

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Южно – Уральский государственный университет  
(Национальный исследовательский университет)»  
Институт открытого и дистанционного образования  
Кафедра «Управление и право»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_  
/Н.Г.Деменкова/

\_\_\_\_\_  
8 июня 2018 г.

Оценка экономической целесообразности технического перевооружения площадки Белозерного  
газоперерабатывающего завода в виде монтажа трубопровода для охлаждения осушенного газа  
(на примере АО «СибурТюменьГаз»)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА  
ЮУрГУ – 38.03.02.2018.539.ВКР

Консультанты, (должность)

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Руководитель работы  
к.э.н., доцент

\_\_\_\_\_  
/А. В. Прокопьев/

\_\_\_\_\_  
2 июня 2018 г.

Консультанты, (должность)

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Автор работы  
обучающийся группы ДО-459

\_\_\_\_\_  
/Д.Е. Десслер/

\_\_\_\_\_  
1 июня 2018 г.

Консультанты, (должность)

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_  
/Н.В.Назарова/

\_\_\_\_\_  
2 июня 2018 г.

## АННОТАЦИЯ

Десслер Д. Е. Оценка экономической целесообразности технического перевооружения площадки Белозерного газоперерабатывающего завода в виде монтажа трубопровода для охлаждения осушенного газа (на примере АО «СибурТюменьГаз»). – Челябинск: ЮУрГУ, ДО-459, 101 с., 25 ил., 31 таб., библиогр. список – 18 наим., 4 прил., 15 л. слайдов

Выпускная квалифицированная работа выполнена с целью оценки эффективности инвестиционного проекта по монтажу трубопровода для охлаждения осушенного газа на примере АО «СибурТюменьГаз».

В выпускной квалификационной работе проанализирована организационная структура предприятия, выявлены сильные и слабые стороны АО «СибурТюменьГаз», а также возможные угрозы и дополнительный потенциал предприятия. Изучены отраслевые особенности функционирования организации.

Так же произведен анализ финансово-хозяйственной деятельности предприятия, анализ финансовой устойчивости, анализ ликвидности баланса.

Разработан проект по техническому перевооружению площадки газоперерабатывающего завода. Монтаж трубопровода для охлаждения осушенного газа на аппарате воздушного охлаждения (АВО) Е-128 УПГ-1, и аппарате воздушного охлаждения (АВО) Е-128 УПГ-2, БГПК.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	8
1 ХАРАКТЕРИСТИКА АО «СИБУРТЮМЕНЬГАЗ» И ОТРАСЛЕВЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ЕГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ .....	7
1.1 История создания и развития организации .....	10
1.2 Цель и виды деятельности АО «СибурТюменьГаз».....	13
1.3 Организационно-правовой статус фирмы.....	15
1.4 Структура компании и система управления.....	17
1.5 Отраслевые особенности функционирования.....	23
1.5.1 Специфика развития региона .....	25
1.5.2 Особенности технологии производства.....	27
1.6 СВOT (SWOT) – анализ АО «СибурТюменьГаз» .....	33
2 АНАЛИЗ ФИНАНСОВО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....	33
2.1 Анализ технико-экономических показателей деятельности организации .....	33
2.2 Анализ структуры и динамики актива и пассива баланса .....	47
2.3 Анализ показателей финансовой устойчивости .....	54
2.4 Анализ ликвидности баланса и платежеспособности организации .....	56
2.5 Анализ деловой активности организации .....	59
2.6 Оценка показателей рентабельности организации.....	62
2.7 Анализ затратности функционирования организации.....	63
3 РАЗРАБОТКА ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА «ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ ПЛОЩАДКИ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА. МОНТАЖ ТРУБОПРОВОДА ДЛЯ ОХЛАЖДЕНИЯ ОСУШЕННОГО ГАЗА НА АППАРАТЕ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ (АВО) Е-128 УПГ-1, И АППАРАТЕ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ (АВО) Е-128 УПГ-2, БГПК» .....	65
3.1 Сущность инвестиционного проекта .....	65

3.2 Методические основы оценки эффективности инвестиционного проекта.....	76
3.3 Оценка эффективности инвестиционного проекта «Монтаж трубопровода для охлаждения осушенного газа на аппарате воздушного охлаждения (АВО) Е-128 УПГ-1, и аппарате воздушного охлаждения Е-128 УПГ-2, БГПК».....	80
3.4 Анализ чувствительности проекта к риску.....	88
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	93
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	96
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	98
ПРИЛОЖЕНИЕ А Структура ПАО «СИБУР-Холдинг» .....	98
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Структура АО «СибурТюменьГаз».....	99
ПРИЛОЖЕНИЕ В Структура аппарата управления АО «СибурТюменьГаз»...	100
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Корпоративная структура АО «СибурТюменьГаз» .....	101

## ВВЕДЕНИЕ

Инвестиционная деятельность в той или иной степени присуща любому предприятию. Значение экономического анализа для планирования и осуществления инвестиционной деятельности трудно переоценить. При этом особую важность имеет предварительный анализ, который проводится на стадии разработки инвестиционных проектов и способствует принятию разумных и обоснованных управленческих решений.

Степень ответственности за принятие инвестиционного проекта в рамках того или иного направления различна. Нередко решения должны приниматься в условиях, когда имеется ряд альтернативных или взаимно независимых проектов. В этом случае необходимо сделать выбор одного или нескольких проектов, основываясь на каких-то критериях. Очевидно, что таких критериев может быть несколько, а вероятность того, что какой-то один проект будет предпочтительнее других по всем критериям, как правило, невелика. Поэтому возникает задача оптимизации инвестиционного портфеля. Инвесторам необходимо предоставить экономическое обоснование капиталовложений, поэтому деятельность по разработке системы оценки инвестиционных проектов является актуальной.

Изменения в экономике и условиях деятельности промышленных предприятий требуют преобразований и повышения инвестиционной активности отраслей и отдельных компаний на рынке. В силу значительного устаревания и износа оборудования, неконкурентоспособности выпускаемой продукции многие российские предприятия нуждаются в значительных инвестициях.

Выпускная квалификационная работа была сделана по газоперерабатывающему предприятию – АО «СибурТюменьГаз».

Предметом исследования в работе выступает финансово-хозяйственная деятельность АО «СибурТюменьГаз».

Целью дипломного проекта является оценка целесообразности технического перевооружения площадки Белозерного газоперерабатывающего завода в виде монтажа трубопровода для охлаждения осушенного газа.

Для реализации поставленной цели в процессе написания дипломного проекта необходимо выдвинуть ряд задач:

- Отобразить характеристику АО «СибурТюменьГаз» и его отраслевые особенности функционирования;
- Провести СВOT (SWOT) анализ организации;
- Познакомиться с историей деятельности организации;
- Проанализировать финансово-хозяйственную деятельность компании;
- Провести сбор, анализ и обобщение материалов для написания выпускной квалификационной работы;
- Разработать финансово-инвестиционный план, включающий в себя проведение анализа чувствительности проекта к риску.

Данная выпускная квалификационная работа состоит из трёх частей. В первой части будет приведена общая характеристика предприятия, организационная структура, характеристика производимых работ. Во второй части работы – финансовое состояние предприятия. В третьей части работы будут рассмотрены пути повышения эффективности деятельности предприятия.

Такая последовательность анализа позволит обеспечить системный подход в изложении методики финансового анализа и более глубокое усвоение его основ.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА АО «СИБУРТЮМЕНЬГАЗ» И ОТРАСЛЕВЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ЕГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ

## 1.1 История создания и развития организации

АО «СибурТюменьГаз» - одно из крупнейших газоперерабатывающих предприятий, история которого насчитывает три десятка лет. Основана в 1995 году. Нижневартовск, едва появившись на карте страны, положил начало газопереработке во всей Западной Сибири. В течение нескольких лет в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах были построены восемь газоперерабатывающих заводов и десять компрессорных станций, более 3000 километров газопродуктопроводов, наливные эстакады, товарные парки, базы обслуживания и комплектации. Данные производственные активы вошли в производственное объединение «Сибнефтегазпереработка». В 2000-х годах предприятие несколько раз меняло форму собственности и название – сначала на ОАО «Сибур-Тюмень», а с июня 2003 года – на ОАО «СибурТюменьГаз», с 2016 года – АО «СибурТюменьГаз».

В 1975 году на базе строящихся газоперерабатывающих заводов было создано производственное объединение «Сибнефтегазпереработка», в чье ведение перешли промышленные активы. Со временем в структуру «Сибнефтегазпереработки» вошло десять газоперерабатывающих заводов.

В 1978 году – завершено строительство Южно-Балыкского газоперерабатывающего завода. Тогда же завод выпустил первую товарную продукцию — компримированный газ, поставки которого стали осуществляться на Сургутскую государственную районную электростанцию.

В 1987 году – ввод в эксплуатацию Губкинского ГПЗ, Ноябрьского газоперерабатывающего предприятия и Красноленинского ГПЗ, который в 2002 году был преобразован в ООО «Няганьгазпереработка».

В 1994 году «Сибнефтегазпереработка» была преобразована в открытое акционерное общество и годом позднее вошла в состав СИБУРа. С приходом СИБУРа в отрасль ситуация на предприятиях стала меняться к лучшему.

В 2000 году «Сибнефтегазпереработка» в составе СИБУРа была преобразована в «Сибур-Тюмень».

В декабре 2005 года — компания «Сибур-Тюмень» переименована в «СибурТюменьГаз». В тот же год была введена в эксплуатацию первая установка низкотемпературной конденсации (НТК-1) на Губкинском ГПЗ, позволявшей принимать на переработку попутный нефтяной газ в объеме 1,3 млрд. куб. м в год и извлекать из него до 95% целевых фракций.

В 2007 году – реализован проект по реконструкции Южно-Балыкского ГПЗ с доведением мощности по приему ПНГ с 0,9 до 1,5 млрд. куб. м в год.

В 2008 году – введена в эксплуатацию масло-абсорбционная установка №3 (МАУ-3) на Нижневартовском ГПЗ, позволяющая выделять конденсат из попутного нефтяного газа. В результате запуска установки мощности по переработке попутного нефтяного увеличились примерно на 700 млн куб. м в год.

2009 год – ввод в эксплуатацию второй очереди Южно-Балыкского ГПЗ, что позволило увеличить общую мощность до 3 млрд. куб. м ПНГ в год.

2010 год – ввод в эксплуатацию установки НТК-2 на Губкинском ГПЗ. Общая мощность по приему ПНГ возросла до 2,6 млрд. куб. м в год, а выпуск ШФЛУ достиг 430 тыс. тонн в год. Извлечение целевых фракций из ПНГ было доведено до 99%.

В 2012 году состоялся пуск установки низкотемпературной конденсации и ректификации (НТКР) на Южно-Балыкском ГПЗ. В результате реализации проекта степень извлечения целевых компонентов из попутного нефтяного газа на площадке достигла 98%, что сопоставимо с уровнем лучших мировых аналогов. Новый объект позволил дополнительно производить ежегодно около 120 тыс. тонн широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), которые транспортируются на другие предприятия СИБУРа для дальнейшей переработки. Тогда же был введен в эксплуатацию Вынгапуровский ГПЗ, построенный на базе одноименной компрессорной станции. Реализация проекта позволила увеличить производительность завода по приему ПНГ и довести степень извлечения целевых компо-



нентов до 99%. Производительность завода по приему ПНГ возросла на 0,75 млрд. куб. м, превысив 2,4 млрд. куб. м в год. Мощности по выработке ШФЛУ увеличены более чем вдвое — до 640 тыс. тонн в год, в том числе ШФЛУ с содержанием этана — до 221 тыс. тонн в год.

2014 год – введен в эксплуатацию новый магистральный продуктопровод общей протяженностью 1100 км для транспортировки ШФЛУ из ЯНАО и ХМАО до «Тобольск-Нефтехима». Новый объект открыл возможности для роста объемов транспортировки нефтехимического сырья на фоне существенного увеличения глубины и объема газопереработки в Западной Сибири. Пропускная способность нового продуктопровода составляет более 4 млн. тонн в год на участке от Пуровского ЗПК до Южно-Балыкского ГПЗ и до 8 млн. тонн в год — от Южно-Балыкского ГПЗ до «Тобольск-Нефтехима».

2015 год – введен в эксплуатацию Южно-Приобский ГПЗ, совместное предприятие СИБУРа и компании "Газпром нефть". Мощность завода по приему ПНГ составляет 900 млн. куб. м в год с выработкой до 350 тыс. тонн ШФЛУ и до 750 млн. куб. м сухого отбензиненного газа (СОГ).

В 2016 году состоялся пуск Установки по переработке газа-2 на Вынгапуровском ГПЗ, благодаря которой мощности завода по приему ПНГ увеличились до 4,2 млрд. куб. м в год с дополнительной выработкой до 400 тыс. тонн ШФЛУ.

В августе 2017 года завершилась реконструкция Южно-Балыкского газоперерабатывающего завода (ГПЗ), которая охватила до 30% производственных мощностей и в результате обеспечила возможность для дополнительной выработки широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) в объеме более 100 тыс. тонн ежегодно.

С 2009 года СИБУР является лидером нефтехимии и нефтепереработки России и Восточной Европы.

Организация не отвечает по обязательствам Российской Федерации, субъектов Российской Федерации и муниципальных образований, в равной мере как Российская Федерация, субъекты Российской Федерации и муниципальные обра-

зования не отвечают по обязательствам Организация. Участники организации не отвечают по обязательствам и несут риск убытков, связанных с его деятельностью, в пределах стоимости принадлежащих им долей в уставном капитале Организация.

## 1.2 Цель и виды деятельности АО «СибурТюменьГаз»

Цель компании – это основополагающий элемент корпоративной культуры. Определяет стратегическое видение компании своего места на рынке и задает общий вектор развития.

АО «СибурТюменьГаз» - крупнейшее в России газоперерабатывающее предприятие Западной Сибири, являющееся стратегическим поставщиком сырья для нефтехимических предприятий страны.

АО «СибурТюменьГаз» - это команда профессионалов, успех которой построен на принципах сотрудничества и доверия, а также развивая потенциала каждого из сотрудников.

Увеличивая объём переработки попутного нефтяного газа АО «СибурТюменьГаз» соответствует мировым стандартам промышленной и экологической безопасности, формирует благоприятную экологическую обстановку в нефтедобывающих регионах страны.

Предприятие относится к категориям взрывопожароопасных предприятий. Выполнение законодательных и нормативных требований в области ОТиПБ управление техногенными рисками обеспечивает эффективную работу системы управления безопасностью.

Предприятие решает важную государственную задачу – участвует в программе повышения уровня утилизации и сокращения объемов сжигания ПНГ на месторождениях. На сегодняшний день существует проблема снижения профиля поставки ПНГ от нефтяных компаний, в связи, с чем менеджмент предприятий активно участвует в опросах по привлечению дополнительных объемов ПНГ с месторождений и фокусируется на повышении эффективности производственных

активов.

АО «СибурТюменьГаз» обеспечивает стабильно высокого качества выработки и контроль качества поставляемого углеводородного сырья (УВС) потребителям. Для повышения качества УВС, исключения сверхнормативного содержания серы и CO<sub>2</sub> реализуется инвестиционный проект «Строительство установки глубокой очистки ШФЛУ на ЮБ ГПЗ».

Еще одной целью АО «СибурТюменьГаз» является постоянная, равномерная загрузка предприятий, выход на оптимальный режим работы, что создает возможности для снижения удельных расходов и реализации мероприятий по их оптимизации.

Данные ежегодных социологических опросов подтверждают положительную динамику удовлетворенности персонала. У каждого работника есть возможность дать предложения по повышению эффективности. Работники понимают свой вклад в итоговый результат работы предприятия. На предприятии реализуются программы развития работников всех уровней. Развитие производственной системы СИБУР обеспечивает вовлечение в процесс непрерывных улучшений, что в свою очередь играет решающую роль в повышении производственной культуры и мотивации персонала. Повышение командного духа и уровня социальной удовлетворенности, максимальная отдача в эффективность сотрудников через привитие культуры непрерывных улучшений производственных процессов, лояльности к Компании, создание системы мотивации.

Основной производственной деятельностью АО «СибурТюменьГаз» является приём и переработка попутного нефтяного газа (ПНГ), добываемого на территории Тюменской области, производство продукции – сухого отбензиненного газа (СОГ), широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), пропана - бутана технического (ПБТ) и бензина газового стабильного (БГС).

Таким образом, ключевыми целями компании являются:

1. Формирование безопасных условий труда, как для персонала, так и для экологической обстановки регионов присутствия;

2. Развитие персонала и формирование единой команды;
3. Нарращивание производственных мощностей и увеличение глубины переработки попутного газа;
4. Выпуск качественной продукции.

Предприятие вправе также осуществлять любые другие виды деятельности, не запрещенные законодательством Российской Федерации. Отдельными видами деятельности, перечень которых определен федеральными законами, Общество может заниматься только после получения специального разрешения (лицензии), либо с момента вступления юридического лица в саморегулируемую организацию или выдачи саморегулируемой организацией свидетельства о допуске к определенному виду работ.

### 1.3 Организационно-правовой статус фирмы

Организационно-правовой статус АО «СибурТюменьГаз» определен как юридическое лицо с момента его государственной регистрации, и имеет в собственности обособленное имущество, учитываемое на его самостоятельном балансе, может от своего имени приобретать и осуществлять имущественные и личные неимущественные права, от своего имени совершать любые допустимые законом сделки, нести обязанности, быть истцом и ответчиком в суде общей юрисдикции, арбитражном суде и третейском суде.

Предприятие АО «СибурТюменьГаз» (в дальнейшем именуемое – «Общество») – открытое акционерное общество. В соответствии с ГК РФ акционерным обществом признается предприятие, уставный капитал которого разделен на определенное число акций; участники акционерного общества (акционеры) не отвечают по его обязательствам и несут риск.

Общество имеет гражданские права и несёт обязанности, необходимые для осуществления любых видов деятельности, не запрещенных законодательством.

Акционеры не отвечают по обязательствам Общества и несут риск убытков, связанных с его деятельностью, в пределах стоимости принадлежащих им акций.

Акционеры, не полностью оплатившие акции, несут солидарную ответственность по обязательствам Общества в пределах неоплаченной части стоимости принадлежащих им акций.

Акционерами Общества могут быть физические и юридические лица.

Общество в соответствии с законодательством открывает расчетные и иные счета в учреждениях банков, в том числе за рубежом, в рублях и иностранной валюте. Общество является собственником имущества, переданного ему акционерами в качестве оплаты акций.

Общество вправе в установленном порядке участвовать в создании на территории Российской Федерации и за её пределами других организаций, приобретать доли (акции) в их уставных капиталах, здания, сооружения, землю, права пользования природными ресурсами, ценные бумаги, а также любое другое имущество, которое в соответствии с законодательством Российской Федерации может быть объектом права собственности юридического лица.

Общество осуществляет во взаимодействии с государственными органами мероприятия по мобилизационной подготовке и организации гражданской обороны, а также выполняет иные работы, связанные с использованием сведений, составляющих государственную тайну. Генеральный директор Общества несет персональную ответственность за надлежащую организацию работ, связанных с использованием сведений, составляющих государственную тайну. При реорганизации, ликвидации Общества или прекращении работ, связанных с использованием сведений, составляющих государственную тайну, Общество обязано обеспечить сохранность этих сведений и их носителей.

Общество ведет бухгалтерский, статистический и налоговый учет в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Общество имеет круглую печать, содержащую его полное фирменное наименование на русском языке и указание на место его нахождения, в печати может быть также указано фирменное наименование.

Общества на любом иностранном языке или языке народов Российской Федерации. Общество может иметь товарные знаки, знаки обслуживания, промышленные образцы, бланки, штампы с указанием своего наименования на русском и на любом иностранном языке и изображением товарного знака, собственную эмблему, товарный знак и иные средства визуальной идентификации.

Место нахождения Общества: Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, Тюменская область, г. Нижневартовск, ул. Омская, д. 1.

Участникам Правления за выполнение ими обязанностей управления выплачивается вознаграждение, определяется по результатам продуктивной оценки эффективности и продуктивности предприятия.

#### 1.4 Структура компании и система ее управления

Каждое предприятие рождается и воспроизводится как социально-экономическая система. При изучении предприятия как социально-экономической системы необходимо понять единство функционального и структурного подходов:

1) Функциональный подход дает представление об основных рычагах и организационных механизмах, приводящих в действие предприятия и обеспечивающих им устойчивую и сбалансированную работу.

2) Структурный подход характеризуется разделением предприятия на составные элементы по определенным признакам и сложившимися связями между этими элементами.

Структура предприятия – это состав и соотношение его внутренних звеньев: цехов, участков, отделов, лабораторий и других подразделений, составляющих единый хозяйственный объект (см. Приложение А).

Различают общую, производственную и организационную структуру.

Под общей структурой предприятия понимается комплекс производственных подразделений, подразделений обслуживающих работников, а также организационных звеньев управления предприятиями, их количество, величина, взаимосвязи

и соотношения между этими подразделениями по размеру занятых площадей, численности работников и пропускной способности.

В отличие от общей структуры производственная структура предприятия представляет собой форму организации производственного процесса и находит выражение в размерах предприятия, количестве, составе и удельном весе цехов и служб, их планировке, а также в составе, количестве и планировке производственных участков и рабочих мест внутри цехов.

АО «СибурТюменьГаз» входит в группу предприятий ПАО «СИБУР Холдинг». ПАО «СИБУР Холдинг» является крупнейшей российской вертикально-интегрированной компанией (Структура ПАО «СИБУР Холдинг» приведена в приложении А).

Топливо-сырьевой сегмент включает:

1) прием и переработку попутного нефтяного газа (ПНГ), получаемого от крупнейших российских нефтяных компаний;

2) транспортировку, фракционирование и дальнейшую переработку различных видов углеводородного сырья, производимого Группой или закупаемого у крупнейших нефтегазовых компаний России;

3) маркетинг и продажи топливо-сырьевых продуктов: природного газа, сжиженных углеводородных газов (СУГ), нефти, широкой фракции углеводородного сырья (ШФЛУ), метил-трет-бутилового эфира (МТБЭ) и прочих видов топлива и топливных добавок.

Топливо-сырьевые продукты Группа реализует на внутреннем и международном рынках, а также направляет в качестве сырья в нефтехимический бизнес для дальнейшей переработки в базовые полимеры, синтетические каучуки, пластики, продукцию органического синтеза, полуфабрикаты и прочие продукты нефтехимии.

Группа владеет и управляет самой широкой в России комплексной инфраструктурой по переработке и транспортировке ПНГ и ШФЛУ, расположенной преимущественно в Западной Сибири — крупнейшем российском нефтегазодо-

бывающем регионе. Эта инфраструктура включает в себя восемь из девяти действующих газоперерабатывающих заводов (ГПЗ) в Западной Сибири (включая СП с «Газпром нефтью»), пять компрессорных станций и три газофракционирующие установки (ГФУ).

Мощности СИБУРа по переработке ПНГ составляют 25,4 млрд куб. м в год (включая Южно-Приобский ГПЗ - СП с «Газпром нефтью»), газофракционирующие мощности — 8,55 млн т в год.

В нефтехимическом сегменте СИБУРа принадлежат три установки пиролиза, одна установка дегидрирования пропана, два завода по производству базовых полимеров, выпускающих полиэтилен и полипропилен, три завода по производству синтетических каучуков, выпускающих базовые и специальные каучуки и термоэластопласты, и 13 предприятий, производящих широкий ассортимент полуфабрикатов, пластиков и продуктов органического синтеза, в том числе полиэтилен-терефталат, гликоли, спирты, БОПП-пленки, вспенивающийся полистирол и акрилаты.

Мощности СИБУРа по производству базовых полимеров составляют более 1 млн т в год (включая НПП «Нефтехимия» — СП с «Газпром нефтью»), синтетических каучуков — 572 тыс. т в год, пластиков и продуктов оргсинтеза — свыше 1,1 млн т в год.

По состоянию на 31 декабря 2015 года СИБУР выпускал продукты на 26 производственных площадках, клиентский портфель Компании включал более 1 400 крупных потребителей в топливно-энергетическом комплексе, автомобилестроении, строительстве, потребительском секторе, химической и других отраслях примерно в 75 странах мира, общая численность сотрудников Группы превышала 27 тыс. человек.

Создание вертикально-интегрированной структуры позволило решить вопрос по созданию своей сырьевой базы, обеспечивающей стабильный режим предприятий, улучшения экономических показателей деятельности. В результате наблюдается успешная динамика компании по обеспечению предприятий сырьем.



Структура управления компанией «СИБУР Холдинг» состоит из двух ключевых звеньев:

1) Дирекции:

- Дирекция углеводородного сырья (топливно-сырьевой сегмент);
- Дирекция базовых полимеров;
- Дирекция синтетических каучуков;
- Дирекция пластиков и продукции органического синтеза;
- Дирекция по поддержке бизнеса;

2) Производительные центры.

В дирекцию углеводородного сырья входит предприятие АО «СибурТюменьГаз». Оно состоит из аппарата управления, ряда газоперерабатывающих комплексов, а также сервисного предприятия (Структура АО «СибурТюменьГаз» приведена в приложении Б).

Организационную структуру АО «СибурТюменьГаз» можно охарактеризовать как линейно-функциональную. Данная структура получила распространение в годы индустриализации (начало XX века), достоинствами которой являются освобождение линейных руководителей от решения функциональных вопросов, подчинение каждого работника только одному руководителю (Аппарат управления фирмы представлен в приложении В).

Общее и административное руководство аппарата управления АО «СибурТюменьГаз» осуществляет генеральный директор (Тепляков Александр Николаевич). Он действует по принципу единоначалия, отвечает за результаты производственно-хозяйственной деятельности с помощью подведомственного ему аппарата, координирует и направляет работу предприятия по производству продукции, внедрению новой и совершенствованию действующей техники, технологии и организации производства. Определяет пути и методы выполнения установленных планов по переработке ПНГ, прибыли и рентабельности производства, при наименьших затратах трудовых, материальных и финансовых ресурсов; содействует своевременному обеспечению производства необходимыми материально-

техническими средствами, обеспечивает создание работоспособного коллектива, подбор и рациональную расстановку кадров, создание работникам условий для повышения своей квалификации, для проявления ими инициативы и творчества.

Аппарат управления состоит из генерального директора, его заместителей, подчиненных непосредственно им функциональных отделов и служб.

Корпоративная структура компании представлена тремя органами управления (смотреть приложение Г):

1) Общее собрание акционеров — высший орган управления (акционерами ОАО «СибурТюменьГаз» являются ПАО «СИБУР Холдинг»);

2) Совет директоров общества, в который входят: вице-президент по организационным вопросам ООО «СИБУР»; заместитель руководителя Дирекции углеводородного сырья по развитию ООО «СИБУР»; вице-президент - руководитель Дирекции углеводородного сырья ООО «СИБУР»; директор департамента экономической безопасности ООО «СИБУР»; руководитель службы технологии и оптимизации производства ООО «СИБУР».

3) Единоличный исполнительный орган — Генеральный директор.

Структура АО «СибурТюменьГаз» приведена на рисунке 1.1.

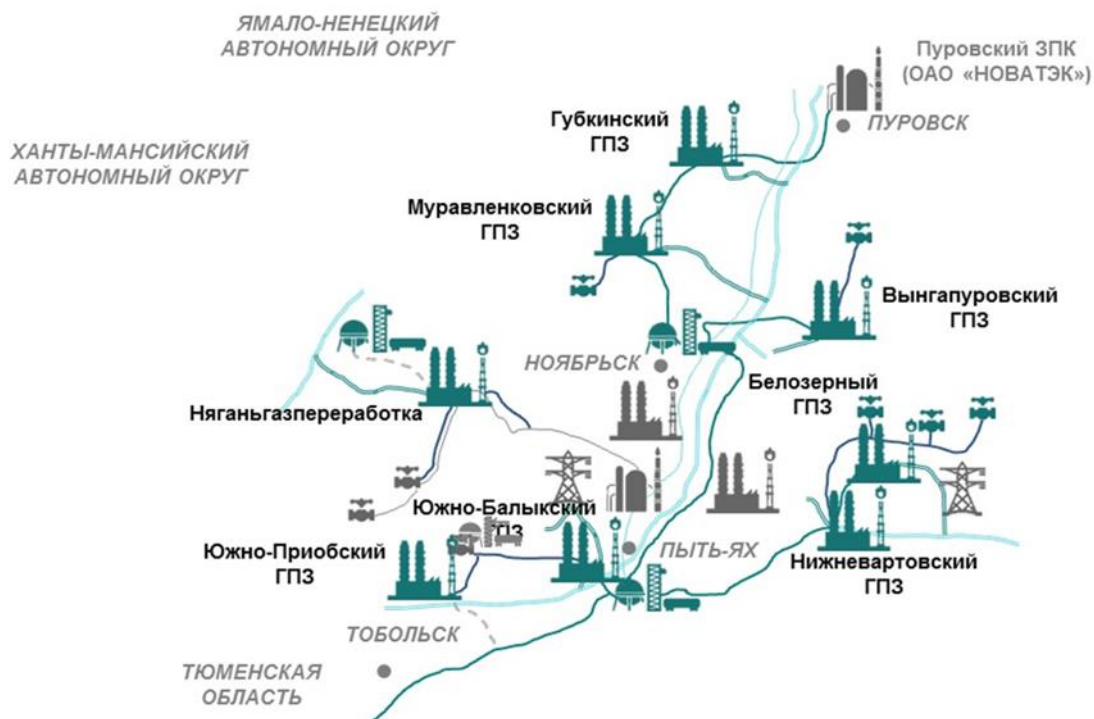


Рисунок 1.1 – Структура АО «СибурТюменьГаз»

На каждой производственной площадке существует следующая лестница управления: Директор, далее главный инженер, начальник производства и следом идут начальники отделов, далее специалисты.

Общее и административное руководство аппарата управления АО «СибурТюменьГаз» осуществляет генеральный директор. Он действует по принципу единоначалия, отвечает за результаты производственно-хозяйственной деятельности с помощью подведомственного ему аппарата, координирует и направляет работу предприятия по производству продукции, внедрению новой и совершенствованию действующей техники, технологии и организации производства. Определяет пути и методы выполнения установленных планов по переработке ПНГ, прибыли и рентабельности производства, при наименьших затратах трудовых, материальных и финансовых ресурсов; содействует своевременному обеспечению производства необходимыми материально-техническими средствами; обеспечивает создание работоспособного коллектива, подбор и рациональную

расстановку кадров, создание работникам условий для повышения своей квалификации, для проявления ими инициативы и творчества.

Обеспечение бесперебойной и качественной работы оборудования осуществляет главный механик. Его главная задача - техническое и методическое руководство деятельностью всей механоремонтной и эксплуатационной службами по ремонту, обслуживанию и эксплуатации оборудования (кроме энергетического и транспорта), повышение эффективности его использования.

### 1.5 Отраслевые особенности функционирования

Предприятия СИБУРа перерабатывают более 50% попутного нефтяного газа страны (по данным ЦДУ ТЭК), получаемого от крупнейших нефтегазовых компаний России. Основная продукция газоперерабатывающих предприятий — это сухой отбензиненный газ (СОГ), широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ), бензин газовый стабильный (БГС) и сжиженные углеводородные газы (СУГ).

Увеличение приема и переработки попутного нефтяного газа — долгосрочный стратегический приоритет компании, ставящий задачи поиска новых источников сырья и расширения географии его переработки, а также создания совместных предприятий с нефтяными компаниями. СИБУР реализует комплексную программу по модернизации и строительству новых газоперерабатывающих производств с увеличением приема ПНГ.

Для утилизации нефтяного газа должны быть построены сепараторы, системы промысловых газопроводов, компрессорные станции, установки осушки и очистки газа от сероводорода и газоперерабатывающие заводы с системами для транспортировки продуктов переработки (газопроводы, продуктопроводы, наливные эстакады). Существующие в настоящее время на большинстве разрабатываемых месторождений необходимые сооружения и инфраструктура утилизации ПНГ были созданы еще в советский период, наиболее крупным комплексом по утилизации и переработке ПНГ являются ряд ГПЗ Западной Сибири, которые входят в состав АО «СибурТюменьГаз».

АО «СибурТюменьГаз» рассматривает переработку и транспортировку газа как свой базовый бизнес и намерено достичь максимального прогресса на основных направлениях этого бизнеса. Для достижения своих целей общество ведет работы по внедрению передовых технологий в области интенсификации переработки и транспортировке газа, разработке и внедрению комплексной программы по экологии, а также обучению персонала новейшим методам производства и организации работ.

Специфика АО «СибурТюменьГаз», как и других предприятий газопереработки, его основной вид деятельности обуславливают отсутствие конкурентов. Более того, предполагают соответствие, и даже взаимозависимость режимов работы газоперерабатывающих заводов друг от друга, так в период остановочных ремонтов одного из них, попутный газ перераспределяется на другие заводы.

Основная задача газоперерабатывающего завода принять и переработать с минимальными потерями сырой нефтяной газ, поступающий по газопроводам с нефтяных месторождений, и реализовать полученную продукцию потребителям по магистральным газопроводам и продуктопроводам.

Сегодня ОАО «СибурТюменьГаз» – основа сырьевой базы холдинговой компании «СИБУР». Предприятие занимает ведущее положение в газоперерабатывающей подотрасли и является крупнейшим предприятием в России по переработке попутного нефтяного газа (ПНГ).

Графическая интерпретация географии АО «СибурТюменьГаз» представлена на рисунке 1.2.



Рисунок 1.2 – География АО «СибурТюменьГаз»

Организационной особенностью АО «СибурТюменьГаз» является значительная территориальная удаленность предприятий, что обусловлено расположением заводов вблизи крупных нефтяных месторождений.

### 1.5.1 Специфика развития региона

В условиях глобальной конкуренции и открытой экономики невозможно достичь уровня развитых стран по показателям благосостояния и эффективности, не обеспечивая опережающее развитие тех секторов экономики, которые определяют ее специализацию в мировой системе хозяйствования и позволяют в максимальной степени реализовать национальные конкурентные преимущества. В связи с этим необходимо больше внимания уделять региональному и отраслевому развитию, учитывая при этом специфику и особенности каждого региона.

Кроме того, бесспорным является тот факт, что на процесс функционирования любого микроуровневого субъекта хозяйствования существенное влияние оказывает его природно-географическое размещение, региональная принадлежность. Одним из стратегических регионов России является Ханты-Мансийский автономный округ-Югра.

Ханты-Мансийский автономный округ (историческое название края – Югра) образован 10 декабря 1930 г.

В соответствии с Конституцией Российской Федерации 1993 г. округ является равноправным субъектом Российской Федерации.

Ханты-Мансийский автономный округ – Югра является составной частью Уральского Федерального округа. В состав округа входит 106 муниципальных образований. Административным центром автономного округа является город Ханты-Мансийск. Площадь – 534,8 тыс. км<sup>2</sup>.

Численность постоянного населения – 1 520 тыс. человек.

В состав автономного округа входят: – 13 городских округов (г. Когалым, г. Лангепас, г. Мегион, г. Нефтеюганск, г. Нижневартовск, г. Нягань, г. Покачи, г. Пыть-Ях, г. Радужный, г. Сургут, г. Урай, г. Ханты-Мансийск, г. Югорск); – 9 муниципальных районов (Белоярский, Берёзовский, Кондинский, Нефтеюганский, Нижневартовский, Октябрьский, Советский, Сургутский, Ханты-Мансийский); – 26 городских поселений и 58 сельских поселений.

Округ является основным нефтегазоносным районом России и одним из крупнейших нефтедобывающих регионов мира, относится к регионам-донорам России и лидирует по целому ряду основных экономических показателей: I место – по добыче нефти; по производству электроэнергии; по объему промышленного производства; II место – по добыче газа; по объему инвестиций в основной капитал; по поступлению налогов в бюджетную систему.

ХМАО расположен в срединной части России. Он занимает центральную часть Западно-Сибирской равнины. На севере округ граничит с Ямало-Ненецким автономным округом, на северо-западе – с Республикой Коми, на юго-западе со Свердловской областью, на юге – с Тобольским и Уватским районами Тюменской области, на юго-востоке и востоке – с Томской областью и Красноярским краем.

Основными полезными ископаемыми являются нефть и газ. Наиболее крупные месторождения нефти и газа – Самотлорское, Федоровское, Мамонтовское, Приобское. В округе добывается россыпное золото, жильный кварц и коллекци-

онное сырье. Открыты месторождения бурого и каменного угля. Обнаружены залежи железных руд, меди, цинка, свинца, ниобия, тантала, проявления бокситов и др. Находятся в стадии подготовки к разработке месторождения декоративного камня, кирпично-керамзитовых глин, песков строительных.

В пределах Урала на территории округа выявлены породы, обладающие высокими фильтрационными и сорбционными свойствами. К их числу относятся цеолитсодержащие породы, вулканические образования и др.

### 1.5.2 Особенности технологии производства

АО «СибурТюменьГаз» — дочернее предприятие СИБУРа, которое объединяет газоперерабатывающие мощности холдинга на территории Западной Сибири. В состав «СибурТюменьГаза» входят семь газоперерабатывающих заводов, расположенные в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах:

- 1) «Нижневартовский ГПК»;
- 2) «Белозерный ГПК»;
- 3) «Няганьгазпереработка»;
- 4) «Южно-Балыкский ГПЗ»;
- 5) «Губкинский ГПЗ»;
- 6) «Вынгапуровский ГПЗ»;
- 7) «Муравленковский ГПЗ».

Производственные объекты «СибурТюменьГаз» включают систему трубопроводных коммуникаций, базу приема, хранения и налива широкой фракции легких углеводородов и прирельсовую базу приема и налива бензина газового стабильного. В составе «СибурТюменьГаз» действует «Запсибтрансгаз», осуществляющий эксплуатацию газопродуктопроводов, а также сервисное предприятие «СибурГазМонтаж» и Региональный центр обеспечения производства.

Предприятия «СибурТюменьГаз» осуществляют прием и переработку попутного нефтяного газа, который добывается на территории Тюменской области. Полученные продукты газопереработки транспортируются до магистрального газо-



провода «Уренгой-Челябинск», наливной эстакады Южно-Балыкской линейной перекачивающей диспетчерской станции, конденсатопровода «Уренгой-Сургутский завод стабилизации конденсата» и баз приема в г. Нягань и г. Пыть-Ях. Далее поставки осуществляются на предприятия СИБУРа и другим потребителям. «СибурТюменьГаз» является базовым поставщиком сырья для таких предприятий СИБУРа, как «Тобольск-Нефтехим», «Сибур-Химпром» (г. Пермь) и «Уралоргсинтез» (г. Чайковский).

Основными продуктами производства предприятий группы «СибурТюменьГаз» являются сухой отбензиненный газ, широкая фракция легких углеводородов и бензин газовый стабильный. Эти продукты применяются в качестве сырья для нефтехимических и химических предприятий, которые производят синтетические каучуки, пластики, автомобильные шины, бензины, газомоторное топливо и топливо для промышленных и коммунально-бытовых нужд.

#### 1) «Нижневартовский ГПК»

Нижневартовский ГПК является первенцем газоперерабатывающей отрасли Западной Сибири. Вступив в строй 24 мая 1974 года он по сей день выполняет свои задачи по переработке ПНГ.

Производственная деятельность по переработке газа была начата с пуском первой очереди ГПЗ в объеме компримирования в декабре 1974 года. Газ на компрессоры был принят 11 февраля 1975 года и подан на Сургутскую ГРЭС в мае 1975 года.

В настоящее время переработка попутного нефтяного газа на Нижневартовском ГПЗ ведется на двух технологических установках с применением технологий низкотемпературной абсорбции и низкотемпературной конденсации. Проектная мощность завода по переработке попутного газа составляет 6,2 млрд. м<sup>3</sup> в год.

#### 2) «Белозерный ГПК»

Белозёрный завод построен по российскому проекту, с использованием импортного оборудования. Его строительство началось в 1978 году, а уже в 1980 на завод поступил первый газ. Он состоит из двух технологических линий, произво-

дительность каждой из которых равна 2140 млн. м<sup>3</sup>/год. В свою очередь каждая технологическая линия состоит из нескольких технологических блоков, в которых осуществляется компримирование сырого нефтяного попутного газа, его осушка и низкотемпературное разделение. Для обеспечения процесса холодом в технологической линии завода предусмотрена пропановая холодильная установка.

Проектная мощность завода по переработке попутного нефтяного газа составляет 4,2 млрд. кубических метров в год.

В состав Белозёрного газоперерабатывающего комплекса входят так же Варьганское газоперерабатывающее производство и Бахилловская компрессорная станция.

### 3) ООО «Няганьгазпереработка»

В 1985г. в составе производственного объединения «Сибнефтегазпереработка» было создано Красноленинское управление по внутрипромысловому сбору и использованию попутного нефтяного газа. В следующем году было начато строительство инженерных сетей и фундамента первой очереди газоперерабатывающего завода. В январе 1988 г. в эксплуатацию запущена первая очередь завода. 1989 год ознаменовал собой первый миллиард кубометров попутного нефтяного газа, принятого в переработку, также в этот год введена в эксплуатацию азотно-кислородная станция.

В январе 2002 года Красноленинский ГПЗ к тому времени – филиал ОАО «Сибур-Тюмень» был преобразован в ООО «Няганьгазпереработка».

В течение 2006 г в связи с невозможностью отгрузки широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) силами ООО «Няганьгазпереработка» были изменены проектная схема и режим работы блоков установки низкотемпературной конденсации для получения вместо ШФЛУ пропан-бутана технического (ПБТ) и бензина газового стабильного (БГС).

В сентябре 2007 г. на предприятии были введены в эксплуатацию два стратегически важных производственных объекта. Это технологический комплекс, предназначенный для хранения, учета и налива стабильного газового бензина и

сжиженных углеродных газов, производимых на предприятии путем переработки ПНГ, и База производственного и транспортного обслуживания

Введение в строй этих объектов определило новый этап в развитии завода, вывело его на уникальный уровень по величине объемов отгрузки сжиженного газа в контейнеры-цистерны. По данному направлению Няганьгазпереработка не имеет аналогов в стране.

#### 4) «Южно-Балыкский ГПЗ»

Строительство одного из основных предприятий в структуре «СибурТюменьГаз» Южно-Балыкского завода началось в 1974 году. В июне 1978 года Южно-Балыкский ГПЗ принял первый попутный нефтяной газ, через месяц завод выпустил первую товарную продукцию - компримированный газ, который направился на Сургутскую ГРЭС.

В 80-х годах, впервые после пуска, газоперерабатывающий комплекс достиг максимальных темпов развития – это был первый этап. В новогоднюю ночь с 31.12.1984 на 01.01.1985 года введена в эксплуатацию Мамонтовская компрессорная станция производительностью 1,07 млрд куб. м год. В мае 2005 после пуска в работу ДКС-1 (дожимная компрессорная станция) осуществлен выход в магистральный газопровод Уренгой-Челябинск. В марте 2009 года введена в эксплуатацию ДКС-2.

Сегодня производственные мощности Южно-Балыкского ГПЗ позволяют перерабатывать до 3 млрд кубометров ПНГ в год и производить 2,8 млрд. куб.м сухого отбензиненного газа и 900 тыс. тонн широкой фракции легких углеводородов в год.

В декабре 2012 года в результате внутренней корпоративной реорганизации Южно-Балыкский газоперерабатывающий комплекс прекратил свое существование, вместо него создан «Южно-Балыкский ГПЗ» - филиал АО «СибурТюменьГаз».

#### 5) «Губкинский ГПЗ»

Губкинский ГПЗ - самый северный газоперерабатывающий завод на карте России. Основной вид деятельности – переработка попутного нефтяного газа с месторождений ООО «РН-Пурнефтегаз» и ООО «НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз».

Предприятие было образовано в составе «Сибнефтегазпереработка» в 1988 году. За короткий срок были построены две очереди мощностью 2,14 млрд куб.м в год по приему, компримированию и осушке ПНГ, а также вспомогательного производства. И уже в 1989 году завод принял, переработал и направил в магистральный газопровод Уренгой-Челябинск первый газ. За последующие 20 лет с месторождения Пуровского района на Губкинский ГПК поступило около 30 млрд.куб.м. газа.

Губкинский ГПЗ отличают грамотная политика в области промышленной безопасности, интерес к развитию и внедрению рационализаторских идей в производстве. Кроме того, этот завод – признанный лидер в работе с молодежью. Ежегодно молодые специалисты Губкинского ГПЗ становятся победителями научно-технических конференций. Молодежи предоставляется возможность примерить под себя кресло руководителя во время ставших традиционными дней самоуправления. А интеллектуальные поединки между двумя поколениями – молодыми специалистами и наставниками, которые время от времени организовываются на предприятии, помогают будущим менеджерам понять, над чем еще необходимо работать.

В декабре 2012 года в результате внутренней корпоративной реорганизации Губкинский ГПК прекратил свое существование, вместо него создан «Губкинский ГПЗ» - филиал АО «СибурТюменьГаз».

#### б) «Вынгапуровский ГПЗ»

Введение в эксплуатацию Вынгапуровского газоперерабатывающего завода состоялось 20 сентября 2012 года. Вынгапуровский ГПЗ перерабатывает попутный нефтяной газ с нефтяных месторождений с получением сухого отбензиненного газа и широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ). Предприятие было построено на базе одноименной компрессорной станции с расширением суще-

ствующих мощностей и углублением извлечения целевых фракций. В частности, запущена новая установка низкотемпературной конденсации и ректификации проектной мощностью 2,1 млрд кубометров ПНГ в год. Производительность завода по приему ПНГ возросла на 0,75 млрд кубометров – до более чем 2,4 млрд кубометров в год. Мощности по выработке ШФЛУ увеличены более чем в 2 раза – до 640 тыс. тонн в год, в том числе ШФЛУ с содержанием этана – до 221 тыс. тонн в год. Степень извлечения целевых компонентов достигла 99%. Строительство Вынгапуровского завода стало завершением очередной программы СИБУРа по расширению газоперерабатывающих мощностей и транспортной инфраструктуры на Ямале.

#### 7) «Муравленковский ГПЗ»

Первая очередь Муравленковского газоперерабатывающего завода была запущена в 1987 году. Через три года была введена в эксплуатацию вторая очередь. Изначально завод был основан для переработки попутного газа, добываемого на нефтяных промыслах Ямала. В 1999 году завод вошел в состав Ноябрьского ГПК. В 2003 году на Муравленковском ГПЗ была запущена первая на Ямале пропанохолодильная установка, а на следующий год был введен в эксплуатацию турбодетандерный агрегат. В 2004 году Муравленковский ГПЗ, работавший ранее лишь в качестве компрессорной станции, осушающей газ, заработал в полную силу – по проектной схеме, с извлечением жидких углеводородов свыше 90%.

#### 8) Производственная фирма «Забсибтрансгаз»

Когда в начале 70-х в Западной Сибири активно начали один за другим строиться газоперерабатывающие заводы, в недрах Миннефтепрома родился приказ, гласящий, что нефтегазодобывающие предприятия должны параллельно с нефтепроводами строить газопроводы. Для этой цели нужна была развитая газотранспортная система. Поэтому в 1974 году в Миннефтепроме был подготовлен и издан приказ о создании первого в Западной Сибири Управления по транспортировке газа и жидких углеводородов (УТГиЖУ) с подчинением его Главнефтегазпереработке (Москва). С 1 июля 1975 года – это Управление, образованное на базе газо-

вого цеха НГДУ «Сургутнефть», регионально стало подчиняться созданному в Нижневартовске объединению «Сибнефтегазпереработка».

В 1978 году развернулось строительство крупнейшего по тем меркам в мире продуктопровода «Южно-Балыкский ГПЗ – Тобольский нефтехимический комбинат» на сегодняшний день являющимися «золотой нитью» газопереработки.

За первые десять лет в эксплуатацию введено в общей сложности 2499 километров газопроductопроводов.

Первые два железнодорожных состава с ШФЛУ весом 2700 тонн отгружены в адрес нефтехимических комбинатов страны в июне 1976 года, то есть через полтора года после организации предприятия.

Сегодня трасса газопроductопроводов общей протяженностью более 2997 км, обслуживаемых Производственной фирмой «Запсибтрансгаз» находится на территории трех субъектов Российской Федерации и включает в себя 6 районов – Пуровский, Нижневартовский, Нефтеюганский, Сургутский, Уватский и Тобольский.

#### 1.6 SWOT (SWOT) - анализ АО «СибурТюменьГаз»

SWOT – анализ предполагает возможность оценки фактического положения и стратегических перспектив компании, получаемых в результате изучения сильных и слабых сторон компании, ее рыночных возможностей и факторов риска.

SWOT – анализ имеет управленческую и стратегическую ценность, если связывает воедино факторы внутренней и внешней среды и сообщает, какие ресурсы и возможности понадобятся компании в будущем.

SWOT – это акроним слов Strengths (силы), Opportunities (благоприятные возможности) и Threats (угрозы). Внутренняя обстановка компании отражается в S и W, а внешняя – в O и T.

SWOT – анализ АО «СибурТюменьГаз» представлен в таблице 1.1

Таблица 1.1 – SWOT – анализ АО «СибурТюменьГаз»

S-Сильные стороны	W-Слабые стороны
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Наличие сырьевой базы;</li> <li>– Развитая транспортная инфраструктура;</li> <li>– Высокая доля на рынке РФ;</li> <li>– Наличие внешних продаж;</li> <li>– Внедрение экологического менеджмента;</li> <li>– Реализации программы кадров;</li> <li>– Лидерство в Тюменской области;</li> <li>– Устойчивое финансовое состояние.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Высокая степень износа основных фондов, как следствие неблагоприятных климатических условий;</li> <li>– Большие расходы на ремонт оборудования;</li> <li>– Финансовая зависимость организации от внешних источников кредитования.</li> </ul>
O-Возможности	T-Угрозы
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Расширение доли продаж на международном рынке;</li> <li>– Расширение торговых связей на российском рынке;</li> <li>– Внедрение новейших систем, контролирующую пропускную способность ПНГ;</li> <li>– Наличие значительных запасов ПНГ.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Наличие конкурентов;</li> <li>– Неблагоприятная макроэкономическая и рыночная ситуация (кризис, отток капитала);</li> <li>– Изменение законов, правил и норм качества и стандартов выпускаемой продукции;</li> <li>– Нестабильность рубля.</li> </ul>

Из приведенного SWOT (SWOT) – анализа в таблице 1.1 можно сделать выводы о том, что для АО «СибурТюменьГаз» характерны следующие конкурентные преимущества:

1. Долгосрочный доступ к источникам сырья.

В Западной Сибири сосредоточены богатые запасы нефти, природного газа, также попутного нефтяного газа (ПНГ) и жидкого углеводородного сырья, к которым наше предприятие имеет доступ. Это позволяет нам укреплять свои конкурентные позиции, создавая прочную основу для будущего роста и обеспечения устойчивых финансовых результатов.

2. Вертикальная интеграция.

Вертикально-интегрированная бизнес-модель охватывает процессы, начиная от переработки углеводородного сырья до производства нефтехимических продуктов, позволяет эффективно управлять рисками и, тем самым, поддерживать рентабельность и денежный поток на уровне, существенно превышающем показатели большинства нефтехимических компаний.

### 3. Развитая инфраструктура.

Компания АО «СибурТюменьГаз» владеет и управляет крупнейшей в России инфраструктурой по переработке и транспортировке сырья, расположенного преимущественно в Западной Сибири.

### 4. Лидирующие позиции на рынке России.

Общество АО «СибурТюменьГаз» является лидером российской газоперерабатывающей отрасли и занимает значительные доли в совокупных мощностях России по большинству производимых продуктов.

Исходя, из всего выше перечисленного можно сделать вывод о том, что наиболее приемлемой стратегией для АО «СибурТюменьГаз» является стратегия концентрированного роста, которая подразумевает наращивание производственных мощностей и улучшение качества выпускаемой продукции.



## 2 АНАЛИЗ ФИНАНСОВО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

### 2.1 Анализ технико-экономических показателей деятельности организации

Попутный нефтяной газ – основное сырье для производства нефтехимической продукции. Основной производственной деятельностью предприятий группы «СибурТюменьГаз» является приём и переработка попутного нефтяного газа (ПНГ), добываемого на территории Тюменской области, производство продукции – сухого отбензиненного газа (СОГ), широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) и бензина газового стабильного (БГС).

Увеличение переработки ПНГ позволяет обеспечить нефтехимическую промышленность дополнительными объемами углеводородного сырья: в каждом кубическом метре ПНГ в среднем содержится 200 – 300 грамм жидкой фракции, которая является сырьем для производства сжиженных углеводородных газов и стабильного газового бензина.

Увеличение предложения углеводородного сырья с приемлемой себестоимостью стимулирует инвестиции в нефтехимические производства с высокой добавленной стоимостью (например, производство пластиков и полимеров) и способствует переориентации отечественной экономики с экспорта сырья на производство и экспорт высокотехнологичной продукции.

Основной производственной деятельностью предприятий является приём и переработка попутного нефтяного газа (ПНГ), добываемого на территории Тюменской области, производство продукции – сухого отбензиненного газа (СОГ), широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) и бензина газового стабильного (БГС).

Широкая фракция легких углеводородов – сжиженный углеводородный газ, используется в качестве сырья нефтехимическими предприятиями для получения индивидуальных углеводородов, из которых производят каучук, моющие средства, автомобильные шины и многое другое.

Сухой отбензиненный газ – служит в качестве топлива для промышленных и коммунально-бытовых нужд, а также как сырье на химических предприятиях.

Стабильный газовый бензин - используется для нефтехимических производств, а также для получения автомобильного бензина.

Газоперерабатывающие заводы и компрессорные станции, составляющие целостный технологический комплекс АО «СибурТюменьГаз», имеют неразрывную производственную и технологическую связь с сырьевыми потоками ПНГ с нефтегазовых промыслов, единой газотранспортной системой по подаче СОГ потребителям и системой продуктопроводов и наливных эстакад для отгрузки ШФЛУ и СГБ.

АО «СибурТюменьГаз» является базовым предприятием по обеспечению сырьём нефтехимических предприятий компании СИБУР, таких как ООО «Тобольск-Нефтехим», ОАО «Сибур-Химпром» (Пермь), ОАО «Уралоргсинтез» (Чайковский).

Основной производственной деятельностью АО «СибурТюменьГаз» является приём и переработка попутного нефтяного газа, добываемого на территории Тюменской области, производство продукции – сухого отбензиненного газа, широкой фракции легкий углеводородов, бензина газового стабильного и пропана технического.

Рассмотрим и проведем анализ производственно-экономических показателей АО «СибурТюменьГаз» в разрезе газоперерабатывающих комплексов и Нижневартовского филиала за 2014-2016 гг.:

- ОАО «Губкинский газоперерабатывающий комплекс»;
- ОАО «Ноябрьское газоперерабатывающее предприятие»;
- ООО «Няганьгазпереработка»;
- ОАО «Южно-Балыкский газоперерабатывающий комплекс»;
- ПФ «Запсибтрансгаз».

Из производственных показателей АО «СибурТюменьГаз» сделаем вывод по каждому объекту АО «СибурТюменьГаз»:

1) ОАО «Губкинский газоперерабатывающий комплекс»:

Объем переработки попутного нефтяного газа за 2016 год составил 2283,3 млн. м<sup>3</sup> и снизился по сравнению с 2015 годом на 66,7 млн. м<sup>3</sup> или на 2,8 %, по сравнению с 2014 годом – на 238,5 млн. м<sup>3</sup>. Снижение произошло в связи с выпуском нового вида продукции - ШФЛУ.

Полная себестоимость реализации продукции в 2016 году снизилась на 137 799 тыс. руб. по сравнению с 2014 годом, и составила 846 832 тыс. руб.

На изменение себестоимости в сторону уменьшения, в основном, повлияли следующие факторы:

- уменьшение затрат на энергоносители в сумме 40 340 тыс. руб. в связи с отпуском электроэнергии по тарифам ниже планируемых и уменьшением приема газа в переработку;

- снижение затрат по вспомогательным материалам на ремонты в сумме 29 810 тыс. руб., в основном, из-за задержки поставок товарно-материальных ценностей для проведения капремонтов;

- снижение амортизационных отчислений на 18 349 тыс. руб., в связи с переносом регистрации прав собственности на вновь построенные объекты НТК на конец года.

В результате производственной деятельности получена прибыль в сумме 265 880 тыс. руб., что превысило значения на 21,77 % по сравнению с 2015 годом (+47 541 тыс. руб.). За анализируемый период прибыль увеличилась со 118 503 тыс. руб. до 265 880 тыс. руб.

После расчетов и уплаты обязательных платежей в 2016 году достигнут финансовый результат в виде чистой прибыли в размере 93 524 тыс. руб. (в 2014 г. – 32 341 тыс. руб., в 2015 г. – 102 107 тыс. руб.)

2) ОАО «Ноябрьское газоперерабатывающее предприятие»:

В 2016 году объем производства продукции, услуг составил 1 037 585,8 тыс. руб. (+ 210,1 тыс. руб. по сравнению с 2015 годом). В целом, за анализируемый период объем производства продукции возрос на 161 510 тыс. руб. (+18,71%). При

этом себестоимость производства продукции, услуг составила в 2016 году 947 605 тыс. руб., в том числе услуги по переработке ПНГ 749 060,65 тыс. руб.

Объем переработки сырья за исследуемый период вырос на 4,7%, т.е. по сравнению с 2014 годом переработка сырья выросла на 94 млн. м<sup>3</sup>.

Выручка от реализации продукции и услуг за 2016 год составила 715 000 тыс. руб., что на 171 980 тыс. руб. больше, чем в 2015 г., и на 649 500 тыс. руб. выше показателей за 2014 год.

Чистая прибыль в 2014 году отрицательна, и равна (-) 25 033,6 тыс. руб., в 2009 году – 53,5 тыс. руб. За 2016 год чистая прибыль имеет положительную тенденцию, и составила 61 984, 5 тыс. руб.

### 3) ООО «Няганьгазпереработка»:

Деятельность предприятия в 2014 г. осуществлялась по схеме:

- процессинг ОАО «ТНК-Нягань» 695 737 тыс. м<sup>3</sup>, что составило 88,8 % объема производства;
- приобретение попутного нефтяного газа и производство собственной продукции 87 660 тыс. м<sup>3</sup>, что составило 11,2 % объема производства.

Цена процессинга ОАО «ТНК-Нягань» в 2016 г. – 557 руб./тыс. м<sup>3</sup>

Деятельность предприятия в 2014 г. осуществлялась по схеме:

В 1 квартале 2015 г. по схеме 2014 года:

- процессинг ОАО «ТНК-Нягань» - 190 020 тыс. м<sup>3</sup>;
- приобретение попутного нефтяного газа и производство собственной продукции – 12 000 тыс.м<sup>3</sup>.

Второй, третий и четвертый кварталы 2015 г.:

- процессинг ОАО «ТНК-Нягань» - 634 998 тыс. м<sup>3</sup>;
- процессинг ОАО «Сибур-Тюмень» - 102 800 тыс.м<sup>3</sup>;
- цена процессинга в 2015 г. составила 586 руб./тыс. м<sup>3</sup>;

Всего объем переработки ПНГ составил 939 818 тыс. м<sup>3</sup>, в т.ч.:

- Процессинг ОАО «ТНК-Нягань» 825 018 тыс. м<sup>3</sup> - 87,8% объема переработки;

- Процессинг ОАО «АК «Сибур» 102 800 тыс. м<sup>3</sup> - 10,9% объема переработки;

- Собственная продукция 12 000 тыс. м<sup>3</sup> - 1,3% объема переработки.

Объем переработки попутного нефтяного газа увеличился по сравнению с 2015 г. на 156 421 тыс. м<sup>3</sup> (20%), и превысил показатели за 2014 год на 31 818 тыс. м<sup>3</sup> (3,5%).

Кроме оказания услуг по переработке ПНГ, предприятие в 2015 г. оказало услуги по транспортировке СГБ для ОАО «ТНК-Нягань» - 35,05 тыс. тонн, освидетельствованию баллонов для различных предприятий г. Нягань – 477 шт.

Выручка от реализации услуг и продукции увеличилась в 2016 г. по сравнению с 2015 г. на 107 847 тыс. руб. (23,57%) и превысила показатели за 2015 год на 21 148,32 тыс. руб. (3,89 %).

Увеличение выручки произошло за счет:

- сверхплановая переработка ПНГ по процессингу АК «Сибур» на 29 500 тыс. м<sup>3</sup> – 17 287,0 тыс. руб.;

- сверхплановая переработка ПНГ, производство и реализация собственной продукции на 2 300 тыс. м<sup>3</sup> – 3 863,8 тыс. руб.;

- выручка от перепродаж пропана по договору ОАО «Сибур-Тюмень» 209,4 тыс. руб.;

- уменьшение реализации прочих услуг на 211,8 тыс. руб. за счет перевозки меньшего объема СГБ по заявкам ОАО «ТНК-Нягань» на 2 075 тонн.

Себестоимость реализации услуг и продукции увеличилась в 2016 г. по сравнению с 2014 г. на 66 054 тыс. руб. (17,17%). Себестоимость в 2014 г. меньше показателей за 2015 г. на 1 328,8 тыс. руб. (0,29%), в т.ч.: 1) уменьшения затрат: а) на материалы на технологию на 2 815,7 тыс. руб. за счет частичного списания по более низким ценам; б) на топливо 2 185,9 тыс. руб. за счет уменьшения потребления топлива на 3,38 млн. м<sup>3</sup> и списания по более низкой цене; в) на электроэнергию на 4 149,9 тыс. руб. за счет уменьшения потребления 4,14 млн. кВт. (энергосберегающие мероприятия); г) начисление ЕСН на 3 243,8 тыс. руб. за счет

начисления по более регрессивной ставке; д) прочие затраты на 1 181 тыс. руб.;

2) Увеличение затрат: а) на материалы на ремонты на 830,8 тыс.руб. – проведение большего объема работ; б) на ГСМ на 1 325,5 тыс.руб. – увеличение цен; в) на амортизацию на 2 774,3 тыс. руб. – за счет начисления 100% амортизации по вводимым основным средствам стоимостью до 10 тыс. руб.; г) на ремонтные работы подрядных организаций на 7 965,5 тыс. руб. – увеличение объема работ.

Чистая прибыль в 2016 г. составила 77 796,96 тыс. руб., что превысило показатели за 2015 г. на 20 501 тыс. руб. (35,78%). По сравнению с 2014 г. чистая прибыль увеличилась на 28 777 тыс. руб. (58,7%).

4) ОАО «Южно-Балыкский газоперерабатывающий комплекс»:

Выручка от реализации продукции и услуг за 2015 год составила 627 897 тыс. руб., что на 7 % (-47 359 тыс. руб.) меньше показателей за 2014 год:

- Процессинг на 57 177 тыс. руб.;
- Выработка кислорода на 63 тыс. руб.;
- Прочие услуги на 3 590 тыс. руб.

Полная себестоимость реализации продукции и услуг в 2015 году составила 583 047 тыс. руб., что на 12% ниже, чем в 2008 году, в том числе по статьям:

- Вспомогательные материалы на 9% (уменьшение объема переработки на 13%);
- Электроэнергия на 16% (в связи с поздним пуском ДКС в эксплуатацию, а также в связи с энергосберегающими мероприятиями: отключением вентиляторов ВХ на УПГ цеха №1, на МКС цеха №2 в зимний период, автоматическое регулирование возбуждения на электродвигателях СТДП -12500 кВт. на компрессорах КЦ 101 Мамонтовской КС); уменьшение цены за 1000 кВт, час на 53 руб. (план-904 руб., факт-851 руб. за 1000 кВт. час.);
- Прочие, в т.ч. расходы по налогам на 46% (снижение коэффициента удорожания по постановлению Земельного Комитета ХМАО).

Прибыль от реализации составила 44 850 тыс. руб., что на 42,44% (+13 363 тыс. руб.) выше, чем в 2008 году, но по сравнению с 2015 годом ниже на 1 234 тыс. руб. (- 2,68%).

Часть прибыли использована на социальные нужды в сумме 4 379,2 тыс. руб., в том числе: оплату и приобретение путевок – 1450 тыс. руб.; премию к праздничным дням - 1127 тыс. руб.; материальную помощь – 608 тыс. руб.; премии юбилярам – 602 тыс. руб.; выплаты пенсионерам - 256 тыс. руб. и др.

Чистая прибыль в 2014 году равна 26 266 тыс. руб., в 2015 году – 14 843 тыс. руб., что на 43,44% ниже. За 2016 год чистая прибыль составила 23 854 тыс. руб. и направлена на капитальные вложения.

#### 5) ПФ «Запсибтрансгаз»:

Объем транспортировки ПНГ в 2016 году составил 13 178,9 млн. м<sup>3</sup>, что на 12,85% выше показателей 2014 года (+1501,2 млн. м<sup>3</sup>). Так же за анализируемый период увеличилась транспортировка ШФЛУ на 124,4 млн. м<sup>3</sup>, т.е. на 37,82%.

Таким образом, объем услуг в 2015 году составил 754 427 тыс. руб., что на 2,8% выше, чем в 2014 году. Увеличение объема производства услуг произошло как по основным, так и прочим видам деятельности. Рост обусловлен в основном увеличением объема транспортируемого газа на 14,4%.

Себестоимость реализации услуг и продукции с каждым годом возрастает: себестоимость в 2016 г. выше показателей за 2014 г. на 346 500, 7 тыс. руб. (> в два раза). В 2014 году себестоимость равна 705 464 тыс. руб., и увеличивается по сравнению с 2016 г. на 395 127, 7 тыс. руб. Это связано с увеличением арендной платы за имущество у АО «СибурТюменьГаз» (увеличение в связи с передачей новых объектов (газопроводов) в собственность АО «СибурТюменьГаз»).

Выручка от реализации продукции и услуг за 2015 год составила 765 491 тыс. руб., что на 21 256,9 тыс. руб. больше, чем в 2014 г. (увеличилась на 2,9 %), и на 516 861,8 тыс. руб. выше показателей за 2016 год. Выручка по реализации прочих услуг составила 754 427,03 тыс. руб., выручка от перепродажи - 11 064,8 тыс. руб.

В 2015 году затраты от реализации составили 714 672,5 тыс. руб., что на 7,4% выше показателей 2014 году. Затраты от реализации прочих услуг составили 705 464 тыс. руб., затраты от перепродажи – 9208,5 тыс. руб.

Чистая прибыль в 2016 году равна 49 020 тыс. руб., в 2015 году – 57 296 тыс. руб. За 2016 год чистая прибыль имеет положительную тенденцию, и составила 77 797 тыс. руб. Часть прибыли использована на социальные нужды работникам предприятия.

Проанализируем производство продукции газоперерабатывающих комплексов АО «СибурТюменьГаз» за 2014-2016 гг.:

- ОАО «Губкинский газоперерабатывающий комплекс»;
- ОАО «Ноябрьское газоперерабатывающее предприятие»;
- ООО «Няганьгазпереработка»;
- ОАО «Южно-Балыкский газоперерабатывающий комплекс».

Таблица 2.1 – Анализ производства продукции ОАО «ГГПК» за 2014-2016 г.

Продукция	Год			Отклонение					
	2014	2015	2016	Изменения, тыс. руб.			Темп роста, %		
				2014 к 2013	2015 к 2014	2015 к 2013	2015 к 2014	2014 к 2013	2016 к 2013
СОГ, тыс. м3	2204306	2328350	2421050	124044	92700	216744	105,63	103,98	109,83
ШФЛУ, тонн	113500	120300	128942	6800	8642	15442	105,99	107,18	113,61
СГБ, тонн	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Пропан, тонн	982,14	1023,98	1395,5	41,84	371,52	413,36	104,26	136,28	142,09

Таблица 2.2 – Анализ производства продукции ОАО «НГПП» за 2014-2016 г.

Продукция	Год			Отклонение					
	2014	2015	2016	Изменения, тыс. руб.			Темп роста, %		
				2014 к 2013	2015 к 2014	2015 к 2013	2015 к 2014	2014 к 2013	2016 к 2013
СОГ, тыс. м3	1 912 196	2291281	2433452	379 085	142171	521 256	119,82	106,20	127,26
ШФЛУ, тонн	339 737	358203	403721	18 466	45518	63 984	105,44	112,71	118,83
СГБ, тонн	13823	14386	16735	563	2349	2 912	104,07	116,33	121,07
Пропан, тонн	0	0	0	0	0	0	0	0	0



Таблица 2.3 – Анализ производства продукции ООО «НяганьГПК» за 2014-2016 г.

Продукция	Год			Отклонение					
	2014	2015	2016	Изменения, тыс. руб.			Темп роста, %		
				2014 к 2013	2015 к 2014	2015 к 2013	2015к 2014	2014 к 2013	2016 к 2013
СОГ, тыс. м3	909527,47	1209351	1320911	299823,53	111560	411383,53	132,96	109,22	145,23
ШФЛУ, тонн	74100	81902	83498	7802	1596	9398	110,53	101,95	112,68
СГБ, тонн	35 469,08	38953,43	43586,06	3484,35	4632,63	8116,98	109,82	111,89	122,88
Пропан, тонн	611,47	838,92	917,5	227,45	78,58	306,03	137,20	109,37	150,05

Таблица 2.4 – Анализ производства продукции ОАО «ЮБ ГПК» за 2014-2016 г.

Продукция	Год			Отклонение					
	2014	2015	2016	Изменения, тыс. руб.			Темп роста, %		
				2014 к 2013	2015 к 2014	2015 к 2013	2015к 2014	2014 к 2013	2016 к 2013
СОГ, тыс. м3	798 338	892 391	899 105	94 053	6714	100 767	111,78	100,75	112,62
ШФЛУ, тонн	252 930	275 683	329 048	22 753	53365	76 118	109,00	119,36	130,09
СГБ, тонн	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Пропан, тонн	4 216	4728	5231	512	503	1 015	112,14	110,64	124,07

Таблица 2.5 – Анализ производства продукции, всего по ГПК дирекции углеводородного сырья АО «СибурТюменьГаз» за 2014-2016 г.

Продукция	Год			Отклонение					
	2014	2015	2016	Изменения, тыс. руб.			Темп роста, %		
				2014 к 2013	2015 к 2014	2015 к 2013	2015к 2014	2014 к 2013	2016 к 2013
СОГ, тыс. м <sup>3</sup>	5824367,47	6721373	7 074 518	897005,5	353145	1250150,5	115,40	105,25	121,46
ШФЛУ, тонн	780 267,00	836 088	945 209	55 821,0	109121	164 942,0	107,15	113,05	121,14
СГБ, тонн	49 292,08	53339,43	60 321,06	4 047,35	6981,63	11 028,9	108,21	113,09	122,37
Пропан, тонн	5809,61	6 590,9	7544	781,29	953,1	1 734,4	113,45	114,46	129,85

Подведем итоги производственной деятельности АО «СибурТюменьГаз» за 2014-2016 г.

За указанный период в переработку принято 13,8 млрд. м<sup>3</sup> попутного нефтяного газа, что на 4,6% больше по сравнению с объемом, принятым в 2009 году. В 2016 году дирекция углеводородного сырья выработала 7047,518 млрд. м<sup>3</sup> сухого отбензиненного газа, что превышает аналогичные показатели 2012 и 2011 года на

5,25% и 21,46% соответственно. Произведено в 2016 году 945,209 тыс. широкой фракции легких углеводородов, что на 13,5% больше объема производства 2015 года, и на 21,14% больше объема производства 2014 года. Рост выработки ШЛФУ достигнут за счет увеличения объемов переработки ПНГ на газоперерабатывающих заводах ОАО «Губкинский ГПК», где в первой половине 2016 года была запущена технологическая установка НТК-1. В 2016 году предприятие выработало 60 321,06 тонн стабильного газового бензина (СГБ), что превышает аналогичные показатели 2014 и 2015 года на 13,09% и 22,37% соответственно. Столь значительный рост объемов выработки СГБ достигнут за счет диспетчерской оптимизации принимаемого газа. Производство пропана в 2016 году в сравнении с аналогичным периодом 2014 года возросло на 29,85% и составило 7554 тыс. тонн. Рост объемов выработки пропана достигнут за счет мероприятий по максимизации извлечения целевых компонентов.

Увеличение объемов и повышение качества переработки ПНГ, сокращение сжигания ПНГ в факелах стало возможным благодаря стабильной работе и полной загрузке мощностей ООО «Няганьгазпереработка» и ГГПК.

Проанализируем производственную деятельность ПФ «Запсибтрансгаз» (филиал АО «СибурТюменьГаз») за 2014-2016 гг.:

ПФ «Запсибгазтранс» - специализируется на оказании услуг и соответственно не выпускает продукцию, качество продукции обеспечивается предприятиями – поставщиками газа и ШФЛУ. Объем и направление реализации продукции определяется ее поставщиками.

Таблица 2.6 – Объемы транспортировки газа, транспортировки и налива ШФЛУ ПФ «Запсибтрансгаз»  
АО «СибурТюменьГаз» за 2014-2016 г.

Наименование	2014	2015	2016	Отклонение					
				Темп роста, %			Изменения, тыс.руб.		
				2016 к 2015	2015 к 2014	2016 к 2014	2015 к 2014	2015 к 2014	2016 к 2014
Транспортировка газа, тыс.м <sup>3</sup>	12331253	10261441	13209557	-2069812	2948116	878 304	83,21	128,73	107,12
Транспортировка ШФЛУ, тыс. тонн, в т.ч.	6 214 227	6 940 498	8 158 794	726 271	1218296	1944567	111,69	117,55	131,29
Транспортировка ШФЛУ от ГПК вк/провод Уренгой-СЗСК	440 922	498 986	540911	58 064	41 925	99 989	113,17	108,40	122,68
Транспортировка ШФЛУ от ГПК до ЮБ	2 044 602	2 288 640	2819335	244 038	530 695	774 733	111,94	123,19	137,89
Транспортировка ШФЛУ от ЮБ до ТНХ	2 556 410	2 800 000	3139500	243 590	339 500	583 090	109,53	112,13	122,81
Налив ШФЛУ	1 172 293	1 352 872	1659048	180 579	306 176	486 755	115,40	122,63	141,52

В 2015 году ПФ «Запсибтрансгаз» осуществлял эксплуатацию действующих газопродуктопроводов общей протяженностью 1740,503 км - основной нитки и 126,728 км - резервной нитки. В течение 2015 года ПФ «Запсибтрансгаз» обеспечивал прием отбензиненного газа от газоперерабатывающих заводов и компримированного газа от компрессорных станций. Транспорт газа производится ритмично в соответствии с договорными условиями и с параметрами согласно технологическим картам.

## 2.2 Анализ структуры и динамики актива и пассива баланса

Используя финансовую отчетность АО «СибурТюменьГаз» произведем расчет показателей динамики баланса, показателей структуры и структурной динамики баланса за 4 года.

В таблице 2.7 представлены данные бухгалтерского баланса, которые дают наиболее общее представление о качественных изменениях в структуре средств и их источников, и динамике их изменений.

Таблица 2.7 – Таблица бухгалтерского баланса организации

БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС	Сумма, млн. руб.			
	на 31.12.2014	на 31.12.2015	на 31.12.2016	на 31.12.2017
<b>АКТИВ</b>				
<b>I. ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ</b>				
Нематериальные активы	42,0	57,0	69,0	78,0
Результаты исследований и разработок	0,0	0,0	0,0	0,0
Нематериальные поисковые активы	0,0	0,0	0,0	0,0
Материальные поисковые активы	0,0	0,0	0,0	0,0
Основные средства	486,0	612,0	726,0	908,0
Доходные вложения в материальные ценности	0,0	0,0	0,0	0,0
Финансовые вложения	100,0	120,0	140,0	180,0
Отложенные налоговые активы	0,0	0,0	0,0	0,0
Прочие внеоборотные активы	0,0	0,0	0,0	0,0
Итого по разделу I	628,0	789,0	935,0	1166,0
<b>II. ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ</b>				
Запасы	451,0	386,0	259,0	323,0
НДС по приобретенным ценностям	0,0	0,0	0,0	0,0

Продолжение таблицы 2.7

Дебиторская задолженность	140,0	150,0	120,0	170,0
Финансовые вложения	0,0	0,0	0,0	0,0
Денежные средства	83,0	91,0	70,0	115,0
Прочие оборотные активы	0,0	0,0	0,0	0,0
Итого по разделу II	674,0	627,0	449,0	608,0
БАЛАНС	1302,0	1416,0	1384,0	1774,0
ПАССИВ				
III. КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ				
Уставный капитал	520,0	520,0	520,0	520,0
Собственные акции, выкупленные у акционеров	0,0	0,0	0,0	0,0
Переоценка внеоборотных активов	0,0	0,0	0,0	0,0
Добавочный капитал	0,0	0,0	0,0	0,0
Резервный капитал	0,0	0,0	0,0	0,0
Нераспределенная прибыль	200,0	300,0	270,0	310,0
Итого по разделу III	720,0	820,0	790,0	830,0
IV. ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
Заемные средства	250,0	250,0	250,0	250,0
Отложенные налоговые обязательства	0,0	0,0	0,0	0,0
Оценочные обязательства	0,0	0,0	0,0	0,0
Прочие обязательства	0,0	0,0	0,0	0,0
Итого по разделу IV	250,0	250,0	250,0	250,0
V. КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
Заемные средства	128,0	174,0	121,0	323,0
Кредиторская задолженность	204,0	172,0	223,0	371,0
Доходы будущих периодов	0,0	0,0	0,0	0,0
Оценочные обязательства	0,0	0,0	0,0	0,0
Прочие обязательства	0,0	0,0	0,0	0,0
Итого по разделу V	332,0	346,0	344,0	694,0
БАЛАНС	1302,0	1416,0	1384,0	1774,0
ПРОВЕРКА БАЛАНСА	0,000	0,000	0,000	0,000

По данным, приведенным в таблице, можно сделать вывод о том, что за рассматриваемый период стоимость имущества предприятия увеличивалась непостоянно. Самое большое увеличение хозяйственного оборота в составе средств организации составило 1774 млн. руб.

Положительная динамика наблюдалась по итогам первого раздела баланса.

Организация отказалась в 2015 году от заемных средств полностью, такая си-

туация говорит о достаточно большом количестве собственных денежных средств, что приводит к финансовой устойчивости данной фирмы.

По данным бухгалтерского баланса проанализируем и оценим динамику состава и структуру оборотных и внеоборотных активов организации. Данные отобразим в таблице 2.8 и рисунке 2.1 – 2.4:

Таблица 2.8 – Структура оборотных активов организации

Наименование показателя	31.12.2014		31.12.2015		31.12.2016		31.12.2017	
	млн.руб.	%	млн.руб.	%	млн.руб.	%	млн.руб.	%
Внеоборотные активы	628	48,23	789	55,72	935	67,56	1166	65,73
Оборотные активы	674	51,77	627	44,28	449	32,44	608	34,27
Итого	1302	100	1416	100	1384	100	1774	100
	Изменение							
	2015/2014		2016/2015		2017/2016			
	млн.руб.	%	млн.руб.	%	млн.руб.	%		
Внеоборотные активы	161	25,64	146	18,5	231	24,71		
Оборотные активы	-47	-6,97	-178	-28,39	159	35,41		
Итого	114	8,76	-32	-2,26	390	28,18		

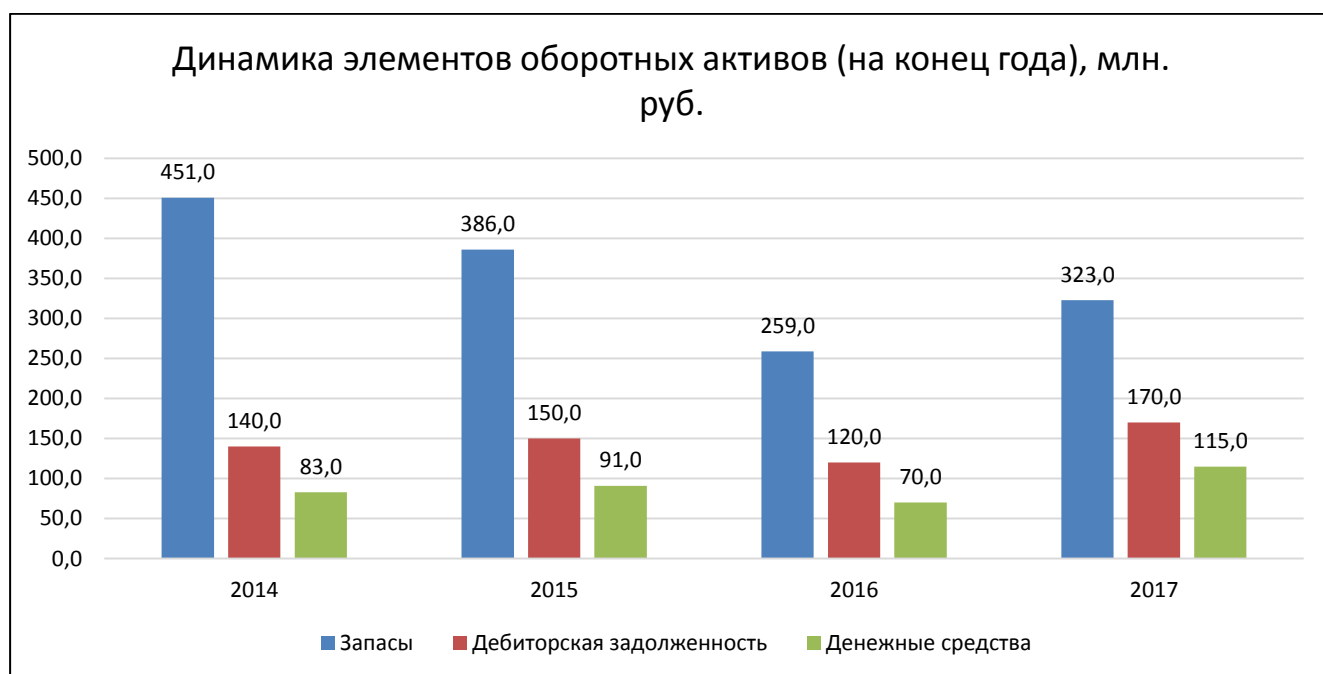


Рисунок 2.1 – Динамика элементов оборотных активов

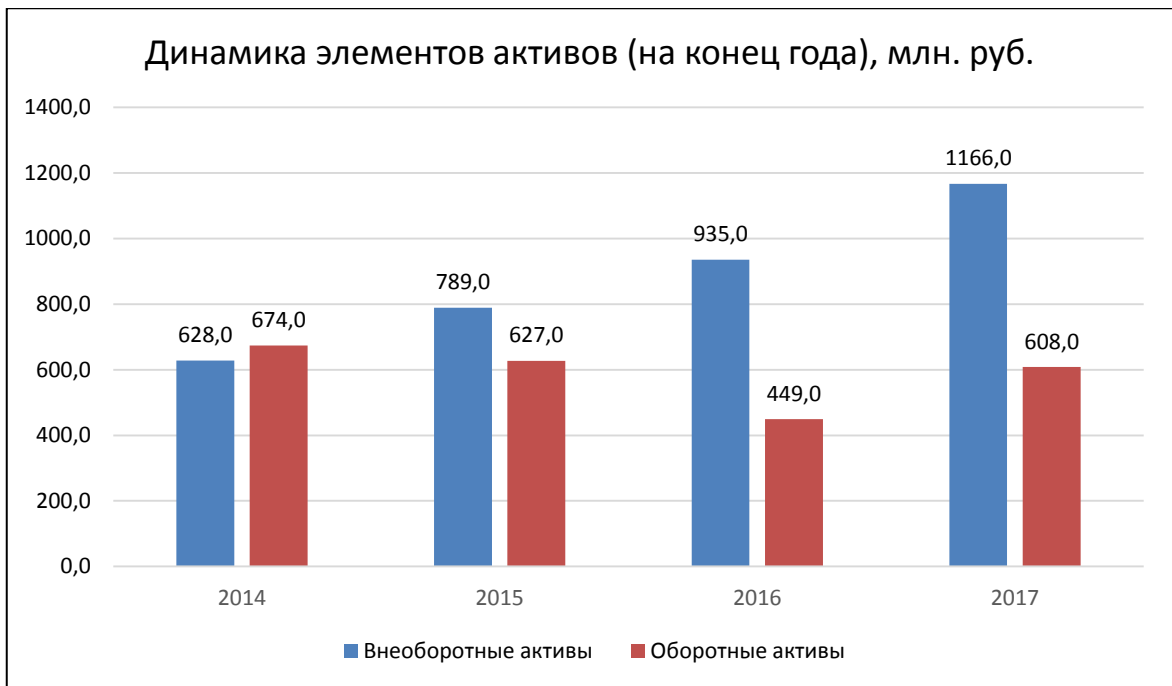


Рисунок 2.2 – Динамика элементов активов

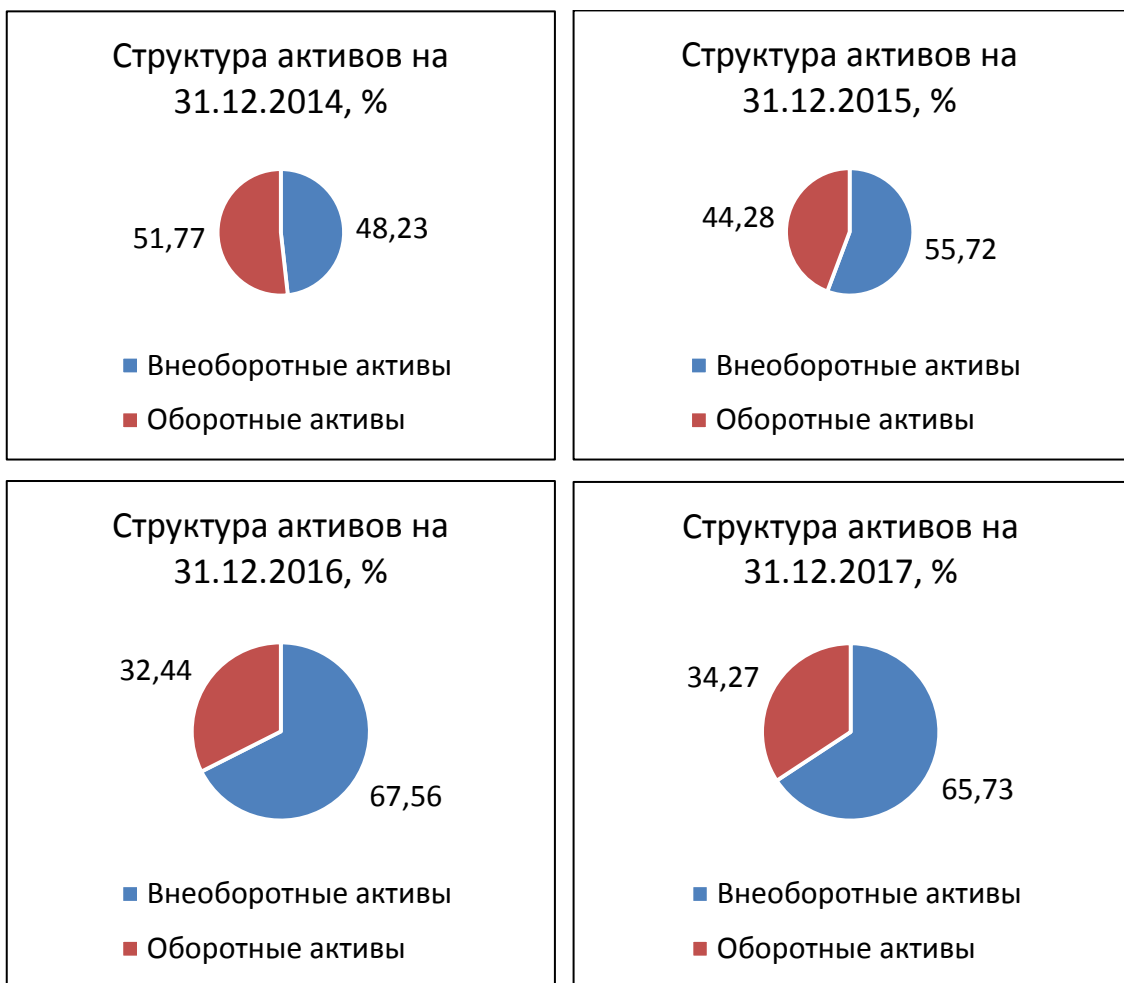
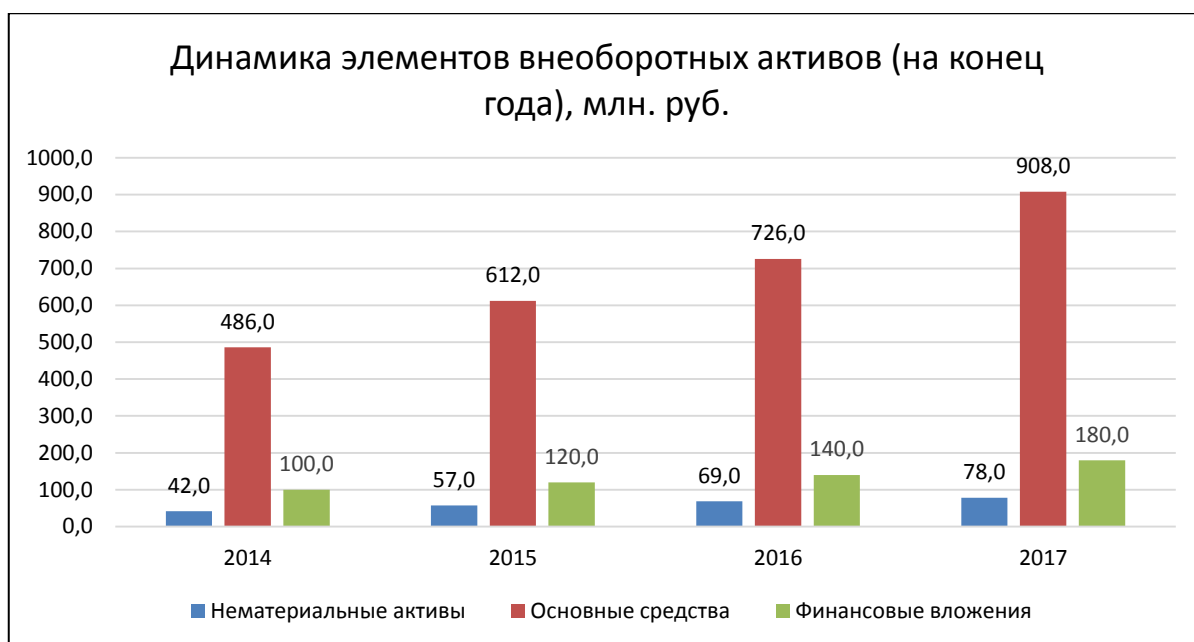


Рисунок 2.3 – Структура активов 2014 – 2017 годы



**Рисунок 2.4 – Динамика элементов внеоборотных активов**

По данным приведенных в таблице можно сделать вывод о том, что за рассматриваемый период сумма оборотных средств увеличилась на 28,18%. Наибольшую долю составляют запасы – 451млн. руб. Наибольший показатель внеоборотных активов составляет 1166 млн. руб. в 2017 году. Наибольший показатель оборотных активов составляет 674 млн. руб. в 2014 году. Наибольший показатель нематериальных активов составляет 78 млн. руб. в 2017 году. Наибольший показатель финансовых вложений 180 млн. руб. в 2017 году. Наибольший показатель основных средств составляет 908 млн. руб. в 2017 году.

По данным бухгалтерского баланса проанализируем и оценим структуру пассивов. Данные отобразим в таблице 2.9 и рисунках 2.5 – 2.8:

**Таблица 2.9 – Величина собственных средств в обороте**

Наименование показателя	31.12.2014		31.12.2015		31.12.2016		31.12.2017		
	млн.руб.	%	млн.руб.	%	млн.руб.	%	млн.руб.	%	
Собственные средства	720	55,30	820	57,91	790	57,08	830	46,79	
Заемные средства	582	44,70	596	42,09	594	42,92	944	53,21	
Итого	1302	100	1416	100	1384	100	1774	100	
	Изменение								



Продолжение таблицы 2.9

	2015/2014		2016/2015		2017/2016	
	млн.руб.	%	млн.руб.	%	млн.руб.	%
Собственные средства	100	13,89	-30	-3,66	40	5,06
Заемные средства	14	2,41	-2	-0,34	350	58,92
Итого	114	8,76	-32	-2,26	390	28,18



Рисунок 2.5 – Структура пассивов 2014 – 2017 годы

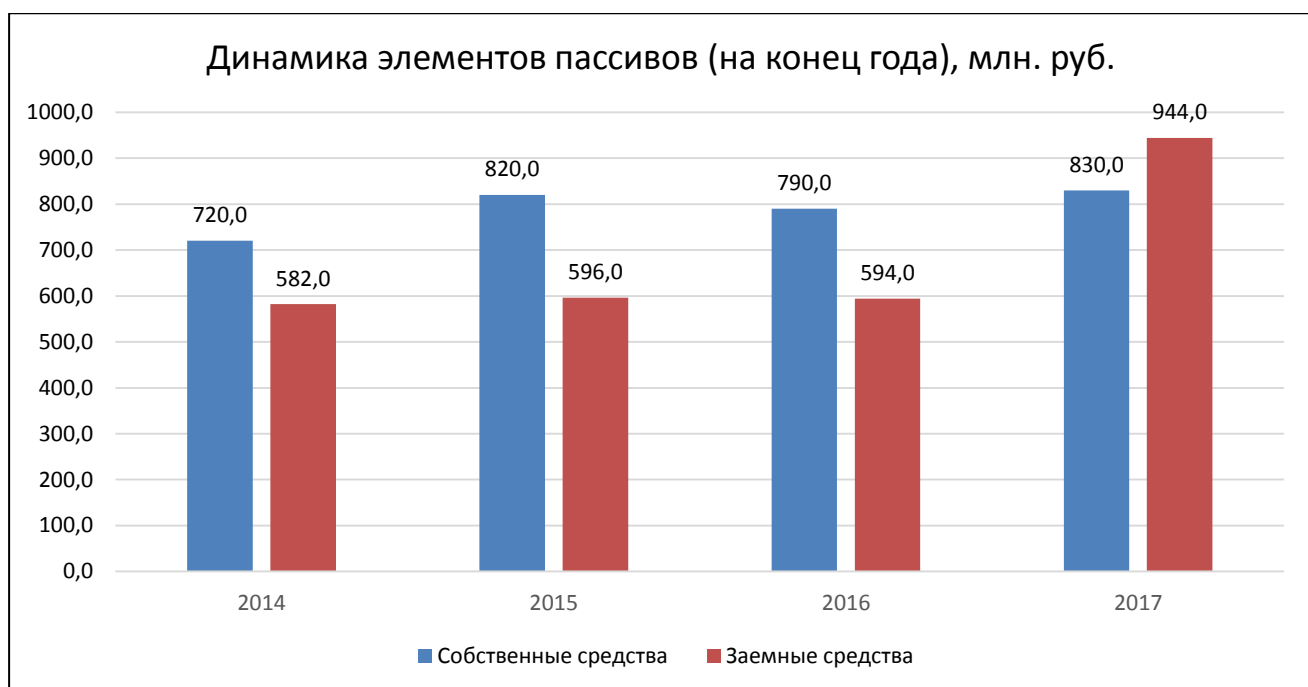


Рисунок 2.6 – Динамика элементов пассивов

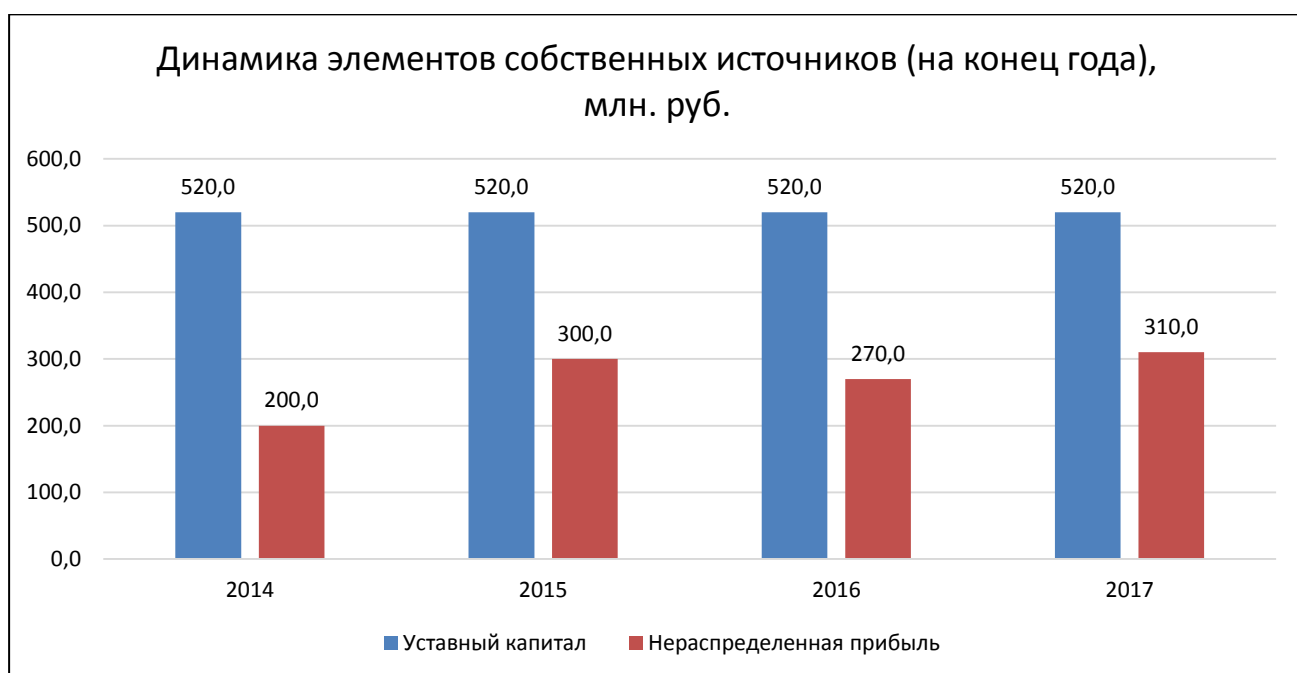
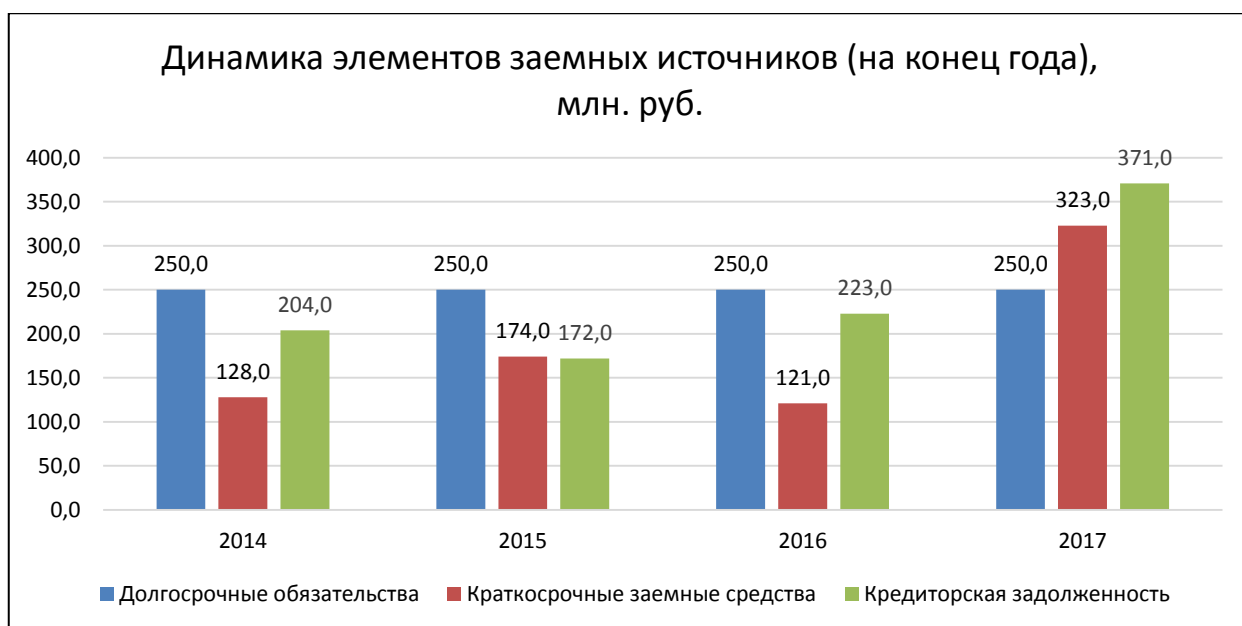


Рисунок 2.7 – Динамика элементов собственных источников



**Рисунок 2.8 – Динамика элементов заемных источников**

По данным приведенных в таблице можно сделать вывод о том, что за рассматриваемый период величина средств в обороте увеличилась на 390 тыс. руб., темп роста 28,18%, данное увеличение произошло за счет увеличения нераспределённой прибыли. Наибольший показатель элементов заемных источников на конец года, составляет показатель кредиторской задолженности – 371 млн. руб. Показатели уставного капитала не изменялись. Наибольшие показатели заемных и собственных средств на конец периода составили 944 млн. руб и 830 млн. руб. соответственно.

### 2.3 Анализ показателей финансовой устойчивости

По данным годового бухгалтерского баланса рассчитаем абсолютные показатели финансовой устойчивости. Данные отобразим в таблице 2.10:

Таблица 2.10 – Степень покрытия по соответствующим группам активов и пассивов баланса и сравнительный анализ показателей ликвидности на 2015-2017 года.

В млн. руб.

Наименование показателя	2015	2016	2017
Собственные оборотные средства (СОС)	61,5	-57,0	-240,5

Продолжение таблицы 2.10

Собственные ОС и долгосрочные заемные источники (СДИ)	311,5	193,0	9,5
Общая величина источников (ОИ)	650,5	538,0	528,5
Запасы	418,5	322,5	291,0
Излишек (+) или недостаток (-) СОС	-357,0	-379,5	-531,5
Излишек (+) или недостаток (-) СДИ	-107,0	-129,5	-281,5
Излишек (+) или недостаток (-) ОИ	232,0	215,5	237,5
Вывод	1	1	1

По данным приведенным в таблицах можно сделать вывод: так как не соблюдается условие абсолютной ликвидности баланса, то баланс на 31.12.2017 г. нельзя назвать абсолютно ликвидным.

Анализ, проводимый по предложенной схеме, является приближенным. Более детальным является анализ ликвидности при помощи финансовых коэффициентов.

Относительные показатели финансовой устойчивости, оценим их динамику. Данные отобразим в таблице 2.11 и рисунке 2.9:

Таблица 2.11 – Относительные показатели финансовой устойчивости

Наименование показателя	2015	2016	2017	Норматив
Коэффициент соотношения заемных и собственных средств (финансового левериджа)	0,765	0,739	0,949	< 0,7
Коэффициент соотношения долгосрочных и краткосрочных обязательств	0,737	0,725	0,482	Максимум
Коэффициент маневренности	0,080	-0,071	-0,297	0,2 - 0,5
Коэффициент обеспеченности СОС	0,095	-0,106	-0,455	≥ 0,1
Коэффициент автономии	0,567	0,575	0,513	> 0,65-0,7

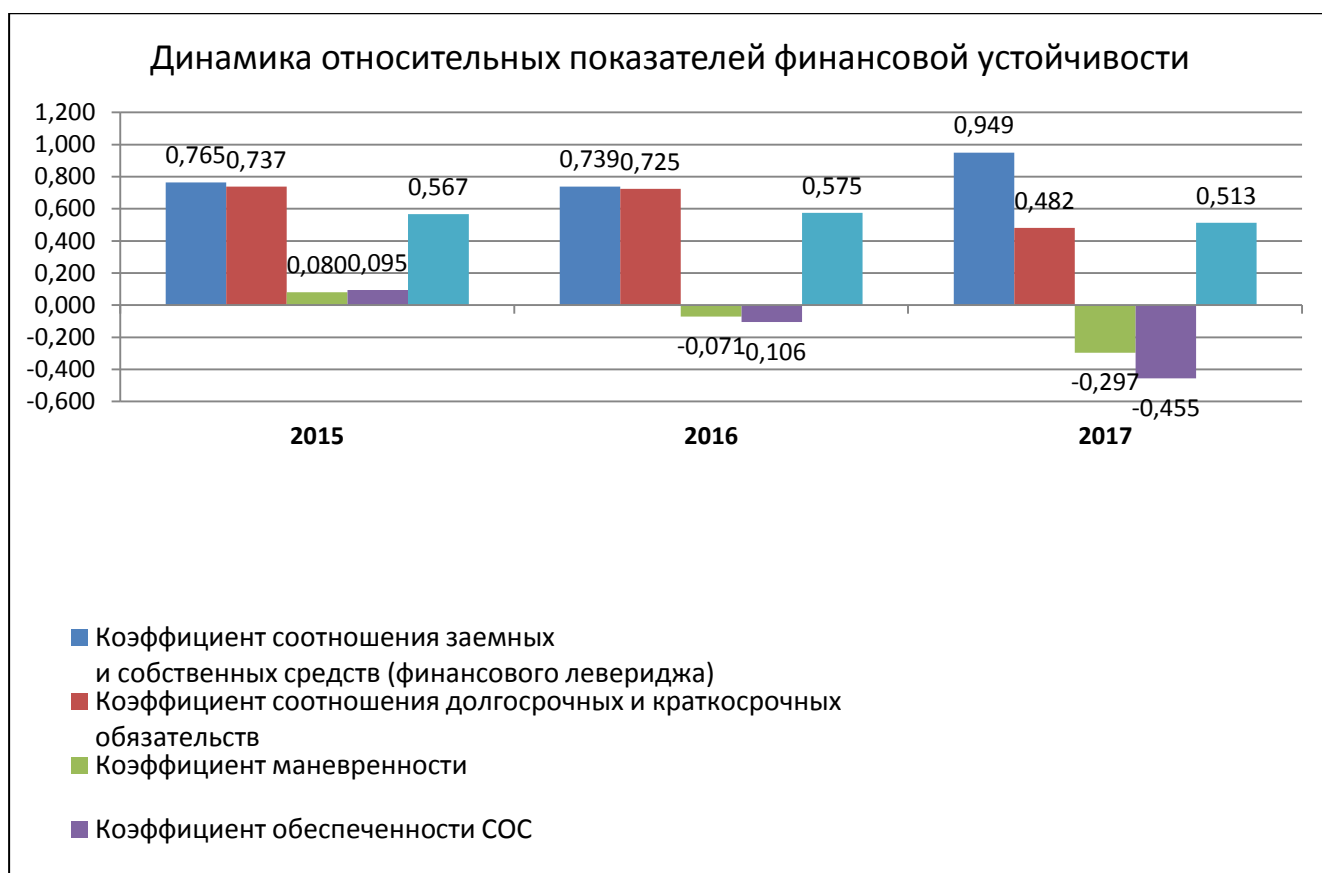


Рисунок 2.9 – Динамика относительных показателей финансовой устойчивости

На основании полученных данных можно сделать следующие выводы: у организации АО «СибурТюменьГаз» наблюдается нехватка оборотных средств.

#### 2.4 Анализ ликвидности баланса и платежеспособности организации

По данным бухгалтерского баланса оценим ликвидность бухгалтерского баланса. Данные отобразим в таблицах 2.12- 2.15 и рисунке 2.9:

Таблица 2.12 – Степень покрытия по соответствующим группам активов и пассивов баланса на 2015 год.

В млн.руб.

Актив	На 31.12.2015	Пассив	На 31.12.2015	Абсолютное отклонение (+,-)	Степень покрытия, %
A1	87	П1	188	37	-
A2	145	П2	151	0	-
A3	418,5	П3	250	51	-
A4	708,5	П4	770	-88	-

Таблица 2.13 – Степень покрытия по соответствующим группам активов и пассивов баланса на 2016 год.

В млн.руб.

Актив	На 31.12.2016	Пассив	На 31.12.2016	Абсолютное отклонение (+,-)	Степень покрытия, %
A1	80,5	П1	197,5	-117	-
A2	135	П2	147,5	-12,5	-
A3	322,5	П3	250	72,5	-
A4	862	П4	805	57	-

Таблица 2.14 – Степень покрытия по соответствующим группам активов и пассивов баланса на 2017 год.

В млн.руб.

Актив	На 31.12.2017	Пассив	На 31.12.2017	Абсолютное отклонение (+,-)	Степень покрытия, %
A1	92,5	П1	297	-204,8	-
A2	145	П2	222	-77	-
A3	291	П3	2500	105	-
A4	1050,5	П4	810	240,5	-

Таблица 2.15 – Сравнительный анализ показателей ликвидности

	2015	2016	2017
$A1 \geq П1$	Нет	Нет	Нет
$A2 \geq П2$	Нет	Нет	Нет
$A3 \geq П3$	Да	Да	Да
$A4 \leq П4$	Да	Нет	Нет
$(A1 + A2) \geq (П1 + П2)$	Нет	Нет	Нет

По данным, приведенным в таблицах можно сделать вывод: так как не соблюдается условие абсолютной ликвидности баланса, то баланс на 31.12.2017 г. нельзя назвать абсолютно ликвидным.

Анализ, проводимый по предложенной схеме, является приближенным. Более детальным является анализ ликвидности при помощи финансовых коэффициентов.

Для анализируемой организации расчет данных коэффициентов представим в таблице 2.16 и рисунке 2.10-2.11:

Таблица 2.16 – Структура ликвидности бухгалтерского баланса организации

Наименование показателя	на 31.12.2014	на 31.12.2015	на 31.12.2016	на 31.12.2017
Коэффициент текущей ликвидности	2,03	1,81	1,31	0,88
Коэффициент критической ликвидности	0,67	0,70	0,55	0,41
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,25	0,26	0,20	0,17
Наименование показателя	2015	2016	2017	Норматив
Коэффициент утраты платежеспособности	0,88	0,59	0,38	1
Коэффициент восстановления платежеспособности	0,85	0,53	0,33	1

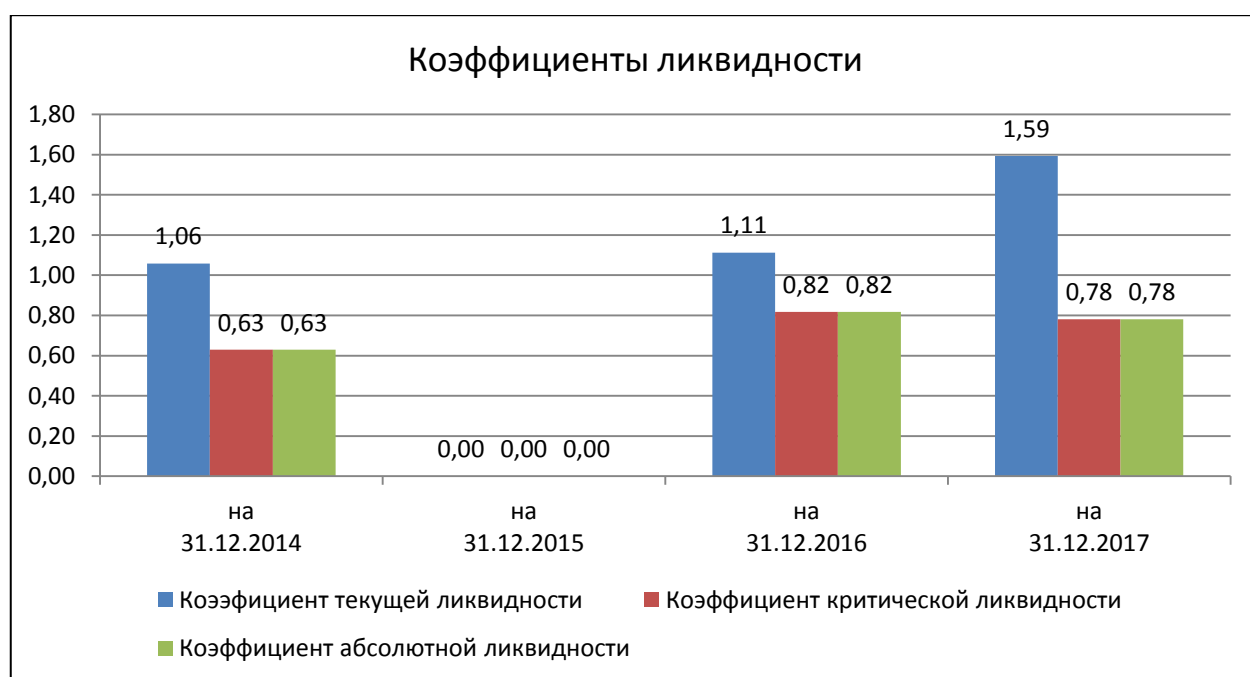


Рисунок 2.10 – Коэффициенты ликвидности

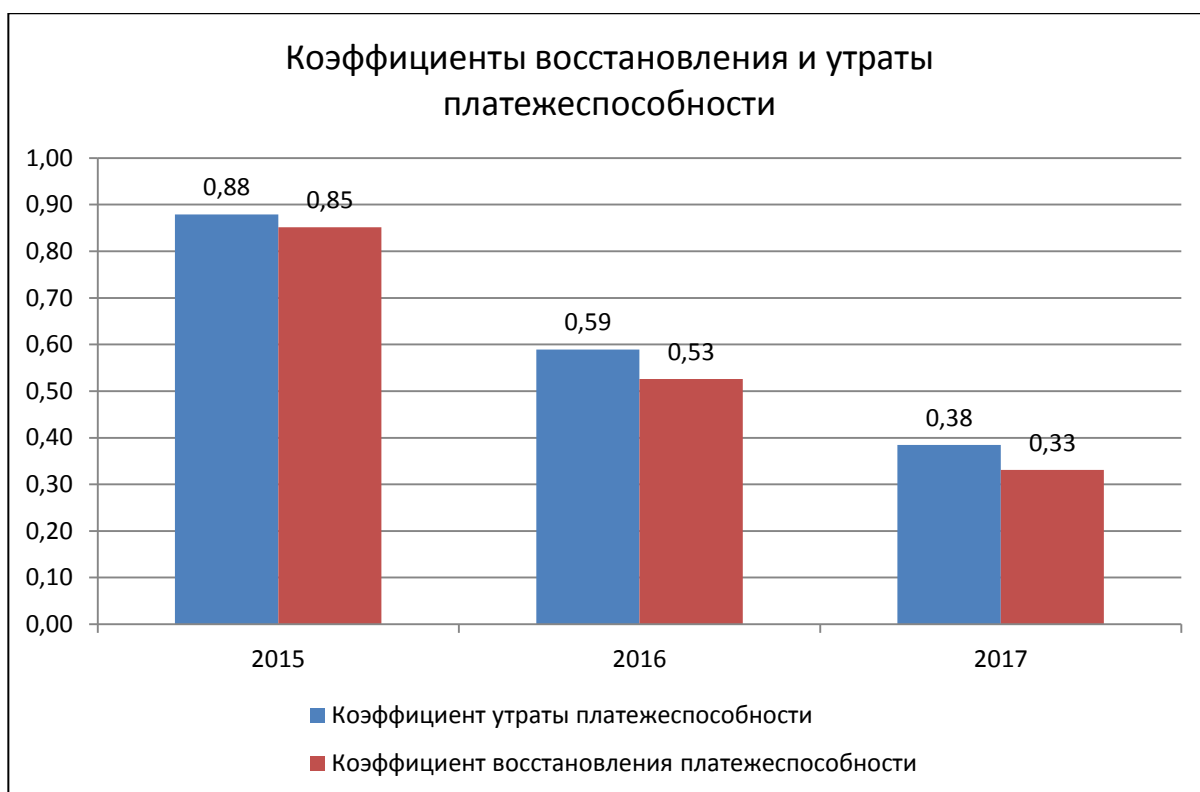


Рисунок 2.11 – Коэффициенты восстановления утраты и платежеспособности

По данным приведенных в таблице можно сделать вывод о том, что на 2017 год коэффициент текущей ликвидности находится ниже нормативных значений (от 1 до 2), коэффициент критической ликвидности ниже нормативных значений (1), коэффициент абсолютной ликвидности значения находится в пределах нормальных (0,2-0,35). Негативная динамика связана с появлением кредиторской задолженности.

## 2.5 Анализ деловой активности организации

Рассчитаем основные показатели деловой активности для анализируемой организации в таблице 2.17 рисунке 2.12-2.13:

Таблица 2.17 - Показатели деловой активности организации

Наименование показателя	2015	2016	2017
Коэффициент общей оборачиваемости капитала	1,97	2,10	2,28
Коэффициент оборачиваемости оборотных активов	4,11	5,47	6,80
Коэффициент оборачиваемости запасов	6,38	9,13	12,36
Коэффициент оборачиваемости дебиторской задолженности	18,42	21,81	24,80



Продолжение таблицы 2.17

Коэффициент оборачиваемости кредиторской задолженности	14,21	14,91	12,11
Коэффициент оборачиваемости собственного капитала	3,47	3,66	4,44
Длительность оборота оборотных активов, дни	88,89	66,70	53,64
Длительность оборота запасов, дни	57,19	39,98	29,54
Длительность оборота дебиторской задолженности, дни	19,81	16,74	14,72
Длительность оборота кредиторской задолженности, дни	25,69	24,49	30,15
Длительность операционного цикла, дни	77,00	56,72	44,25
Длительность финансового цикла, дни	51,31	32,24	14,11
Фондоотдача, руб.	4,87	4,40	4,40
Производительность труда, млн. руб./ чел.	20,55	17,84	18,44

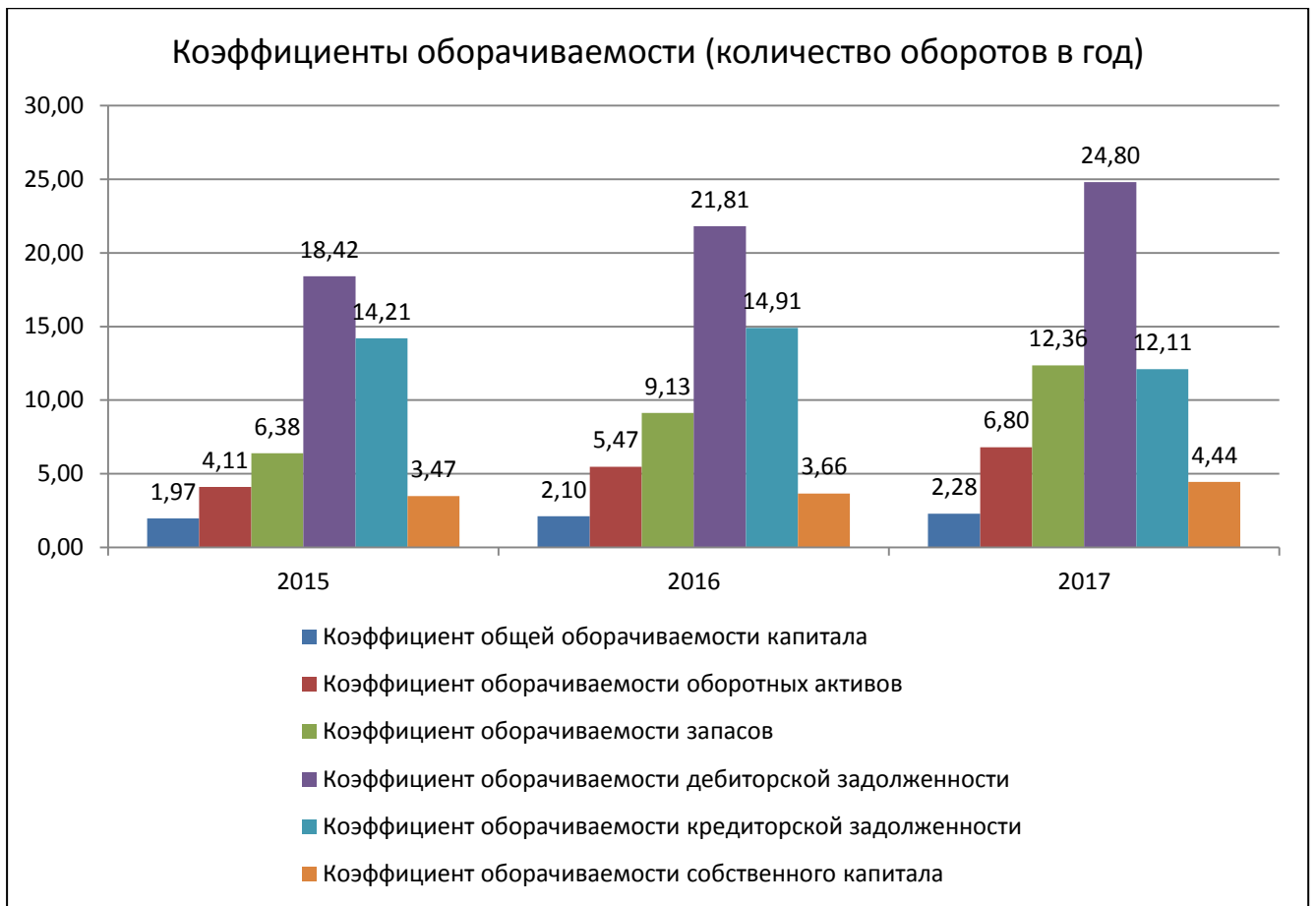


Рисунок 2.12 – Коэффициент оборачиваемости (количество оборотов в год)

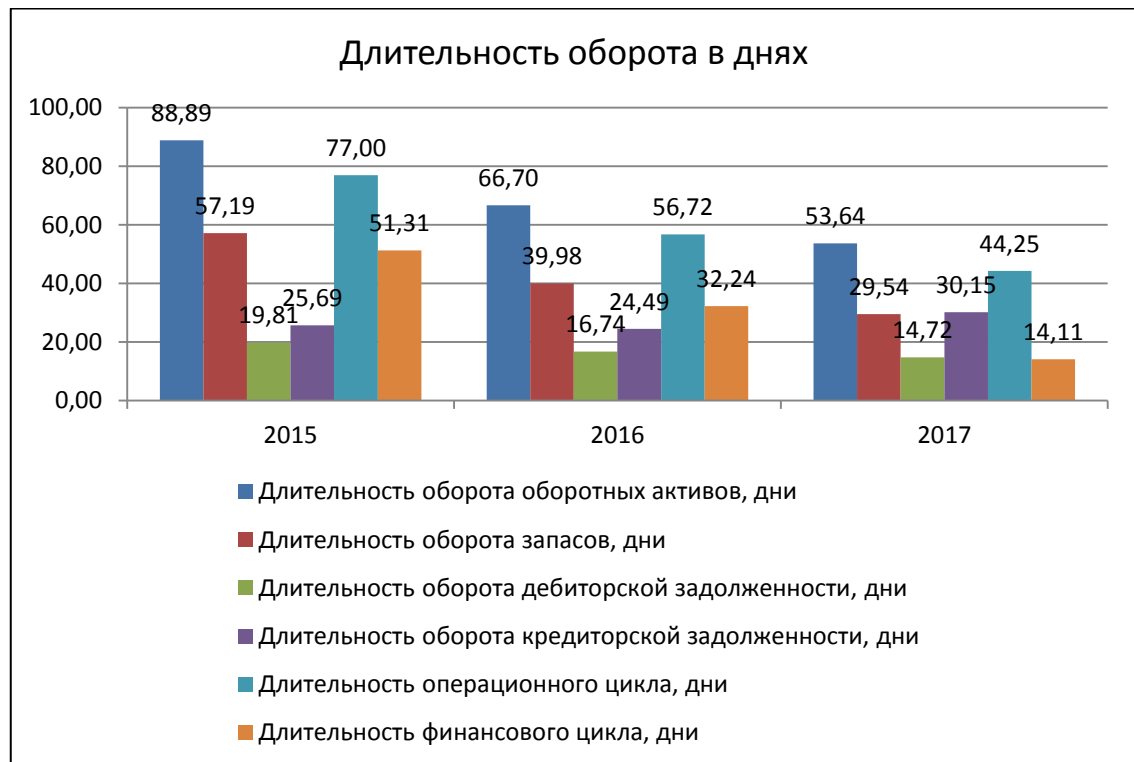


Рисунок 2.13 – Длительность оборота в днях

На основании полученных данных можно сделать вывод, что за рассматриваемый период наибольший показатель составляет коэффициент оборачиваемости дебиторской задолженности – 24,80 оборотов в год. Наибольший показатель оборачиваемости в днях составляет 88,89 оборотов.

## 2.6 Оценка показателей рентабельности организации

В процессе анализа необходимо изучить динамику показателей рентабельности и провести их сравнение со значениями коэффициентов за предыдущий период. Для анализируемой организации произведем расчет коэффициентов рентабельности и сведем их в таблицу 2.18 и рисунке 2.14:

Таблица 2.18 – Коэффициенты рентабельности организации.

Наименование показателя	За 2015 год, %	За 2016 год, %	За 2017 год, %
Рентабельность продаж	37,40	39,37	36,90
Рентабельность производства	59,75	64,93	58,48
Рентабельность активов	56,10	62,86	64,14
Рентабельность собственного капитала	99,01	109,32	125,04
Рентабельность производственных фондов	63,56	72,91	75,27

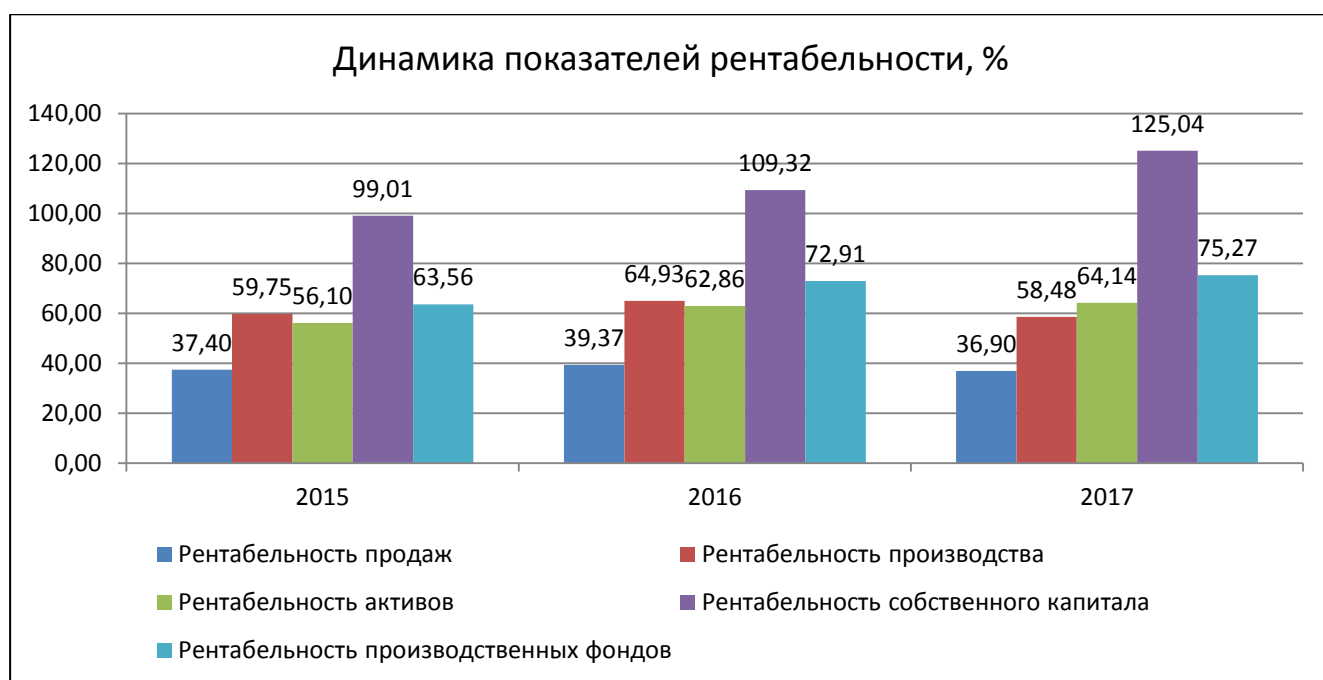


Рисунок 2.14 – Динамика показателей рентабельности организации.

Из данных следует, что показатели рентабельности активов, собственного капитала, производственных фондов увеличились. Рентабельность производства на конец периода снизилась.

## 2.7 Анализ затратности функционирования организации

Проведем анализ по элементам затрат организации АО «СибурТюменьГаз» за 2015-2017 г. Расчеты приведены в табл. 2.19.

Таблица 2.19 – Анализ элементов затрат АО «СибурТюменьГаз»

Элемент затрат	2015		2016		2017	
	млн. руб.	%	млн. руб.	%	млн. руб.	%
Материальные затраты	965,00	52,59	1274,00	61,78	1426,00	58,32
Расходы на оплату труда	373,00	20,33	381,00	18,47	474,00	19,38
Отчисления во внебюджетные фонды	111,90	6,10	114,30	5,54	142,20	5,82
Амортизация	61,00	3,32	77,00	3,73	92,00	3,76
Прочие затраты	324,00	17,66	216,00	10,47	311,00	12,72
ИТОГО	1834,90	100,00	2062,30	100,00	2445,20	100,00

Исходя из табл. 2.19 можно сделать вывод о том, что итог расходов значительно увеличился.

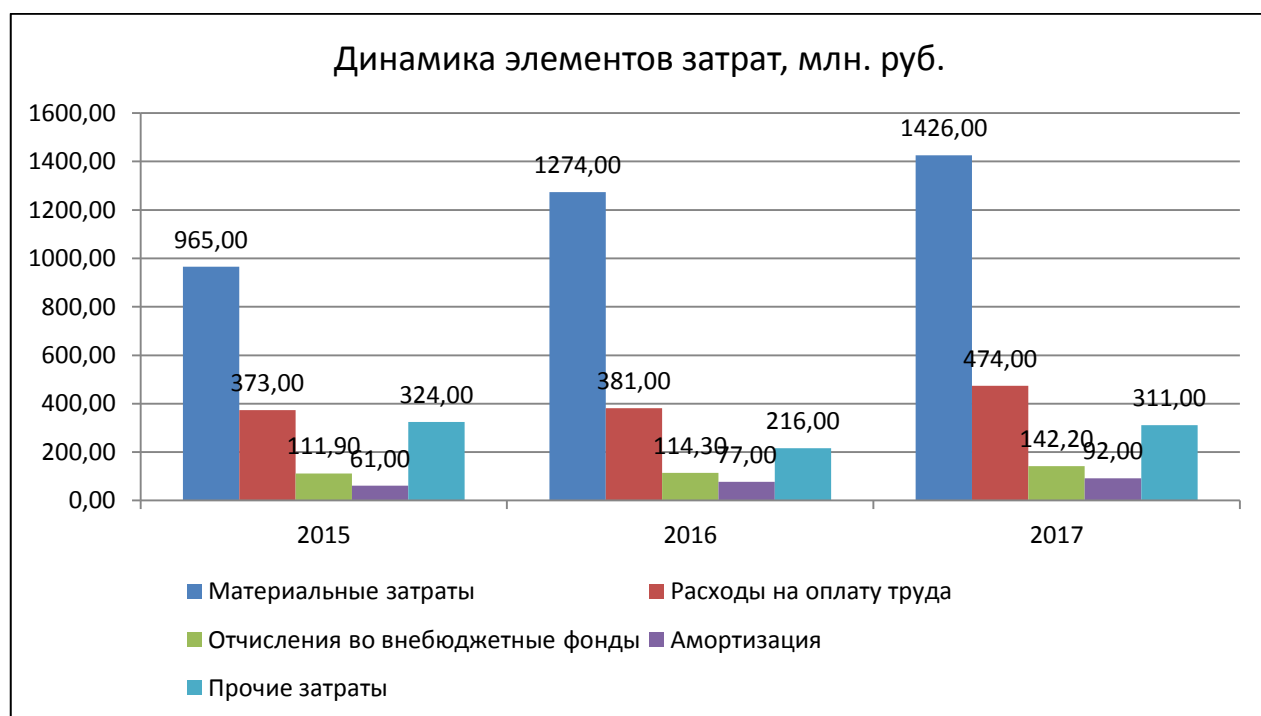


Рисунок 2.15 – Динамика элементов затрат

По полученным данным можно сделать вывод, что наибольшие материальные затраты были в 2017 году – 1426 млн. руб., расходы на оплату труда составили 474 млн. руб., амортизация 92 млн. руб., отчисления во внебюджетные фонды составили 142,20 млн. руб.

### 3 РАЗРАБОТКА ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА «ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕООРУЖЕНИЕ ПЛОЩАДКИ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА. МОНТАЖ ТРУБОПРОВОДА ДЛЯ ОХЛАЖДЕНИЯ ОСУШЕННОГО ГАЗА НА АППАРАТЕ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ (АВО) Е-128 УПГ-1, И АППАРАТЕ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ (АВО) Е-128 УПГ-2, БГПК»

#### 3.1 Сущность инвестиционного проекта

Основной объем добычи газа в России обеспечивается за счет эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений северных территорий страны, в том числе и севера Западной Сибири. Большая отдаленность газодобывающих промыслов, сложные геолого-промысловые и суровые климатические условия обусловили повышения требования к качеству товарного газа, которые отражены в отраслевом стандарте как точки росы по воде и по углеводородам. Требуемая степень осушки газа может быть достигнута в результате применения разных технологий его подготовки: низкотемпературных, абсорбционной и адсорбционной.

Акционерное Общество «СибурТюменьГаз» объединяет газоперерабатывающие мощности СИБУРа, предметом деятельности которого является прием и переработка попутного нефтяного газа (ПНГ) на территории Западной Сибири. АО «СибурТюменьГаз» было создано в 2005 году. Проектная мощность по приему и переработке составляет больше 22 млрд. куб. м ПНГ в год.

Для достижения поставленной цели планируется осуществить реализацию проекта «Монтаж трубопровода для охлаждения осушенного газа на аппарате воздушного охлаждения (АВО) Е-128 УПГ-1, и аппарате воздушного охлаждения (АВО) Е-128 УПГ-2, БГПК», для которого потребуются инвестиции.

Данный проект будет направлен для привлечения дополнительной прибыли.

Инвестиционный проект потребует 6500 тыс. рублей капитальных вложений, которые окупятся в течение около 2,7 лет и принесут чистую прибыль в размере 9 828,84 тысяч рублей.

Источником финансирования данного проекта будет выступать нераспределенная прибыль ООО «Белозерный ГПК».

Срок окупаемости проекта – 2 года и 7 месяцев.

Дисконтированный срок окупаемости проекта составляет 3 года.

Расчет показателей экономической эффективности говорит об эффективности проекта и целесообразности его реализации для данного предприятия.

Проанализировав все выше сказанное, можно сделать вывод, что данный проект будет направлен не только на охлаждение осушки газа, выделения конденсата из газа газоконденсатных месторождений на установках низкотемпературной сепарации, но и для получения индивидуальных компонентов газа, выделения из природного газа редких газов, сжижения газов и т. д.

Низкотемпературный способ разделения газов позволяет в зависимости от глубины охлаждения извлекать от 80 до 100 % тяжелых углеводородов и осушать газ при транспортировке однофазного компонента до необходимой точки росы по влаге и углеводородам. На практике применяют низкотемпературную сепарацию (НТС), при которой получают относительно невысокие температуры как за счет использования пластового давления, так и искусственного холода.

Монтаж трубопровода рассчитывается на заказ индивидуально под техническое задание заказчика АО «СибурТюменьГаз».

Разработка оптимальной технологии процесса, конструкции установки и ее сборка осуществляется на производственных мощностях одного из европейских филиалов компании, из комплектующих ведущих мировых производителей.

На монтаж трубопровода для охлаждения осушенного газа в случае необходимости может быть осуществлена поставка потребовавшихся запасных частей, расходников, единиц сопутствующего оборудования и проведение сервисного обслуживания силами наших специалистов.



Рисунок 3.1 – Внешний вид точек подключения

Для внедрения оборудования нам понадобятся капитальные вложения, которые представлены в табл. 3.1.

Таблица 3.1 – Капитальные вложения в реализацию инвестиционного проекта

Наименование	Сумма, млн. руб.
1. Установка трубопровода	
1.1 Установка трубопровода	4000,00
1.2. Строительно-монтажные работы	2000,00
1.3. Проектно-изыскательные работы	300,00
1.4. Получение лицензии СРО	200,00
Итого	6500,00

В стоимость строительно-монтажных и проектно-изыскательных работ входят услуги поставщика по разработке схемы установки комплекса, его доставки и установки, а также наладке. Данный поставщик выполняет работы по монтажу оборудования «под ключ». Помимо единовременных затрат, реализация данного инвестиционного проекта приведёт к увеличению текущих издержек, которые представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Текущие издержки

Наименование	Всего текущих затрат, млн. руб.
1. Материальные затраты	1 010,74
1.2 Затраты на электроэнергию	1 159,20
1.3 Затраты на обслуживание	350
2. Амортизация основных фондов	812,5
3. Прочие затраты	200
Итого затрат:	2260,74
Текущие издержки без амортизации	1623,20



Текущие издержки по данному проекту состоят из следующего:

1. Затраты на электроэнергию в сумме 660,16 млн. рублей, рассчитаны на основе потребления электроэнергии трубопровода на АВО Е-128:

$$\mathcal{E} = 46 \text{ кВт} * 3 \text{ руб} * 8400 \text{ час} = 1\,159,20 \text{ млн. руб.}$$

2. Затраты на обслуживание составляют 350 млн. рублей в год, которые включают в себя:

- ✓ ежемесячная или ежеквартальная проверка работоспособности установки;
- ✓ устранение аварийных ситуаций в кратчайшие сроки.

3. Амортизация основных фондов составляет 812,5 млн. руб. Годовая норма амортизации считается, исходя из срока полезного использования ( $100\%:8\text{л} = 12,5\%$ ). Расчет амортизационных отчислений представлен в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Амортизационные отчисления

Наименование	Стоимость оборудования, млн. руб.	Норма годовой амортизации, %	Сумма амортизации, млн. руб.
Е-128	6500	12,5	812,5

4. К прочим затратам отнесена плата за сбросы по назначению предельно допустимых сбросов в сумме 8,5 млн. рублей в год, налог на имущество, равный 10% от итоговой суммы текущих издержек. Данное значение было указано в проектно-сметной стоимости, предоставленной подрядной организацией.

Осуществление данных затрат (единовременных и текущих) будет являться целесообразным в случае получения экономического эффекта в размере 3720 миллионов рублей в год.

Данный экономический эффект от установки импульсного сильноточного ускорителя электронов, образуется вследствие экономии затрат на плату за сбросы по назначению предельно допустимых сбросов и за счет снижения потребления электроэнергии.

По данным предоставленным АО «СибурТюменьГаз» на данный момент плата за сбросы на АВО Е-128 составляет в квартал 727826,1 рублей, а в год эта

сумма составляет 2911304 рублей (расчеты платы за сброс приведены в таблице 3.4)

Плата за сбросы на АВО Е-128 после установки ускорителя составят в квартал 2114,2 миллионов рублей, а в год эта сумма составляет 8457 миллионов рублей (расчеты платы за сброс приведены в таблице 3.5)

Плата за сбросы по назначению предельно допустимых сбросов сократиться с 2911304 рублей до 8114,2 миллионов рублей.

Так же экономический эффект достигается путем сокращения потребления КОС-350 электроэнергии, так как сейчас данный комплекс потребляет 100кВт в час, то сумма затрат на электроэнергию составляют 1436,4 миллионов рублей:

Таблица 3.4 – Расчет платы за сброс по назначению предельно допустимых сбросов (в квартал).

№ п/п	Наименование загрязняющего вещества	Установлены, тонн	Фактический сброс загрязняющего вещества в водные объекты	В том числе, тонн		Норматив платы, руб/тонну		Коэф. Нормативной платы в пределах установленного лимита	Коэф. Эког. Знач.	Доп. Коэф. 2	Коэф. Для взвешенных веществ	Коэф. Учит. инф. л.	Сумма платы (руб.)		Сумма платы всего, руб.
				ПДС	сверх-лим. Сброс	ПДС	ВСС						ПДС	сверх-лим. Сброс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Взвешенные вещества	0,275	0,275	0,275	1,226	366	1830	5	1,04	2	1	2,45	512,912	57166,4	57679,331

Продолжение таблицы 3.4

2	Сухой остаток	13,231	13,231	13,231		0,2	1	5	1,04	2	1	2,45	13,485	0	13,485
3	Фосфаты (по Р)	0,015	0,015	0,015		1378	6890	5	1,04	2	1	2,45	105,334	0	105,334
4	БПК полн.	0,08	0,08	0,08		91	455	5	1,04	2	1	2,45	37,0989	0	37,099
5	Хлориды (СL-)	1,323	1,323	1,323		0,9	4,5	5	1,04	2	1	2,45	6,06781	0	6,068
6	Аммоний-ион (NH <sub>4</sub> -)	0,038	0,038	0,038	0,131	551	2755	5	1,04	2	1	1,98	86,2311	7431,76	7517,987
7	Нитрат-анион	0,596	0,596	0,596		6,9	34,5	5	1,04	2	1	1,98	16,9365	0	16,937
8	Нефть и нефтепродукты	0,004	0,004	0,004	0,026	5510	27550	5	1,04	2	1	2,45	112,316	18251,3	18363,640
9	Сульфат-анион	1,323	1,323	1,323		2,8	14	5	1,04	2	1	1,98	15,2562	0	15,256

Окончание таблицы 3.4

10	Нитрит-анион	0,022	0,022	0,022		3444	17220	5	1,04	2	1	1,98	312,043	0	312,043
11	ОП-10, (СПАВ), смесь	0,007	0,007	0,007		552	2760	5	1,04	2	1	1,98	15,9135	0	15,913
12	Фенол	0,001	0,001	0,001		275481	1377405	5	1,04	2	1	2,45	1403,85	0	1403,851
13	Медь (Cu 2+)	0,001	0,001	0,001		275481	1377405	5	1,04	2	1	2,45	1403,85	0	1403,851
14	Алюминий Al 3+()	0,001	0,001	0,001	0,67	6887	34435	5	1,04	2	1	2,45	35,0962	587861	587895,642
15	Железо (Fe) (все растворимые в воде формы)	0,025	0,025	0,025	0,186	2755	13774	5	1,04	2	1	1,98	283,655	52756	53039,617
	Итого:	16,942	16,942	16,942	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	4360,05	723466	727826,055

$$\mathcal{E} = 100\text{кВт} * 3\text{руб} * 8400\text{час} = 2520 \text{ млн. рублей}$$

А после внедрения ускорителя на трубопроводе для ООГ на АВО Е-128 потребление электроэнергии сократиться до 46кВт в час, и сумма на электроэнергию в год сократиться до 1159,20 млн. рублей в год:

$$\mathcal{E} = 46\text{кВт} * 3\text{руб} * 8400\text{час} = 1159,20 \text{ млн. рублей}$$

Таблица 3.5 – Расчет платы за сброс по назначению предельно допустимых сбросов после установки ускорителя  
(в квартал).

№ п/п	Наименование загрязняющего вещества	Установлены, тонн	Фактический сброс загрязняющего вещества в водные объекты	В том числе, тонн	Норматив платы, руб/тонну		Коэф. Нормативной платы в пределах установленного лимита	Коэф. Эког. Знач.	Доп. Коэф. 2	Коэф. Для взвешенных веществ	Коэф. Учит. инфл.	Сумма платы всего, руб.
		ПДС		ПДС	ВСС							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Взвешенные вещества	1,098	0,162	0,162	366	1830	5	1,04	2	1	2,45	302,2
2	Сухой остаток	52,925	7,83	7,83	0,2	1	5	1,04	2	1	2,45	8,0
3	Фосфаты (по Р)	0,06	0,009	0,009	1378	6890	5	1,04	2	1	2,45	63,2
4	БПК полн.	0,318	0,047	0,047	91	455	5	1,04	2	1	2,45	21,8
5	Хлориды (CL-)	5,292	0,783	0,783	0,9	4,5	5	1,04	2	1	2,45	3,6

Продолжение таблицы 3.5

6	Амоний-ион (NH <sub>4</sub> )	0,151	0,022	0,022	551	2755	5	1,04	2	1	1,98	49,9
7	Нитрат-анион	2,382	0,352	0,352	6,9	34,5	5	1,04	2	1	1,98	10,0
8	Нефть и нефтепродукты	0,016	0,002	0,002	5510	27550	5	1,04	2	1	2,45	56,2
9	Сульфат-анион	5,293	0,783	0,783	2,8	14	5	1,04	2	1	1,98	9,0
10	Нитрит-анион	0,087	0,001	0,001	3444	17220	5	1,04	2	1	1,98	14,2
11	ОП-10, (СПАВ), смесь	0,026	0,002	0,001	552	2760	5	1,04	2	1	1,89	2,2
12	Фенол	0,005	0,001	0,001	275481	1377405	5	1,04	2	1	2,45	1 403,9
13	Медь (Cu 2+)	0,005	0,000	0,000	275481	1377405	5	1,04	2	1	2,45	-
14	Алюминий Al 3+()	0,005	0,000	0,000	6887	34435	5	1,04	2	1	2,45	-
15	Железо (Fe) (все растворимые в воде формы)	0,101	0,015	0,015	2755	13774	5	1,04	2	1	1,98	170,2
	Итого:	67,764	10,009	10,008	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	2 114,2



Таким образом можно сделать вывод, что общий экономический эффект составит в год 3684 миллионов рублей. Данные расчетов представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Экономический эффект

Наименование	Значение
1. Снижение затрат на плату за сбросы, млн.руб.	243,00
2. Снижение затрат на электроэнергию, млн.руб.	69,00
3. Всего снижение затрат, млн.руб.	310,00
2. Количество месяцев	12
3. Экономический эффект, млн.руб.	3000,00

### 3.2 Методические основы оценки эффективности инвестиционного проекта

Инвестиционные проекты, анализируемые в процессе составления бюджета капитальных вложений, имеют определенную логику.

С каждым инвестиционным проектом принято связывать денежный поток, элементы которого представляют собой либо чистые оттоки, либо чистые притоки денежных средств. Под чистым оттоком в n-ом году понимается превышение текущих денежных расходов по проекту над текущими денежными поступлениями (при обратном соотношении имеет место чистый приток). Денежный поток, в котором притоки следуют за оттоками, называется ординарным. Если притоки и оттоки чередуются, денежный поток называется неординарным.

Эффективность инвестиционного проекта характеризуется системой показателей, которые отражают соотношение затрат и результатов от инвестиционного проекта.

Выделяют следующие показатели эффективности инвестиционного проекта относительно интересов его участников:

- ✓ показатели коммерческой (финансовой) эффективности, учитывающие финансовые последствия реализации проекта для его непосредственных участников;
- ✓ показатели бюджетной эффективности, отражающие финансовые последствия проекта для федерального, регионального или местного бюджетов;

- ✓ показатели экономической эффективности, учитывающие затраты и результаты, связанные с реализацией проекта, выходящие за пределы прямых финансовых интересов участников инвестиционного проекта и допускающие стоимостное измерение.

При определении эффективности инвестиционного проекта оценка предстоящих затрат и результатов осуществляется в пределах периода планирования, который измеряется количеством шагов расчета. Шагом расчета в пределах периода планирования могут быть; месяц, квартал, полугодие или год.

Для соизмерения показателей по различным шагам периода планирования при оценке эффективности инвестиционного проекта используется приведение их к ценности в начальном шаге (дисконтирование).

Технически приведение к начальному шагу затрат, результатов и эффектов, которые имеют место на  $t$ -ом шаге расчета реализации проекта, производится путем их умножения на коэффициент дисконтирования ( $\alpha_t$ ), определяемый как:

$$\alpha_t = \frac{1}{(1 + E)^t} \quad (1)$$

где  $t$  - номер шага расчета ( $t = 0, 1, \dots, T$ );

$T$  - период планирования;

$E$  - норма дисконтирования, равная приемлемой для инвестора норме доходности на капитал.

Для сравнения вариантов инвестиционного проекта, а также для сравнения различных инвестиционных проектов используется ряд общепринятых показателей. К ним относятся: чистый дисконтированный доход (ЧДД), индекс доходности (ИД), внутренняя норма доходности (ВНД), срок окупаемости.

Чистый дисконтированный доход - это сумма текущих эффектов (разницы результатов и затрат) за весь период планирования, приведенная к начальному шагу:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (\underline{R_t} - \underline{3_t^+}) \times \alpha_t - K \quad (2)$$

где  $R_t$  - результаты, достигаемые на  $t$ -ом шаге расчета;

$3_t^+$  - затраты, осуществляемые на  $t$ -ом шаге расчета, при условии, что в них не входят капиталовложения;

$\alpha_t$  - коэффициент дисконтирования.

Сумма дисконтированных капиталовложений ( $K$ ), вычисляется по формуле:

$$K = \sum_{t=0}^T \underline{K_t} \times \alpha_t \quad (3)$$

где  $K_t$  - капиталовложения на  $t$ -ом шаге.

В случае если ЧДД проекта положителен, проект эффективен, если отрицателен - неэффективен. Чем больше ЧДД, тем эффективнее проект.

Индекс доходности - это отношение приведенного эффекта к приведенным капиталовложениям:

$$\text{ИД} = \frac{1}{K} \times \sum_{t=0}^T (\underline{R_t} - \underline{3_t^+}) \times \alpha_t \quad (4)$$

Если ИД больше единицы, проект эффективен, если ИД меньше единицы - неэффективен.

Внутренняя норма доходности – это норма дисконта ( $E$ ), при которой величина приведенных эффектов равна приведенным капиталовложениям, то есть  $E$  находится из уравнения:

$$\sum_{t=0}^T \frac{R_t - Z_t}{(1+E)^t} = \sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1+E)^t} \quad (5)$$

Найденное значение  $E_{\text{внд}}$  (ВНД) сравнивается с требуемой инвестором нормой дохода на вкладываемый капитал. В случае, когда ВНД равна или больше требуемой инвестором нормы дохода на капитал, капиталовложения в данный инвестиционный проект оправданы, и может рассматриваться вопрос о его принятии.

В противном случае капиталовложения в данный проект нецелесообразны.

Срок окупаемости - показывает минимальный временной интервал (от начала осуществления проекта), за пределами которого интегральный эффект становится и остается неотрицательным. Иными словами, это период, начиная с которого первоначальные вложения и другие затраты, связанные с инвестиционным проектом, покрываются суммарными доходами от его осуществления. По мнению ряда российских исследователей, следует включать в план реализации только те проекты, для которых срок окупаемости не превышает 2 – 3 лет.

Если чистый дисконтированный доход по годам одинаковый, то для расчета простого срока окупаемости используем формулу:

$$PP = \frac{I}{CF_t}$$

Для расчета дисконтированного срока окупаемости, используем формулу:

$$PP_{\text{диск}}=n, \\ \text{при котором } \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \geq I$$

$CF_t$ - суммарный денежный поток в период времени  $t$ ;

$I$ - сумма инвестиций;

$r$ - ставка дисконтирования;

$n$ - число периодов.

При осуществлении проекта выделяется три вида деятельности: инвестиционная, операционная и финансовая.

В рамках каждого вида деятельности происходит приток и отток денежных средств. Разность между ними называется потоком денежных средств.

Сальдо денежных потоков - это разность между притоком и оттоком денежных средств от всех трех видов деятельности.

Положительное сальдо денежных потоков на  $t$ -ом шаге определяет излишние денежные средства на  $t$ -ом шаге. Отрицательное – определяет недостающие денежные средства на  $t$ -ом шаге.

Необходимым критерием осуществимости инвестиционного проекта является положительность сальдо накопленных денежных потоков в любом временном интервале, в котором осуществляют затраты и получают доходы. Отрицательная величина сальдо накопленных денежных потоков свидетельствует о необходимости привлечения дополнительных собственных или заемных средств и отражения этих средств в расчетах эффективности.

### 3.3 Оценка эффективности инвестиционного проекта «Монтаж трубопровода для охлаждения осушенного газа на аппарате воздушного охлаждения (АВО) Е-128 УПГ-1, и аппарате воздушного охлаждения Е-128 УПГ-2, БГПК»

Финансирование инвестиционного проекта предполагается осуществить за счет собственных средств АО «СибурТюменьГаз».

В основу расчетов по оценке коммерческой эффективности проекта положены следующие предположения:

- продолжительность периода планирования принята 8 лет (8 шагов);
- в качестве шага планирования принят один год;
- норма дисконта принята на уровне 19 % в год;
- цены, тарифы и нормы не изменятся в течение всего периода планирования.

Продолжительность периода определена, исходя из среднего срока службы

установки.

Норма дисконта установлена из условий:

- ставка рефинансирования ЦБ РФ – 7,25% на 18.04.2018
- риск недополучения прибыли 11,75%.

Результаты расчетов по оценке коммерческой эффективности данного инвестиционного проекта представлены в таблицах 3.7 – 3.12.

Таблица 3.7 – Реальные показатели

Год	Капитальные вложения		Эффект		Текущие затраты без амортизации, млн. руб.	Амортизация, млн. руб.	Валовая прибыль, млн. руб.	Налог на прибыль, млн. руб.	Чистая прибыль, млн. руб.
	млн. руб.	%	млн. руб.	%					
2018	6500,00	100,00	3000,00	12,50	202,90	812,50	1984,60	396,92	1587,68
2019	0,00	0,00	3000,00	12,50	202,90	812,50	1984,60	396,92	1587,68
2020	0,00	0,00	3000,00	12,50	202,90	812,50	1984,60	396,92	1587,68
2021	0,00	0,00	3000,00	12,50	202,90	812,50	1984,60	396,92	1587,68
2022	0,00	0,00	3000,00	12,50	202,90	812,50	1984,60	396,92	1587,68
2023	0,00	0,00	3000,00	12,50	202,90	812,50	1984,60	396,92	1587,68
2024	0,00	0,00	3000,00	12,50	202,90	812,50	1984,60	396,92	1587,68
2025	0,00	0,00	3000,00	12,50	202,90	812,50	1984,60	396,92	1587,68
ИТОГО	6500,00	100,00	24000,00	100,00	1623,20	6500,00	15876,80	3175,36	12701,44

Таблица 3.8 – Дисконтированные показатели

Год	Капитальные вложения		Эффект		Текущие затраты без амортизации, млн. руб.	Амортизация, млн. руб.	Валовая прибыль, млн. руб.	Налог на прибыль, млн. руб.	Чистая прибыль, млн. руб.	Дисконтирующий множитель	Шаг
	млн. руб.	%	млн. руб.	%							
2018	6500,00	100,00	3000,00	12,50	202,90	812,50	1984,60	396,92	1587,68	1,000	0
2019	0,00	0,00	2684,56	11,19	181,57	727,07	1775,93	355,19	1420,74	0,895	1
2020	0,00	0,00	2402,29	10,01	162,48	650,62	1589,20	317,84	1271,36	0,801	2
2021	0,00	0,00	2149,70	8,96	145,39	582,21	1422,10	284,42	1137,68	0,717	3
2022	0,00	0,00	1923,67	8,02	130,10	520,99	1272,57	254,51	1018,06	0,641	4
2023	0,00	0,00	1721,41	7,17	116,42	466,21	1138,77	227,75	911,01	0,574	5
2024	0,00	0,00	1540,41	6,42	104,18	417,19	1019,03	203,81	815,23	0,513	6
2025	0,00	0,00	1378,44	5,74	93,23	373,33	911,89	182,38	729,51	0,459	7
ИТОГО	6500,00	100,00	16800,49	70,00	1136,27	4550,13	11114,09	2222,82	8891,27		



Таблица 3.9 – Кумулятивные реальные показатели

Год	Капитальные вложения		Эффект		Текущие затраты без амортизации, млн. руб.	Амортизация, млн. руб.	Валовая прибыль, млн. руб.	Налог на прибыль, млн. руб.	Чистая прибыль, млн. руб.
	млн. руб.		млн. руб.						
2018	6500,00		3000,00		202,90	812,50	1984,60	396,92	1587,68
2019	6500,00		6000,00		405,80	1625,00	3969,20	793,84	3175,36
2020	6500,00		9000,00		608,70	2437,50	5953,80	1190,76	4763,04
2021	6500,00		12000,00		811,60	3250,00	7938,40	1587,68	6350,72
2022	6500,00		15000,00		1014,50	4062,50	9923,00	1984,60	7938,40
2023	6500,00		18000,00		1217,40	4875,00	11907,60	2381,52	9526,08
2024	6500,00		21000,00		1420,30	5687,50	13892,20	2778,44	11113,76
2025	6500,00		24000,00		1623,20	6500,00	15876,80	3175,36	12701,44

Таблица 3.10 – Кумулятивные дисконтированные показатели

Год	Капитальные вложения		Эффект		Текущие затраты без амортизации, млн. руб.	Амортизация, млн. руб.	Валовая прибыль, млн. руб.	Налог на прибыль, млн. руб.	Чистая прибыль, млн. руб.
	млн. руб.		млн. руб.						
2018	6500,00		3000,00		202,90	812,50	1984,60	396,92	1587,68
2019	6500,00		5684,56		384,47	1539,57	3760,53	752,11	3008,42
2020	6500,00		8086,86		546,94	2190,19	5349,73	1069,95	4279,78
2021	6500,00		10236,56		692,33	2772,40	6771,83	1354,37	5417,46
2022	6500,00		12160,23		822,44	3293,40	8044,40	1608,88	6435,52
2023	6500,00		13881,64		938,86	3759,61	9183,17	1836,63	7346,53
2024	6500,00		15422,05		1043,04	4176,81	10202,20	2040,44	8161,76
2025	6500,00		16800,49		1136,27	4550,13	11114,09	2222,82	8891,27

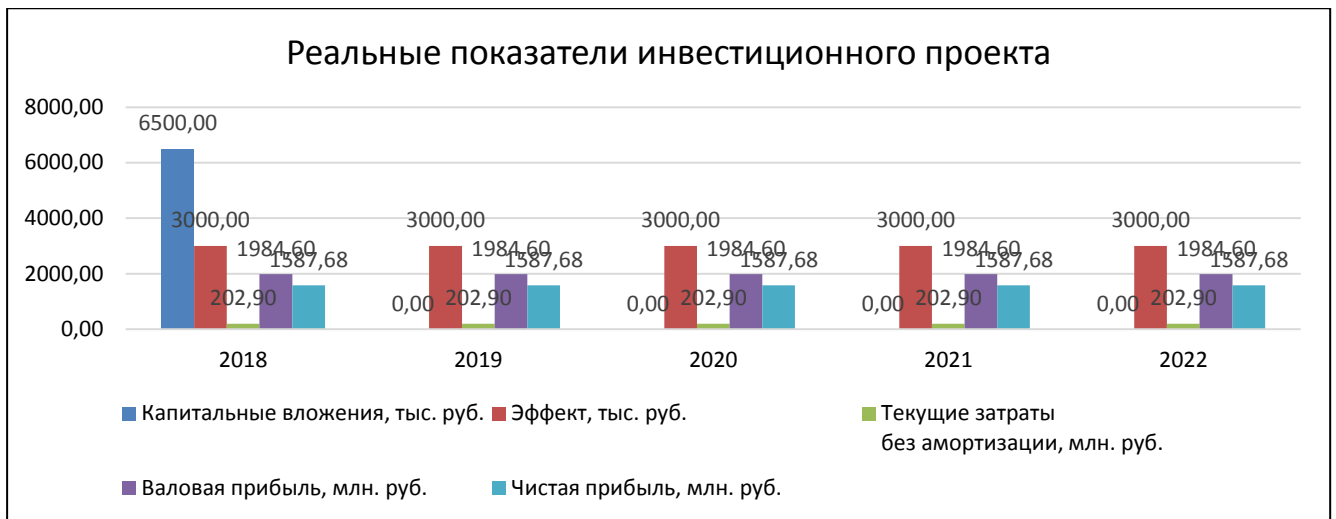


Рисунок 3.2 – Реальные показатели инвестиционного проекта

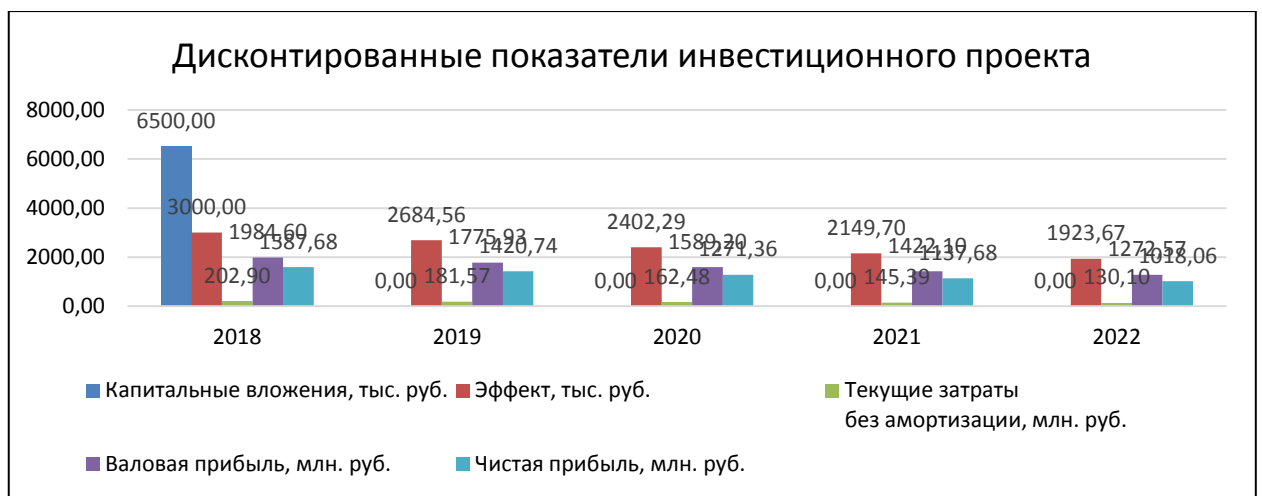


Рисунок 3.3 – Реальные показатели инвестиционного проекта

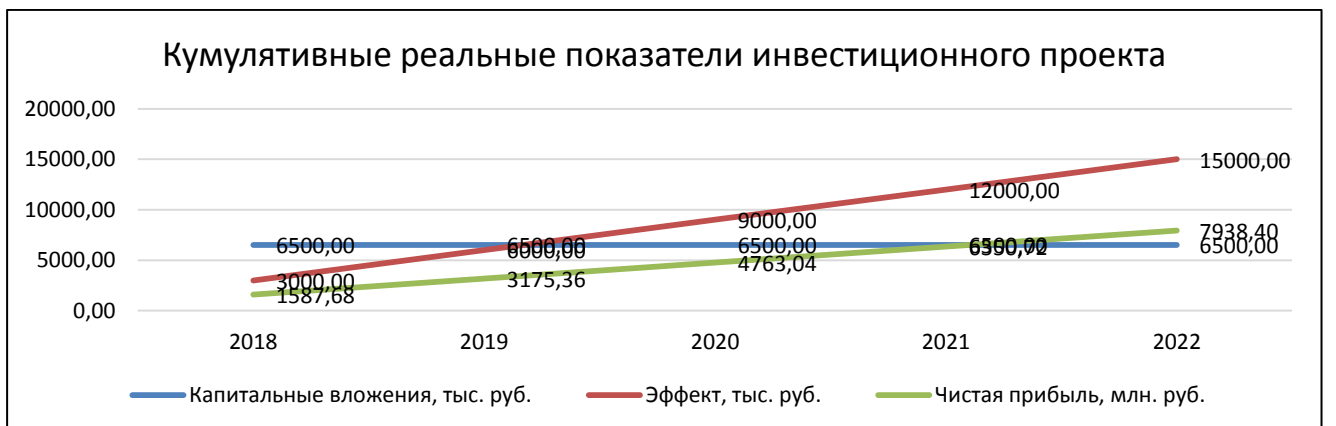


Рисунок 3.4 – Кумулятивные реальные показатели инвестиционного проекта

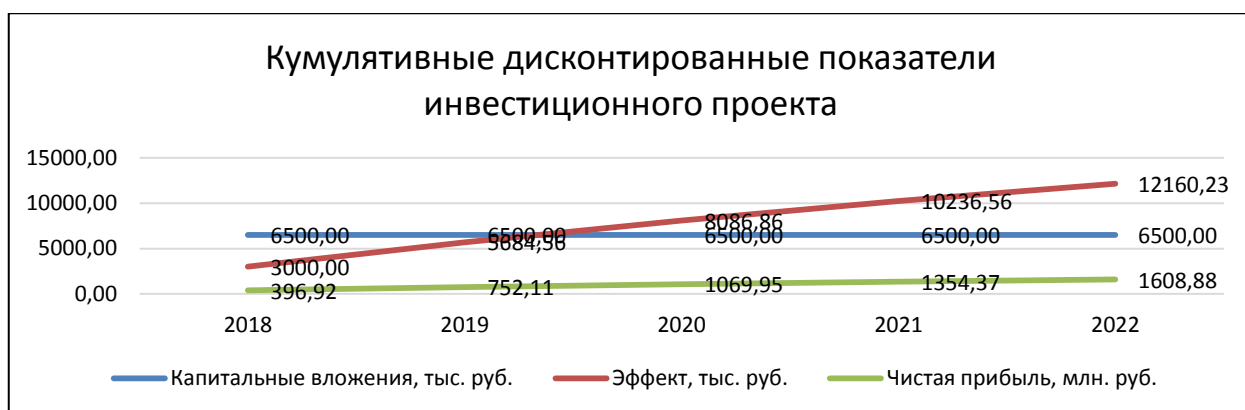


Рисунок 3.5 – Кумулятивные дисконтированные показатели проекта

За период планирования, жизненный цикл (8лет), инвестиционный проект потребует 6 500 млн. руб. капитальных вложений и принесет 7 938,40 млн. руб. чистой прибыли.

Таблица 3.12 – Чистый доход

Год	Реальный (ЧРД)	Дисконтированный (ЧДД)	Кумулятивный реальный	Кумулятивный дисконтированный
2018	-4099,82	-4099,82	-4099,82	-4099,82
2019	2400,18	2147,81	-1699,64	-1952,01
2020	2400,18	1921,98	700,54	-30,03
2021	2400,18	1719,89	3100,72	1689,86
2022	2400,18	1539,05	5500,90	3228,92
2023	2400,18	1377,23	7901,08	4606,15
2024	2400,18	1232,42	10301,26	5838,57
2025	2400,18	1102,84	12701,44	6941,40
Итого	12701,44	6941,40		

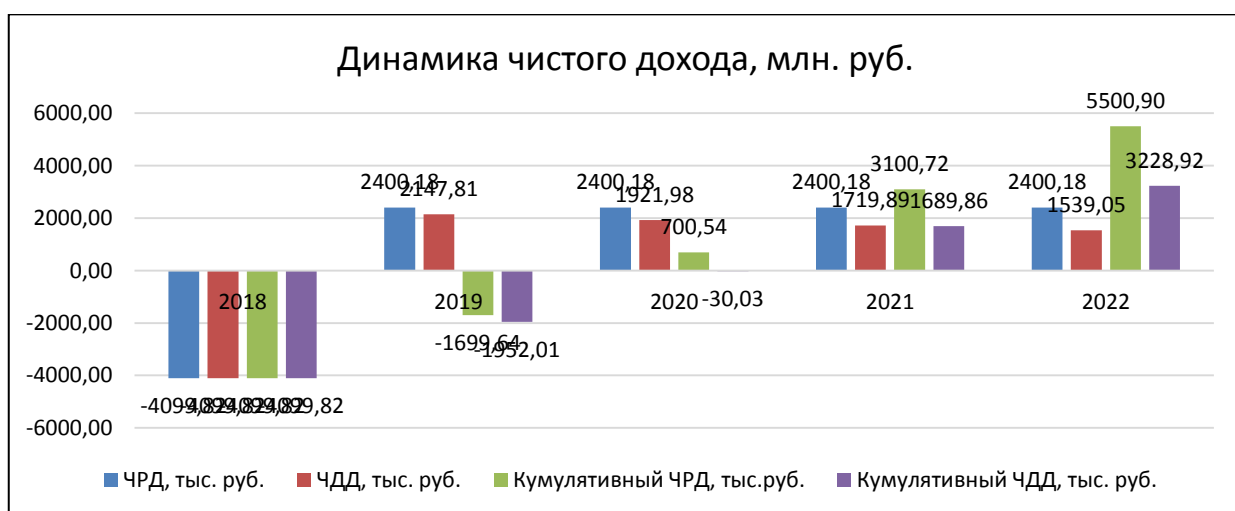


Рисунок 3.6 – Динамика чистого дохода

Чистый реальный доход проекта составит 12701,44 млн. руб., чистый дисконтированный доход – 6941,40 млн. руб.

Срок окупаемости проекта, исчисленный по реальным финансовым потокам равен 2,71, а исчисленный по дисконтированным финансовым потокам – 3,02.

Внутренняя норма доходности инвестиций составляет 55,94% в год (рисунок 3.7).

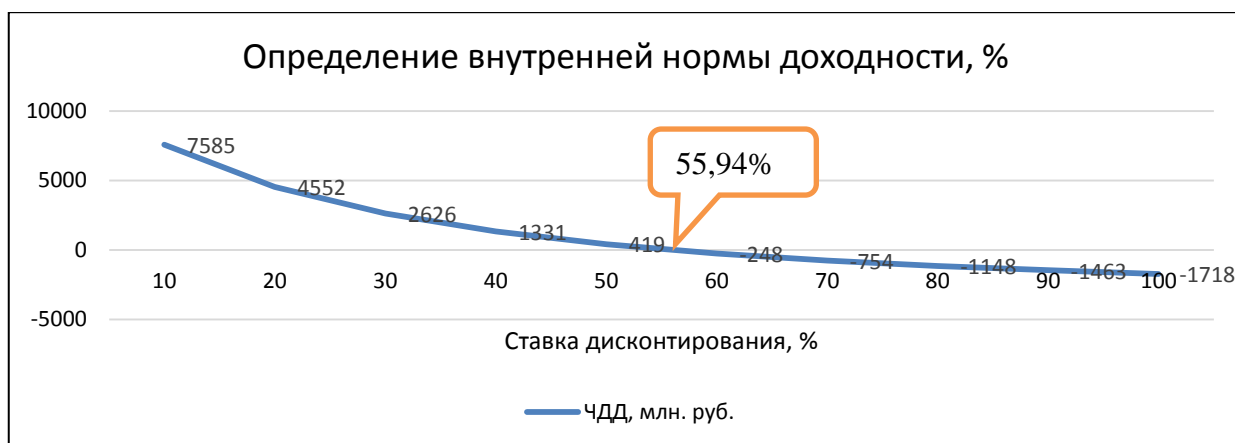


Рисунок 3.7 – Определение внутренней нормы доходности

Положительный чистый дисконтированный доход и индекс доходности, превосходящий единицу, позволяют охарактеризовать проект как эффективный.

Внутренняя норма доходности и срок окупаемости устраивает предприятие как инвестора.

Положительное сальдо денежных потоков свидетельствует об осуществимости проекта при избранной схеме финансирования.

Следует подчеркнуть предварительный характер оценки коммерческой эффективности проекта и необходимость проведения более точных расчетов, учитывающих реально сложившуюся экономическую ситуацию в стране.

### 3.4 Анализ чувствительности проекта к риску

Это метод, который позволяет определить последствия реализации прогнозных характеристик инвестиционного проекта (например, на основе NPV, IRR, IP)

при заданном изменении значения переменной при неизменных значениях всех остальных показателей.

Поскольку проекты в нефтегазовом производстве имеют определённую степень риска, связанную с природными и рыночными факторами, то необходимо провести анализ чувствительности к риску от проведения мероприятий. Надежность проекта при общей нестабильности характеризуется чувствительностью основных экономических критериев к изменению различных критериев.

Анализ и оценка рисков занимают важное место в системе анализа долгосрочных инвестиций. Модели оценки капитальных активов предполагают, что инвесторы не склонны рисковать, поэтому из двух активов, приносящих равный доход, выберут тот, риск которого меньше.

При этом под риском понимается вероятность получения меньших доходов (или прироста стоимости актива), чем ожидается инвестором. Считается, что анализ инвестиций проводится в условиях риска, а не неопределенности, так как экономические субъекты активно собирают необходимую им информацию и могут с достаточной степенью точности судить о вероятности событий.

Правило принятия решения об инвестировании, базируется на расчёте ЧДД. Инвестиционный проект принимается, если  $ЧДД > 0$ ; инвестиционный проект отвергается, если  $ЧДД < 0$ ; если  $ЧДД = 0$ , то следует для принятия решения рассмотреть обстоятельства. Выходящие за рамки критерия (например, экологические, социальные) или учесть открывающиеся новые технические, рыночные или иные перспективы.

Для определения степени чувствительности проекта к риску строится соответствующая диаграмма, которую называют также «диаграммой паука».

Для построения диаграммы «Паук» вычисляем вариации значений NPV при изменении данных параметров.

Алгоритм проведения анализа следующий:

1. Рассматривается базовый случай, при котором устанавливаются по их ожидаемой величине все вводимые переменные (объем продаж, уровень цен и за-

трат ресурсов, сроки платежей, уровень инфляции, процентная ставка, валютный курс) и определяется чистый дисконтированный доход.

2. Значение каждого показателя изменяется на определенное количество процентов выше и ниже ожидаемого значения при неизменных остальных показателях (границы вариации составляют, как правило, плюс-минус 10-15%)

3. Рассчитывается новый NPV для каждого из этих значений.

4. Рассчитывается процентное изменение NPV в сравнении с исходной величиной.

5. Определяется показатель чувствительности как отношение процентного изменения NPV на однопроцентное изменение вводимой переменной. Масштаб изменения результативного показателя по отношению к уровню изменения основной переменной называют коэффициентом чувствительности. Он рассчитывается также, как и показатели эластичности.

6. По показателю чувствительности вводимые переменные ранжируются от наиболее чувствительной к наименее. На базе этой классификации строится матрица чувствительности, позволяющая выделить наиболее и наименее рискованные для инвестиционного проекта переменные.

Чем выше чувствительность, тем важнее переменная для расчета чистого дисконтированного дохода, что должно учитываться при прогнозировании вводимых для расчета значений переменных и принятии решения о выборе инвестиционного проекта.

Таким образом, анализ чувствительности может дать представление о рискованности проекта.

Для их расчета мы определим следующие промежутки:

- Выручка (-30%; +30%);
- Текущие издержки (-20%; +20%);
- Налоги (-10%; +10%).

Таблица 3.11 – Значение ЧДД при варьируемых показателях

Параметр чувствительности		Текущие затраты без амортизации, млн. руб. (средне-годовые)	Вариация отклонений значений параметра, %						
			-30	-20	-10	0	10	20	30
Выручка (эффект), млн. руб. (среднегодовая)		Значение	227,25	259,71	292,18	324,64	357,10	389,57	422,03
Вариация отклонений значений параметра, %	-30	3360,00	3181,99	3091,09	3000,19	2909,29	2818,38	2727,48	2636,58
	-20	3840,00	4526,03	4435,13	4344,23	4253,33	4162,42	4071,52	3980,62
	-10	4320,00	5870,07	5779,17	5688,27	5597,37	5506,46	5415,56	5324,66
	0	4800,00	7214,11	7123,21	7032,30	6941,40	6850,50	6759,60	6668,70
	10	5280,00	8558,15	8467,25	8376,35	8285,45	8194,54	8103,64	8012,74
	20	5760,00	9902,19	9811,29	9720,39	9629,49	9538,58	9447,68	9356,78
	30	6240,00	11246,23	11155,33	11064,43	10973,53	10882,62	10791,72	10700,82



На рисунке 3.8 представлена диаграмма «Паук» для предлагаемого мероприятия.

Рассчитав изменение NPV при вариации факторов по диаграмме «Паук», на явном видно, что мероприятие не имеет риска - так как график находится в положительной области построения, что говорит об экономической целесообразности проведения мероприятия.

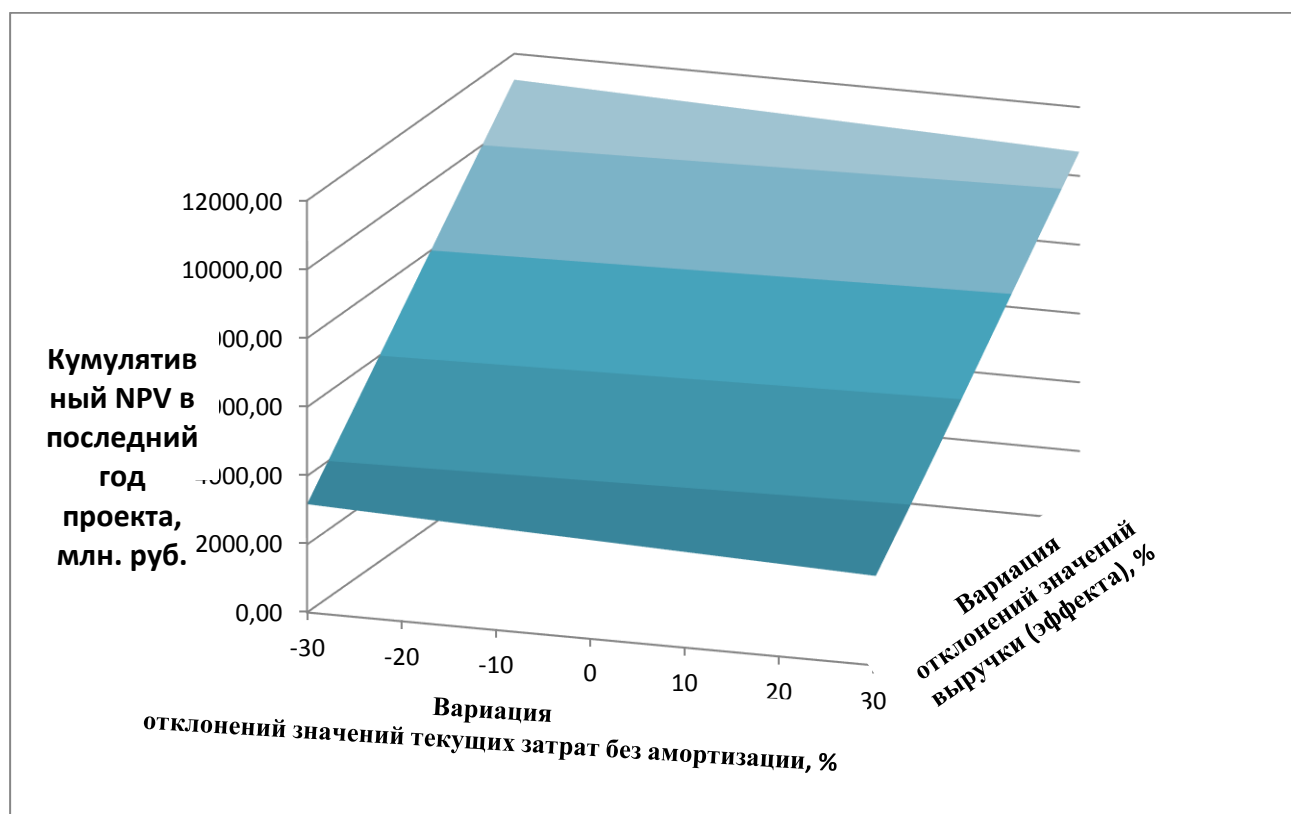


Рисунок 3.8 – Диаграмма «Паук»

Исходя из данных графика безубыточности можно сделать вывод, что проект устойчив к рискам.

Рассчитав изменение NPV при вариации выручки, текущих издержек и налогов с помощью диаграммы «Паук», можно сказать, что данный проект обладает небольшими рисками при увеличении текущих издержек и снижении выручки, но можно сказать об экономической целесообразности реализации проекта.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

СИБУР – лидер нефтехимии России и Восточной Европы с полным охватом отраслевого цикла: газопереработки, производства мономеров, пластиков, каучуков, минеральных удобрений, шин и резинотехнических изделий, а также переработки пластмасс.

Общество является Акционерным обществом.

АО «СибурТюменьГаз» — дочернее предприятие СИБУРа, которое объединяет газоперерабатывающие мощности холдинга на территории Западной Сибири. В состав «СибурТюменьГаза» входят семь газоперерабатывающих заводов, расположенные в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах: «Нижневартовский ГПК»; «Белозерный ГПК»; «Няганьгазпереработка»; «Южно-Балыкский ГПЗ»; «Губкинский ГПЗ»; «Вынгапуровский ГПЗ» и «Муравленковский ГПЗ». Основными затратами на внедрение проекта являются: затраты на приобретение оборудования, а также на его содержание и обслуживание.

Исходя, из процесса изучения деятельности предприятия была разработана матрица SWOT – анализа для выбора стратегии концентрированного роста, которая подразумевает улучшение качества выпускаемой продукции, ежегодное увеличение пропускной способности газопровода, не меняя при этом отрасли. Для внедрения данной стратегии было разработано инвестиционное мероприятия по внедрению монтажа трубопровода для охлаждения осушенного газа на аппарате воздушного охлаждения (АВО) Е-128.

Основными затратами данного проекта являются: затраты на приобретение оборудования, а также на его содержание и обслуживание.

Срок окупаемости проекта – 2 года и 7 месяцев.

Положительный чистый дисконтированный доход и индекс доходности, превосходящий единицу, позволяют охарактеризовать проект как эффективный.

Расчет показателей экономической эффективности говорит об эффективности проекта и целесообразности его реализации.

В выпускной квалификационной работе был проведен анализ финансово-хозяйственной деятельности предприятия АО «СибурТюменьГаз». Основными видами деятельности предприятия являются переработка углеводородного сырья, разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений, транспортировка природного газа по магистральным газопроводам.

При оценке эффективности инвестиционных проектов необходимо учитывать неопределенность, то есть неполноту или неточность информации об условиях движения денежных потоков проекта, а также фактор риска, то есть возможность возникновения таких условий, которые приведут к негативным последствиям и, следовательно, могут снизить эффективность проекта.

Оценка эффективности инвестиционных проектов является одним из наиболее важных этапов в процессе управления реальными инвестициями. От того, насколько качественно выполнена такая оценка, зависит правильность принятия окончательного решения.

В случае если инвестиционный проект связан с началом деятельности предприятия, можно считать достаточными анализ и оценку самого инвестиционного проекта. Инвестиционный проект, осуществляемый на действующем предприятии – это, конечно, обособленная, но все же неотъемлемая часть функционирования предприятия. Часто приходится отвечать на вопрос не только об эффективности, целесообразности осуществления проекта, но и на вопрос о том, как его осуществление может повлиять на итоги работы предприятия. Значит, в ходе анализа инвестиционного проекта необходимо произвести комплексный финансовый анализ деятельности предприятия.

Анализ эффективности инвестиционного проекта показал, что проект эффективен и его можно принять к осуществлению. Расчет чистого приведенного дохода показал экономическую эффективность проекта, поскольку сумма дисконтированных денежных потоков превысила сумму первоначальных затрат, что является необходимым условием эффективности.

Расчет показателей экономической эффективности говорит об эффективности проекта и целесообразности его реализации.

Анализ чувствительности показал, данный проект имеет незначительный уровень риска, так как график находится в положительной области построения, что говорит об экономической целесообразности инвестиционного проекта.

Метод охлаждения и осушки газа позволит удалять влагу из газовой смеси, содержащей отравляющие твердые поглотительные вещества, а также повысить пропускную способность компрессорной станции при осушке больших потоков газов под высоким давлением.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Баринов, В.А. Бизнес-планирование: Учебное пособие / В.А. Баринов. - М.: Форум, 2013. - 256 с.
- 2 Буров, В.П. Бизнес-план фирмы. Теория и практика: Учебное пособие / В.П. Буров. - М.: НИЦ ИНФРА-М, 2013. – 192 с.
- 3 Вечканов, Г.С. Макроэкономика: Учебник для вузов 5-е изд. / Г.С.Вечканов, Г.Р.Вечканова. - СПб: Питер, 2016 - 448с.
- 4 Горбунов, В.Л. Бизнес-планирование с оценкой рисков и эффективности проектов: Научно-практическое пособие / В.Л. Горбунов. - М.: ИЦ РИОР, НИЦ ИНФРА-М, 2013. - 248 с.
- 5 Горемыкин, В.А. Бизнес-план: Методика разработки 25 реальных образцов бизнес-плана / В.А.Горемыкин, А.Ю.Богомолов. - Москва: Ось-89, 2013. – 576 с.
- 6 Горьков, А.Г. На пути к рыночному ценообразованию / А.Г. Горьков. // Российский экономический журнал. - Москва: Спутник +, 2013. - №1. - с 3-10.
- 7 Прокопьев, А.В. Развитие реального сектора экономики г. Нижневартовска // Сборник: Наука ЮУрГУ, 67-я научная конференция. Секция экономики, управления и права. –Челябинск, Издательский центр ЮУрГУ, 2015.
- 8 Прокопьев, А.В. Прокопьева Т.В. Подходы к определению инвестиционного потенциала региона // Теория и практика общественного развития. – 2016.
- 9 Прокопьев, А.В. Формализованные методы диагностики кризисного состояния организации // Сборник: Наука ЮУрГУ. Материалы 68-й научной конференции. –Челябинск, ЮУрГУ, 2016.
- 10 Прокопьев, А.В. Инвестиционный потенциал Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и приоритетные направления его использования на базе формирования и развития системы кластеров // Теория и практика общественного развития. – 2014.
- 11 Теслюк, Л. М. Оценка эффективности инвестиционного проекта: учебное электронное текстовое издание / Л. М. Теслюк, А. В. Румянцева. – Екатеринбург: ИНЖЭК, 2014. -140 с.

12 Турманидзе, Т.У. Финансовый анализ: учебник для студентов вузов, обучающихся по экономическим специальностям / Т.У. Турманидзе. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: ЮНИТИ- ДАНА, 2014. - 287с.

13 Чувикова, В.В. Бухгалтерский учет и анализ: учебное пособие / В.В. Чувикова, Т.Б. Иззука. – М.: Дашков и К, 2015. - 248 с.

14 Устав АО «СибурТюменьГаз» (редакция №12), 2015. – 24 с.

15 <http://www.cbr.ru/> - Центральный банк Российской Федерации.

16 <http://investors.sibur.com/> - СИБУР.

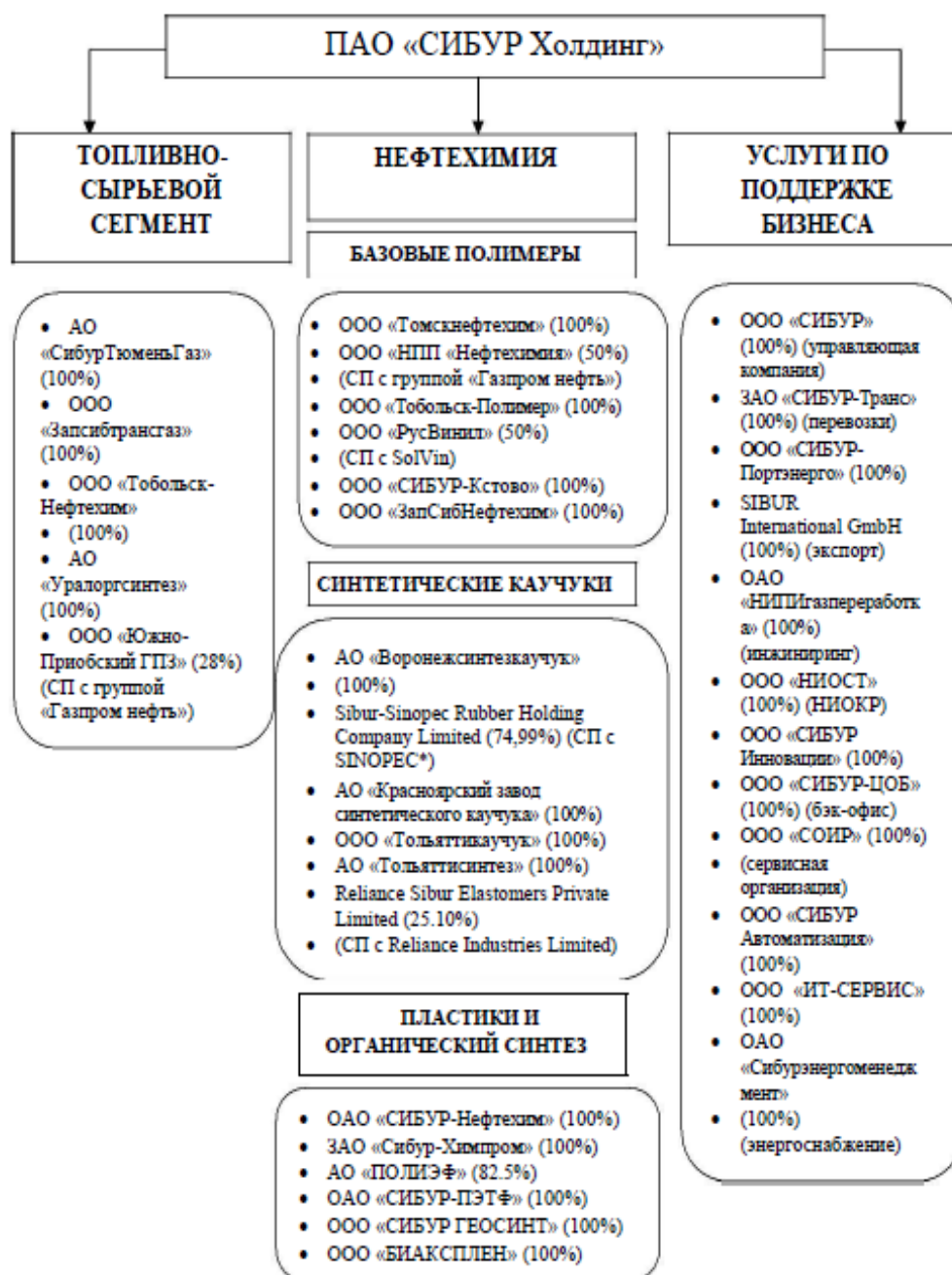
17 <http://www.sibur.ru/> - ПАО «СИБУР-Холдинг».

18 <http://sibur.praxis.su/>- Электронный музей компании Сибур.

# ПРИЛОЖЕНИЯ

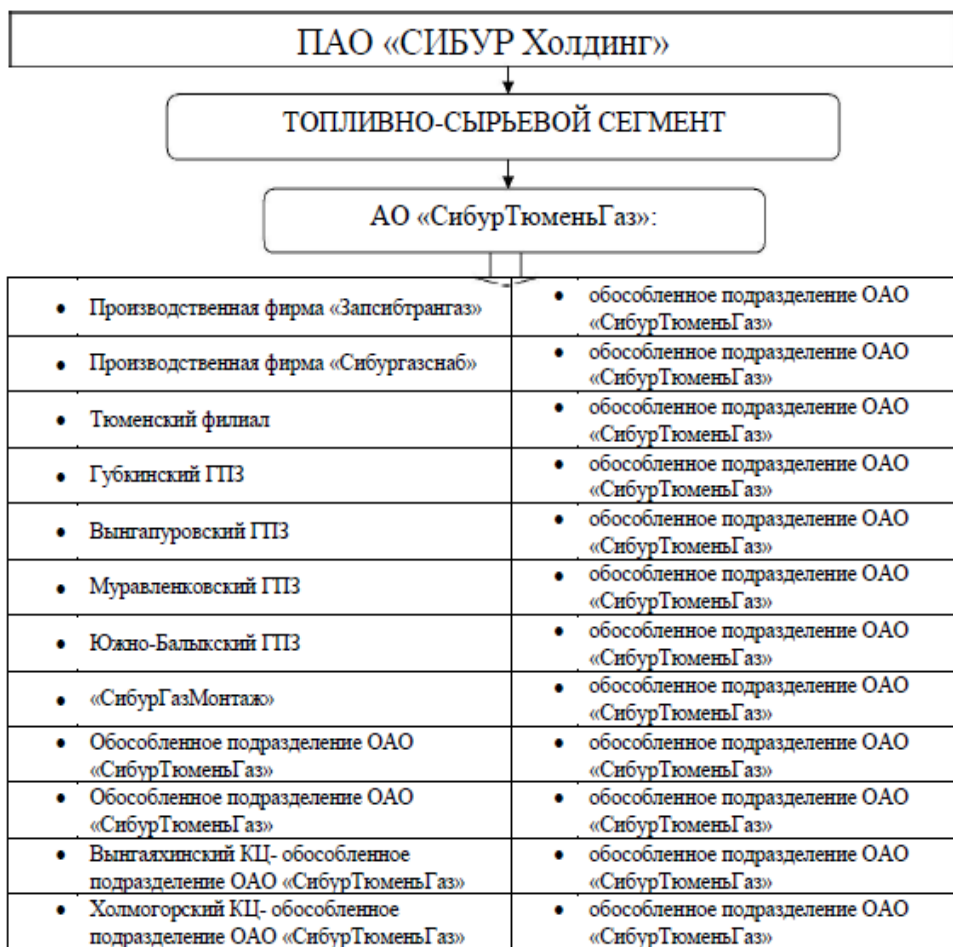
## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Структура ПАО «СИБУР-Холдинг»



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

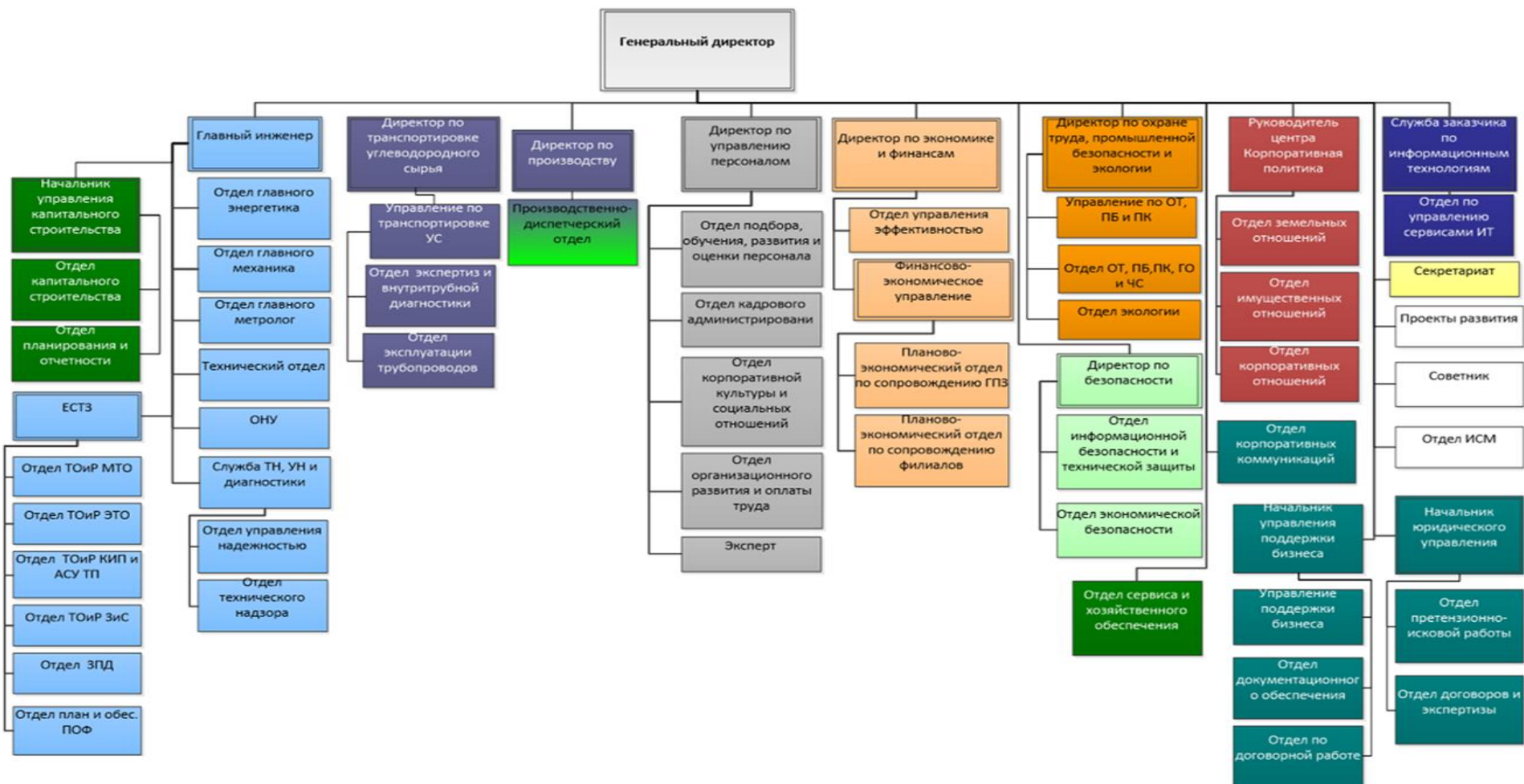
### Структура АО «СибурТюменьГаз»





## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Структура аппарата управления АО «СибурТюменьГаз»



## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Корпоративная структура АО «СибурТюменьГаз»

