

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа инженерного предпринимательства
Направление подготовки 38.04.02 Менеджмент

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Реализация инвестиционных проектов и проектов технического перевооружения реконструкции на примере АО "Транснефть - Центральная Сибирь"
УДК 330.322.2:005.591.6:622.32.012

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2ЭМ51	Горлов Вячеслав Дмитриевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Боярко Григорий Юрьевич	д.э.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Феденкова Анна Сергеевна	-		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Громова Татьяна Викторовна	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Директор ШИП	Хачин Степан Владимирович	к.т.н.		

Томск – 2018 г.

Планируемые результаты обучения по ООП 38.04.02 Менеджмент (магистр)

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять теоретические знания, связанные с основными процессами управления развитием организации, подразделения, группы (команды) сотрудников, проекта и сетей; с использованием методов управления корпоративными финансами, включающие в себя современные подходы по формированию комплексной стратегии развития предприятия, в том числе в условиях риска и неопределенности
P2	Использовать способность воспринимать, обрабатывать, анализировать и критически оценивать результаты, полученные отечественными и зарубежными исследователями управления; выявлять и формулировать актуальные научные проблемы в различных областях менеджмента; формировать тематику и программу научного исследования, обосновывать актуальность, теоретическую и практическую значимость избранной темы научного исследования; проводить самостоятельные исследования в соответствии с разработанной программой; представлять результаты проведенного исследования в виде научного отчета, статьи или доклада
P3	Использовать способность анализировать поведение экономических агентов и рынков в глобальной среде; использовать методы стратегического анализа для управления предприятием, корпоративными финансами, организацией, группой; формировать и реализовывать основные управленческие технологии для решения стратегических задач
P4	Разрабатывать учебные программы и методическое обеспечение управленческих дисциплин, умение применять современные методы и методики в процессе преподавания управленческих дисциплин
P5	Понимать необходимость и уметь самостоятельно учиться и повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности, развивать свой общекультурный, творческий и профессиональный потенциал
P6	Эффективно работать и действовать в нестандартных ситуациях индивидуально и руководить командой, в том числе международной, по междисциплинарной тематике, обладая навыками языковых, публичных деловых и научных коммуникаций, а также нести социальную и этическую ответственность за принятые решения, толерантно воспринимая социальные, этические, конфессиональные и культурные различия

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа инженерного предпринимательства
 Направление подготовки 38.04.02 Менеджмент

УТВЕРЖДАЮ:
 Директор ШИП
 С.В. Хачин

(подпись)

(дата)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломной работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
О-2ЭМ51	Горлову Вячеславу Дмитриевичу

Тема работы:

Реализация инвестиционных проектов и проектов технического перевооружения реконструкции на примере АО "Транснефть - Центральная Сибирь"

Утверждена приказом директора (дата, номер)	07.12.2017 № 9606/с
---	---------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.12.2017
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

Исходные данные к работе	Формы финансовой отчетности АО «Транснефть – Центральная Сибирь», интернет ресурсы, учебная литература и периодические издания в области экономических наук
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> – Рассмотреть роль нефтяной отрасли в российской экономике; – Обобщить особенности привлечения инвестиций в нефтяную отрасль; – Дать характеристику АО "Транснефть - Центральная Сибирь" как участника инвестиционного процесса; – Оценить эффективность вложения инвестиций АО "Транснефть - Центральная Сибирь".

Перечень графического материала	Таблица 1 - Ключевые показатели деятельности ПАО "Транснефть"; Таблица 2 - Инвестиции в инфраструктуру ПАО "Транснефть"; Таблица 3 - Основные инвестиционные направления ПАО "Транснефть"
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Феденкова Анна Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Исследование особенностей инвестиционной деятельности и крупнейших проектов развития нефтяной отрасли	
2. Анализ инвестиционной деятельности АО "Транснефть - Центральная Сибирь"	
3. Оценка эффективности вложения инвестиций АО "Транснефть - Центральная Сибирь"	
4. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Боярко Григорий Юрьевич	д.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2ЭМ51	Горлов Вячеслав Дмитриевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту

Группа	ФИО
О-2ЭМ51	Горлову Вячеславу Дмитриевичу

Школа	Инженерного предпринимательства	Кафедра	-
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	38.04.02 Менеджмент

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»	
<p><i>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, используемого оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - вредных проявлений факторов производственной среды (метеопараметры, вредные вещества, освещение, шумы, вибрация, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) - опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной природы) - негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) - чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Описание рабочего места менеджера АО "Транснефть – Центральная Сибирь" на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - вредных проявлений факторов производственной среды: в отделении установлено комбинированное освещение, электромагнитные поля на низком уровне, метеопараметры в норме. - опасных проявлений факторов производственной среды: в офисе установлена пожарная сигнализация, имеется запасной выход. Рабочее место оборудовано в соответствии с нормами техники безопасности. <p>Рабочее место менеджера включает в себя: стол, стул, компьютер, принтер, сканер, клавиатуру, калькулятор.</p>
<p><i>2. Список законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Трудовой кодекс РФ; 2. ГОСТ Р ИСО 26000-2010 «Руководство по социальной ответственности»; 3. ГОСТ 12.2.032-78 "Рабочее место при выполнении работ сидя" 4. Серия международных стандартов систем экологического менеджмента ISO 14000; 5. GRI (Global Reporting Initiative) – всемирная инициатива добровольной отчетности; 6. SA 8000 – устанавливает нормы ответственности работодателя в области условий труда.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке	
<p><i>1. Анализ факторов внутренней социальной ответственности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - принципы корпоративной культуры исследуемой организации; - системы организации труда и его безопасности; 	<p>Анализ факторов внутренней социальной ответственности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - прохождение персоналом инструктажа по технике безопасности; - стабильность выплаты заработной платы; - санаторно-курортное лечение;

<ul style="list-style-type: none"> - развитие человеческих ресурсов через обучающие программы и программы подготовки и повышения квалификации; - системы социальных гарантий организации; - оказание помощи работникам в критических ситуациях. 	<ul style="list-style-type: none"> - поддержка ветеранов и пенсионеров; - организация культурных и спортивных мероприятий; - социальный пакет; - оказание помощи работникам в критических ситуациях.
<p>2. Анализ факторов внешней социальной ответственности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - содействие охране окружающей среды; - взаимодействие с местным сообществом и местной властью; - спонсорство и корпоративная благотворительность; - ответственность перед потребителями товаров и услуг (выпуск качественных товаров); - готовность участвовать в кризисных ситуациях и т.д. 	<p>Анализ факторов внешней социальной ответственности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - взаимодействие с местным сообществом и местной властью; - спонсорство и благотворительность; - ответственность перед потребителями услуг.
<p>3. Правовые и организационные вопросы обеспечения социальной ответственности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - анализ правовых норм трудового законодательства; - анализ специальных (характерные для исследуемой области деятельности) правовых и нормативных законодательных актов; - анализ внутренних нормативных документов и регламентов организации в области исследуемой деятельности. 	<p>Анализ правовых норм трудового законодательства – ТК РФ;</p> <p>Анализ внутренних нормативных документов и регламентов организации – устав предприятия, приказы, договоры.</p>
Перечень графического материала:	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	<p>Таблица 19 - Стейкхолдеры АО "Транснефть – Центральная Сибирь";</p> <p>Таблица 20 - Структура программ КСО АО "Транснефть – Центральная Сибирь";</p> <p>Таблица 21 - Затраты на КСО АО "Транснефть – Центральная Сибирь".</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Феденкова Анна Сергеевна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2ЭМ51	Горлов Вячеслав Дмитриевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 96 страниц, 23 рисунка, 21 таблицу, 27 использованных источников, 1 приложение.

Ключевые слова: инвестиционная деятельность, инвестиционный проект, противотурбулентные присадки, техническое перевооружение и реконструкция, эффективность инвестиционных проектов.

Объектом исследования является нефтяное предприятие АО "Транснефть - Центральная Сибирь", являющееся дочерним предприятием ПАО "Транснефть".

Цель работы - изучить особенности реализации инвестиционных проектов, технического перевооружения и реконструкции на примере АО "Транснефть - Центральная Сибирь".

В процессе исследования проводились анализ инвестиционной деятельности, оценка эффективности вложения инвестиций АО "Транснефть - Центральная Сибирь".

В результате исследования определен экономический эффект применения противотурбулентной присадки при перекачке нефти, а так же экономический эффект от технического перевооружения и реконструкции части магистрального нефтепровода.

Область применения: результаты исследования могут быть применены для принятия управленческих решений о целесообразности инвестиций в рассмотренные проекты.

Экономическая эффективность/значимость работы выражается в возможности принять обоснованное решение об инвестировании денежных средств в инвестиционные проекты АО "Транснефть - Центральная Сибирь".

В будущем планируется проведение расчетов экономической эффективности технического перевооружения нефтеперекачивающих станций.

Оглавление

Введение.....	9
1 Исследование особенностей инвестиционной деятельности и крупнейших проектов развития нефтяной отрасли	12
1.1 Роль нефтяной отрасли в российской экономике	12
1.2 Особенности привлечения инвестиций в нефтяную отрасль	27
2 Анализ инвестиционной деятельности АО "Транснефть - Центральная Сибирь".....	45
2.1 Общая характеристика АО "Транснефть - Центральная Сибирь"	45
2.2 Характеристика АО "Транснефть - Центральная Сибирь" как участника инвестиционного процесса.....	60
3 Оценка эффективности вложения инвестиций АО "Транснефть - Центральная Сибирь".....	65
3.1 Оценка экономической эффективности инвестиционных проектов АО "Транснефть - Центральная Сибирь"	66
3.2 Оценка экономической эффективности технического перевооружения и реконструкции магистрального нефтепровода АО "Транснефть - Центральная Сибирь".....	69
4 Социальная ответственность	76
Заключение	83
Список используемых источников.....	88
Приложение А Бухгалтерский отчетность АО «Транснефть – Центральная Сибирь»	92

Введение

На современном этапе развития социально-экономических отношений в обществе, необходимо совершенствовать системы управления, в первую очередь, первичного звена национальной экономики - предприятия. Одной из целей функционирования предприятия является получение прибыли на протяжении длительного времени. Для достижения цели необходимо приспосабливаться к условиям изменения факторов влияния внешней и внутренней среды, то есть быть конкурентоспособными в различных условиях функционирования. Это требует от предприятия усилий по мгновенным изменениям в управлении, которые касаются всех направлений деятельности (производственной, маркетинговой, финансовой, инвестиционной, инновационной и др.).

Инвестиционная деятельность занимает центральное место в экономическом процессе и предопределяет общий рост экономики предприятия. В результате инвестирования увеличиваются объемы производства, растет доход, развиваются и идут вперед в экономическом соперничестве отрасли и предприятия, которые вышли вперед в конкурентной борьбе и в наибольшей мере удовлетворяют спрос на те или другие товары и услуги. Полученный доход частично опять накапливается и увеличивается, происходит дальнейшее расширение производства, которое приводит к процветанию предприятия. Этот процесс повторяется непрерывно. Таким образом, инвестиционная деятельность сама предопределяет рост расширенного воспроизводства, которое образуется за счет дохода в результате эффективного его распределения. При этом, чем эффективнее инвестиционная деятельность, тем больше рост дохода, тем более значительны абсолютные размеры накопления денежных средств предприятия, которые могут быть опять вложены в производство. При достаточно высокой эффективности инвестиционной деятельности прирост дохода может обеспечить повышение части накопления при полном росте потребления.

Для эффективного развития инвестиционной деятельности предприятия необходимы целенаправленные усилия, как самой организации, так и государства, нацеленные на формирование среды, наиболее полно позволяющей реализовать участникам свои инвестиционные возможности. При этом эффективное управление инвестициями зависит не только от квалификации персонала, но и от разработанных и рекомендуемых к использованию методов управления инвестиционной деятельностью и выбранной инвестиционной политики предприятия.

Актуальность работы заключается в том, что реализация инвестиционных проектов, технического перевооружения и реконструкции имеет отраслевые особенности, при этом изучение источников по теме выпускной квалификационной работы показало, что рассмотрению особенностей инвестирования нефтяных компаний, а особенно операторов системы магистральных нефтепроводов, уделено недостаточное внимание.

Основной задачей магистральных нефтепроводов является перекачка заданного объема нефти за фиксированный период времени.

В настоящее время магистральный нефтепроводный транспорт играет одну из ключевых ролей в современной экономике, обеспечивая непрерывный транспорт нефти от мест её добычи до мест её потребления или перевалки на другой вид транспорта. На сегодня, около 85 % добываемой в России нефти, перекачивается по системе магистральных нефтепроводов ПАО "Транснефть". Общая протяженность системы магистральных трубопроводов Компании составляет порядка 70 тыс. км.

В последнее десятилетие происходит интенсивное развитие магистрального трубопроводного транспорта нефти как, в части расширения сети трубопроводов, их реконструкции, так и применения новых современных подходов, направленных на повышение эффективности производственной деятельности Компании. Для осуществления данных целей в Компании действует ряд целевых Программ, в том числе Программа развития ПАО "Транснефть", которая является частью Долгосрочной программы

развития ПАО "Транснефть" и включает в себя инвестиционные проекты по развитию системы трубопроводов, а также ее технического перевооружения.

Цель работы - изучить особенности реализации инвестиционных проектов, технического перевооружения и реконструкции на примере АО "Транснефть - Центральная Сибирь".

Задачи на работу:

- рассмотреть роль нефтяной отрасли в российской экономике;
- обобщить особенности привлечения инвестиций в нефтяную отрасль;
- дать характеристику АО "Транснефть - Центральная Сибирь" как участника инвестиционного процесса;
- оценить эффективность вложения инвестиций АО "Транснефть - Центральная Сибирь".

Объект исследования - нефтяное предприятие АО "Транснефть - Центральная Сибирь", являющееся дочерним предприятием ПАО "Транснефть".

Предмет исследования - инвестиционная деятельность АО "Транснефть - Центральная Сибирь".

Научная новизна исследования заключается в оценке эффективности повышения пропускной способности магистральных нефтепроводов с помощью противотурбулентных присадок.

1 Исследование особенностей инвестиционной деятельности и крупнейших проектов развития нефтяной отрасли

1.1 Роль нефтяной отрасли в российской экономике

Минерально-сырьевой комплекс является в настоящее время доминантой реального сектора современной российской экономики, главным фактором ее стабилизации. ТЭК составляет одну из наиболее значимых отраслей минерально-сырьевого комплекса и оказывает существенное влияние на формирование бюджета страны и отдельных регионов.

В прогнозе Энергетической стратегии до 2030 г. топливно-энергетический баланс строится на базе углеводородного сырья. Максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов, в том числе нефти, и увеличение абсолютных объемов инвестиций в нефтяную отрасль является одной из основных задач энергетической стратегии России.

Нефтегазовый комплекс – одна из важнейших составляющих топливно-энергетической базы России. Стратегия его развития определяет особенности нефтегазовой отрасли и прогнозные показатели, а также систему взаимосвязанности решений по повышению энергетической независимости и безопасности государства, импортно-экспортной политики и возможностей нефтегазодобывающей отрасли.

Нефтегазовая промышленность считается одной из составных частей российской экономики, что в определяющей мере обеспечивает как функционирование всех других отраслей, так и степень благосостояния нашего населения. Она играет важную роль в планомерном экономическом развитии страны, в ее безопасности, энергетической независимости, в сельском хозяйстве и других отраслях.

Нефтяная отрасль для современной России - это важнейшая, стратегическая отрасль, и наша страна справедливо является одним из ключевых участников мирового топливно-энергетического рынка и системы глобальной энергетической безопасности. Даже несмотря на снижение

объемов добычи углеводородов после распада Советского Союза, Россия по-прежнему обладает одним из самых больших в мире потенциалов топливно-энергетических ресурсов.

По итогам 2016 г. наиболее существенный вклад в рост мировой добычи нефти внесли три государства, входящие в ОПЕК (Иран, Ирак и Саудовская Аравия), а также Россия – 1,66 млн барр./сут.

Сокращение добычи сланцевой нефти в США после падения цен оказалось ниже, чем ожидалось (-0,3 млн барр./сут. в 2016 г.), а ее восстановление происходит достаточно быстро. Вынужденная оптимизация привела к снижению порогового уровня цены на нефть, при которой происходит стабилизация добычи: если в 2015 г. он оценивался в 55-60 долл./барр., то сегодня это 40-45 долл./барр. В 2016 г. рекордный прирост потребления (1,51 млн барр./сут.), падение добычи жидких углеводородов в США и у прочих производителей (1,3 млн барр./сут.) более чем перекрыли увеличение предложения со стороны ОПЕК и России. В результате избыток нефти сократился с 1,69 млн барр./сут. в 2015 г. до 0,53 млн барр./сут. в 2016 г. (рисунок 1).

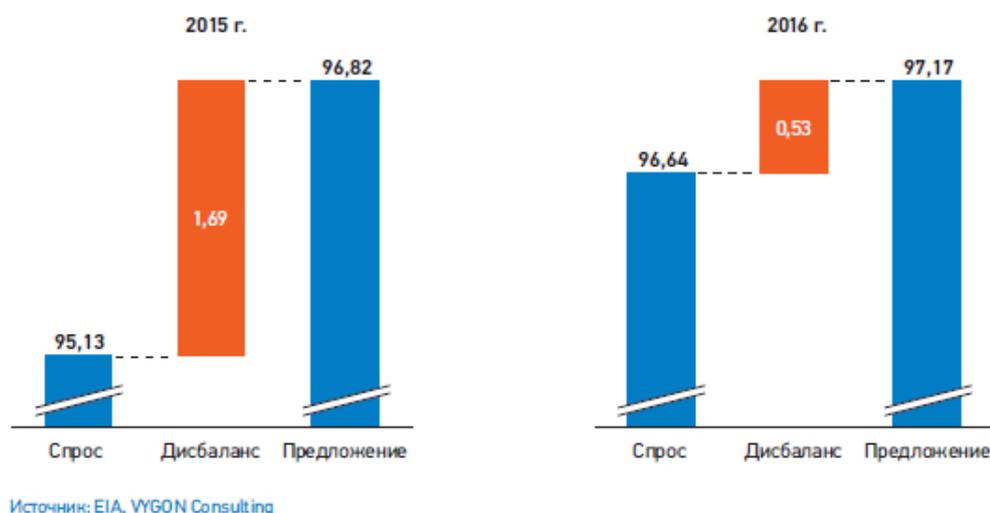


Рисунок 1 - Баланс спроса-предложения жидких углеводородов в мире, млн барр./сут. [13, С. 13]

Достижение договоренностей о сокращении добычи между ОПЕК и рядом стран-производителей (включая Россию) на первые 6 месяцев 2017 г. на 1,8 млн барр./сут. привело к росту цены Brent до 55 долл./барр. к концу 2016

г., хотя среднегодовое значение составило всего 44 долл./барр. по сравнению с 52 долл./барр. в 2015 г.



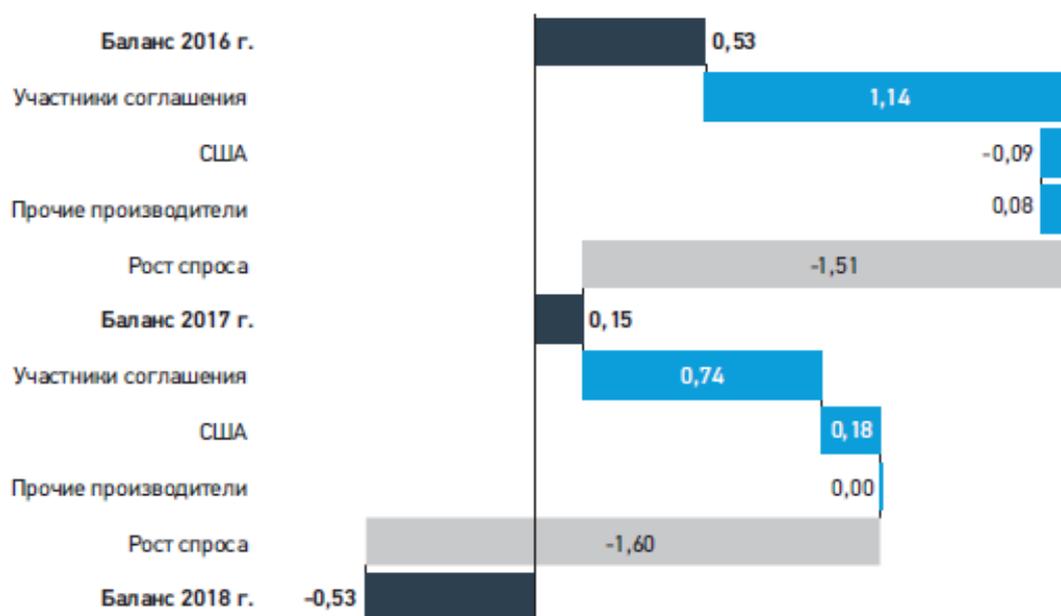
Рисунок 2 - Цены на нефть в 2013 - 2017 гг. [12]

Если бы соглашение не было достигнуто (сценарий "Без соглашения"), то цена Brent в 2017 г. была бы на уровне 43 долл./барр., хотя избыток сократился бы до 0,15 млн барр./сут. Однако в 2018 г. за счет сильного роста потребления возник бы дефицит нефти в размере около 0,53 млн барр./сут., что привело бы к росту цен до 45 долл./барр.

При отказе от продления соглашения (сценарий "Соглашение 6 месяцев") среднегодовые цены на нефть будут на уровне 48-50 долл./барр. при дефиците на мировом рынке в размере 0,66 млн барр./сут. уже в 2017 г.

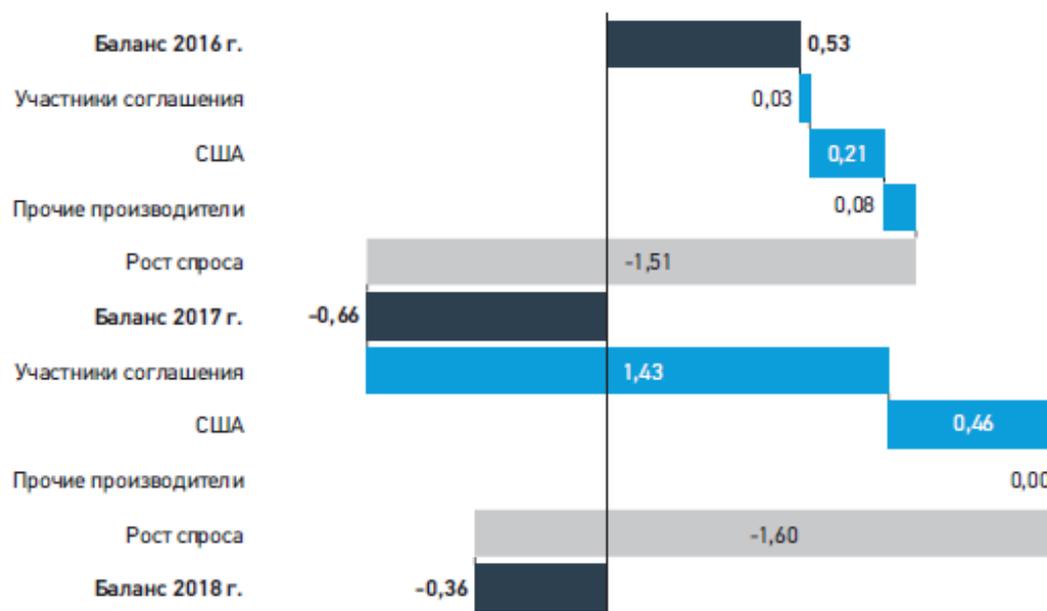
Однако увеличение добычи ОПЕК и других участников соглашения со второй половины 2017 г. перекрывает рост потребления. В результате дефицит нефти сокращается в 2018 г. до 0,36 млн барр./сут.

Для решения задачи ускоренной балансировки нефтяного рынка и поддержания цен наиболее предпочтительным является продление соглашения. При реализации сценария "Соглашение 12 месяцев" уже в 2017 г. возникает дефицит в 1,35 млн барр./сут., который приводит к росту цен на нефть марки Brent до 55 долл./барр. в 2017 г. и 57 долл./барр. в 2018 г.



Источник: EIA, VYGON Consulting

Рисунок 3 - Факторы изменения мирового баланса жидких углеводородов в 2017-2018 гг. в сценарии "Без соглашения", млн барр./сут. [13, С. 15]



Источник: EIA, VYGON Consulting

Рисунок 4 - Факторы изменения мирового баланса жидких углеводородов в 2017-2018 гг. в сценарии "Соглашение 6 месяцев", млн барр./сут. [13, С. 18]

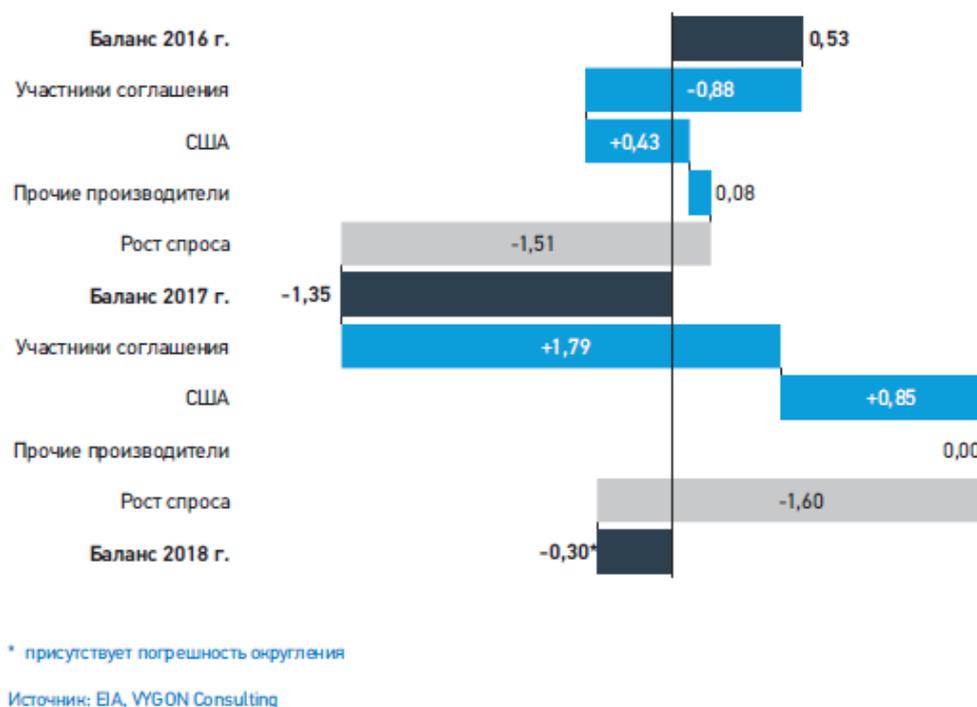
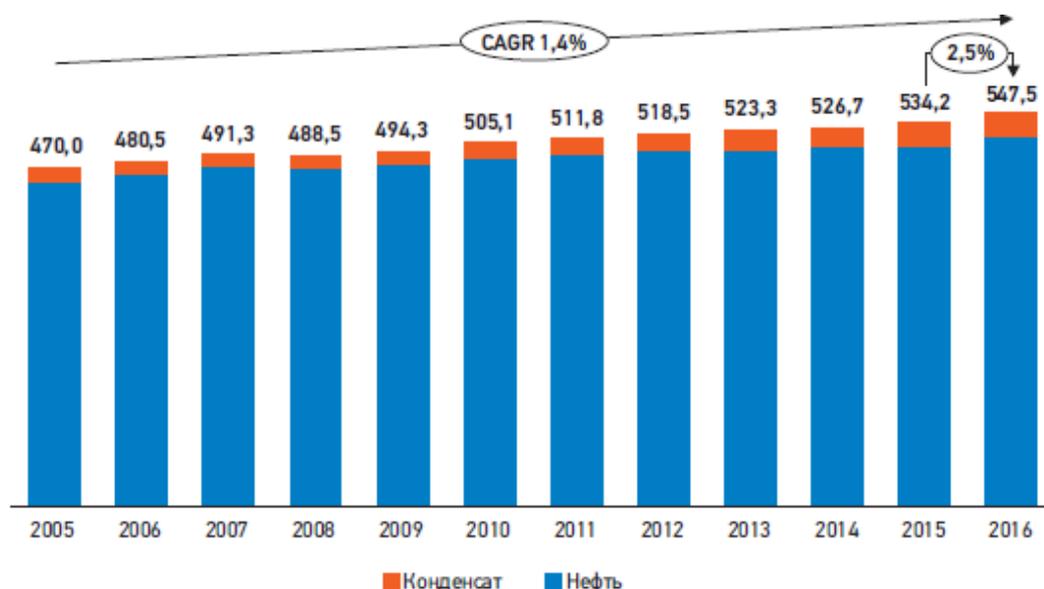


Рисунок 5 - Факторы изменения мирового баланса жидких углеводородов в 2017-2018 гг. в сценарии "Соглашение 12 месяцев", млн барр./сут. [13, С. 20]

Интересно, что в 2018 г. с точки зрения баланса наблюдается обратная картина: в сценарии "Соглашение 12 месяцев" наблюдается самый маленький дефицит мирового рынка – 0,3 млн барр./сут. против 0,36 млн барр./сут. В сценарии "Соглашение 6 месяцев" и 0,53 млн барр./сут. в сценарии "Без соглашения".

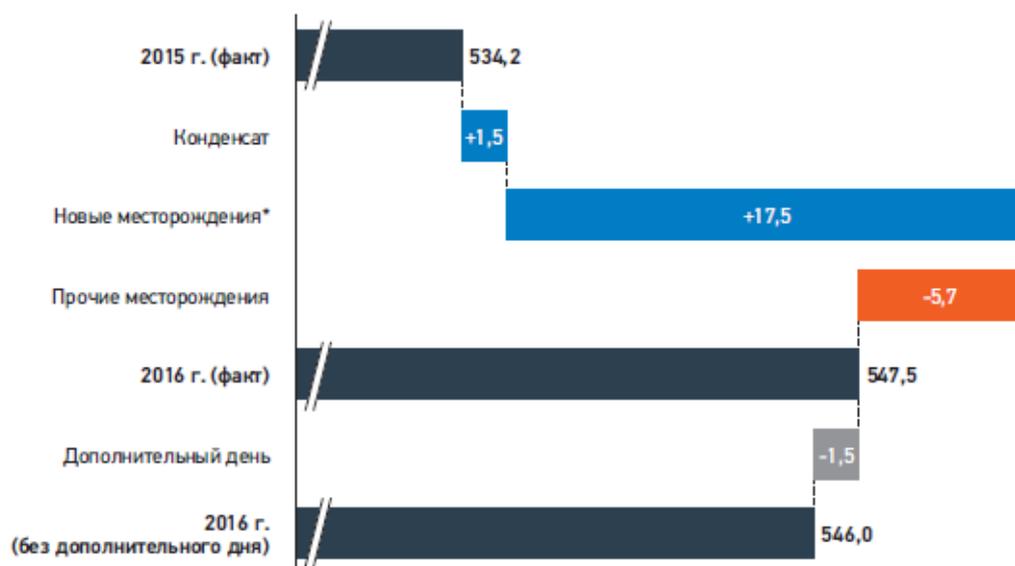
Это означает, что ручное управление предложением для балансировки рынка после сланцевой революции может иметь лишь краткосрочный эффект. Чем сильнее сокращается добыча нефти в странах-подписантах, тем быстрее растут цены и производство в США. Это приводит к ликвидации дефицита и сокращению рыночной доли ОПЕК и примкнувших к ней производителей. Вопрос о том, будет ли рынок сбалансирован при ценах на нефть выше 50 долл./барр. в среднесрочной перспективе, остается открытым.

В России добыча нефти и газового конденсата в 2016 г. достигла очередного рекорда в 547,5 млн т, что на 2,5% выше уровня 2015 г.



Источник: Минэнерго России, YGON Consulting

Рисунок 6 - Добыча жидких углеводородов в России, млн т [13, С. 22]



* крупнейшие «растущие» гринфилды (24 проекта)

Источник: Минэнерго России, YGON Consulting

Рисунок 7 - Факторы роста добычи жидких углеводородов в России в 2016 г., млн т [13, С. 23]

Отчасти (в августе-октябре 2016 г.) рост производства был "подготовкой" российской нефтяной отрасли к соглашению с ОПЕК о сокращении добычи, также он обусловлен дополнительным днем високосного 2016 г. (+1,5 млн т) и увеличением производства конденсата (+1,5 млн т).

Однако основной вклад дала "новая волна" гринфилдов (+17,5 млн т), которая более чем перекрыла падение добычи на зрелых месторождениях.

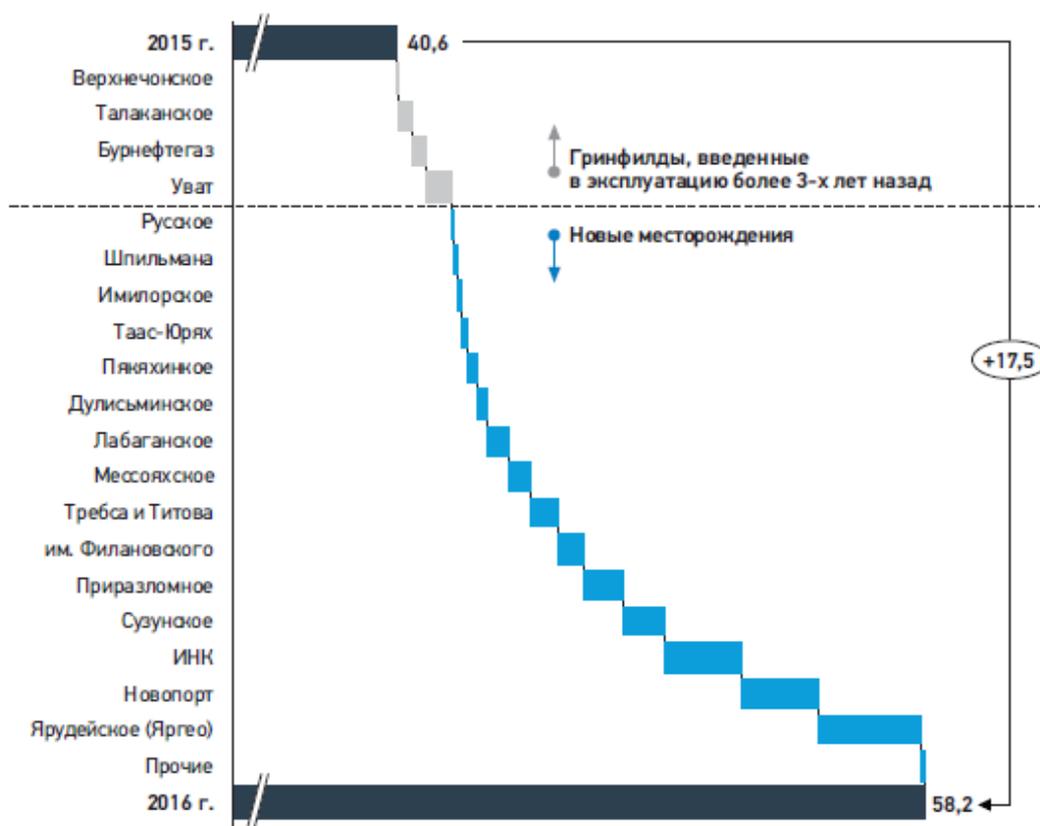
Большинство растущих гринфилдов попадает под льготы по НДС и экспортной пошлине. Льготируемый объем производства в 2016 г. увеличился до 197,9 млн т, составив 39,5% добычи нефти России без учета СРП. В денежном выражении размер государственной поддержки нефтедобычи превысил 400 млрд руб.

По чистой цене, определяемой как цена на нефть в базисе поставки за вычетом транспортных издержек, эффективных значений экспортной пошлины и НДС (с учетом льгот), регионы Урало-Поволжья обгоняют ХМАО примерно на 4 долл./барр. Лидерами являются субъекты Восточной Сибири и Дальнего Востока, имеющие возможность продавать нефть с азиатской премией, а также благоприятные условия по налогам и транспортным издержкам.

При этом уровень налоговой нагрузки по всем добывающим регионам остается очень высоким, поскольку месторождения в 50-ти долларом мире получают в среднем около 15,5 долл./барр. чистой выручки, которая должна покрыть операционные затраты и оставлять средства для капитальных вложений.

Россия выполняет договоренности с ОПЕК о сокращении объемов добычи, даже немного опережая график, преимущественно за счет западносибирских активов компаний. Это связано с сезонностью, оптимизацией работы скважин и фонда на объектах, не имеющих налоговых льгот.

24 новых проекта имеют потенциал прироста добычи в 15,8 млн т в 2017 г. и 13,2 млн т в 2018 г. Продление соглашения вряд ли скажется на их добыче, поскольку компании меньше всего заинтересованы в потере льготируемых объемов.



Источник: данные компаний, VYGON Consulting

Рисунок 8 - Прирост добычи нефти на крупнейших грнфилдах (24 проекта) в 2016 г. по сравнению с 2015 г., млн т [13, С. 25]

Основной эффект от сделки с ОПЕК придется на браунфилды. В сценарии "Соглашение 6 месяцев" наш прогноз на 2017 г. предполагает замедление темпов прироста нового эксплуатационного бурения в России до 3-5% в 2017 г. и 10% в 2018 г.

Отличие сценария "Соглашение 12 месяцев" связано с продлением эффекта от оптимизаций на действующем фонде скважин части активов на оставшуюся половину года, а также необходимостью сокращения бурения по сравнению с 2016 г. для достижения уровня в 546,5 млн т в 2017 г. (соответствует среднесуточной добыче 10,9 млн барр./сут).

"Соглашение 6 месяцев" предполагает возможность дальнейшего роста добычи до 554 млн т в 2017 г. и до 567 млн т в 2018 г., что на 4 млн т ниже расчетного потенциала добычи, который мог бы быть достигнут при отсутствии договоренностей с ОПЕК.

Эффект продления сделки еще на полгода (сценарий "Соглашение 12 месяцев") на браунфилды будет более существенным – "упущенная" добыча составит 11,8 млн т к варианту "Без соглашения" в 2017 г., а общий объем добычи жидких углеводородов снизится до 546,4 млн т. Сокращение темпов бурения и ввода новых скважин более чем на 7-8% относительно 2016 г. значительно скажется на уровне добычи 2018 г. Эффект может составить около 15 млн т по сравнению с теоретическим сценарием "Без соглашения", хотя добыча и подрастет до 556,7 млн т.

В связи с падением цен на углеводородное сырье доля нефтегазовой отрасли в доходах консолидированного бюджета в 2015- 2016 гг. заметно снизилась (с 32,6% в 2014 г. до 22,4% в 2016 г.). Львиная доля увеличения доходов в результате роста нефтяных котировок достается государству. И от снижения цен на нефть бюджет страдает больше, чем отрасль, а финансовые показатели компаний изменяются менее значительно. В 2016 г. цена на нефть Urals упала до 41,7 долл./барр., нефтяные доходы бюджета снизились на 0,6 трлн руб. в то время, как EBITDA нефтяных компаний осталась неизменной.

Соглашения с ОПЕК выгодны государству, поскольку дополнительные доходы от роста нефтяных котировок значительно превышают потери бюджета от сокращения добычи, но для нефтяных компаний ситуация обратная – их финансовые показатели в результате сделки ухудшаются. Выигрыш бюджета от соглашений в 2017-2018 гг. суммарно составит 0,75 – 1,5 трлн руб., в то время как компании потеряют от 40 до 220 млрд руб. в зависимости от сценария.

Следует отметить, что несмотря на то что эффект от сокращения добычи нефти на отрасль отрицательный в обоих сценариях ("Соглашение 6 месяцев" и "Соглашение 12 месяцев"), этот вариант гораздо лучше того, какой мог бы реализоваться при повышении налогов. Можно сказать, что государство нашло менее болезненный для отрасли вариант пополнения бюджета на ближайшие 2 года.

В качестве компенсации потерь от сокращения добычи нефти отрасль может попросить расширения эксперимента по НДС на обводненные месторождения и отказа от повышения НДСП.

На первый взгляд может показаться, что российская нефтяная отрасль демонстрирует устойчивость в условиях мирового беспорядка и глобального снижения цен на черное золото, а также в условиях финансовых и технологических ограничений со стороны запада, санкционных "войн". Но эта устойчивость обуславливается совокупностью факторов, в том числе спецификой конкретной отрасли.

Во многом рост добычи в 2015-2016 годах объясняется масштабными денежными вложениями в нефтяную отрасль, в том числе иностранными компаниями, которые были сделаны в период с 2010-2014 гг., а большая часть сырья разрабатывается на уже существующих исчерпывающих себя месторождениях, где средняя стоимость выработки барреля нефти стоит порядка 20 долларов.

Другим фактором, объясняющим стабильность отрасли, является функционирующая налоговая система, которая способствует разработке месторождений с труднодобываемой нефтью (шельфовые месторождения, в условиях крайнего севера, нефть с высокой вязкостью) предоставляя компаниям льготы на таможенные пошлины и на ставку по налогу на добычу полезных ископаемых. К тому же, существующие налоговые вычеты, которые называются "ножницы Кудрина" (ситуация, когда правительство устанавливает пошлину исходя из средней цены нефти, сложившейся по результатам мониторинга предыдущих месяцев. Если цены на нефть идут вверх, компании зарабатывают за счет более низких пошлин и наоборот), позволяют наполнить российский бюджет при высоких ценах на нефть, но в тоже время государство сильно теряет за счет снижения цен, в то время как денежный поток нефтяных компаний меняется не так сильно.

Еще один фактор, который смягчает негативный эффект на российскую нефтяную отрасль от падения мировых цен на черное золото - девальвация

национальной валюты. Так как компании получают деньги за экспорт сырья в валюте, а основные затраты нефтяных корпораций номинированы в рублях, то нефтяные компании смогли выгодно воспользоваться ситуацией и компенсировать негативные последствия от снижения цен на сырье. Стоит отметить, что вышеперечисленные факторы не в состоянии в долгосрочной перспективе обеспечить стабильность и рост экономики в целом, а также нефтяной отрасли. Данные факторы лишь позволяют смягчить негативные последствия.

Хотя российский нефтяной сектор смотрится вполне устойчиво, несмотря на ценовую бурю, которая разразилась на мировом нефтяном рынке, перед отраслью встал вопрос о поиске ответа на возрастающие внешние и внутренние вызовы для дальнейшего развития.

Одним из внешних вызовов можно отметить:

- непредсказуемую динамику мировых цен на нефть;
- жесткую конкуренцию на внешнем рынке: после договора о прекращении ядерной программы и снятия санкций, Иран возвращается на рынок с вполне серьезными намерениями занять свою нишу и нарастить объемы добычи. Уже в настоящий момент уровень добычи составляет 4 млн. баррелей в сутки;
- финансовые и технологические ограничения, наложенные на государство и нефтяные компании западными странами: запрет на инвестиции в добычу нефти, газа и минералов; запрет на продажу оборудования для работ на шельфе и добыче нефти; запрет на оказание нефтесервисных услуг России - глубоководное бурение, разработку месторождений в Арктике и месторождений сланцевой нефти; также введен запрет на любые сделки, финансирование и другие операции с новыми долговыми обязательствами сроком более 30 дней в ЕС и 90 дней в США.

Таким образом, в условиях низких цен на нефть и западных санкций, направленных в первую очередь на российские нефтяные компании, нарушился финансовый механизм, который заключается в получении

кредитов от иностранных банков под новые инвестиционные проекты и на развитие отрасли, которое стало почти невозможным без притока денег без технологических возможностей (китайское оборудование пока не может похвастаться надежностью, а российского производится очень мало. Конечно, санкции помогут стимулировать развитие производства отечественного оборудования, но насколько реалистично его реанимировать в ближайшее время – это серьезный вопрос.

Влияние нефтегазового комплекса на формирование доходов бюджета России очень велико и продолжает расти. Нефтегазовый сектор продолжает оставаться главным источником валютных и налоговых поступлений страны. При этом на его долю приходит порядка 12% всего промышленного производства. Обусловлено это тем, что нефтяная отрасль является крупнейшим налогоплательщиком в Российской Федерации, причем еще самым дисциплинированным.

Благодаря нефтегазовому сектору России обеспечивается платежный баланс страны, формирование инвестиционных ресурсов в экономике, а также поддержание курса национальной валюты. Экономика РФ по сей день зависит от доходов в нефтегазового сектора. Ведь именно за их счет и формируется 22,3% доходов государства (6,3 трлн руб. из 28,2 трлн. руб.).

В современных условиях нефтяной сектор должен рассчитывать исключительно на собственные силы и средства, объем которых снижается вслед за ценами на мировых рынках черного золота.

В свою очередь, низкие цены на сырье снижают объем и государственной поддержки новых проектов, и повышают риски пересмотра налоговой системы в сторону увеличения бремени на нефтяную отрасль.

В результате российской нефтяной отрасли грозит падение инвестиций и существенный пересмотр средне- и долгосрочных планов развития, а для некоторых компаний и отказ от дорогостоящих проектов.

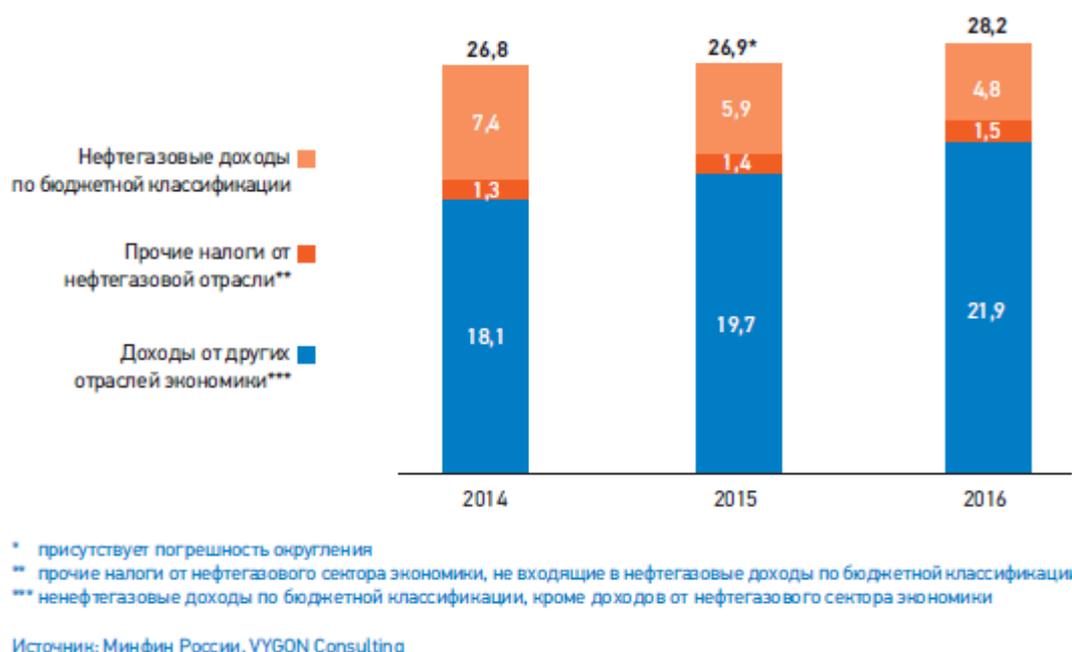


Рисунок 9 - Доходы консолидированного бюджета, трлн руб. [13, С. 45]

Так же ситуация усугубляется еще и тем, что нефтедобыча в России начала трансформации в тот момент, когда выбытие объемов нефти на нынешних месторождениях необходимо замещать новым сырьем за счет значительно более дорогих проектов.

Для поддержания добычи нефти на нынешнем уровне, порядка 530-540 млн. тонн нужна активная разработка труднодобываемых запасов нефти, в том числе ресурсов Арктического шельфа. Более того, отрасли нужны значительные инвестиции в геологоразведку для обеспечения прироста запасов нефти. По оценкам экспертов, больше половины от планируемых объемов добычи нефти в среднесрочной и долгосрочной перспективах приходится на ресурсы, которые еще предстоит перевести в категорию извлекаемых запасов в ходе геологоразведки.

Стоит отметить, что в настоящее время происходит трансформация не только географии нефтедобычи, но и разработки месторождений. На сегодняшний день около 70% нефти извлекается из уникальных по масштабам и объемам залегания нефти месторождений (Самотлорского, Уренгойского и других). В ближайшей и среднесрочной перспективе основная добыча будет происходить из месторождений с объемом извлекаемых запасом нефти не

более 15 млн. тонн, что требует совсем иного подхода к их разработке, существенно отличающегося от добычи на гигантских месторождениях. Нужны более дешевые и технологичные, эффективные способы.

Одним из главных внутренних вызовов для России и нефтяного сектора является ожидаемый переход нефтедобычи к более дорогим проектам, развитие которых при отсутствии источников инвестиций и сложной конъюнктуре мирового рынка нефти весьма затруднительно. Другим вызовом является проблема улучшения характеристик нефтепереработки.

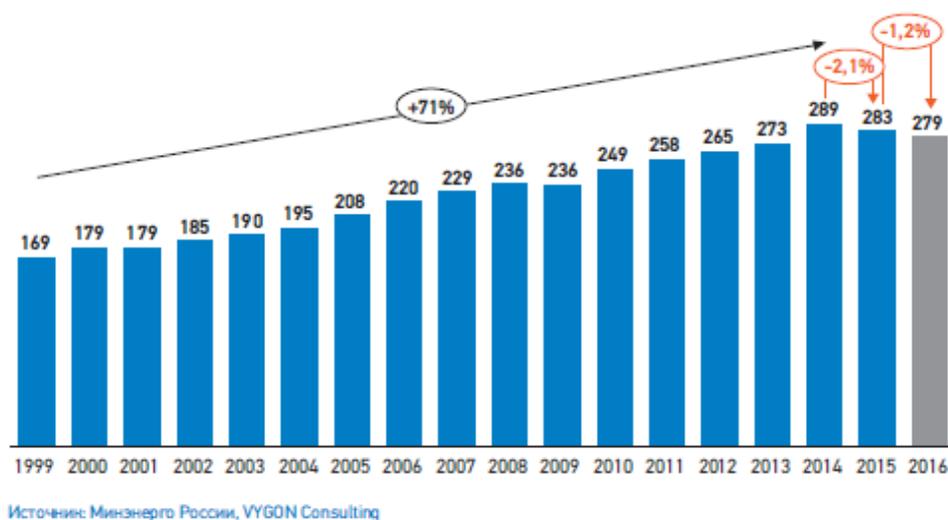
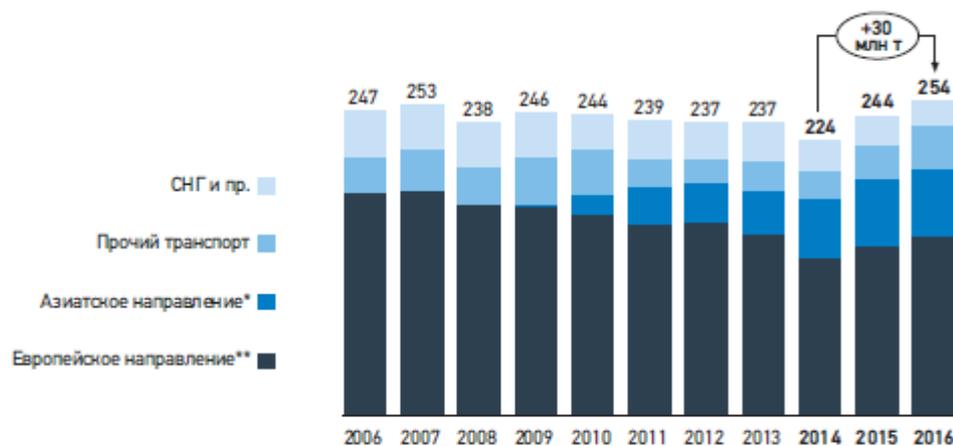


Рисунок 10 - Динамика первичной переработки нефти в России, млн т [14, С. 13]

Всего за период с 1999 по 2016 гг объем первичной переработки нефти увеличился на 71%, а в 2016 году произошло его снижение до 279 млн. тонн с глубиной переработки до 75% (в 2015 году 73,5%). При этом доля экспорта нефтепродуктов уменьшилась с 55 % в 2005 году до 39% в 2016. Это говорит о том, что Россия нарастила экспорт сырой нефти в ущерб ее переработке внутри страны. Нужно отметить, что российская нефтеперерабатывающая отрасль отличается низким уровнем использования вторичных процессов. Например, суммарная загрузка вторичных процессов в 2014 году не превысила 65 % от первичной обработки, в то время как в Европе этот показатель достигает 100%. Это говорит о том, что глубина нефтепереработки

практически не изменяется несмотря на то, что объемные показатели переработки нефти выросли.



* поставки в АТР по системе Транснефти
 ** поставки во все страны Европы и Балтии по системе Транснефти
 Источник: Минэнерго России, VYGON Consulting

Рисунок 11 - Структура экспорта нефти , млн т [14, С. 28]

Российские нефтяные компании разработали меры по улучшению качественных характеристик нефтепереработки и сделали приоритетом производство дизельного топлива, ориентированного на экспорт, тогда как производство автомобильного бензина получило меньшее внимание. В результате к концу "реформ" нефтеперерабатывающей отрасли могут получиться избыточные мощности по производству дизельного топлива - гораздо менее востребованный продукт на российском рынке, чем автомобильный бензин. Попытки расширения экспорта дизтоплива могут натолкнуться на растущую конкуренцию за европейский рынок со стороны дизельного топлива, которое доставляется из стран Ближнего Востока, Америки. Конкурировать в таких условиях российским производителям получится только в том случае, если государство начнет субсидировать таможенные пошлины на экспорт очищенных и переработанных нефтепродуктов, что является очередным вызовом для российской нефтяной отрасли.

Для того, чтобы справиться со стоящими перед российской нефтяной отраслью вызовами, необходимо найти интенсивные пути развития, что

позволило бы отрасли стать опорой для развития экономики России в целом. Отрасли нужно в кратчайшее время решить несколько крупных задач, среди которых можно выделить:

- активное проведение геологоразведки в неосвоенных регионах, увеличение доказанных, разведанных и извлекаемых запасов нефтепродуктов;
- разработка мелких и средних месторождений нефти в массовом количестве;
- увеличение глубины переработки нефтепродуктов;
- импортозамещение оборудования для разведки, бурения и добычи трудноизвлекаемой нефти;
- внедрение отечественных инновационных технологий;
- повышение энергоэффективности.

Для решения этих проблем потребуется еще и разработать меры государственной энергетической политики, которая была бы направлена на выстраивание полной и устойчивой системы государственного регулирования нефтяного сектора. Одним из возможных путей решения проблемы стала бы таможенная и налоговая реформы с целью избавления от изжившей себя системы налогов на добычу полезных ископаемых. Кроме того, важнейшим фактором устойчивости российской экономики и нефтяного сектора является перекройка бюджета и экономики с целью избавления от чрезмерной зависимости от мировых цен на углеводороды. Только так российская экономика будет готова к любым бурям мирового масштаба.

1.2 Особенности привлечения инвестиций в нефтяную отрасль

В настоящее время за нефтяной промышленностью закрепилось мнение как стабильно развивающейся в сравнении с другими отраслями российской экономики, однако события последних лет опровергают данный момент: нестабильность национальной валюты и снижение цены нефти, также следует учесть тот факт, что нефтяная отрасль находится на поздней стадии разработки и наблюдается истощение ресурсного потенциала, а основные

производственные фонды устарели, степень износа и их техническое состояние приближаются к критической отметке. Тем самым инвестиции в широкомасштабные проекты геологоразведочных работ чаще всего не оправдываются.

Для многих предприятий реконструкция и техническое перевооружение, модернизация оборудования – наболевшая проблема. Для того чтобы предприятию правильно решить задачу технического перевооружения, необходимо использовать комплексный подход, что подразумевает:

- модернизацию производства;
- разработку современных технологий выпуска новых изделий;
- проектировку нового цеха, участка;
- увеличение объемов производимой продукции;
- внедрение систем механизации производства с целью оптимизации затрат.

При этом главные услуги в осуществлении технического перевооружения заключаются в:

- проведении предварительного аудита технологий;
- разработке и внедрении новых технологий работы;
- подборке и покупке нового оборудования.

Техническим перевооружением является комплекс мероприятий, что повышают степень технической вооруженности предприятия. Реализуют перевооружение путем разработки и внедрения улучшенной технологии производства, а также оптимизации существующих производств. Следует заметить, что полное перевооружение предпринимает в том случае, когда производство требует кардинального усовершенствования.

Во время проведения технического перевооружения должны быть достигнуты такие главные цели:

1. Увеличение эффективности существующего оснащения в результате уменьшения расходов на выпуск одной единицы продукции.
2. Нарастивание объемов производства.

3. Повышение качества производимой продукции (изделий, деталей, оборудования).

4. Увеличение ассортимента продукции.

5. Повышение энергетической эффективности производства.

Кроме того, необходимо учесть, что техническое перевооружение или модернизация производства – это многоступенчатый процесс, в котором каждый этап очень важен и только в комплексе с остальными дает желаемый эффект.

Каждой отрасли материального производства присущи свои специфические черты, нефтяная отрасль не является исключением. При рассмотрении инвестиционных проектов данной отрасли экономики можно выделить следующие особенности: большая зависимость показателей и критериев эффективности затрат от природных условий, от уровня использования разведанных и извлекаемых запасов углеводородов, от динамичного характера большинства показателей разработки месторождений, длительность реализации проектов, высокая капиталоемкость, в следствие чего необходимость осуществления существенных инвестиций, длительный срок возмещения начального капитала.

Первоначальному этапу освоения нефтяного месторождения присущ высокий уровень неопределенности по причине ограниченности исходной информации для проектирования в следствие низкой геологической изученности. В большей степени это характерно для проектов по поиску, разведке и разработке нефтяных месторождений. Лицо принимающее решение о вложении средств в разработку месторождения сталкивается с целым рядом вероятностных предположений, неопределенностей и рисков.

Основные причины не достижения или невыполнения планов по добыче нефтегазодобывающих предприятий заключаются в том, что не происходит учет вероятности экономических потерь по причине недостаточной информации об извлекаемых запасах, неполной изученности коллекторских свойств пласта и геологических условий месторождений.

Невозможно заранее спланировать финансовые потери в случае неблагоприятного исхода по причине неопределенности о геолого-технических характеристиках, запасах разрабатываемых месторождений, ценах на нефть, используемых при разработке и реализации проектов.

Выделим основные факторы, оказывающие наиболее существенное влияние на показатели эффективности проекта, а также при этом подверженные высокой степени изменчивости:

- извлекаемые запасы нефти, относящиеся к характеристике залежи и определяющие технологические параметры реализации проекта;
- цена на нефть, а также курс доллара [26, С. 220].

Привлечение инвестиций в нефтяную отрасль сдерживаются целым рядом факторов, среди которых нестабильность политического курса, несовершенные процедуры выдачи лицензий, позволяющих разведку и дальнейшую разработку месторождений, а с ними и существенные риски по возврату потраченных инвестиций и извлечения прибыли.

Переработка нефти и производство нефтепродуктов осуществляется на нефтеперерабатывающих заводах, но многие из них морально "устаревшие" и отстают от Европы по технологическим уровням.

Проблему увеличения добычи полезных ископаемых, в частности нефти в России нужно решать не путем увеличения площадей добычи, а путем модернизации технической составляющей нефтегазового комплекса. В этом и состоят главные особенности нефтяной отрасли.

В РФ существует разветвленная сеть магистральных нефтепроводов и магистральных нефтепродуктопроводов общей протяженностью ~72,99 тыс. км, эксплуатируемая Группой компаний "Транснефть", являющейся государственной монополией.

Стратегическое значение нефтепроводной отрасли сложно переоценить. 85% добываемой в России нефти транспортирует ПАО "Транснефть" – российский оператор системы магистральных нефтепроводов.

В соответствии с Программой стратегического развития ПАО "Транснефть" (до 30.06.2016 - ОАО "АК "Транснефть") на период до 2020 года, основной целью компании является развитие системы магистрального трубопроводного транспорта Российской Федерации для полного обеспечения потребностей в транспортировке нефти и нефтепродуктов на основе применения современных передовых отраслевых технологий, обеспечивающих высокий уровень надежности, промышленной и экологической безопасности [15].

К числу основных путей достижения поставленной цели относятся:

- увеличение мощности системы магистральных нефтепроводов для обеспечения транспортировки нефти в соответствии с планируемыми объемами добычи нефти на эксплуатируемых и новых месторождениях;
- повышение энергоэффективности за счет реализации мероприятий по экономии энергетических ресурсов;
- повышение производительности труда;
- инновационное развитие производственной деятельности;
- обеспечение надежности эксплуатируемой системы магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов на основе результатов диагностики, реконструкции и модернизации основных фондов;
- повышение экологической и промышленной безопасности производственных объектов компании;
- развитие социальных гарантий работников компании.
- гармоничное сочетание эффективной деятельности ПАО "Транснефть" на данных направлениях лежит в основе устойчивого развития компании.

Конкурентные преимущества ПАО "Транснефть":

- монопольное положение на рынке трубопроводного транспорта нефти;

- низкие операционные затраты по отношению к общему объему транспортируемой нефти по сравнению с железнодорожным и водным транспортом;

- тарифы за перекачку нефти существенно ниже по сравнению с аналогичными тарифами в странах СНГ и Европы.

В таблице 1 представлена информация по достижению ряда показателей ПАО "Транснефть" в 2016 г., а также их сравнение с фактическими значениями в 2015 г.

Таблица 1 - Ключевые показатели деятельности ПАО "Транснефть" [15]

№	Наименование показателя	Единица измерения	2015	2016	
			факт	план	факт
1.	Грузооборот нефти	млрд ткм	1 185,0	1 190,2	1 219,1
2.	Объем транспортировки нефтепродуктов по системе МНПП	млн т	32,2	32,3	33,1
3.	Значение удельного потребления электроэнергии, транспорт нефти	тыс. кВт·ч/млн ткм	11,16	11,04	11,03
4.	Значение удельного потребления электроэнергии, транспорт нефтепродуктов	тыс. кВт·ч/млн ткм	15,55	15,47	15,17
5.	Повышение производительности труда	%	10,2	1,7	5,6
6.	Удельные операционные затраты по транспортировке нефти на 100 ткм грузооборота	руб. / 100 ткм	16,46	17,92	17,68
7.	Отношение общего долга (Total Debt) к операционной прибыли (ЕБИТДА)	–	2,3	Не более 2,5	1,7
8.	Рентабельность по чистой прибыли (без учета влияния инвестиционной составляющей и курсовых разниц)	%	22,9	25,4	28,9

Продолжение таблицы 1

9.	Объем снижения капитальных затрат	млн руб.	5 942,3	8 588	8 920,9
10.	Объем снижения операционных затрат	млн руб.	4 113	4 604	9 167
11.	Объем финансирования инновационных проектов, включая НИОКР, за счет собственных средств в процентах к выручке ПАО "Транснефть" за услуги по транспортировке нефти (по РСБУ)	%	1,4	1,4	1,4

Транснефть эксплуатирует 53 тыс. км магистральных нефтепроводов и 16 тыс. км магистральных нефтепродуктопроводов.

Компания транспортирует 85 % добываемой в России нефти и 26 % производимых в России нефтепродуктов, а также значительные объемы углеводородного сырья и нефтепродуктов стран СНГ.

Нефтепроводы Компании связывают крупнейшие российские месторождения нефти с заводами и внешними рынками в Европе и Азии, напрямую или через морские порты.



Рисунок 12 - География деятельности ПАО "Транснефть" [15]

Современное состояние трубопроводной системы Компании соответствует самым высоким требованиям надежности и обеспечивает

бесперебойную доставку нефти и нефтепродуктов на внутренний и внешний рынки.

Существенной статьей расходов в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов являются затраты на электрическую энергию, связанную с перекачкой нефти и нефтепродуктов.

Так, в 2013 г. указанные затраты составили ~6% от всех затрат компании. В пределах одного дочернего общества ОАО "АК "Транснефть" затраты на электроэнергию (энергозатраты) составляют ~20%. Удельный вес энергопотребления Группы компаний "Транснефть" в масштабах энергосистемы России составляет ~1,5%.

Снижение эксплуатационных затрат и повышение эффективности производства всегда являлось важной и актуальной задачей для любого типа производства любой формы собственности. Так, по опыту 2013 г. сокращение затрат ОАО "АК "Транснефть" на электроэнергию хотя бы на 1% позволило бы получить ежегодную экономию 345 млн руб. [5, С. 132]

Таким образом, проведение исследований, связанных с повышением энергоэффективности перекачки, – актуальная задача транспортировки нефти и нефтепродуктов. С технической точки зрения данная задача является нетривиальной, поскольку процесс энергопотребления в транспортировке нефти и нефтепродуктов многофакторный, и комплексный подход к эффективному управлению этим процессом позволил бы повысить энергетические показатели компании.

Инвестиционная политика ПАО "Транснефть" направлена на решение общесистемных задач развития производственной базы, расширения, реконструкции и технического перевооружения объектов трубопроводного транспорта. Стратегия компании предусматривает несколько основных источников финансирования инвестиционной программы, включающих собственные и заемные средства.

Таблица 2 - Инвестиции в инфраструктуру ПАО "Транснефть", млрд руб. [15]

Период	Инвестиционные проекты	Техническое перевооружение и реконструкция
2016 г.	54,4	83,1
2017–2021 гг.	297,8	861,8

Таблица 3 - Основные инвестиционные направления ПАО "Транснефть" [15]

	Пропускная способность, млн т/год	Завершение проекта
Развитие магистральных нефтепроводов		
Строительство магистрального нефтепровода Заполярье – Пурпе	32 (с возможностью увеличения до 45)	2016 г.
Строительство магистрального нефтепровода Куюмба – Тайшет	8,6 (1-й этап) 15 (2-й этап)	2016 г. 2023 г.
Расширение пропускной способности нефтепровода Сковородино – Мохэ	30	2017 г.
Расширение ТС ВСТО на участке ГНПС "Тайшет" – НПС "Сковородино"	80	2020 г.
Расширение ТС ВСТО на участке НПС "Сковородино" – СМНП "Козьмино"	50	2019 г.
Развитие магистральных нефтепродуктопроводов		
Проект "Юг"	6 (1-й этап) 6 (2-й этап)	2017 г. 2018 г.
Проект "Север"	15 (1-й этап) 25 (2-й этап)	2016 г. 2018 г.
Реконструкция системы магистральных трубопроводов для увеличения объемов транспортировки нефтепродуктов в Московский регион	–	2018 г.

Рассмотрим подробнее основные реализуемые инвестиционные проекты ПАО "Транснефть".

1. ТРУБОПРОВОДНАЯ СИСТЕМА ЗАПОЛЯРЬЕ – ПУРПЕ – САМОТЛОР

Цель проекта: обеспечение приема нефти в систему магистральных нефтепроводов с новых месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа и севера Красноярского края, Уренгойской группы месторождений (ПАО "Газпром"), Русского, Восточно-Уренгойского месторождений (АО "Транснефть – Центральная Сибирь"), месторождений Большехетской впадины (ПАО "ЛУКОЙЛ"), Западно-Мессояхского и Восточно-Мессояхского месторождений (АО "Транснефть – Центральная Сибирь", ПАО

"Газпром нефть") для дальнейшей поставки на НПЗ Российской Федерации, а также на экспорт.

Основание реализации: Распоряжение Правительства Российской Федерации от 22.04.2010 № 635-р "О проектировании и строительстве магистрального нефтепровода "Заполярье – Пурпе – Саянск", в редакции распоряжений Правительства Российской Федерации от 28.10.2010 № 1884-р, от 18.11.2011 № 2068-р, от 24.11.2014 № 2345-р, предусматривающее строительство нефтепровода последовательно в два этапа по мере развития и обустройства новых месторождений.

Первый этап: строительство магистрального нефтепровода Пурпе – Саянск пропускной способностью 25 млн т/год и протяженностью 429 км с расширением двух нефтеперекачивающих станций и строительством новой нефтеперекачивающей станции.

Статус: первый этап завершен. Объекты введены в эксплуатацию в 2011 г.

Второй этап: строительство магистрального нефтепровода Заполярье – Пурпе пропускной способностью 32 млн т/год (с возможностью увеличения пропускной способности до 45 млн т/год) протяженностью 485 км, строительство двух новых и расширение существующей нефтеперекачивающей станции, строительство вспомогательных объектов эксплуатации и инфраструктуры.

Статус: второй этап завершен. Объекты введены в эксплуатацию в IV кв. 2016 г.

2. МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД КУЮМБА – ТАЙШЕТ

Цель проекта: обеспечение приема в систему магистральных нефтепроводов Группы Транснефть нефти новых месторождений Красноярского края: Куюмбинского (АО "Транснефть – Центральная Сибирь" , ПАО "Газпром нефть") и Юрубчено-Тохомского (АО "Транснефть – Центральная Сибирь") для дальнейшей поставки на НПЗ Российской Федерации и на экспорт.

Основание реализации: распоряжения Правительства Российской Федерации от 17.04.2012 № 532-р (в редакции распоряжения Правительства Российской Федерации от 16.01.2016 № 31-р) "О проектировании и строительстве магистрального нефтепровода от Куюмбинского и Юрубчено-Тохомского месторождений по маршруту пос. Куюмба – ГНПС "Тайшет" ТС ВСТО".

Проектом предусматривается строительство магистрального нефтепровода Куюмба – Тайшет пропускной способностью до 15 млн т/год, реализация которого запланирована в два этапа.

Первый этап: обеспечение пропускной способности нефтепровода в объеме 8,6 млн т/год. Строительство линейной части (около 700 км), строительство двух новых и реконструкция одной нефтеперекачивающих станции с резервуарным парком.

Статус: первый этап завершен. Объекты введены в эксплуатацию в IV кв. 2016 г.

Второй этап: обеспечение пропускной способности нефтепровода в объеме до 15 млн т/год. Строительство двух нефтеперекачивающих станций, строительство объектов технологической связи и объектов внешнего электроснабжения нефтеперекачивающей станции № 4.

Статус: ввод в эксплуатацию в 2023 г.

3. ТРУБОПРОВОДНАЯ СИСТЕМА ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ – ТИХИЙ ОКЕАН (ВСТО)

Цель проекта: обеспечение транспортировки нефти месторождений Восточной Сибири на НПЗ России и на экспорт в страны АТР через порт Козьмино и в Китайскую Народную Республику.

Основание реализации: Поручение Президента РФ от 10.08.2007 № Пр–1465, распоряжение Правительства РФ от 03.04.2009 № 455-р, перечень поручений Председателя Правительства РФ по итогам совещания по вопросу "О перспективах развития трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов", состоявшегося 18.02.2014, распоряжение Правительства

Российской Федерации от 31.12.2004 № 1737-р в редакции распоряжений Правительства Российской Федерации от 05.09.2006 № 1246-р, от 27.02.2008 № 231-р, Постановления Правительства Российской Федерации от 10.03.2009 № 219.

Строительство ВСТО-I: строительство магистрального нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан на участке от головной нефтеперекачивающей станции "Тайшет" до нефтеперекачивающей станции "Сковородино" пропускной способностью до 30 млн т/год и протяженностью линейной части 2 694 км, нефтеналивного порта в бухте Козьмино.

Статус: этап завершен строительством и введен в эксплуатацию в 2009 г.

Развитие ВСТО-I: поэтапное развитие пропускной способности до 50 млн т/год, со строительством пяти новых нефтеперекачивающих станций (первый этап) и до 58 млн т/год со строительством трех новых нефтеперекачивающих станций (второй этап).

Статус: первый этап завершен в 2012 г., второй – в 2014 г.

Дальнейшее развитие ВСТО-I: в рамках увеличения пропускной способности до 80 млн т/год предусмотрено строительство шести новых и реконструкция действующих нефтеперекачивающих станций, а также строительство резервуара объемом 50 тыс. м³.

Статус: завершение строительства намечено на 2020 г.

Строительство ВСТО-II: строительство магистрального нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан на участке от нефтеперекачивающей станции "Сковородино" до спецморнефтепорта Козьмино пропускной способностью до 30 млн т/год и протяженностью 2 046 км со строительством восьми нефтеперекачивающих станций.

Статус: введен в эксплуатацию в 2012 г.

Дальнейшее развитие ВСТО-II: в рамках увеличения пропускной способности до 50 млн т/год предусмотрено строительство четырех новых и

реконструкция действующих нефтеперекачивающих станций, а также строительство резервуаров объемом 100 тыс. м³.

Статус: завершение строительства намечено на 2019 г.

4. ПРОЕКТ "ЮГ"

Цель проекта: обеспечение поставок дизельного топлива на внутренний рынок Краснодарского края и на экспорт в страны Европы через порт Новороссийск.

Основание реализации: Энергетическая стратегия России на период до 2030 г., утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 № 1715-р, Генеральная схема развития нефтяной отрасли до 2020 г., утвержденная приказом Минэнерго России № 212 от 06.06.2011, Стратегия ПАО "Транснефть" на период до 2020 г.

Первый этап: реконструкция магистральных трубопроводов Тихорецк – Новороссийск для обеспечения поставок дизельного топлива на внутренний рынок Краснодарского края и на экспорт в страны Европы через порт Новороссийск. Пропускная способность трубопроводов Тихорецк – Новороссийск по перекачке дизельного топлива составит до 6 млн т/год. Проектом предусматривается соединение существующих лупингов Тихорецк – Новороссийск – 2 со строительством 90 км линейной части и реконструкция существующих станций.

Статус: ввод в эксплуатацию предусмотрен в 2017 г.

Второй этап: строительство магистральных нефте-продуктопроводов для обеспечения поставок дизельного топлива трубопроводным транспортом на участке Волгоград – Тихорецк до 6 млн т/год на внутренние рынки Волгоградской и Ростовской областей и на экспорт в страны Европы через порт Новороссийск. Проектом предусматривается строительство железнодорожной эстакады, двух новых перекачивающих станций, линейной части протяженностью 495 км.

Статус: основные объекты для обеспечения транспорта нефтепродуктов, объекты эксплуатации и инфраструктуры планируется завершить в 2017 г.

Завершение строительства сливной железнодорожной эстакады запланировано на 2018 г.

5. РАЗВИТИЕ СИСТЕМЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ПОСТАВОК НЕФТЕПРОДУКТОВ В ПОРТ ПРИМОРСК (ПРОЕКТ "СЕВЕР")

Цель проекта: увеличение объемов перекачки дизельного топлива в направлении порта Приморск.

Основание реализации: Энергетическая стратегия России на период до 2030 г., утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 № 1715-р, Генеральная схема развития нефтяной отрасли до 2020 г., утвержденная приказом Минэнерго России № 212 от 06.06.2011, Стратегия ПАО "Транснефть" на период до 2020 г.

Первый этап: увеличение экспорта дизельного топлива с 8,5 млн т/год до 15 млн т/год в направлении порта Приморск.

Этап предусматривает строительство четырех новых и реконструкцию действующих перекачивающих станций, строительство 15 км лупинга и шести резервуаров по 10 тыс. м³, а также перевод магистральных трубопроводов Ярославль – Кириши – 2 и Кириши – Приморск с перекачки нефти на перекачку дизельного топлива (805 км).

Статус: завершен в IV кв. 2016 г.

Второй этап: увеличение экспорта дизельного топлива с 15 млн т/год до 25 млн т/год в направлении порта Приморск.

Этап предусматривает строительство новых и реконструкцию существующих нефтепродуктопроводов общей протяженностью 138 км, строительство трех перекачивающих станций и реконструкцию существующих перекачивающих станций, а также перевод магистрального нефтепровода Горький – Ярославль под перекачку нефтепродуктов (320 км).

Статус: ввод в эксплуатацию предусмотрен в 2018 г.

6. РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ОБЪЕМОВ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ В МОСКОВСКИЙ РЕГИОН

Цель проекта: увеличение объемов транспортировки светлых нефтепродуктов (автобензин, дизельное топливо, авиакеросин) и расширение номенклатуры автомобильных бензинов для потребителей Московского региона. Реализация проекта позволит обеспечить поставку нефтепродуктов в Московский регион в объеме свыше 14 млн т/год.

Основание реализации: Генеральная схема развития нефтяной отрасли Российской Федерации до 2020 г., утвержденная 06.06.2011 приказом Министерства энергетики Российской Федерации № 212; Стратегия ПАО "Транснефть" на период до 2020 г., Соглашение о сотрудничестве по реализации совместных проектов между ПАО "Транснефть" и ПАО "Газпром нефть".

Описание: проектом предусматривается строительство линейной части, протяженностью около 78 км, строительство одной перекачивающей станции и реконструкция существующих перекачивающих станций, строительство резервуаров общей емкостью 240 тыс. м³, строительство сливной железнодорожной эстакады.

Статус: ввод в эксплуатацию предусмотрен поэтапно, с завершением полного комплекса работ в 2018 г.

Программа развития ПАО "Транснефть" является частью Долгосрочной программы развития ПАО "Транснефть" и включает в себя инвестиционные проекты по развитию системы трубопроводов, а также ее технического перевооружения.

Как видно из таблицы 4, фактический объем финансирования Программы развития ПАО "Транснефть" в 2016 г. составил 337 499,0 млн руб. (100,6 % к плану 335 428,2 млн руб.), в том числе за счет привлеченных средств – 90 281,2 млн руб., за счет собственных – 247 217,8 млн руб.

Таблица 4 - Исполнение Программы развития ПАО "Транснефть" по основным проектам в 2016 г. (финансирование), млн руб.

№ п/п	Наименование проекта	План	Факт	Выполнение, %
Всего по Программе развития, в том числе:		335 428,2	337 499,0	100,6 %
-	собственные средства	246 367,0	247 217,8	100,3 %
-	заемные средства	89 061,2	90 281,2	101,4 %
Всего по инвестиционным проектам, в том числе:		154 234,5	154 435,9	100,1 %
-	собственные средства	65 173,3	64 154,7	98,4 %
-	заемные средства	89 061,2	90 281,2	101,4 %
Всего по Программе техперевооружения (ТПР), в том числе:		181 193,7	183 063,1	101,0 %
-	собственные средства	181 193,7	183 063,1	101,0 %
-	заемные средства	0,0	0,0	100,0 %
I	Инвестиционные проекты по развитию системы магистральных нефтепроводов	105 131,3	105 384,3	100,2 %
1	Строительство магистрального нефтепровода Заполярье – Пурпе	30 754,3	32 279,0	105,0 %
2	Строительство магистрального нефтепровода Куюмба – Тайшет	25 194,9	25 311,9	100,5 %
3	Расширение ТС ВСТО на участке ГНПС "Тайшет" – НПС "Сковородино" до 80 млн т/год	15 000,3	14 366,1	95,8 %
4	Расширение ТС ВСТО на участке НПС "Сковородино" – СМНП "Козьмино" до 50 млн т/год	3 023,1	3 026,9	100,1 %
5	Реконструкция магистральных нефтепроводов Западной Сибири для увеличения объемов транспортировки нефти в направлении г. Тайшет	19,6	19,7	100,5 %
6	Расширение пропускной способности нефтепровода Сковородино – Мохэ до 30 млн т/год	1 938,8	1 853,7	95,6 %
7	ТС ВСТО. Участок ГНПС "Тайшет" – НПС "Сковородино". Система защиты магистрального нефтепровода по давлению	3 073,0	2 786,5	90,7 %
8	Нефтепровод-отвод ТС ВСТО – Комсомольский	14 972,8	14 551,6	97,2 %
9	Реконструкция магистральных нефтепроводов для транспортировки нефти на НПЗ Краснодарского края	606,4	580,2	95,7 %
10	Реконструкция объектов магистральных нефтепроводов для снижения содержания серы в нефти, поставляемой на НПЗ Центрального и Поволжского регионов	1 125,9	1 104,3	98,1 %
11	Увеличение пропускной способности МН Ярославль – Москва	1 155,4	1 087,1	94,1 %

Продолжение таблицы 4

12	Реконструкция МН Куйбышев – Тихорецк и МН Жирновск – Волгоград для обеспечения подачи нефти на Волгоградский НПЗ в объеме до 14,5 млн т/год	1 241,6	1 245,6	100,3 %
13	Развитие корпоративной сети передачи данных для построения единой информационной системы (ЕИС)	5 574,9	5 567,9	99,9 %
14	Трубопроводная система Восточная Сибирь – Тихий океан участок НПС "Сковородино" – СМНП "Козьмино" (ТС ВСТО-II). Строительство вспомогательных объектов	781,2	779,2	99,7 %
15	Расширение трубопроводной системы для обеспечения транспортировки нефти на ООО "РН-Туапсинский НПЗ" в количестве до 12 млн т/год	50,3	27,2	54,1 %
16	Расширение пропускной способности МН для поставки нефти на НПЗ ОАО "ТАНЕКО" до 14 млн т/год	367,1	545,7	148,7 %
17	Расширение пропускной способности МН Уса – Ухта и МН Ухта – Ярославль	251,7	251,7	100,0 %
II	Инвестиционные проекты по развитию системы магистральных нефтепродуктопроводов	49 103,2	49 051,6	99,9 %
1	Проект "Юг". 1-й этап. Реконструкция магистральных трубопроводов Тихорецк – Новороссийск	6 319,7	6 072,8	96,1 %
2	Проект "Юг". 2-й этап. Строительство МНПП Волгоград – Тихорецк	10 366,7	10 631,5	102,6 %
3	Проект "Юг". 3-й этап	1 065,8	1 099,6	103,2 %
4	Строительство МНПП "Волгоградский НПЗ" – ГПС "Тингута"	1 602,6	1 598,2	99,7 %
5	Развитие системы магистральных трубопроводов для увеличения поставок нефтепродуктов в порт Приморск до 15 млн т/год (проект "Север")	7 296,4	7 198,7	98,7 %
6	Развитие системы магистральных трубопроводов для увеличения поставок нефтепродуктов в порт Приморск до 25 млн т/год (проект "Север")	11 611,8	11 438,0	98,5 %
7	Реконструкция системы магистральных трубопроводов для увеличения объемов транспортировки нефтепродуктов в Московский регион	10 840,2	11 012,8	101,6 %
III	Программа ТПР магистральных нефтепроводов	160 807,7	162 916,0	101,3 %
IV	Программа ТПР магистральных нефтепродуктопроводов	20 386,0	20 147,1	98,8 %

Фактический объем финансирования Инвестиционной программы ПАО "Транснефть" в 2016 г. составил 154 435,9 млн руб. (100,1 % к плану 154 234,5 млн руб.), в том числе за счет привлеченных средств – 90 281,2 млн руб., за счет собственных – 64 154,7 млн руб.

При общем выполнении плановых показателей Инвестиционной программы ПАО "Транснефть", исполнение плана финансирования каждого инвестиционного проекта в составе Инвестиционной программы имело свои особенности. По ряду проектов фактические объемы финансирования превысили плановые показатели, что было обусловлено, прежде всего, выполнением работ с опережением контрактных графиков. По другим инвестиционным проектам фактические объемы финансирования сложились в меньшем объеме по отношению к плановым показателям, что было связано с проведением процедур замены подрядных организаций по причине банкротства первоначально привлеченных к выполнению работ подрядчиков, длительными процедурами оформления отвода земельных участков под объекты строительства, в том числе с организацией установления соответствующих сервитутов в судебном порядке.

2 Анализ инвестиционной деятельности АО "Транснефть - Центральная Сибирь"

2.1 Общая характеристика АО "Транснефть - Центральная Сибирь"

Акционерное общество "Транснефть - Центральная Сибирь" является дочерним предприятием ПАО "Транснефть" (до 30.06.2016 - Открытое акционерное общество "Акционерная компания по транспорту нефти "Транснефть").

Основным видом деятельности для предприятия является транспортировка углеводородного сырья по магистральным нефтепроводам.

Деятельность компании связана с транспортировкой нефти и решением целого комплекса задач, сопутствующих этому процессу: проведение профилактических работ, координация деятельности по развитию сети магистральных нефтепроводов, внедрение новых технологий и материалов, привлечение инвестиций, организация работы по обеспечению охраны окружающей среды в районах объектов нефтепроводного транспорта и ряд других.

Основные направления деятельности АО "Транснефть – Центральная Сибирь":

- оказание услуг в области транспортировки нефти и нефтепродуктов по системе магистральных трубопроводов в Российской Федерации и за ее пределами;
- проведение профилактических, диагностических и аварийно-восстановительных работ на магистральных трубопроводах;
- координация деятельности по комплексному развитию сети магистральных трубопроводов и других объектов трубопроводного транспорта;

- взаимодействие с трубопроводными предприятиями других государств по вопросам транспортировки нефти и нефтепродуктов в соответствии с межправительственными соглашениями;
- участие в решении задач научно-технического и инновационного развития в трубопроводном транспорте, внедрение нового оборудования, технологий и материалов;
- привлечение инвестиций для развития производственной базы, расширения и реконструкции объектов организаций системы предприятия;
- организация работы по обеспечению охраны окружающей среды в районах размещения объектов трубопроводного транспорта.

АО "Транснефть - Центральная Сибирь" создано в 1972 году в целях обеспечения строительства нефтепровода Александровское – Анжеро-Судженск и подготовки квалифицированных кадров для его эксплуатации. Стройку века завершили в рекордно короткие сроки, а протяженность трассы (818 км) и диаметр труб (1220 мм) были уникальными для своего времени.

На данный момент предприятие эксплуатирует нефтепроводы "Самотлор - Александровское" (участок протяженностью 23 км), "Александровское – Анжеро-Судженск" (818 км), "Игольско-Таловое – Парабель" (397 км).

Протяженность находящихся в ведении АО "Транснефть – Центральная Сибирь" нефтяных магистралей в одниточном исчислении составляет 1394,41 км.

Карта-схема трубопроводов АО "Транснефть – Центральная Сибирь" приведена на рисунке 13.

Предприятие осуществляет перекачку нефти, поступающей с Нижневартовского, Самотлорского, Стрежевского месторождений, а также Васюганской группы месторождений.

Производственный процесс АО "Транснефть – Центральная Сибирь" можно описать как, сеть по которой производится транспортировка нефти от станции к станции. Суть данного процесса заключается в следующем: с

месторождения производится добыча нефти со скважин и собирается в главной нефтеперекачивающей станции – в резервуары, затем эта станция перекачивает нефть по нефтепроводу при помощи промежуточных НПС.

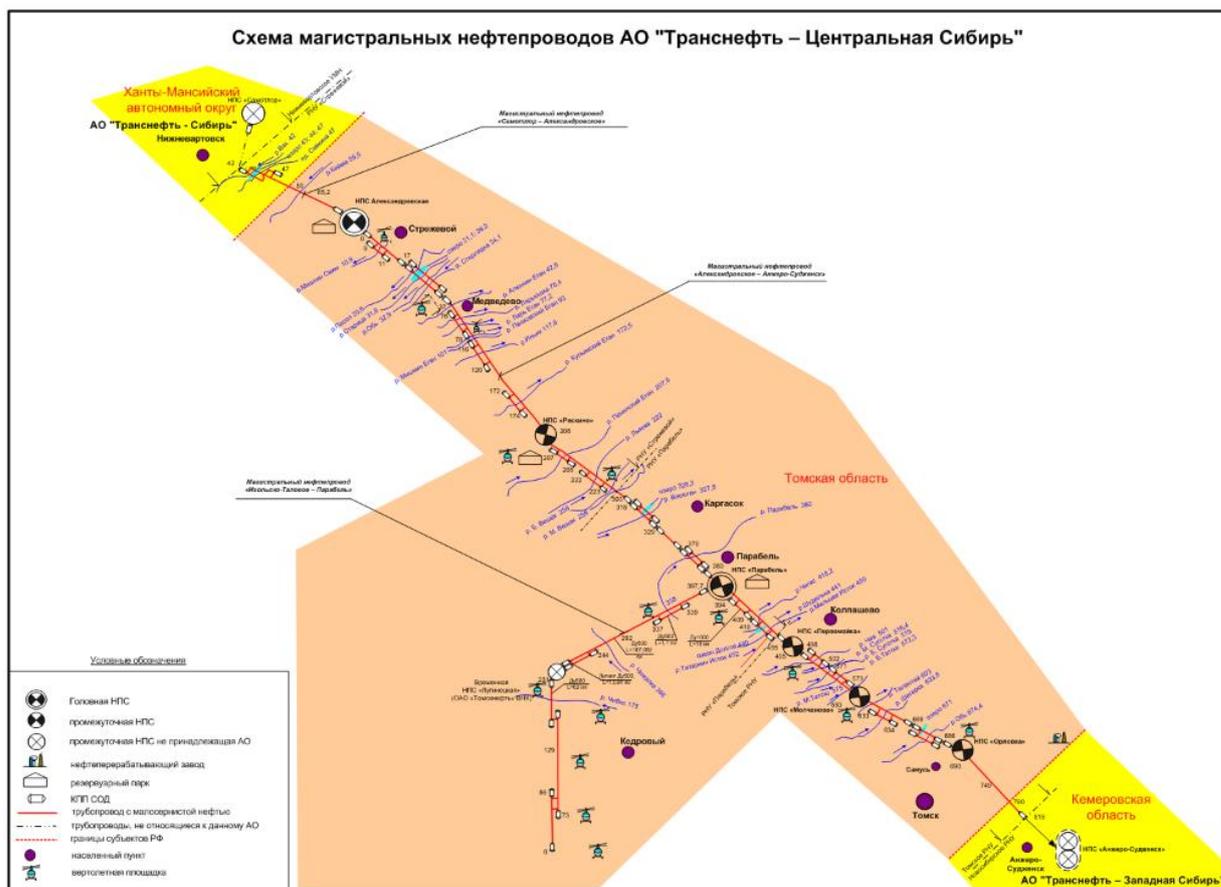


Рисунок 13 - Карта-схема трубопроводов АО "Транснефть – Центральная Сибирь" [16]

Современную структуру акционерного общества наряду с аппаратом управления составляют:

– три районных нефтепроводных управления: РНУ "Стрежевой" (создано в апреле 1971 года), РНУ "Парабель" (создано в мае 1972 года), Томское нефтепроводное управление (создано в апреле 2001 года), в составе которых 6 НПС – "Александровская", "Раскино", "Парабель", "Первомайка", "Молчаново", "Орловка" и 3 резервуарных парка, общая вместимость которых по строительному номиналу – 480 тысяч кубометров (в том числе НПС "Александровская" – 280 тыс. м3, НПС "Раскино" – 40 тыс. м3, НПС "Парабель" – 160 тыс. м3);

- база производственно-технического обеспечения и комплектации оборудованием (БПТОиКО);
- дочернее предприятие АО "ТОМЗЭЛ", выпускающее электроприводы и другие высокоточные электронно-механические изделия для нужд ПАО "Транснефть".

Таким образом, магистральные нефтепроводы Центральной Сибири – важное звено в единой системе движения российской нефти на Восток. Перспективы развития АО "Транснефть – Центральная Сибирь" неотделимы от грандиозного проекта магистрали Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО).

В 2016 году АО "Транснефть – Центральная Сибирь" выполнило план на 102,5%: предприятие перекачало 46,1 млн тонн нефти, а в 2015-м – 44,9 млн тонн.

Успешные итоги деятельности АО "Транснефть – Центральная Сибирь" в 2016 г. подтверждают эффективность применяемой стратегии, значимость обозначенных приоритетов и позволяют прогнозировать дальнейшее устойчивое развитие Компании на благо акционеров.

Проведем финансовый анализ деятельности АО "Транснефть – Центральная Сибирь" по данным бухгалтерской отчетности (приложение).

Как видно из таблицы 5 и рисунка 14, деятельность предприятия прибыльна. Однако, в 2016 г. по сравнению с 2014-2015 гг. все рассматриваемые показатели снизились.

По итогам 2016 г. предприятие получило чистой прибыли в размере 2081915 тыс. руб., что на 25,08% меньше, чем в 2015 г. По итогам 2015 г. чистая прибыль составила 2778867 тыс. руб., что на 9,76% меньше чем за весь 2014 г.

Прибыль от продаж в 2016 г. упала по сравнению с 2015 г. на 31,84% и составила 2750878 тыс. руб. При этом в 2015 г. произошел рост прибыли от продаж на 8,23% с 3728613 тыс. руб. до 4035627 тыс. руб. При этом за 2015 г.

выручка возросла с 11985019 тыс. руб. до 13349588 тыс. руб. (рост 11,39%), а в 2016 г. она ещё возросла на 2,67% до величины 13705825 тыс. руб.

Таблица 5 - Анализ финансовых результатов АО "Транснефть – Центральная Сибирь", тыс. руб. [составлено автором]

Наименование показателя	2014	2015	2016	Отклонение 2014-2015		Отклонение 2015-2016	
				тыс. руб.	%	тыс. руб.	%
Выручка	11985019	13349588	13705825	1364569	11,39	356237	2,67
Себестоимость продаж	7005801	7585504	9008678	579703	8,27	1423174	18,76
Валовая прибыль	4979218	5764084	4697147	784866	15,76	-1066937	-18,51
Коммерческие расходы	18144	0	21168	-18144	-100,00	21168	
Управленческие расходы	1232461	1728457	1925101	495996	40,24	196644	11,38
Прибыль от продаж	3728613	4035627	2750878	307014	8,23	-1284749	-31,84
Прибыль до налогообложения	4036555	3773492	2779436	-263063	-6,52	-994056	-26,34
Чистая прибыль	3079477	2778867	2081915	-300610	-9,76	-696952	-25,08

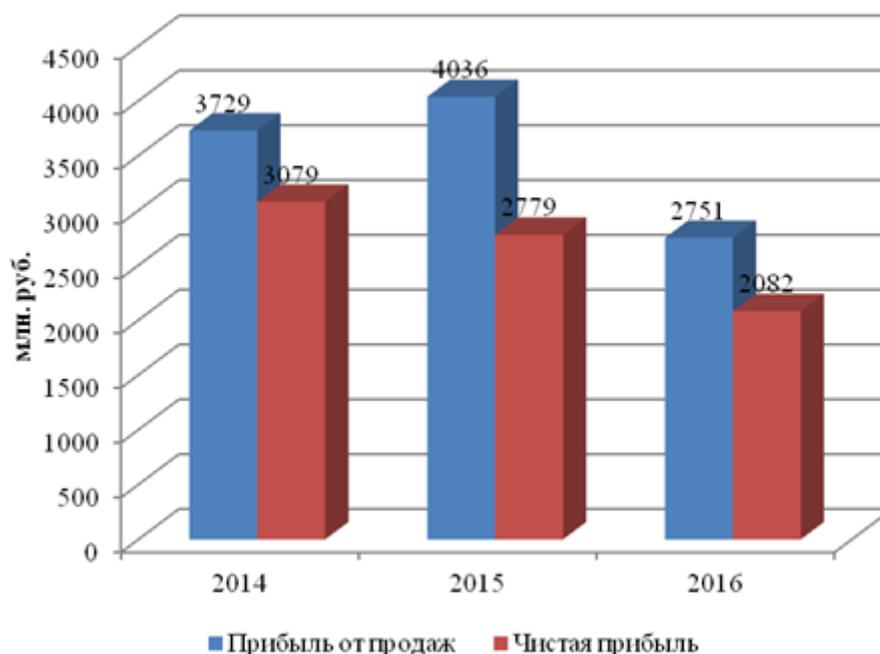


Рисунок 14 - Динамика прибыли предприятия [составлено автором]

Конечная цель деятельности любой коммерческой компании - прибыль, то есть положительная разница между полученными доходами и понесенными расходами.

Прибыль - это абсолютный финансовый показатель. Посчитав его, можно увидеть, что за определенный период доходы покрыли расходы. Однако оценить эффективность деятельности он все-таки не позволяет.

Рентабельность - это относительный показатель прибыльности, отношение прибыли к тому показателю, отдачу от которого требуется узнать. Рентабельность показывает, какую прибыль приносит организации каждый вложенный в нее и потраченный ею рубль.

Рентабельность активов показывает, какую сумму прибыли возвращает каждый рубль, который компания вложила в имущество.

Для собственников компании интерес может представлять рентабельность собственного капитала. Она дает информацию о том, эффективно ли работают инвестиции.

В аналогичном порядке можно рассчитать рентабельность заемного капитала. Этот показатель покажет доходность на каждый рубль заимствований.

Рентабельность продаж или общая рентабельность показывает, сколько копеек прибыли "сидит" в каждом рубле выручки.

Рентабельность производства – важнейший показатель, определяющий и показывающий эффективность деятельности предприятия. Данный показатель показывает, сколько прибыли предприятие имеет с каждого рубля, затраченного на производство и реализацию продукции.

Проведем расчет показателей рентабельности в таблице 6.

Таблица 6 - Анализ рентабельности АО "Транснефть – Центральная Сибирь", % [составлено автором]

Наименование показателя	2014	2015	2016
Рентабельность активов	10,00	9,22	6,60
Рентабельность собственного капитала	12,88	10,96	7,38
Рентабельность заемного капитала	44,84	58,01	62,68
Рентабельность продаж	25,69	20,82	15,19
Рентабельность производства	45,16	43,33	25,11

Как видно из таблицы 6 и рисунка 15, в 2016 г. по сравнению с 2014-2015 гг. показатели рентабельности значительно снизились.

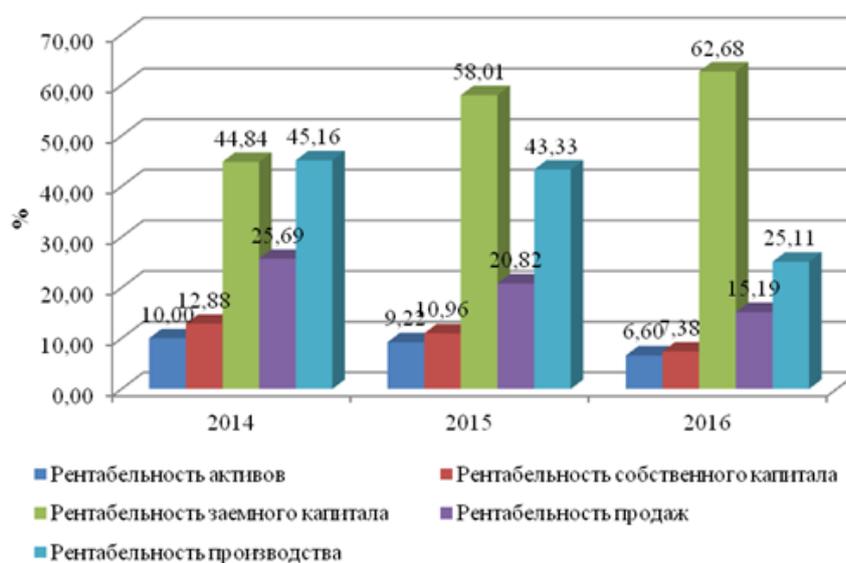


Рисунок 15 - Динамика показателей рентабельности предприятия [составлено автором]

Значительное снижение рентабельности предприятия связано со значительным ростом себестоимости продаж, и расходов, связанных с инвестиционной деятельностью АО "Транснефть – Центральная Сибирь".

Одним из индикаторов финансового состояния предприятия является его платежеспособность, т.е. возможность наличными денежными ресурсами своевременно погашать свои платежные обязательства.

Рассмотрим группировку активов АО "Транснефть – Центральная Сибирь" и их структуру в таблицах 7 и 8.

Таблица 7 - Группировка активов АО "Транснефть – Центральная Сибирь" по степени ликвидности, тыс. руб. [составлено автором]

Наименование показателя	Состав	2014	2015	2016
Наиболее ликвидные (A1)	с. 1250 + 1240	819316	27864	16982
Быстрореализуемые (A2)	с. 1230	2931030	2530693	3431989
Медленно реализуемые (A3)	с. 1210 + 1220 + 1260	595954	1093587	565883
Труднореализуемые (A4)	с. 1100	25666841	26609646	28770856
Баланс		30013141	30261790	32785710

Таблица 8 - Структура активов по степени ликвидности, % [составлено автором]

Наименование показателя	2014	2015	2016
Наиболее ликвидные (A1)	2,73	0,09	0,05
Быстрореализуемые (A2)	9,77	8,36	10,47
Медленно реализуемые (A3)	1,99	3,61	1,73
Труднореализуемые (A4)	85,52	87,93	87,75
Баланс	100,00	100,00	100,00

Анализ таблиц 7 и 8 свидетельствует о том, что наибольшую долю в активах предприятия на протяжении всего рассматриваемого периода занимают трудно реализуемые активы (A4). В 2014 г. их доля в структуре активов составляла 85,52%, в 2015 г. показатель возрос до 87,93%, а в 2016 г. незначительно снизился до 87,75%.

Наиболее ликвидные активы (А1) предприятия в 2014 г. составляли 2,73%, в 2015 г. - 0,09%, а в 2016 г. их доля стала равна всего 0,05%.

Быстрореализуемые активы (А2) предприятия в 2015 г. снизились с 9,77% до 8,36%, а в 2016 г. их доля стала равна 10,47%.

Медленно активы имеют относительно небольшую долю в активе предприятия – 1,99% в 2014 г., 3,61% в 2015 г. и 1,73% в 2016 г.

Рассмотрим далее группировку пассивов предприятия по степени ликвидности в таблице 9.

Таблица 9 - Группировка пассивов АО "Транснефть – Центральная Сибирь" по степени ликвидности, тыс. руб. [составлено автором]

Наименование показателя	Состав	2014	2015	2016
Срочные обязательства (П1)	с. 1520	4353693	1238397	1265351
Краткосрочные пассивы (П2)	с. 1510 + 1550	8292	7030	487404
Долгосрочные пассивы (П3)	с. 1400	1293765	1386883	741938
Постоянные пассивы (П4)	с. 1300 + 1530	24357391	27629480	30291017
Баланс		30013141	30261790	32785710

Отразим структуру пассивов по степени ликвидности в таблице 10.

Таблица 10 - Структура пассивов по степени ликвидности, % [составлено автором]

Наименование показателя	2014	2015	2016
Срочные обязательства (П1)	14,51	4,09	3,86
Краткосрочные пассивы (П2)	0,03	0,02	1,49
Долгосрочные пассивы (П3)	4,31	4,58	2,26
Постоянные пассивы (П4)	81,16	91,30	92,39
Баланс	100,00	100,00	100,00

Из таблицы 10 видно, что собственный капитал предприятия (П4) в 2014 г. составлял – 81,16%, в 2015 г. его доля возросла до 91,30%, а в 2016 г. до 92,39%.

Долгосрочные пассивы (П3) предприятия в 2014 г. составляли 4,31%, в 2015 г. - 4,58%, а в 2016 г. они уменьшились, и их доля стала равна 2,26%.

Краткосрочные пассивы (П2) были равны 0,03%, 0,02% и 1,49% в соответствующие годы.

Наиболее срочные обязательства (П1) в 2015 г. снизились с 14,51% до 4,09%, а в 2016 г. их доля стала равна 3,86%.

Представим в таблице 11 излишек (недостаток) платежных средств.

Таблица 11 - Излишек (недостаток) платежных средств, тыс. руб. [составлено автором]

Наименование показателя	2014	2015	2016
A1-П1	-3534377	-1210533	-1248369
A2-П2	2922738	2523663	2944585
A3-П3	-697811	-293296	-176055
A4-П4	1309450	-1019834	-1520161

A1-П1. Разность наиболее ликвидных активов и наиболее срочных обязательств отражает соотношение текущих платежей и поступлений. Рекомендованное значение больше либо равно 0.

A2-П2. Разность быстрореализуемых активов и краткосрочных обязательств отражает соотношение текущих платежей и поступлений. Рекомендованное значение также равно 0, чему соответствовали показатели АО "Транснефть – Центральная Сибирь" на протяжении всего рассматриваемого периода.

A3-П3. Разность медленно реализуемых активов и долгосрочных обязательств (перспективная ликвидность) показывает тенденцию увеличения или уменьшения текущей ликвидности в недалеком будущем. По данному показателю, оптимальное значение которого должно быть положительное, образовался значительный недостаток платежных средств.

A4-П4. Разность труднореализуемых активов и постоянных пассивов означает то, что собственных средств должно быть достаточно для покрытия потребности во внеоборотных активах. На протяжении изучаемого периода показатели соответствовали рекомендованному значению - менее 0.

Условие абсолютной ликвидности баланса: $A1 \geq П1$, $A2 \geq П2$, $A3 \geq П3$, $A4 \leq П4$.

Данные таблицы 11 показывают, что:

- $A1 < П1$ на протяжении всего рассматриваемого периода;
- $A2 > П2$ на протяжении всего рассматриваемого периода;
- $A3 < П3$ на протяжении всего рассматриваемого периода;
- $A4 < П4$ в 2015 г. и в 2016 г.

По данным таблицы 5 можно сделать вывод, что баланс предприятия не является абсолютно ликвидным, так как из четырех обязательных условий соблюдено второе и четвертое.

Не соблюдение условия $A1 \geq П1$ показывает нехватку наиболее ликвидных активов для оплаты срочной кредиторской задолженности.

Соблюдение условия $A2 \geq П2$ отражает достаточность быстрореализуемых активов для погашения краткосрочных кредитов и займов.

Не выполнение условия $A3 \geq П3$ говорит о недостаточности медленно реализуемых активов для покрытия долгосрочных пассивов.

Соблюдение условия $A4 \leq П4$ отражает достаточность собственного капитала и других постоянных пассивов для обеспечения потребности в оборотных активах.

Таким образом, видно, что в активе баланса снижаются наиболее ликвидные активы, благодаря чему снижается ликвидность баланса.

Рассмотрим основные показатели ликвидности предприятия в таблице 12.

Таблица 12 - Показатели ликвидности предприятия [составлено автором]

Наименование показателя	Состав	Оптимальное значение	2014	2015	2016
Коэффициент абсолютной ликвидности	$(A1) / (П1+П2)$	$\geq 0,2$	0,19	0,02	0,01
Коэффициент срочной ликвидности	$(A1+A2) / (П1+П2)$	$\geq 0,8$	0,86	2,05	1,97
Коэффициент текущей ликвидности	$(A1+A2+A3) / (П1+П2)$	≥ 2	1,00	2,93	2,29

Коэффициент абсолютной ликвидности в 2014 г. составил 0,19. В 2015 г. показатель значительно снизился и стал равен 0,02. В 2016 г. показатель снизился до 0,01. В данном случае коэффициент не соответствует оптимальному значению.

Коэффициент срочной ликвидности показывает, какую часть краткосрочной задолженности предприятие может погасить за счет продажи ликвидных активов: денежных средств, краткосрочных финансовых вложений и дебиторской задолженности. В данном случае коэффициент соответствует оптимальному значению и равен 0,86; 2,05 и 1,97 соответственно в 2014-2016 гг.

Коэффициент текущей ликвидности имеет тенденцию увеличения значения показателя в 2015 г. с 1,0 до 2,93; в следующем году снизился и стал равен 2,29. Т.о. только в 2015-2016 гг. показатель соответствовал оптимальному значению, т.е. сумма ликвидных активов предприятия стала соответствовать требованиям текущей платежеспособности.

После проведения анализа ликвидности бухгалтерского баланса, можно сделать вывод о том, что баланс АО "Транснефть – Центральная Сибирь" не является абсолютно ликвидным, необходимы мероприятия, позволяющие повысить значение коэффициента текущей ликвидности.

В современных условиях макроэкономической нестабильности залогом эффективности бизнеса АО "Транснефть – Центральная Сибирь" служит финансовая устойчивость.

Финансовая устойчивость – это комплексный показатель, характеризующий степень зависимости системы менеджмента от инвесторов и вкладчиков, что является одним из- важнейших факторов формирования финансовой политики, а также характеризующий степень дееспособность компании в изменяющейся рыночной среде, сберегая долговременную кредитоспособность (платежеспособность) и повышая долю инвестиционной привлекательности.

Оценку финансовой устойчивости проводят при анализе структуры

финансовых ресурсов, уделяя особое внимание состоянию их источников и сравнивая со структурой активов компании.

Подробная информация о допустимых уровнях различного состояния финансовой устойчивости, то есть степени покрытия запасов или необоротных активов, даёт возможность проводить мероприятия, направленные на укрепление позиции компании на рынке.

Абсолютно устойчивой считается компания, величина собственного капитала которой выше стоимости необоротных активов, а также в структуре которой отсутствуют просроченная как дебиторская, так и кредиторская задолженность, то есть расчеты ведутся стабильно и своевременно.

На основании проведенных в таблице 13 расчетов можно сделать вывод, что у АО "Транснефть – Центральная Сибирь" в 2014 г. финансовое положение было неблагоприятным, компания имела неустойчивое финансовое положение. В 2015 г. у компании стала нормальная финансовая устойчивость, а по итогам 2016 г. - абсолютная.

Таблица 13 - Анализ обеспеченности запасов источниками АО "Транснефть – Центральная Сибирь", тыс. руб. [составлено автором]

Показатели	Состав	2014	2015	2016
1. Реальный собственный капитал	с. 1300	23755984	26937643	29466587
2. Внеоборотные активы	с. 1100	25666841	26609646	28770856
3. Наличие СОС	(стр. 1– стр. 2)	-1910857	327997	695731
4. Долгосрочные пассивы	с. 1400	1293765	1386883	741938
5. Наличие долгосрочных источников формирования запасов	(стр.3 + стр.4)	-617092	1714880	1437669
6. Краткосрочные кредиты и заемные средства	с. 1500	4963392	1937264	2577185
7. Общая величина основных источников формирования запасов	(стр. 5 + стр. 6)	4346300	3652144	4014854
8. Общая величина запасов	с. 1210	590866	1092878	561067

Продолжение таблицы 13

9. Излишек (+) или недостаток (-) собственных СОС	(стр. 3 – стр. 8)	-2501723	-764881	134664
10. Излишек (+) или недостаток (-) долгосрочных источников формирования запасов	(стр. 5 – стр. 8)	-1207958	622002	876602
11. Излишек (+) или недостаток (-) общей величины основных источников формирования запасов	(стр. 7 – стр. 8)	3755434	2559266	3453787
12. Трехкомпонентный показатель ситуации		0.0.1	0.1.1	1.1.1

Проведем SWOT – анализ АО "Транснефть – Центральная Сибирь" в таблице 14.

Таблица 14 - SWOT – анализ АО "Транснефть – Центральная Сибирь" [составлено автором]

Сильные стороны	Слабые стороны
Монополия на внутреннем рынке Долгосрочные контракты с компаниями нефтегазового сектора Высокие финансовые показатели	Высокая зависимость от темпов роста экономики РФ Высокая зависимость от мировой общеэкономической конъюнктуры, которая оказывает сильное влияние на стоимость сырья Государственное регулирование тарифов
Возможности	Угрозы
Рост внутреннего потребления нефти и нефтепродуктов, строительство магистральных нефтепроводов "Транснефти" Повышение эффективности деятельности за счет энергоэффективности и расширения пропускной способности магистральных нефтепроводов	Частичная изношенность материально-технической базы компании Рост цен на электроэнергию Рост темпов инфляции, налогов и пошлин Скачки курсов валют

По результатам SWOT – анализа можно сделать вывод, что предприятие обладает высокой прочностью и большим перспективами роста. Развитие АО "Транснефть – Центральная Сибирь", в первую очередь, связано со строительством новых магистральных нефтепроводов "Транснефти", а также

расширением пропускной способности существующих нефтепроводов. Для этого компания реализует разнообразные инвестиционные проекты, а также проекты технического перевооружения и реконструкции.

2.2 Характеристика АО "Транснефть - Центральная Сибирь" как участника инвестиционного процесса

АО "Транснефть – Центральная Сибирь", являясь дочерним предприятием в составе ПАО "Транснефть", большое внимание уделяет комплексному развитию сети магистральных трубопроводов, решению задач научно-технического прогресса, внедрению новой техники и технологий.

Инвестиционная политика предприятия направлена на решение общесистемных задач развития производственной базы, расширения, реконструкции и технического перевооружения объектов трубопроводного транспорта. Реализация инвестиционных проектов обеспечивает развитие системы магистрального трубопроводного транспорта, позволяющей осуществлять оперативное перераспределение потоков.

В 2014 году распоряжением губернатора АО "Транснефть – Центральная Сибирь" было внесено в реестр организаций, осуществляющих инвестиционную деятельность на территории Томской области и получающих соответствующую государственную поддержку.

Основная цель реализации проектов - обеспечение подачи нефти на нефтеперекачивающие заводы (НПЗ) и станции (НПС) в необходимом количестве, а также реконструкция магистральных нефтепроводов в целях безопасной эксплуатации трубопроводной системы.

В соответствии с утвержденной Правительством РФ инвестиционной программой ПАО "Транснефть", компанией "Транснефть – Центральная Сибирь" в 2014-2015 гг. было реализовано два значимых проекта. Реализация еще одного инвестпроекта, наиболее масштабного и долгосрочного, рассчитана до 2025 года.

Первый инвестиционный проект был реализован в 2014 году. Он связан с расширением пропускной способности магистрального нефтепровода Александровское – Анжеро-Судженск до миллиона тонн в год в целях обеспечения транспортировки нефти на нефтеперерабатывающий завод ООО "Томскнефтепереработка".

В рамках второго значимого инвестиционного проекта АО "Транснефть – Центральная Сибирь" была построена нефтеперекачивающая станция в Колпашевском районе Томской области. Проект реализован в целях расширения пропускной способности нефтепровода Александровское – Анжеро-Судженск до 3 млн тонн в год для нужд Яйского нефтеперерабатывающего завода, строящегося в Кемеровской области. Новая НПС "Первомайка" введена в эксплуатацию в феврале 2015 года.

Третий, наиболее масштабный инвестиционный проект АО "Транснефть – Центральная Сибирь", включает строительство в Томской области трех новых нефтеперекачивающих станций с подведением внешнего электроснабжения: НПС "Чапаевка" – в Александровском районе, "Завьялово" – в Кургаском районе, "Семилужки" – в одноименном селе в 30 километрах от Томска. Кроме того, будут построены три установки по вводу противотурбулентной присадки на действующих нефтеперекачивающих станциях магистрального нефтепровода Александровское – Анжеро-Судженск: НПС "Александровская", НПС "Расхино", НПС "Орловка". Подготовка к реализации проекта началась еще в 2014 году, в 2015-2016 гг. был выполнен комплекс полевых работ по проведению инженерных изысканий.

Также в рамках проекта предусмотрена замена изношенных участков магистрального нефтепровода – Анжеро-Судженск.

Цель этого инвестиционного проекта – обеспечение загрузки трубопроводной системы Восточная Сибирь – Тихий океан до 80 млн тонн нефти в год, а также обеспечение безопасной эксплуатации магистрального нефтепровода Александровское – Анжеро-Судженск, - это одна из важнейших

задач инвестиционной программы ПАО "Транснефть". Перспектива долгосрочная, но чрезвычайно важная, учитывая создание десятков новых рабочих мест, строительство социальной инфраструктуры и энергетических объектов вблизи населенных пунктов.

Ключевой задачей современного трубопроводного транспорта жидких углеводородов является повышение пропускной способности существующих трубопроводных систем. Успешно решать данную задачу позволяет применение специальных реагентов - противотурбулентных присадок.

Использование позволяет:

- увеличивать пропускную способность/снижать давление в трубопроводе;
- снизить энергозатраты при перекачке;
- значительно сократить капиталовложения на строительство лупингов и дополнительных насосных станций;
- снизить риски возникновения аварийных ситуаций.

Дополнительные возможности и эффекты:

- расширение возможности управления сырьевыми потоками;
- возможность отключения промежуточных насосных станций.

Уникальность и безальтернативность ПТП - возможность в короткий срок и без капитальных вложений быстро увеличить объём перекачки

Особенности применения ПТП

- эффективность ПТП часто снижается по длине трубопровода, это связано с деструкцией молекул ПТП;
- в зависимости от трубопровода, природы сырья и условий перекачки эффективность ПТП может сильно отличаться;
- молекулы ПТП разрушаются при механическом воздействии: например, при прохождении через центробежные насосы, эффективность исчезает;
- отсутствует эффект последействия: после прекращения подачи ПТП эффект от неё пропадает;

- противотурбулентные присадки не меняют физико-химические характеристики нефти и нефтепродуктов;
- противотурбулентные присадки не адсорбируются на поверхности трубопроводов и другого оборудования;
- противотурбулентные присадки не оказывают негативного влияния на работу печей подогрева нефти и не влияют на процессы подготовки нефтяных эмульсий.

Могут применяться совместно с ингибиторами коррозии и парафинообразования, антистатическими, депрессорными и другими присадками.

Стандартный диапазон дозировок ПТП - от 5 до 50 г/т.

Применение ПТП в АО "Транснефть – Центральная Сибирь" целесообразно при решении следующих задач:

1. увеличение пропускной способности (ПС) существующих МН без строительства дополнительных НПС, лупингов, реконструкции ЛЧ МН, НПС и т.д.;
2. снижение энергопотребления при сохранении прежней производительности МН;
3. снижение нагрузки на ЛЧ МН и технологическое оборудование НПС за счет уменьшения рабочих давлений с сохранением производительности МН и, как следствие, повышение надежности эксплуатации МН;
4. понижение рабочих давлений в секциях труб с сохранением прежней производительности перекачки для проведения ремонтных работ (установка ремонтных муфт и т.д.) без остановки перекачки.

Принцип действия ПТП основан на гашении высокочастотных поперечных пульсаций и увеличении толщины вязкого подслоя. Несмотря на большой объем исследований, связанных с применением ПТП в мировой практике, вопрос объяснения принципа действия ПТП до сих пор является предметом дискуссий в научном сообществе. На сегодняшний день в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов накоплен значительный

опыт применения ПТП. Применение ПТП с учетом всего спектра обозначенных задач в ПАО "Транснефть" является перспективным направлением, в том числе на уникальной в своем роде трубопроводной системе Восточная Сибирь – Тихий океан (ТС ВСТО). ТС ВСТО имеет стратегическое значение в масштабах страны. ТС ВСТО решает следующие задачи:

1. обеспечение поставок нефти на рынок Азиатско-Тихоокеанского региона (Китай, Япония, США, Сингапур и т.д.);
2. развитие нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности в регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока и т.д.

Следует отметить, что при вводе ПТП вне зависимости от решаемой задачи (увеличение ПС, снижение энергопотребления и т.д.) защита нефтепровода непрерывно обеспечивается средствами ЕСУ для обеспечения безопасности протекания переходных процессов замещения чистой нефти нефтью с ПТП.

Использование ПТП в технологическом процессе перекачки нефти неизбежно ставит задачи выполнения расчетов стационарных и переходных процессов по модифицированным методикам как на этапе проектирования МН, так и на этапе их эксплуатации. Для успешного решения подобных задач прежде всего требуется совершенствование отраслевой нормативно-технической базы определяющей методики и порядок проведения данных расчетов, а также освоения новых программных средств расчета гидравлических процессов, позволяющих в полном объеме моделировать влияние ПТП на перекачку нефти.

3 Оценка эффективности вложения инвестиций АО "Транснефть - Центральная Сибирь"

Для того чтобы оценить эффективность вложения инвестиций предприятия сначала необходимо рассмотреть денежный поток от инвестиционной деятельности АО "Транснефть - Центральная Сибирь".

Как видно из таблицы 15 и рисунка 17, в 2015 г. отрицательное сальдо денежных потоков по инвестиционной деятельности составило 3015212 тыс. руб. За 2016 г. оно еще возросло на 51,52% до величины 4568550 млн. руб.

Таблица 15 - Движение денежных средств от инвестиционной деятельности [составлено автором]

Наименование показателя	2015	2016	Отклонение 2015-2016	
			тыс. руб.	%
Поступления	920675	23115	-897560	-97,49
от продажи внеоборотных активов	5369	23006	17637	328,50
от возврата предоставленных займов, от продажи долговых ценных бумаг	915306	109	-915197	-99,99
Платежи	3935887	4591665	655778	16,66
в связи с приобретением, созданием, модернизацией, реконструкцией и подготовкой к использованию внеоборотных активов	3750725	4591665	840940	22,42
в связи с приобретением долговых ценных бумаг, предоставление займов	185162	0	-185162	-100,00
Сальдо потоков	-3015212	-4568550	-1553338	51,52

Наибольшее влияние на снижение сальдо денежных потоков по инвестиционной деятельности оказало уменьшение поступлений от возврата предоставленных займов, от продажи долговых ценных бумаг.

При этом, рассматриваемое предприятие тратит значительные средства на приобретение, создание, модернизацию, реконструкцию и подготовку к использованию внеоборотных активов (3750725 тыс. руб. в 2015 г. и 4591665 тыс. руб. в 2016 г., рост на 22,42%). Отметим, что за год произошло снижение расходов предприятия на приобретение долговых ценных бумаг, предоставление займов (с 185162 тыс. руб. до 0 тыс. руб.).

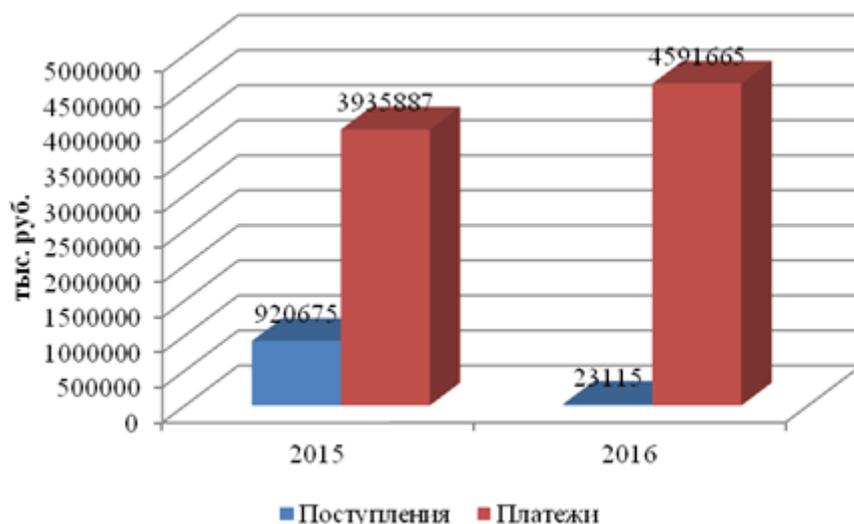


Рисунок 17 - Анализ денежных средств от инвестиционной деятельности предприятия [составлено автором]

Далее проведем оценку эффективности вложений АО "Транснефть - Центральная Сибирь" в инвестиционные проекты и проекты технического перевооружения и реконструкции.

3.1 Оценка экономической эффективности инвестиционных проектов АО "Транснефть - Центральная Сибирь"

Применение ПТП при перекачке нефти на участке "Александровское - Анжеро-Судженск" будет реализовано с целью расширения пропускной способности магистрального нефтепровода для обеспечения подачи нефти в направлении г. Тайшет.

Экономический эффект применения ПТП при перекачке нефти определяется увеличением массы перекаченной нефти без увеличения выходного давления на нефтеперекачивающей станции на лимитирующем участке.

Согласно данным АО "Транснефть – Центральная Сибирь", масса перекаченной нефти без использования ПТП на НПС "Александровская" равна 50 млн.тонн/год, планируется, что масса перекаченной нефти при использовании ПТП увеличивается на 4 млн.тонн/год (таблица 16).

Таблица 16 - Расчет экономической эффективности применения ПТП, тыс. руб. [составлено автором]

Наименование участка нефтепровода	Протяженность участка, км	Пропускная способность, млн.тонн/год			Стоимость ПТП	Стоимость приобретения оборудования по вводу ПТП	Прирост выручки	Экономический эффект
		факт	план	прирост				
Александровское - Расхино	284	50	54	4	48424	17750	297064	230890
Расхино - Парабель	223	55	57,7	2,7	78845	17750	157449	60854
Парабель - Анжеро-Судженск	311	60	68,4	8,4	57906	17750	683143	607487
Итого	818				185175	53250	1137656	899231

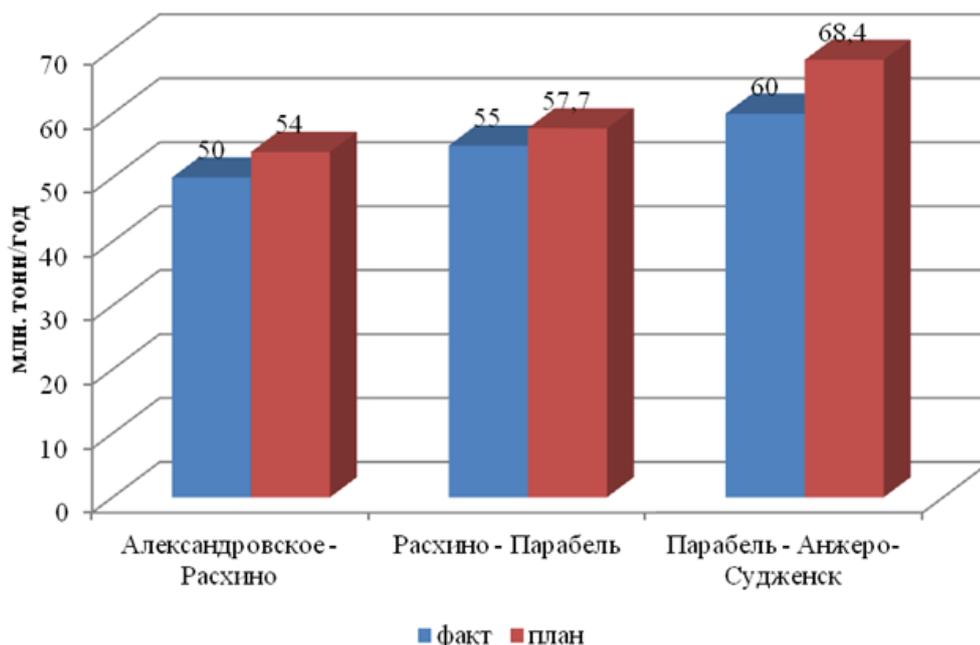


Рисунок 18 - Пропускная способность магистрального нефтепровода до и после применения ПТП [составлено автором]



Рисунок 19 - Оценка экономической эффективности применения ПТП [составлено автором]

Дополнительные затраты, связанные с применением ПТП, будут складываться из затрат на приобретение установки (17750 тыс. руб.), затрат на ПТП (48424 тыс. руб.).

Прирост выручки для данного грузооборота с учетом тарифа на перекачку нефти $T = 0,2615$ руб./т·км составит $B = 0,2615 * 4 * 284 = 297064$ тыс. руб.

Таким образом, экономический эффект применения ПТП будет определяться как дополнительная тарифная выручка за перекачку дополнительного объема нефти, она составит 230890 тыс. руб. за вычетом затрат, связанных с применением ПТП, которые составят 66174 тыс. руб.

Аналогично рассчитывается экономический эффект применения ПТП на участках "Расхино - Парабель" и "Парабель - Анжеро-Судженск".

В целом экономический эффект применения ПТП на участке "Александровское - Анжеро-Судженск" с целью расширения пропускной способности магистрального нефтепровода для обеспечения подачи нефти в направлении г. Тайшет даст АО "Транснефть - Центральная Сибирь" прирост выручки в размере 899231 тыс. руб.

Очевидно, что сумма доходов по проекту превышает вложенные затраты.

При этом, срок окупаемости затрат составляет всего 4 месяца.

3.2 Оценка экономической эффективности технического перевооружения и реконструкции магистрального нефтепровода АО "Транснефть - Центральная Сибирь"

Реконструкция магистрального нефтепровода "Александровское - Анжеро-Судженск" на участке 145-153 км выполняется с целью расширения пропускной способности магистрального нефтепровода в количестве до 52,4 млн.тонн/год.

Реконструкция магистрального нефтепровода включает в себя замену участка трубопровода общей протяженностью 8 км.

Участок производства работ магистрального нефтепровода "Александровское - Анжеро-Судженск" входит в состав линейной части существующего магистрального нефтепровода.

Изменение характеристик и технологии процесса транспортирования продукта магистрального нефтепровода после завершения строительного-монтажных работ не производится.

Существующая пропускная способность магистрального нефтепровода на реконструированном участке "Александровское - Анжеро-Судженск" составляет 48,7 млн.тонн/год.

Техническая характеристика вновь укладываемого участка магистрального нефтепровода:

- диаметр трубопровода - 1220 мм;
- толщина стенки трубы - 14 мм;
- давление для расчета толщины стенки - 4,9 МПа;
- уровень качества труб - первый;
- класс прочности - K52;
- минимальная температура стенки нефтепровода при эксплуатации - 0°C;
- категория участка МН -I, II.

Проектом предусматривается подземная параллельная прокладка трубопровода в совмещенную траншею справа по ходу нефти с последующей стыковкой с существующим нефтепроводом в соответствии с требованиями нормативно-технической документации.

Потребность в ресурсах для производства строительных работ определена согласно организационно-технологической схемы производства работ, исходя из объемов работ, темпов строительства, производительности машин и механизмов.

Расчёт сметной стоимости строительного-монтажных работ при реконструкции магистрального нефтепровода представлен в таблице 17.

Из рисунка 20 видно, что в структуре затрат на строительные-монтажные работы наибольшая доля приходится на материалы (54%), а также на выполнение подрядных работ (20%).

Таблица 17 – Сметная стоимость строительно-монтажных работ, тыс. руб.
[составлено автором]

Наименование работ и затрат	Сметная стоимость
1. Основные расходы	31121
Зарботная плата работникам	3615
Отчисления с заработной платы	1154
Затраты на ГСМ	2295
Затраты на материалы	24057
2. Накладные расходы (10%)	3112
3. Подрядные работы (аренда строительных машин и механизмов)	8953
Итого по расчету	43186
4. Резерв на непредвиденные расходы (3%)	1296
В целом по расчету	44482

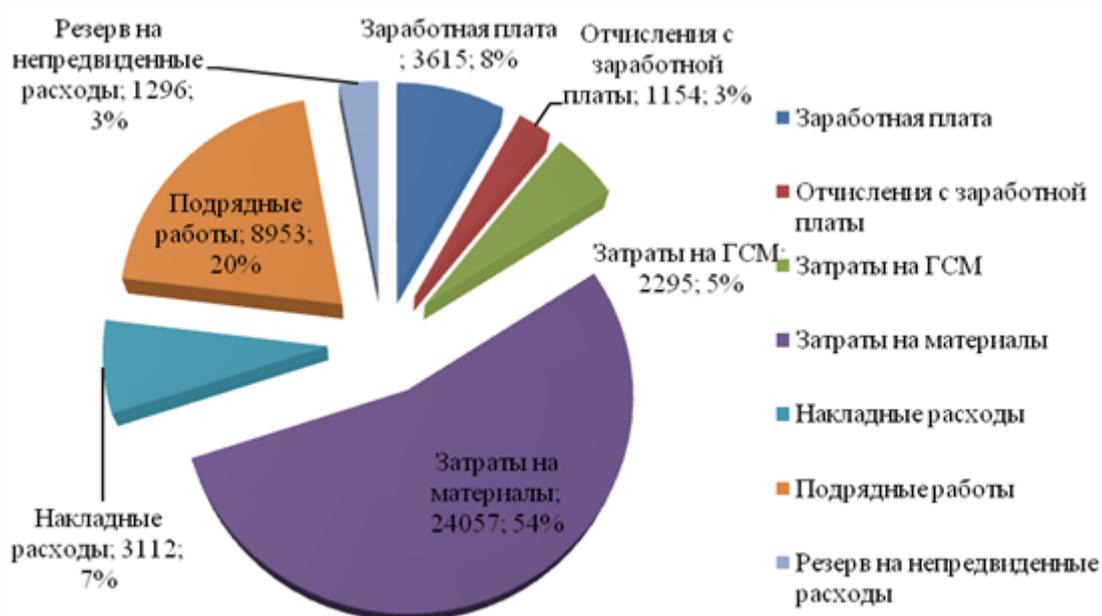


Рисунок 20 - Структуры затрат на выполнение работ [составлено автором]

Исходя из сметной стоимости можем сделать вывод, что затраты на проведение строительно-монтажных работ при реконструкции магистрального нефтепровода "Александровское - Анжеро-Судженск" на участке 145-153 км составят 44482 тыс. руб.

Расчет экономической эффективности реконструкции магистрального нефтепровода "Александровское - Анжеро-Судженск" на участке 145-153 км приведен в таблице 18.

Таблица 18 - Расчет экономической эффективности реконструкции магистрального нефтепровода, тыс. руб. [составлено автором]

Наименование участка нефтепровода	Протяженность участка, км	Пропускная способность, млн.тонн/год			Затраты на СМР	Прирост выручки	Экономический эффект
		факт	план	прирост			
Александровское - Анжеро-Судженск, 145-153 км	8	48,7	54,4	5,7	44482	11924	-32558

Прирост выручки для данного грузооборота с учетом тарифа на перекачку нефти $T = 0,2615$ руб./т·км составит $B = 0,2615 * 5,7 * 8 = 119244$ тыс. руб.

Из таблицы 18 видно, что вложение инвестиций в реконструкцию магистрального нефтепровода "Александровское - Анжеро-Судженск" на участке 145-153 км не окупится за один год, поэтому были проведены дополнительные расчеты по оценке доходности инвестирования.

Доходы от инвестиций (накопленным итогом): в первом году –11924 тыс. руб.

во втором году: $11924 + 11924 = 23848$ тыс. руб.

в третьем году: $23848 + 11924 = 35772$ тыс. руб.

в четвертом году: $35772 + 11924 = 47696$ тыс. руб.

в пятом году – $47696 + 11924 = 59620$ тыс. руб.

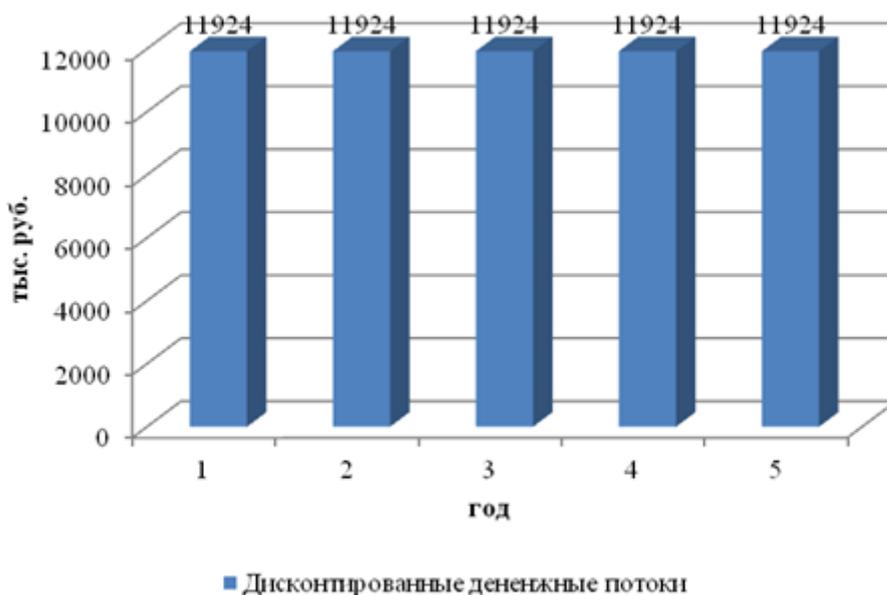


Рисунок 21 - Денежные потоки проекта реконструкции магистрального нефтепровода [составлено автором]

Проект рассчитан на полноценную эксплуатацию - в течение 5 лет.

Ставка дисконтирования (ключевая ставка ЦБ РФ) – 7,75%.

Пересчитаем денежные потоки в вид текущих стоимостей:

$$PV1 = 11924 / (1+0,075) = 11092 \text{ тыс. руб.}$$

$$PV2 = 11924 / (1+0,075)^2 = 10318 \text{ тыс. руб.}$$

$$PV3 = 11924 / (1+0,075)^3 = 9598 \text{ тыс. руб.}$$

$$PV4 = 11924 / (1+0,075)^4 = 8306 \text{ тыс. руб.}$$

$$PV5 = 11924 / (1+0,075)^5 = 6686 \text{ тыс. руб.}$$

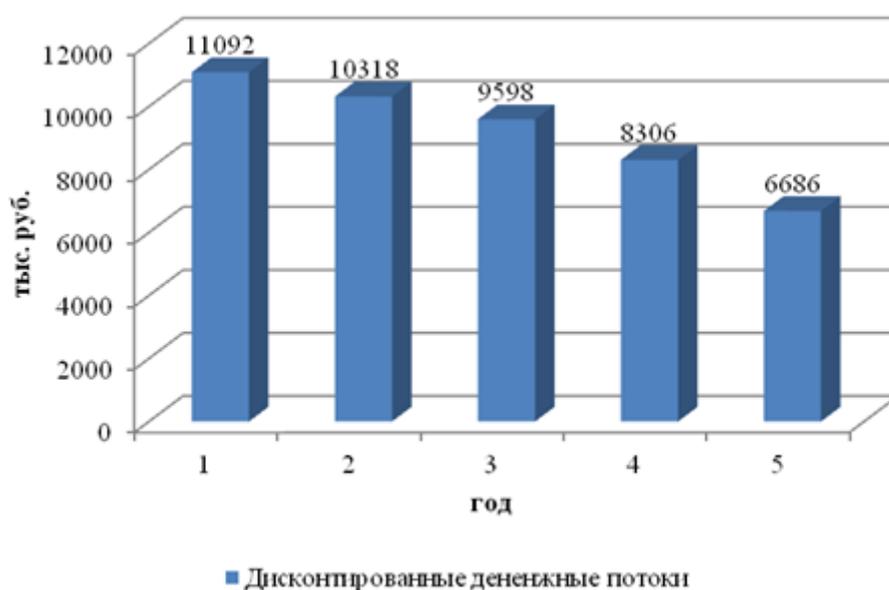


Рисунок 22 - Дисконтированные денежные потоки проекта реконструкции магистрального нефтепровода [составлено автором]

$$NPV 1 = (11092 + 10318 + 9598 + 8306 + 6686) - 44482 = 1518 \text{ тыс. руб.}$$

$NPV1 > 0$, можно считать, что инвестиция принесет прибыль предприятию и инвестицию следует осуществлять.

Рассчитаем индекс рентабельности инвестиций:

$$PI = (11092 + 10318 + 9598 + 8306 + 6686) / 44482 = 1,03$$

Очевидно, что $PI > 1$ и проект следует принять. В отличие от чистого приведенного эффекта индекс доходности инвестиций является относительным показателем. Он характеризует уровень доходов на единицу затрат, т.е. эффективность вложений - чем больше значение этого показателя, тем выше отдача с каждого рубля инвестированного в данный проект.

Определим период по истечении, которого инвестиция окупается.

Очевидно, что сумма доходов за первые 3 года будут меньше затрат по проекту. Сумма доходов за 4 года составит 47696 тыс. руб., она превышает инвестиции, равные 44482 тыс. руб. Это значит, что возмещение

первоначальных расходов произойдет за 4 года, а именно за 3 года и 9 месяцев (при условии, что выручка поступает равномерно в течении года).

Проводя аналогичные расчеты получим, что дисконтированный срок окупаемости проекта равен 4 года и 10 месяцев.

В заключении отметим, что вложения АО "Транснефть - Центральная Сибирь" в инвестиционные проекты и проекты технического перевооружения и реконструкции экономически оправданы, реализуются с целью расширения пропускной способности магистральных нефтепроводов предприятия. При этом, как показали расчеты, они имеют разную эффективность и сроки окупаемости.

4 Социальная ответственность

В каждой современной нефтяной компании, планирующей сохранить стабильность и существование, важное место занимает проблема возможности предприятия отразить обществу свой вклад в социально-экономическое развитие страны, региона, в которых оно работает. Проблемы формирования уверенности у заинтересованных лиц в том, что компания серьезно относится к вопросам производственной деятельности и стабильного развития предприятия, играют немаловажную роль для каждой компании.

Требования, которые предъявляются к нефтяным компаниям в сфере выявления и удовлетворения потребностей общества, постоянно увеличиваются. В соответствии с этим, для корпораций растут не только производственные, но и репутационные риски.

Корпоративная социальная ответственность – понятие относительно новое, оно появилось в 1950-е годы и до сих пор продолжает развиваться. Проблема корпоративной социальной ответственности является одним из самых обсуждаемых в современном мире. Причиной этому служит то, что в настоящее время роль бизнеса в общественном развитии значительно возросла, повысились требования к его прозрачности и открытости [21].

Корпоративная социальная ответственность (КСО) – это концепция, в соответствии с которой компания учитывает интересы общества и берет на себя ответственность за влияние своей деятельности на клиентов, потребителей, работников, поставщиков, акционеров, местные сообщества и прочие заинтересованные стороны, а также на окружающую среду [18].

АО "Транснефть – Центральная Сибирь" является одним из примеров социально ответственных предприятий Сибирского федерального округа. Система нефтепроводного транспорта существует более 100 лет. АО "Транснефть – Центральная Сибирь", являясь дочерним предприятием ПАО "Транснефть", создает основу благополучия Российской Федерации.

Социальная политика АО "Транснефть – Центральная Сибирь" прежде всего направлена на создание таких экономических стимулов и социальных гарантий, которые позволили бы сблизить интересы Общества с интересами работников, повысить качество жизни работников и членов их семей, а так же роли каждого работника . Социальная политика реализуется в нескольких сферах: санаторно-курортное оздоровление, страховое и пенсионное обеспечение, корпоративные мероприятия, благотворительность.

Первоочередной задачей АО "Транснефть – Центральная Сибирь" является создание коллектива профессионалов, отвечающего требованиям современного мира, и мотивированного на достижение высоких результатов в работе.

АО "Транснефть – Центральная Сибирь" позиционирует себя как социально ответственного работодателя.

Определим стейкхолдеров АО "Транснефть – Центральная Сибирь". Стейкхолдеры – это лица и институты внутри или вне компании, либо оказывающие влияние на то, как компания осуществляет свою деятельность, либо испытывающие на себе влияние деятельности компании. Стейкхолдеры делятся на прямых и косвенных (таблица 19).

Таблица 19 - Стейкхолдеры АО "Транснефть – Центральная Сибирь"
[составлено автором]

Прямые стейкхолдеры	Косвенные стейкхолдеры
1. Акционеры и инвесторы	1. Население на территориях присутствия Общества и местные сообщества
2. Клиенты	2. Органы власти и регуляторы, средства массовой информации
3. Сотрудники	
4. Деловые партнеры	

Акционеров и инвесторов интересует прибыльность деятельности АО "Транснефть – Центральная Сибирь", рост стоимости бизнеса.

Для клиентов важно качество и надежность услуг АО "Транснефть – Центральная Сибирь".

Сотрудники ожидают от АО "Транснефть – Центральная Сибирь" как работодателя построения эффективной системы оплаты труда, возможностей профессионального роста и построения деловой карьеры, удовлетворительных условий и режима труда, корпоративной культуры.

Деловых партнеров интересует выстраивание долговременных взаимовыгодных отношений.

Население интересуется созданием новых рабочих мест в регионе.

Органы власти и регуляторы заинтересованы в пополнении бюджета посредством налоговых поступлений от бизнеса АО "Транснефть – Центральная Сибирь".

Социальная ответственность всегда была и остается одной из приоритетных корпоративных ценностей АО "Транснефть – Центральная Сибирь". В этой области на постоянной и системной основе проводится работа по таким направлениям, как поддержка сотрудников, науки и образования, культуры и просвещения, медицины и массового спорта, защита малообеспеченных слоев населения.

АО "Транснефть – Центральная Сибирь", как социально ответственный работодатель, проявляет заботу о своих сотрудниках, и одним из главных приоритетов в кадровой политике считает развитие мер социальной поддержки.

С целью обеспечения работников медицинским обслуживанием в Обществе применяется система коллективного добровольного медицинского страхования, что позволяет работникам пользоваться услугами квалифицированных специалистов. Для некоторых категорий сотрудников, чьи функциональные обязанности связаны с повышенным риском для жизни и здоровья, обеспечено страхование от несчастных случаев. Также разработаны различные формы признания трудовых достижений: награждение за высокие результаты по итогам деятельности почетными грамотами и благодарностями, и представление к званию "Лучший по профессии".

Ежегодно сотрудники АО "Транснефть – Центральная Сибирь" и члены их семей могут отдохнуть и поправить здоровье в санаториях и пансионатах на Черноморском побережье России. Дети сотрудников отдыхают в региональных детских оздоровительных лагерях. При этом стоимость путевок компенсируется в размере от 50% до 100%.

Помимо государственной пенсии работники АО "Транснефть – Центральная Сибирь" получают еще и корпоративную негосударственную пенсию, размер которой зависит от должностных окладов (тарифной ставки) и стажа работы в организациях системы "Транснефть". Пенсионерам, не получающим корпоративную пенсию, ежемесячно производятся дополнительные выплаты.

Кроме того, в АО "Транснефть – Центральная Сибирь" запущена единая система обучения персонала, в рамках которой действует корпоративный университет "Транснефти". Помимо очного обучения, в деятельности корпоративного университета используются и дистанционные формы, которые обеспечивают доступ всем работникам АО "Транснефть – Центральная Сибирь" к широкому спектру программ без необходимости покидать рабочее место.

В АО "Транснефть – Центральная Сибирь" большое внимание уделяется популяризации развития физической культуры и здорового образа жизни у работников. Участие работников в спортивных соревнованиях различного уровня на регулярной основе, массовые спортивные праздники укрепляют корпоративный и командный дух. АО "Транснефть – Центральная Сибирь" является организатором традиционного праздника спорта и здоровья, приуроченному ко Дню нефтяника, а также других спартакиад региона.

Одним из направлений реализации социальной ответственности АО "Транснефть – Центральная Сибирь" является благотворительность. Общество оказывает благотворительную помощь органам местного самоуправления, учреждениям образования и культурно-массового сектора,

содействует развитию массового спорта, оказывает поддержку в обеспечении общественного порядка на территории Томской области.

В таблице 20 обобщена структура программ КСО АО "Транснефть – Центральная Сибирь".

Таблица 20 - Структура программ КСО АО "Транснефть – Центральная Сибирь" [составлено автором]

	Наименование мероприятия	Стейкхолдеры	Сроки реализации	Ожидаемый результат от реализации мероприятия
1	Система коллективного добровольного медицинского страхования	Сотрудники	Постоянно	Забота о сотрудниках
2	Санаторно-курортное оздоровление	Сотрудники	Постоянно	Забота о сотрудниках
3	Пенсионное обеспечение	Сотрудники	Постоянно	Забота о сотрудниках
4	Обучение персонала	Сотрудники	Постоянно	Развитие персонала, рост производительности труда, улучшение качества труда
5	Корпоративные мероприятия	Сотрудники	Постоянно	Развитие персонала
6	Благотворительность	Население	По мере обращения за помощью	Улучшение имиджа компании, рост репутации

Исходя из данных таблицы 20 можно сказать, что наибольшее отражение в поставленных целях КСО АО "Транснефть – Центральная Сибирь" находят стейкхолдеры прямого влияния.

В таблице 21 приведены затраты АО "Транснефть – Центральная Сибирь" на КСО.

Таблица 21 - Затраты на КСО АО "Транснефть – Центральная Сибирь" в 2016 г., тыс. руб. [составлено автором]

№	Наименование мероприятия	Единица измерения	Цена	Стоимость реализации
1	Система коллективного добровольного медицинского страхования	тыс. руб.	в зависимости от занимаемой должности сотрудника	18547

Продолжение таблицы 21

2	Санаторно-курортное оздоровление	тыс. руб.	в зависимости от занимаемой должности сотрудника	3612
3	Пенсионное обеспечение	тыс. руб.	в зависимости от занимаемой должности сотрудника	5735
4	Обучение персонала	тыс. руб.	в зависимости от направления и формы обучения сотрудника	2611
5	Корпоративные мероприятия	тыс. руб.	фиксированный бюджет по каждому мероприятию	1476
6	Благотворительность	тыс. руб.	определяется сметой на каждый благотворительный проект	2759
	Итого	тыс. руб.		34740

Структура затраты на программы КСО приведена на рисунке 23.

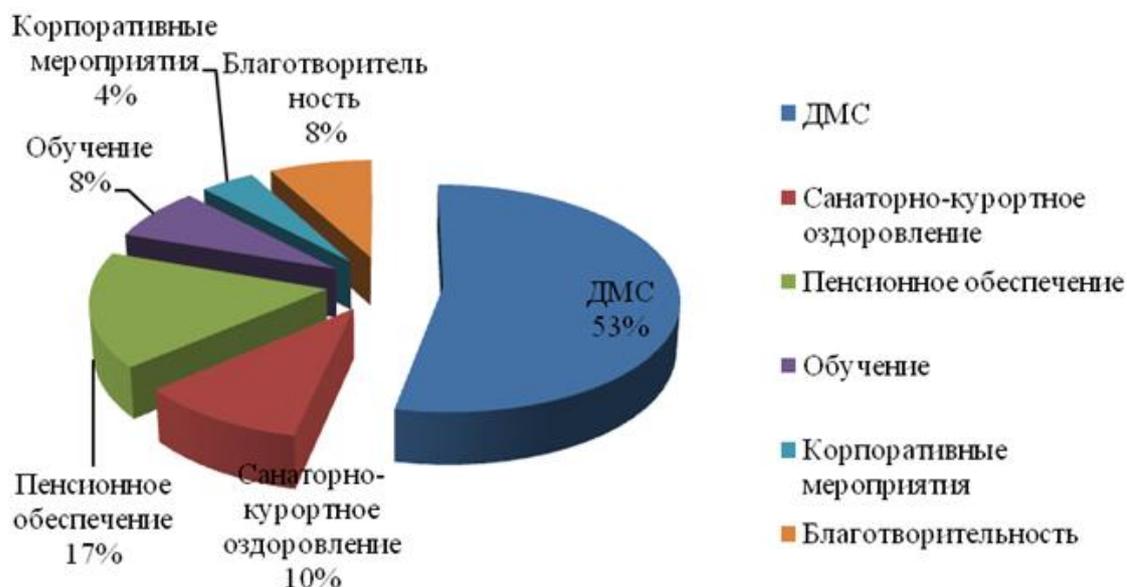


Рисунок 23 - Структура затраты на программы КСО [составлено автором]

Из рисунка 23 видно, что среди затрат на программы КСО в АО "Транснефть – Центральная Сибирь" преобладают расходы на

добровольное медицинское страхование работников, пенсионное обеспечение и санаторно-курортное оздоровление.

Результативность проводимых программ КСО АО "Транснефть – Центральная Сибирь" высокая, ожидаемые результаты от реализации мероприятий достигнуты.

В целом, выбранная АО "Транснефть – Центральная Сибирь" концепция корпоративной социальной ответственности имеет важное значение для обеспечения надлежащей и бесперебойной работы Общества, так и компании "Транснефть" в целом, поскольку банкротство АО "Транснефть – Центральная Сибирь" может привести к возникновению системных рисков и иметь серьезные негативные последствия для инвесторов, участников Общества, других заинтересованных сторон и экономики в целом.

Таким образом, концепция корпоративной социальной ответственности является базовой идеологией корпоративного управления в нефтяной сфере, задает векторы экономического и социального развития АО "Транснефть – Центральная Сибирь", позволяет скоординировано и сбалансировано осуществлять управление на уровне дочернего общества, осуществлять финансовую поддержку деятельности предприятий, учреждений и организаций для обеспечения устойчивого развития общества в целом.

Проведение социальной политики является необходимой составляющей корпоративной стратегии развития предприятия в Российской Федерации. При этом понятие социальной ответственности тесно связано с достижением коммерческой выгоды для предприятия. АО "Транснефть – Центральная Сибирь" зарекомендовало себя в качестве примера социально – ответственных предприятий Сибирского федерального округа. Справедливо отметить, что социальная политика, проводимая АО "Транснефть – Центральная Сибирь", способствует совершенствованию отношений в сфере труда, создает основу благополучия Российской Федерации [8, С. 627].

Заключение

Нефтяная отрасль является лидирующей отраслью экономики Российской Федерации. Транспортировка нефти и нефтепродуктов по магистральным нефтепроводам на сегодняшний день является одним из самых дешевых и экономически выгодных способов доставки продукта до конечного потребителя. Сеть магистральных трубопроводов имеет большую протяженность, а наличие большого диаметра и высокого рабочего давления позволяет транспортировать нефтепродукты на удаленные расстояния за короткий промежуток времени.

В целях увеличения объемов транспортировки нефти, расширения пропускной способности и увеличения бесперебойного срока службы магистральных нефтепроводов компаниями данной отрасли реализуются разнообразные инвестиционные проекты, а также проекты технического перевооружения и реконструкции.

При рассмотрении инвестиционных проектов данной отрасли экономики можно выделить следующие особенности: большая зависимость показателей и критериев эффективности затрат от природных условий, от уровня использования разведанных и извлекаемых запасов углеводородов, от динамичного характера большинства показателей разработки месторождений, длительность реализации проектов, высокая капиталоемкость, в следствии чего необходимость осуществления существенных инвестиций, длительный срок возмещения начального капитала.

В России привлечение инвестиций в нефтяную отрасль сдерживаются целым рядом факторов, среди которых нестабильность политического курса, несовершенные процедуры выдачи лицензий, позволяющих разведку и дальнейшую разработку месторождений, а с ними и существенные риски по возврату потраченных инвестиций и извлечения прибыли.

АО "Транснефть – Центральная Сибирь", являясь дочерним предприятием в составе ПАО "Транснефть", большое внимание уделяет

комплексному развитию сети магистральных трубопроводов, решению задач научно-технического прогресса, внедрению новой техники и технологий.

Инвестиционная политика предприятия направлена на решение общесистемных задач развития производственной базы, расширения, реконструкции и технического перевооружения объектов трубопроводного транспорта. Реализация инвестиционных проектов обеспечивает развитие системы магистрального трубопроводного транспорта, позволяющей осуществлять оперативное перераспределение потоков.

Проведенные в работе расчеты показали, что рассматриваемое предприятие тратит значительные средства на приобретение, создание, модернизацию, реконструкцию и подготовку к использованию внеоборотных активов (3750725 тыс. руб. в 2015 г. и 4591665 тыс. руб. в 2016 г., рост на 22,42%). При этом, за год произошло снижение расходов предприятия на приобретение долговых ценных бумаг, предоставление займов (с 185162 тыс. руб. до 0 тыс. руб.).

Основная цель реализации проектов - обеспечение подачи нефти на нефтеперекачивающие заводы (НПЗ) и станции (НПС) в необходимом количестве, а также реконструкция магистральных нефтепроводов в целях безопасной эксплуатации трубопроводной системы.

В соответствии с утвержденной Правительством РФ инвестиционной программой ПАО "Транснефть", компанией "Транснефть – Центральная Сибирь" в 2014-2015 гг. было реализовано два значимых проекта (расширение пропускной способности магистрального нефтепровода Александровское – Анжеро-Судженск до миллиона тонн в год в целях обеспечения транспортировки нефти на нефтеперерабатывающий завод ООО "Томскнефтепереработка" и строительство нефтеперекачивающей станции в Колпашевском районе Томской области). Реализация еще одного инвестпроекта, наиболее масштабного и долгосрочного (строительство в Томской области трех новых нефтеперекачивающих станций с подведением внешнего электроснабжения: НПС "Чапаевка" – в Александровском районе,

"Завьялово" – в Каргасокском районе, "Семилужки" – в одноименном селе в 30 километрах от Томска), рассчитана до 2025 года.

Кроме того, будут построены три установки по вводу противотурбулентной присадки на действующих нефтеперекачивающих станциях магистрального нефтепровода Александровское – Анжеро-Судженск: НПС "Александровская", НПС "Расхино", НПС "Орловка". Подготовка к реализации проекта началась еще в 2014 году, в 2015-2016 гг. был выполнен комплекс полевых работ по проведению инженерных изысканий.

Также в рамках проекта предусмотрена замена изношенных участков магистрального нефтепровода – Анжеро-Судженск.

Цель этого инвестиционного проекта – обеспечение загрузки трубопроводной системы Восточная Сибирь – Тихий океан до 80 млн тонн нефти в год, а также обеспечение безопасной эксплуатации магистрального нефтепровода Александровское – Анжеро-Судженск, - это одна из важнейших задач инвестиционной программы ПАО "Транснефть". Перспектива долгосрочная, но чрезвычайно важная, учитывая создание десятков новых рабочих мест, строительство социальной инфраструктуры и энергетических объектов вблизи населенных пунктов.

В работе проведена оценка эффективности вложений АО "Транснефть - Центральная Сибирь" в инвестиционные проекты, а именно в эффективность применения ПТП. Применение ПТП при перекачке нефти на участке "Александровское - Анжеро-Судженск" будет реализовано с целью расширения пропускной способности магистрального нефтепровода для обеспечения подачи нефти в направлении г. Тайшет.

Экономический эффект применения ПТП при перекачке нефти определяется увеличением массы перекаченной нефти без увеличения выходного давления на нефтеперекачивающей станции на лимитирующем участке.

Расчеты доказали, что экономический эффект применения ПТП на участке "Александровское - Анжеро-Судженск" с целью расширения пропускной способности магистрального нефтепровода для обеспечения подачи нефти в направлении г. Тайшет даст АО "Транснефть - Центральная Сибирь" обеспечит прирост выручки в размере 899231 тыс. руб. Сумма доходов по проекту превышает вложенные затраты. При этом, срок окупаемости затрат составляет всего 4 месяца.

Оценка экономической эффективности технического перевооружения и реконструкции АО "Транснефть - Центральная Сибирь" была проведена на примере реконструкции магистрального нефтепровода "Александровское - Анжеро-Судженск" на участке 145-153 км, которая выполняется с целью расширения пропускной способности магистрального нефтепровода в количестве до 52,4 млн.тонн/год. Реконструкция магистрального нефтепровода включает в себя замену участка трубопровода общей протяженностью 8 км.

Проведенные в работе расчеты также доказали экономическую эффективность вложений в реконструкцию магистрального нефтепровода "Александровское - Анжеро-Судженск". Прирост выручки для данного грузооборота составит 11924 тыс. руб.

Согласно расчетам, показатель $NPV1 > 0$, это означает, что инвестиция принесет прибыль предприятию и инвестицию следует осуществлять. $PI > 1$, значит проект следует принять.

Срок окупаемости проекта составит 3 года и 9 месяцев (при условии, что выручка поступает равномерно в течении года), а дисконтированный срок окупаемости - 4 года и 10 месяцев.

В целом, вложения АО "Транснефть - Центральная Сибирь" в инвестиционные проекты и проекты технического перевооружения и реконструкции экономически оправданы, реализуются с целью расширения пропускной способности магистральных нефтепроводов предприятия. При

этом, как показали расчеты, они имеют разную эффективность и сроки окупаемости.

Список используемых источников

1. Алиев Г.А. Анализ системы учета инвестиционных затрат по инновационным проектам как части комплексной системы мониторинга инвестиционных проектов в нефтегазовой промышленности // Национальная безопасность. - 2012. - №5. - С. 38-42.
2. Андреева С.Ю., Стрельникова А.А. Принципы организации учета инвестиций, осуществляемых в форме капитальных вложений и методы их оценки // Инновационное развитие экономики. - 2014. - № 3 (20). - С. 114-116 .
3. Андреева С.Ю. Процесс реализации инвестиционной политики предприятий газораспределительной отрасли и формирование на ее основе учетно-аналитической системы управления инвестициями // Инновационное развитие экономики. - 2014. - №6-1. С. - 42-46.
4. Балдин К., Передеряев И., Голов Р. Управление рисками в инновационно-инвестиционной деятельности предприятия. М.: Дашков и Ко, 2013. 420 с.
5. Бархатов А.Ф. Основные проблемы энергосбережения в трубопроводном транспорте и направления их решения // Территория Нефтегаз. - 2015. - №6. - С. 132-138.
6. Бархатов А.Ф., Федин Д.В. Использование противотурбулентной присадки при перекачке нефти как один из способов снижения операционных затрат // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2016. - №2. - С. 56-65.
7. Воробьев А.С. АСТУЭ как эффективное средство энергосбережения (на примере внедрения автоматизированной системы в ОАО "Приволжскнефтепровод") // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2011. - №1. - С. 54-55.
8. Глызина Т.С. Определение экономической эффективности применения противотурбулентных присадок в трубопроводном транспорте

нефти / Т. С. Глызина, И. Е. Чаплин ; науч. рук. Т. С. Глызина // Проблемы геологии и освоения недр : труды XIX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 70-летнему юбилею Победы советского народа над фашистской Германией, Томск, 6-10 апреля 2015 г. : в 2 т. - Томск : Изд-во ТПУ, 2015. - Т. 2. - С. 626-627.

9. Голов Р., Балдин К., Передеряев И., Рукосуев А. Инвестиционное проектирование. М.: Дашков и Ко, 2013. - 366 с.

10. Грачев М.И. Социальная ответственность предприятия на примере АО "Транснефть - Центральная Сибирь" // Экономика России в XXI веке : сборник научных трудов XII Международной научно-практической конференции "Экономические науки и прикладные исследования". - Томск : Изд-во ТПУ, 2015. - Т. 1. - С. 218-220.

11. Ковалев А.И. Анализ финансового состояния предприятия. М.: Инфра-М, 2012. - 256 с.

12. Котировки нефти [Электронный ресурс]. URL: <http://www.finanz.ru/birzhevyue-tovary/grafik/neft-cena> (дата обращения 22.12.2017)

13. Нефтяная отрасль России: итоги 2016 года и перспективы на 2017-2018 гг. Часть 1. - М.: VYGON Consulting, 2017. - 57 с.

14. Нефтяная отрасль России: итоги 2016 года и перспективы на 2017-2018 гг. Часть 2. - М.: VYGON Consulting, 2017. - 38 с.

15. Официальный сайт ПАО "Транснефть" [Электронный ресурс]. URL: <https://www.transneft.ru> (дата обращения 22.12.2017)

16. Официальный сайт АО "Транснефть – Центральная Сибирь" [Электронный ресурс]. URL: <http://www.centraisiberia.transneft.ru> (дата обращения 22.12.2017)

17. Павловская А.В. Энергоэффективность магистрального транспорта нефти в Республике Коми // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. - 2014. - №5. - С. 4-10.

18. Першина Т.А., Гоголева М.П. Корпоративная социальная ответственность градообразующих предприятий как фактор конкурентоспособности монопрофильного города // Современные научные исследования и инновации. - 2016. - № 2 [Электронный ресурс]. URL: <http://web.snauka.ru/issues/2016/02/64663> (дата обращения 22.12.2017)
19. Савицкая Г.В. Анализ хозяйственной деятельности предприятия. М.: Инфра-М, 2012. - 544 с.
20. Соловьева Т.А., Кирьянов И.В., Сидоров А.В. Оценка и учет экономических рисков инвестиционных проектов трубопроводного транспорта нефти // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2011. - №1. - С. 62-65.
21. Фатыхова А.И., Рабцевич А.А. Корпоративная социальная ответственность нефтегазодобывающих компаний // Современные научные исследования и инновации. - 2015. - № 2. - Ч. 3 [Электронный ресурс]. URL: <http://web.snauka.ru/issues/2015/02/48239> (дата обращения 22.12.2017)
22. Фельдман А.Л., Подолянец Л.А. Планы создания нефтепродуктопроводов в восточно-сибирском регионе // Современная наука: актуальные проблемы теории и практики. Серия: Экономика и право. - 2016. - №5. - С. 69-74.
23. Царев В.В. Оценка экономической эффективности инвестиций. СПб.: Питер, 2004. - 664 с.
24. Челинцев Н.С. Увеличение пропускной способности нефтепродуктопровода противотурбулентной присадкой // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. - 2010. - №4. - С. 12-14 .
25. Черников В.А., Челинцев Н.С. О совершенствовании методов определения эффективности применения противотурбулентных присадок на магистральных нефтепродуктопроводах // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2011. - №1. - С. 58-61.
26. Шилова Т.В. Особенности инвестиционных проектов нефтяной промышленности // Инновационная наука. - 2017. - №04-1. - С. 220-223.

27. Янковский К.П. Инвестиции. Спб.: Питер, 2012. - 368 с.

Приложение А

Бухгалтерский отчетность АО «Транснефть – Центральная Сибирь»

Форма утверждена приказом
ОАО «АК «Транснефть» от 7 08 июля 2015 г. № 112
для годовой и промежуточной бухгалтерской (финансовой) отчетности

БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС на 31 декабря 2016 г.

Организация: АО «Транснефть - Центральная Сибирь»
Идентификационный номер налогоплательщика

Вид экономической деятельности: Транспортирование по трубопроводам нефти
Организационно-правовая форма / форма собственности:

Акционерное общество / Частная собственность

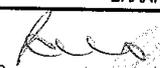
Единица измерения: тыс. руб.

Местонахождение (адрес): г.Томск, ул.Набережная реки Ушайки, 24

Коды	
Форма по ОКУД	0710001
Дата (год, месяц, число)	2016 12 31
по ОКПО	00139181
ИНН	7017004366
по ОКВЭД	49.50.11
по ОКОПФ/ОКФС	12267 16
по ОКЕИ	384

Показатель	Наименование показателя	Код	на 31 декабря 2016 г.	на 31 декабря 2015 г.	на 31 декабря 2014 г.
1	2	3	4	5	6
	АКТИВ				
	I. ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ				
	Нематериальные активы	1110	6 118	1 497	3 007
	Результаты исследований и разработок	1120	7 224	5 578	1 894
	Нематериальные поисковые активы	1130	-	-	-
	Материальные поисковые активы	1140	-	-	-
5	Основные средства	1150	27 705 321	25 596 596	23 519 655
	Доходные вложения в материальные ценности	1160	269 509	265 030	259 689
6	Финансовые вложения	1170	590 541	590 650	1 137 245
15	Отложенные налоговые активы	1180	74 130	74 592	686 572
7	Прочие внеоборотные активы	1190	118 013	75 703	58 779
	Итого по разделу I	1100	28 770 856	26 609 646	25 666 841
	II. ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ				
7	Запасы	1210	561 067	1 092 878	590 866
	Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	1220	27	-	1 608
8	Дебиторская задолженность	1230	3 431 989	2 530 693	2 931 030
	в том числе:				
	дебиторская задолженность, платежи по которой ожидаются более чем через 12 месяцев после отчетной даты	1231	633 695	514 286	912 393
	дебиторская задолженность, платежи по которой ожидаются в течение 12 месяцев после отчетной даты	1232	2 798 294	2 016 407	2 018 637
6	Финансовые вложения (за исключением денежных эквивалентов)	1240	-	-	730 040
16	Денежные средства и денежные эквиваленты	1250	16 982	27 864	89 276
	Прочие оборотные активы	1260	4 789	709	3 480
	Итого по разделу II	1200	4 014 854	3 652 144	4 346 300
	БАЛАНС	1600	32 785 710	30 261 790	30 013 141

Пояснения	Наименование показателя	Код	на 31 декабря 2016 г.	на 31 декабря 2015 г.	на 31 декабря 2014 г.
1	2	3	4	5	6
	ПАССИВ				
	III. КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ				
9	Уставный капитал (складочный капитал, уставный фонд, вклады товарищей)	1310	360	360	360
	Собственные акции, выкупленные у акционеров	1320	-	-	-
5	Переоценка внеоборотных активов	1340	11 584 554	11 192 183	10 812 117
	Добавочный капитал (без переоценки)	1350	-	-	-
9	Резервный капитал	1360	54	54	54
	Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	1370	17 881 619	15 745 046	12 943 453
	Итого по разделу III	1300	29 466 587	26 937 643	23 755 984
	IV. ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
10	Заёмные средства	1410	19 347	690 279	824 033
15	Отложенные налоговые обязательства	1420	709 201	676 315	469 732
11	Оценочные обязательства	1430	13 390	20 289	-
	Прочие обязательства	1450	-	-	-
	Итого по разделу IV	1400	741 938	1 386 883	1 293 765
	V. КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
10	Заёмные средства	1510	487 404	7 030	8 292
8	Кредиторская задолженность	1520	1 265 351	1 238 397	4 353 693
	Доходы будущих периодов	1530	19 476	23 505	27 634
11	Оценочные обязательства	1540	804 954	668 332	573 773
	Прочие обязательства	1550	-	-	-
	Итого по разделу V	1500	2 577 185	1 937 264	4 963 392
	БАЛАНС	1700	32 785 710	30 261 790	30 013 141

Руководитель  Ю.В. Мосолов
(подпись) (расшифровка подписи)

"03" февраля 2017 г.



ОТЧЕТ О ФИНАНСОВЫХ РЕЗУЛЬТАТАХ
за 2016 год

Организация АО "Транснефть - Центральная Сибирь"
Идентификационный номер налогоплательщика
Вид экономической деятельности: Транспортирование по
трубопроводам нефти
Организационно-правовая форма / форма собственности
Акционерное общество / Частная собственность
Единица измерения: тыс. руб.

Форма по ОКУД	Коды
Дата (год, месяц, число)	0710002
по ОКПО	2016 12 31
ИНН	00139181
по ОКВЭД	7017004366
по ОКПФ/ОКФС	49.50.11
по ОКЕИ	12267 16
	384

Пояснения	Наименование показателя	Код	за 2016 год	за 2015 год
1	2	3	4	5
13	Выручка	2110	13 705 825	13 349 588
13	Себестоимость продаж	2120	(9 008 678)	(7 585 504)
	Валовая прибыль (убыток)	2100	4 697 147	5 764 084
	Коммерческие расходы	2210	(21 168)	-
	Управленческие расходы	2220	(1 925 101)	(1 728 457)
	Прибыль (убыток) от продаж	2200	2 750 878	4 035 627
	Доходы от участия в других организациях	2310	-	-
	Проценты к получению	2320	16	47
	Проценты к уплате	2330	(71 969)	(90 246)
14	Прочие доходы	2340	332 803	601 722
14	Прочие расходы	2350	(232 292)	(773 658)
	Прибыль (убыток) до налогообложения	2300	2 779 436	3 773 492
15	Текущий налог на прибыль	2410	(673 022)	(176 799)
	в т.ч. постоянные налоговые обязательства (активы)	2421	150 182	241 042
15	Изменение отложенных налоговых обязательств	2430	(32 995)	(207 003)
15	Изменение отложенных налоговых активов	2450	(52)	(611 938)
15	Прочее	2460	8 548	1 115
	в т.ч. перераспределение налога на прибыль внутри КГН	2465	16 422	2 844
	Чистая прибыль (убыток)	2400	2 081 915	2 778 867
	Результат от переоценки внеоборотных активов, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода	2510	447 029	402 792
	Результат от прочих операций, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода	2520	-	-
	Совокупный финансовый результат периода	2500	2 528 944	3 181 659
	СПРАВОЧНО			
9	Базовая прибыль (убыток) на акцию	2900	6	8
	Разводненная прибыль (убыток) на акцию	2910	-	-

Руководитель  Ю.В. Мосолов
(подпись) (расшифровка подписи)

"03" февраля 2017 г.

ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ
за 2016 год

Организация АО "Транснефть - Центральная Сибирь"
Идентификационный номер налогоплательщика
Вид экономической деятельности Транспортирование по трубопроводам нефти
Организационно-правовая форма / форма собственности
Акционерное общество / Частная собственность
Единица измерения: тыс. руб.

Форма по ОКУД	Коды
Дата (год, месяц, число)	0710004
по ОКПО	2016 12 31
ИНН	00139181
по ОКВЭД	7017004366
по ОКОПФ/ОКФС	49.50.11
по ОКЕИ	12267 16
	384

Наименование показателя	Код	за 2016 год	за 2015 год
1	2	3	4
Денежные потоки от текущих операций			
Поступления - всего	4110	13 153 609	10 752 590
в том числе:			
от продажи продукции, товаров, работ и услуг	4111	12 772 364	10 643 780
арендных платежей, лицензионных платежей, роялти, комиссионных и иных аналогичных платежей	4112	39 280	38 259
от перепродажи финансовых вложений	4113	-	-
прочие поступления	4119	341 965	70 551
Платежи - всего	4120	(8 408 910)	(7 664 028)
в том числе:			
поставщикам (подрядчикам) за сырье, материалы, работы, услуги	4121	(3 884 403)	(3 508 685)
в связи с оплатой труда работников	4122	(2 311 936)	(2 122 738)
процентов по долговым обязательствам	4123	(74 312)	(91 617)
налога на прибыль организаций	4124	-	-
прочие платежи	4129	(2 138 259)	(1 940 988)
Сальдо денежных потоков от текущих операций	4100	4 744 699	3 088 562
Денежные потоки от инвестиционных операций			
Поступления - всего	4210	23 115	920 675
в том числе:			
от продажи внеоборотных активов (кроме финансовых вложений)	4211	23 006	5 369
от продажи акций других организаций (долей участия)	4212	-	-
от возврата предоставленных займов, от продажи долговых ценных бумаг (прав требования денежных средств к другим лицам)	4213	109	915 306
дивидендов, процентов по долговым финансовым вложениям и аналогичных поступлений от долевого участия в других организациях	4214	-	-
прочие поступления	4219	-	-
Платежи - всего	4220	(4 591 665)	(3 935 887)
в том числе:			
в связи с приобретением, созданием, модернизацией, реконструкцией и подготовкой к использованию внеоборотных активов	4221	(4 591 665)	(3 750 725)
в связи с приобретением акций других организаций (долей участия)	4222	-	-
в связи с приобретением долговых ценных бумаг (прав требования денежных средств к другим лицам), предоставление займов другим лицам	4223	-	(185 162)
процентов по долговым обязательствам, включаемым в стоимость инвестиционного актива	4224	-	-
прочие платежи	4229	-	-
Сальдо денежных потоков от инвестиционных операций	4200	(4 568 550)	(3 015 212)

Наименование показателя	Код	за 2016 год	за 2015 год
1	2	3	4
Денежные потоки от финансовых операций			
Поступления - всего	4310	15 659	4 673
в том числе:			
получение кредитов и займов	4311	15 659	4 673
денежных вкладов собственников (участников)	4312	-	-
от выпуска акций, увеличения долей участия	4313	-	-
от выпуска облигаций, векселей и других долговых ценных бумаг и др.	4314	-	-
прочие поступления	4319	-	-
Платежи - всего	4320	(202 275)	(140 000)
в том числе:			
собственникам (участникам) в связи с выкупом у них акций (долей участия) организации или их выходом из состава участников	4321	-	-
на уплату дивидендов и иных платежей по распределению прибыли в пользу собственников (участников)	4322	-	-
в связи с погашением (выкупом) векселей и других долговых ценных бумаг, возврат кредитов и займов	4323	(202 275)	(140 000)
прочие платежи	4329	-	-
Сальдо денежных потоков от финансовых операций	4300	(186 616)	(135 327)
Сальдо денежных потоков за отчетный период	4400	(10 467)	(61 977)
Остаток денежных средств и денежных эквивалентов на начало отчетного периода	4450	27 864	89 276
Остаток денежных средств и денежных эквивалентов на конец отчетного периода	4500	16 982	27 864
Величина влияния изменений курса иностранной валюты по отношению к рублю	4490	(415)	565

Руководитель



Ю.В. Мосолов

(подпись)

(расшифровка подписи)

"03" февраля 2017 г.

