающее управление (НГДУ) «Уфанефть», НГДУ «Сомакс», приходится 24 % поставок нефти.

Большое влияние на деятельность Общества оказывают законодательные и правовые акты, главным образом, путем установления цены на нефть для различных групп потребителей (населения или промышленных организаций) и в зависимости от объема поставляемого продукта.

Организационная структура ООО «Торпан» разработана в соответствии с долгосрочными целями организации, утверждена Генеральным директором и согласована с Советом директоров Общества. Организационная структура представлена следующими линейно-функциональными блоками, которые возглавляют представители высшего руководства:

- 1) генеральный директор осуществляет организацию и контроль

деятельности Общества в целом, устанавливает приоритеты его развития, определяет тактические и стратегические планы действий, координирует работу своих заместителей и определяет их полномочия и компетенцию в сфере решения задач, связанных с деятельностью организации. В непосредственном подчинении генерального директора находится юридическое управление и служба экономической безопасности.

2) первый заместитель генерального директора обеспечивает работу, связанную с сопровождением операций по реализации нефти промышленным организациям и прочим потребителям в части заключения договоров с контрагентами на поставку нефти, возмещения выпадающих доходов из бюджетов всех уровней и иных структур, компенсирующих оплату за нефть определенным группам потребителей. В его ведении находятся контрольные функции за исполнением дебиторами своих финансовых обязательств. Первый заместитель генерального директора координирует работу Отдела информационных технологий и телекоммуникаций, тем самым обеспечивает надежность информационного взаимодействия субъектов филиальной сети, отвечает за отсутствие сбоев в работе программной и аппаратной частей информационного комплекса.

3) заместитель генерального директора по экономике осуществляет контроль финансовых потоков, поступающих в оплату за газ от всех групп потребителей, осуществляет планирование за предстоящим расходом финансовых ресурсов, обеспечивает исполнение планово-экономической деятельности организации, контролирует в своей части исполнение смет расходов по подразделениям.

4) заместитель генерального директора по развитию производства обеспечивает проведение работ, связанных с реализацией нефти промышленным организациям и прочим потребителям. В его ведении находятся функции по контролю над балансом нефти в целом по Обществу, обеспечение диспетчирования поставок нефти, установление и

регулирование норм и нормативов потребления нефти.

5) главный бухгалтер обеспечивает ведение бухгалтерского и налогового учета в Обществе, организует учетный процесс и контролирует его исполнение. Обеспечивает формирование бухгалтерской и налоговой отчетности, ее достоверности и своевременности представления налоговым органам. Организует ведение регистров бухгалтерского учета в соответствии с требованиями учетной политики и разработанным регламентом документооборота. Контролирует получение сводной отчетности от субъектов филиальной сети, определяет состав и структуру отчетных форм для ведения учета по реализации нефти населению.

Работы по общей координации и контролю деятельности филиальной сети в целом осуществляет генеральный директор. Заместители генерального директора осуществляют координацию работ филиальных структур в части тех вопросов, исполнение которых производится службами, находящимися в их непосредственном подчинении.

Функции по реализации нефти населению были переданы ООО «Торпан» в 2003 году. В кратчайшие сроки был сформирован штат абонентской службы состоящий из более чем 500 человек и организационно-территориальная структура из 64 подразделений.

В настоящее время абонентская служба представляет собой целостную организационно-функциональную автоматизированную систему, обслуживающую более 3 млн. человек (1,2 млн. лицевых счетов). В год населению реализуется 2 млрд. тонн нефти, собираемость платежей с населения за услуги составляет 100 процентов. Кроме сбора платежей за услуги нефтепоставок в нескольких городах и районах РФ ООО «Торпан» производит начисление и сбор платежей за другие коммунальные услуги (водоснабжение, водоотведение, теплоснабжение, вывоз мусора, техническое обслуживание).

Основными принципами стали:

1) централизация управления

2) жесткая регламентация всех процессов - по срокам, форме, ответственным лицам.

3) постоянный контроль - ежемесячная сдача отчетов; выездные перекрестные документальные проверки подразделений силами как ведущих специалистов подразделений и центрального аппарата, а также контрольно-ревизионным отделом.

Успешная работа обусловлена принятием многофункционального программного продукта - единая электронная система учета, начислений и сбора платежей, позволяет вести и формировать отчёты в режиме реального времени. Уникальность системы в том, что она была первой в стране централизованной моделью реализации газа и расчетов с населением, которая в настоящее время ежемесячно обновляется и вся информация по лицевому счёту отражается в доставляемых абонентам счетах-извещениях.

Для поддержания в актуальном состоянии информации по всем потребителям РФ ежегодно совместно с ОАО «Мозырский НПЗ» проводится сплошная инвентаризация частного сектора с оформлением актов осмотра и уточнением всех параметров лицевого счёта.

Сеть автозаправочных станций. «Торпан» владеет розничной сетью из 120 автозаправочных станций, 87 из которых расположено в Санкт-Петербурге (около 28% розничного рынка), 18 – в Ленинградской области (около 10% рынка), а также в Таллинне, Тверской и Псковской областях. Сетью собственных АЗС перекрыты трассы Санкт-Петербург – границы: с Финляндией, Латвией, Эстонией, Белоруссией, Карелией. Ближайшей стратегической задачей компании в данной области является расширение сети фирменных автозаправочных станций по трассам Москва - Санкт-Петербург – Финляндия, Москва – страны Балтии. Ежегодно «Торпан» реконструирует и строит в совокупности до 15-20 автозаправочных комплексов. АЗС строятся только высокого технологического уровня с широким спектром дополнительных услуг: мойка, магазин, автосервис, мотель, кафе и т.д.

Расчетные системы компании принимаются на 250 АЗС по всей

территории России. Средний суммарный объем продаж составляет 1,5 млн. литров в сутки. Общий оборот нефтепродуктов «Торпан» в месяц составляет около 50 тысяч тонн.

Нефтебазы (хранение). Всего в Санкт-Петербурге и Ленинградской области есть три сертифицированные нефтебазы. Двумя из них владеет «Торпан» – «Ручьи» и «Красный нефтяник». Эти нефтебазы производят отпуск 40% нефтепродуктов, поступающих в город. Нефтебаза «Ручьи» – одно из лучших хранилищ светлых нефтепродуктов на Северо-Западе с объемом единовременного хранения более 56 тысяч тонн. Она расположена в городской черте. Годовой оборот составляет более 500 тыс. тонн. Технологическое оборудование позволяет принимать нефтепродукты как по трубопроводу (нефтепродуктопровод Киришский НПЗ – нефтебаза Ручьи), так и по железной дороге, а отгружать в автомобильные или железнодорожные цистерны. На нефтебазе проводится 100% контроль качества на всей технологической цепочке приема, хранения и отпуска нефтепродуктов, что гарантирует сохранение качества хранимого топлива и поступление в Санкт-Петербург только качественных нефтепродуктов. Есть аккредитованные Госстандартом РФ лаборатории на проведение химических анализов нефтепродуктов и отбору арбитражных проб. Нефтебаза «Красный нефтяник» имеет суммарный объем хранения более 44 тысяч тонн светлых и темных нефтепродуктов. Кроме того, на ее территории находятся цеха по разливу масел и охлаждающих жидкостей, терминалы по приему битумов из железнодорожных цистерн с паровыми рубашками и электроподогревом, терминал по перевалке мазутов, металлопроизводство.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Алиев Т. А. Факторинг как инструмент управления дебиторской задолженностью в условиях кризиса / Т. А. Алиев // Молодой ученый. — 2016. — №7. — С. 755–758.
- 2 Анализ и диагностика финансово-хозяйственной деятельности предприятий: Учебник / Под ред. В. Я. Позднякова. - М.: НИЦ ИНФРА-М, 2014. - 617 с
- 3 ООО «Торпан» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.torpan.ru/>
- 4 Арзуманова, Т. И. Экономика организации: учебник / Т. И. Арзуманова. – Москва: Дашков и К, 2013 – 237 с.
- 5 Аскеров П. Ф. Анализ и диагностика финансово-хозяйственной деятельности организации: Учеб. пос. / П.Ф.Аскеров, И.А.Цветков и др.; Под общ. ред. П.Ф.Аскерова - М.: НИЦ ИНФРА-М, 2015. - 176 с.
- 6 Астахов, В. П. Бухгалтерский финансовый учет / Астахов В.П – Москва: -Юрайт, 2011. – 955 с.
- 7 Бакаев. А. Бухгалтерские термины и определения. М.: Библиотека журнала «Бухгалтерский учет», 2012. 306с
- 8 Белоножкова Е. Ю. Управление дебиторской задолженностью / Е. Ю. Белоножкова, А. А. Игнатенко // Проблемы современной экономики: материалы междунар. науч. конф. — Челябинск : Два комсомольца, 2011. — С. 88–90.
- 9 Большие финансы [Электронный ресурс]: Основные подходы к оценке дебиторской задолженности компании // – Режим доступа: <http://www.greatfin.ru/grefs-570-2.html>
- 10 Ботвич, А.В., Бутакова, Н.М., Забурская, А.В., Пабст, А.В. Дебиторская и кредиторская задолженность предприятий: анализ и управление / А.В. Ботвич, Н.М. Бутакова, А.В. Забурская, А.В. Пабст // Научные итоги года: достижения, проекты, гипотезы. – 2014. - № 4. С. 128-136.

11 Булдакова М.В. Методики диагностического анализа качества прибыли на примере ООО «Диана К» // Экономика и менеджмент инновационных технологий. - 2013. - № 4 (19). - С. 14.

12 Бурминистрова, Л.М. Финансы организаций (предприятий): учебное пособие / Л. М. Бурминистрова – Москва: Инфра-М, 2010.-240 с. 15

13 Буханцев Ю.А. Повышение эффективности внутреннего контроля состояния расчётов с контрагентами // Вестник Волгоградского государственного университета. Серия 3: Экономика. Экология. – №1– 2009.

14 Володина, А.А. Влияние государственного регулирования на развитие нефтегазового комплекса регионов России / А.А. Володина // Байкальский государственный университет экономики и права

15 Гиляровская Л. Т., Ендовицкая А. В. Анализ и оценка финансовой устойчивости коммерческих организаций: учеб. пособие для вузов / под ред. Л. Т. Гиляровская. М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2014. - 159 с.

16 Голикова О. С. Ежедневный контроль за движением дебиторской задолженности – залог финансовой устойчивости предприятия / О. С. Голикова // Проблемы и перспективы экономики и управления: материалы междунар. науч. конф. — Санкт Петербург : Реноме, 2012. — С. 168–172.

17 Даниловских Т.Е. Анализ финансового состояния предприятия как основа формулирования перспектив его развития (на примере ОАО «Уссурийский бальзам») // Фундаментальные и прикладные исследования: проблемы и результаты. – 2014. – № 16. – С. 194–200.

18 Дудин А.С. Дебиторская задолженность. Методы возврата, которые работают : учебник / А.С. Дудин. – Санкт-Петербург : Питер, 2011. – 192 с.

19 Дьяконов В. Ю. Дебиторская и кредиторская задолженность предприятий // Научно-образовательный потенциал молодежи в решении актуальных проблем XXI века. - 2015. - № 3. - С. 29-30.

20 Евдокимов, П. О. Исследования понятия дебиторской задолженности хозяйствующего субъекта / П. О. Евдокимов // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2011. – Т. 309, № 6. – С.168-173.

- 21 Емелин В. Н. Управление кредиторской задолженностью организации / В. Н. Емелин, Е. И. Пивкина // Молодой ученый. — 2014. — №8. — С. 465–467.
- 22 Зайцев, В.Ю. Дебиторская задолженность и управление ею в компаниях нефтегазового комплекса / В.Ю. Зайцев // Новый университет. – 2012. - № 7.
- 23 Иванов И.Н, Экономика промышленного предприятия: учебник / И.Н. Иванов – Москва: Инфра-М, 2011.– 395с.
- 24 Иванова Т.И. Финансы предприятий: практ. пособие / [Т. И. Иванова, Л. В. Федосенко, Г. К. Болтрушевич]. - Гомель, 2015. – 47 с.
- 25 Изюмова Е Н Анализ и диагностика финансово-хозяйственной деятельности промышл. предпр.: Учеб. пособие / Е.Н.Изюмова и др. - 2 изд. - М.: ИЦ РИОР: НИЦ ИНФРА-М, 2014. - 313 с
- 26 Ионова, А.Ф.. Финансовый менеджмент. учебное пособие для вузов / Ионова А.Ф., Селезнева Н.Н.- М.: ТК Велби, изд-во «Проспект», 2010. – 494 с.
- 27 Канке А. А. Анализ финансово-хозяйственной деятельности предприятия: Учебное пособие / А.А. Канке, И.П. Кошечкина. - 2-е изд., испр. и доп. - М.: ИД ФОРУМ: НИЦ ИНФРА-М, 2015. - 288 с
- 28 Каримова Р. А. Анализ дебиторской и кредиторской задолженности / Р. А. Каримова // Молодой ученый. — 2015. — №10. — С. 690–692.
- 29 Кириченко Т. В. Финансовый менеджмент : учебник / Т. В. Кириченко. – Москва : Издательско-торговая корпорация «Дашков и К^о», 2013. – 484 с.
- 30 Кобелева И. В. Анализ финансово-хозяйственной деятельности коммерческих организаций: Учебное пособие / И. В. Кобелева, Н. С. Ивашина. - М.: НИЦ ИНФРА-М, 2015. - 256 с
- 31 Ковалев В.В. Финансовый менеджмент: теория и практика. – М.: Проспект, 2014. – 1104 с.
- 32 Кокин А.С. Корпоративные финансы : учеб. пособие / А.С. Кокин, Н.И. Яшин, С.Н. Яшин [и др.]. – Москва : ИЦ РИОР, НИЦ ИНФРА-М, 2016. – 369 с.
- 33 Колганова, В.А., Люшина, Э.Ю. Краткосрочная дебиторская задолженность как высоколиквидный элемент оборотного капитала /В.А.
- 34 Крейнина М.Н. Финансовый менеджмент. - М.: Дело и Сервис, 2014. -

304с.

35 Куприянова Л. М. Финансовый анализ: Учебное пособие / Л. М. Куприянова. - М.: НИЦ ИНФРА-М, 2015. - 157 с.

36 Моисеева, Е.Г. Финансовый менеджмент: учебное пособие / Е.Г. Моисеева. – Н.Новгород: НГТУ, 2013. – 560с.

37 Налоговый кодекс Российской Федерации : Часть вторая: федер. закон от 19.07.2000 №117-ФЗ – Москва: Эксмо, 2014. – 896 с.

38 Налоговый кодекс Российской Федерации. В 2 ч. Ч. 2 [Электронный ресурс] : федер. закон от 05.08.2000 № 117-ФЗ ред. от 05.04.2016. // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

39 Налоговый кодекс Российской Федерации. Части первая и вторая (по состоянию на 01.09.2013).

40 Никулина О.В., Мирошниченко О.В. Формирование механизма финансирования инновационной деятельности предприятий нефтегазового комплекса РФ. В сборнике: Научные меридианы - 2016 Сборник материалов III Международной научно-практической конференции. Редколлегия: С.Е.Ратенко, И.Г. Рзун, Н.О. Старкова. 2016. С. 160-163.

41 О несостоятельности (банкротстве) [Электронный ресурс] : федер. закон от 26.10.2002 № 127-ФЗ ред. от 29.12.2015. // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

42 Об утверждении Порядка инвентаризации дебиторской и кредиторской задолженности предприятий и организаций жилищно-коммунального комплекса [Электронный ресурс] : приказ Госстроя РФ от 21.04.2003 № 142 // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

43 Перспективы развития и стратегии [Электронный ресурс]: офиц. сайт / Роснефть. – Режим доступа: <http://www.rosneft.ru/>

44 Погорелова М. Я. Экономический анализ: теория и практика : учеб. пособие / М.Я. Погорелова. – Москва : НИЦ ИНФРА-М, 2014. – 290 с.

45 Положение по бухгалтерскому учету «Бухгалтерская отчетность организации» (ПБУ 4/99) [Электронный ресурс] : приказ Минфина РФ от 06.07.1999 № 43н ред. от 08.11.2010. // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

46 Положение по бухгалтерскому учету «Доходы организации» (ПБУ 9/99) [Электронный ресурс] : приказ Минфина России от 06.05.1999 № 32н ред. от 06.04.2015. // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

47 Положение по бухгалтерскому учету «Информация об участии в совместной деятельности» (ПБУ 20/03) [Электронный ресурс] : приказ Минфина РФ от 24.11.2003 № 105н ред. от 18.09.2006. // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

48 Положение по бухгалтерскому учету «Информация об участии в совместной деятельности» (ПБУ 20/03) [Электронный ресурс] : приказ Минфина РФ от 24.11.2003 № 105н ред. от 18.09.2006. // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

49 Положение по бухгалтерскому учету «Информация по прекращаемой деятельности» (ПБУ 16/02) [Электронный ресурс] : приказ Минфина РФ от 02.07.2002 № 66н ред. от 06.04.2015. // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

50 Положение по бухгалтерскому учету «Расходы организации» (ПБУ 10/99) [Электронный ресурс] : приказ Минфина России от 06.05.1999 № 33н ред. от 06.04.2015. // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

51 Положение по бухгалтерскому учету «События после отчетной даты» (ПБУ 7/98) [Электронный ресурс] : приказ Минфина РФ от 25.11.1998 № 56н ред. от 06.04.2015. // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

52 Положение по бухгалтерскому учету «Учет активов и обязательств, стоимость которых выражена в иностранной валюте» (ПБУ 3/2006)

[Электронный ресурс] : приказ Минфина РФ от 27.11.2006 № 154н ред. от 24.12.2010. // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

53 Положение по бухгалтерскому учету «Учетная политика организации» (ПБУ 1/2008) [Электронный ресурс] : приказ Минфина РФ от 06.10.2008 № 106н ред. от 06.04.2015. // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

54 Положение по ведению бухгалтерского учета и бухгалтерской отчетности в Российской Федерации [Электронный ресурс] : приказ Минфина РФ от 29.07.1998 № 34н ред. от 24.12.2010. // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

55 Поступление налогов, сборов и иных обязательных платежей в консолидированный бюджет Российской Федерации по видам//Федеральная служба государственной статистики [Электронный ресурс] URL: <http://www.gks.ru> (дата обращения 18.04.2015)

56 Пуртова А. Ф. Исследование методических подходов к определению и оценке финансовой устойчивости предприятия / А. Ф. Пуртова // Молодой ученый. — 2014. — №15. — С. 197–200.

57 Пуртова А. Ф. Исследование подходов к определению финансовой устойчивости / А. Ф. Пуртова // Молодой ученый. — 2014. — №15. — С. 200–203.

58 Савицкая Г.В. Анализ хозяйственной деятельности предприятия: учебник. – М.: ИНФРА–М, 2013. – 512 с.

59 Савицкая Г.В. Комплексный анализ хозяйственной деятельности предприятия : учебник / Г.В. Савицкая. – 6-е изд., перераб. и доп. – Москва : НИЦ Инфра-М, 2013. – 607 с.

60 Савицкая Г. В. Анализ эффективности и рисков предпринимательской деятельности: Методологические аспекты. Монография / Г.В. Савицкая. - М.: НИЦ ИНФРА-М, 2014. - 272 с.

61 Статистика газового и нефтяного комплекса [Электронный ресурс] //

Министерство энергетики РФ –URL: <http://www.minenergo.gov.ru> (дата обращения 18.04.2015)

62 Сутягин В. Ю. Дебиторская задолженность: учет, анализ, оценка и управление : учебное пособие / В.Ю. Сутягин, М.В. Беспалов – Москва : ИНФРА-М, 2016. – 216 с.

63 Толмачева И. В. Оценка и анализ дебиторской задолженности по отраслям экономики ПМР / И. В. Толмачева // Молодой ученый. — 2016. — №2. — С. 599–603.

64 Турманидзе, Т. У. Финансовый анализ: Учебник / Т. У. Турманидзе – М.: Юнити-Дана. – 2013. – 289 с.

65 Фартушняк О.В., Пасичник И.Ю. Учет дебиторской задолженности: сравнительная характеристика международного и отечественного опыта // Бизнесинформ. – 2010. – №6. – С. 36-41

66 Челноков В. А. Деньги. Кредит. Банки : учеб. пособие для студентов вузов, обучающихся по специальности (080105) «Финансы и кредит» / В. А. Челноков. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : ЮНИТИ-ДАНА, 2012. – 447с.

67 Чиков Д. Контроль над дебиторской задолженностью // Финансовая газета. Региональный выпуск. – 2011. – №11, 12.

68 Шеремет А.Д., Негашев Е.В. Методика финансового анализа деятельности коммерческих организаций. - М.: НИЦ Инфра-М, 2013. - с.108

69 Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности [Текст]: Учебник / В. Ф. Дунаев, В. А. Шпаков, Н. П. Епифанова, В. Н. Лындин. Под редакцией В. Ф. Дунаева. – М. : ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2006. – 352 с.

70 Якушев А.А. Использование методики финансового анализа и имитационного моделирования в принятии управленческих решений // Вестник СПбГЭУ. – 2014. - №6.