

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования

«Южно – Уральский государственный университет  
(Национальный исследовательский университет)»  
Институт открытого и дистанционного образования  
Кафедра «Современные образовательные технологии»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_  
/А.В. Прохоров/

\_\_\_\_\_  
13 июня 2019 г.

---

Оценка финансовой целесообразности замены магнитных  
насосных агрегатов на торцевые в АО «СНГ»

---

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА  
ЮУрГУ – 38.03.02.2019.519.ВКР

Консультанты, (должность)  
д.э.н., профессор

\_\_\_\_\_  
/Н.В.Зяблицкая/

\_\_\_\_\_  
2019 г.

Руководитель работы  
ген.дир. ООО «Авто-Империл»

\_\_\_\_\_  
/Л.А.Степанова/

\_\_\_\_\_  
07 июня 2019 г.

Консультанты, (должность)

Автор работы  
обучающийся группы ДО-411

\_\_\_\_\_  
/Д.Р.Хусаинов/

\_\_\_\_\_  
06 июня 2019 г.

Консультанты, (должность)

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_  
/Н.В.Назарова/

\_\_\_\_\_  
07 июня 2019 г.

Челябинск 2019

## АННОТАЦИЯ

Хусаинов Д.Р. Оценка финансовой целесообразности замены магнитных насосных агрегатов на торцевые в АО «СНГ». – Челябинск: ЮУрГУ, ДО-411, 105 с., 13 ил., 24 таб., библиогр. список – 24 наим., 1 прил., 13 л. слайдов

Выпускная квалификационная работа выполнена с целью оценки финансово – хозяйственной деятельности АО «СНГ» и оценить финансовую целесообразность замены магнитных насосных агрегатов на торцевые. В выпускной квалификационной работе проанализирована организационная структура предприятия, выявлены сильные и слабые стороны АО «СНГ», а также возможные угрозы и дополнительный потенциал предприятия. Изучены отраслевые особенности функционирования организации.

В работе произведен анализ финансово – хозяйственной деятельности предприятия, анализ финансовой устойчивости, анализ ликвидности и платежеспособности, финансовых результатов и затратности функционирования.

С целью усиления положительных тенденций и решения выявленных в ходе анализа проблем в ходе выполнения работы разработан проект по применению магнитного насосного агрегатов, которые будут применены в работе АО «СНГ».

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1. ХАРАКТЕРИСТИКА АО «СНГ» И ОТРАСЛЕВЫЕ ОСОБЕННОСТИ ЕГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ.....	10
1.1 История создания и развития организации.....	10
1.2 Цель и виды деятельности.....	12
1.3 Организационно-правовой статус АО «СНГ».....	14
1.4 Характеристика структуры организации.....	17
1.5 Отраслевые особенности функционирования организации.....	27
1.6 SWOT-анализ.....	34
2 АНАЛИЗ ФИНАНСОВО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АО «СНГ».....	39
2.1 Основные показатели работы (анализ производственно-хозяйственной деятельности).....	39
2.2 Анализ финансового состояния.....	40
2.2.1 Анализ состава и структуры баланса.....	40
2.2.2 Анализ финансовой устойчивости предприятия.....	46
2.2.3 Анализ ликвидности и платежеспособности предприятия.....	54
2.2.4 Оценка деловой активности предприятия.....	61
2.2.5 Анализ финансовых результатов.....	65
2.3 Анализ затратности функционирования.....	70
3 ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ЗАМЕНЫ МАГНИТНЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ НА ТОРЦЕВЫЕ В АО «СНГ».....	73
3.1 Сущность и обоснование проведения инвестиционного мероприятия.....	73
3.2 Методические основы оценки эффективности.....	88
3.3 Оценка эффективности от внедрения проекта.....	92
3.4 Анализ чувствительности проекта к риску.....	99

ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	101
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	103
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	105
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Организационная структура АО «СНГ».....	105

## ВВЕДЕНИЕ

Обеспечение стабильного развития деятельности в условиях рыночной конкуренции является одной из главных проблем российских предприятий.

Необходимость определения устойчивости развития предприятия обусловлена не только потребностью самого предприятия, но и его будущими партнерами, для которых надежность заказчика и его финансовое благополучие играют первостепенную роль. Следовательно, предприятие имеет большое преимущество по сравнению со своими конкурентами, если оно финансово устойчиво, а именно преимущество в получении заемных средств, в привлечении инвестиций, в подборе квалифицированных кадров или выборе поставщиков.

В то же время у предприятия не возникает проблем с государством и обществом, потому как налоги и социальные взносы выплачиваются своевременно, рабочие и служащие вовремя получают заработную плату, а акционеры свои дивиденды, банкам же предприятие гарантирует возвращение кредитов и причитающихся по ним процентов.

ПАО «НК «Роснефть» является локомотивом развития российской нефтегазовой отрасли и в рамках своей деятельности выступает гарантом эффективного использования уникальной ресурсной базы и энергобезопасности страны.

Миссией ПАО «НК «Роснефть» является эффективная реализация энергетического потенциала России, обеспечение энергобезопасности и бережное отношение к природным ресурсам.

АО «Самотлорнефтегаз» является одним из наиболее крупных нефтегазодобывающих предприятий ПАО «НК Роснефть». Общество ведет разработку Самотлорского месторождения — одного из крупнейших в России.

Объектом исследования является дочернее предприятие – АО «Самотлорнефтегаз», предметом – выявление и оценка перспективных

вариантов развития, анализ ее деятельности. Целью преддипломной практики является обобщение и систематизация теоретических знаний, полученных при изучении специальных дисциплин, на основе изучения деятельности конкретной государственной организации; приобретение первоначального практического опыта по избранной специальности, практическое развитие профессиональных навыков и компетенций.

Для решения предлагаемого нами инвестиционного предложения необходимо решить следующие задачи:

- изучение общей характеристики предприятия;
- анализ основных показателей производственно-экономической деятельности предприятия;
- анализ финансового состояния предприятия, а именно анализ ликвидности, платежеспособности, финансовой устойчивости, деловой активности и рентабельности предприятия;
- оценка эффективности финансовых вложений в реализацию проекта.

Теоретической и информационной базой данной работы послужили труды отечественных и зарубежных ученых, статьи и научные публикации в периодических изданиях, нормативно-правовые акты, данные бухгалтерской отчетности предприятия материалы статистической и финансовой отчетности предприятия; документация функциональных служб предприятия.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА АО «СНГ» И ОТРАСЛЕВЫЕ ОСОБЕННОСТИ ЕГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ

## 1.1 История создания и развития организации

АО «Самотлорнефтегаз» – одно из крупнейших добывающих предприятий НК «Роснефть», которое ведет разработку центральной и юго-западной части Самотлорского месторождения – одного из крупнейших в России. АО «Самотлорнефтегаз» учрежден в марте 1999 года в результате реорганизации ОАО «Нижевартовскнефтегаз» [20].

Основными видами деятельности предприятия являются: разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений, бурение параметрических, поисковых, разведочных, эксплуатационных скважин, добыча, транспортировка, подготовка, переработка и реализация углеводородного сырья, обустройство нефтяных и газовых месторождений.

АО «Самотлорнефтегаз», дочернее общество НК «Роснефть», ведет разработку Самотлорского месторождения, расположенного на территории Ханты-Мансийского автономного округа - Югры. С 1965 по 2017 годы накопленная добыча месторождения составила около 2,8 млрд. тонн нефти.

Площадь лицензионного участка Самотлора, разработку которого ведет Самотлорнефтегаз, – 1751 кв. м. На месторождении около 8300 добывающих и более 2700 нагнетательных скважин, оснащенных новейшим высокотехнологичным оборудованием. Протяженность нефтепроводов – 1140 км, водоводов – 1223 км, других трубопроводов — 2833 км. Разветвленная сеть автомобильных дорог с твердым покрытием общей протяженностью 2077 км проложена по всему месторождению. [20]

В 1996 году было добыто 16,74 млн. тонн нефти. В XXI веке в связи с применением современных способов интенсификации нефтедобычи выработка нефти увеличилась вдвое. Всего за годы эксплуатации месторождения на нём было пробурено более 18 000 скважин.

В 2003 г. пробурено 25 скважин. В 2004 г. пробурили более 100 новых скважин общим объемом 238 тыс. м, провели порядка 300 операций по гидроразрыву.

На 2005 г. был выполнен объем бурения 462 тыс. м. Выполнены работы по ремонту трубопроводной инфраструктуры промысла. 11

С 2005 года АО «Самотлорнефтегаз» имеет сертификат соответствия работ по охране труда (ССОТ).

В марте 2005 г. прошла презентация проекта обустройства Усть-Вахской площади юго-восточной части Самотлорского месторождения.

28 марта 2013 года Самотлорское месторождение стало первым объектом посещения Президента «Роснефти» Игоря Сечина после покупки ТНК-ВР. [20]

2015 год был ознаменован для предприятия настоящим технологическим прорывом. Впервые в отечественной нефтяной отрасли здесь провели 20-стадийный гидроразрыв пласта. До этого максимальным количеством стадий было 16. А через 3 месяца вышли на новый рубеж – 29 стадий МГРП на 730 метровом горизонте.

В июне 2016 года специалисты АО «Самотлорнефтегаз» пошли еще дальше в развитии этой технологии. На Самотлорском месторождении была выполнена операция повторного многостадийного гидроразрыва пласта (ГРП) на скважине, ранее стимулированной МГРП. Повторный многостадийный гидроразрыв пласта проведен в горизонтальной скважине на четырех из семи ранее стимулированных зон. После запуска дебит почти в 3 раза превысил установочные параметры.

В 2016 году предприятием было достигнуто увеличение количества постоянно действующих буровых установок до 29 единиц. В современных реалиях, эффективное проведение геолого-технических мероприятий (ГТМ) является ключевым фактором при разработке запасов Самотлорского месторождения, на котором добыча ведется более полувека.



В декабре 2016 года Самотлорнефтегаз по результатам аукциона получил лицензию на изучение, разведку и добычу углеводородов на Восточно-Тюменском лицензионном участке недр.

На момент 2018 года, лицензия на разработку Самотлорского месторождения у «Роснефти» действует до 2038 года, что дает возможность долгосрочного планирования и инвестирования.

Текущие извлекаемые запасы составляют порядка 1 млрд. тонн нефти, добыча которых требует применения современных технологий. На Самотлоре реализована модель интеллектуального месторождения с высоким уровнем автоматизации и возможностью моделирования процессов. За 50 лет эксплуатации добыча Самотлора превысила 2,8 млрд. т нефти.

## 1.2 Цель и виды деятельности организации

Основной целью АО «Самотлорнефтегаз», как коммерческой организации, является получение прибыли [20].

Видами деятельности АО «Самотлорнефтегаз» являются:

- разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений;
- бурение параметрических, поисковых, разведочных, структурных, наблюдательных и эксплуатационных скважин на углеводородное сырье, воду;
- добыча, транспортировка, подготовка, переработка и реализация углеводородного сырья и продуктов его переработки;
- добыча подземных вод, общераспространенных полезных ископаемых (песок и др.);
- ведение государственного баланса запасов нефти, газа, конденсата, попутных компонентов и учет совместно с ними залегающих полезных ископаемых в границах лицензионных участков;
- обустройство нефтяных и газовых месторождений;

- производство товаров народного потребления, продовольствия, продукции производственно-технического назначения, оказание услуг населению;
- производство топографо-геодезических и картографических работ в составе маркшейдерских работ;
- транспортная деятельность, в том числе:
  - перевозка грузов, пассажиров, ремонт и техническое обслуживание автотранспортных средств;
  - перевозка опасных грузов;
  - производство, ремонт и прокат оборудования на региональном и межрегиональном уровнях;
  - материально-техническое обеспечение нефтяного производства;
  - инвестиционная деятельность, включая операции с ценными бумагами;
  - управление всеми принадлежащими предприятию акциями акционерных обществ и иными ценными бумагами;
  - выполнение проектных и строительно-монтажных работ, производство строительных материалов, конструкций и изделий;
  - ремонт и содержание внутрипромысловых и межпромысловых автомобильных дорог и дорог общего пользования;
  - выполнение изыскательских, проектных, строительно-монтажных, научно-исследовательских, опытно-конструкторских, технологических, инжиниринговых и других работ;
  - организация выполнения заказов и поставок для государственных нужд и региональных потребителей производимой продукции;
  - изучение конъюнктуры рынка товаров и услуг, проведение исследовательских, социологических и иных работ;
  - организация рекламно-издательской деятельности, проведение выставок, выставок - продаж, аукционов;

- посредническая, консультационная, маркетинговая деятельность, другие виды деятельности;
- оказание услуг связи;
- внешнеэкономическая деятельность, осуществление экспортно-импортных операций;
- благотворительная, культурно-просветительная и иная некоммерческая деятельность;
- обеспечение экономической безопасности предприятия, сохранение его собственности, защита коммерческой тайны;
- осуществление любых иных видов деятельности, не запрещенных российским законодательством.
- отдельными видами деятельности, перечень которых определяется федеральными законами, АО «Самотлорнефтегаз» может заниматься только при получении специального разрешения (лицензии) [20].

АО «Самотлорнефтегаз» рассматривает разработку и добычу нефти 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 добычи нефти и нефтеотдачи пластов, увеличению надежности и межремонтного периода оборудования, разработке и внедрению комплексной программы по экологии, а так же в непрерывном повышении квалификации персонала в области новейших методов производства и организации работ.

### 1.3 Организационно-правовой статус АО «СНГ»

Организационно-правовой статус «Самотлорнефтегаз» – открытое акционерное общество. Дадим характеристику открытому акционерному обществу.

Акционерным обществом (АО) - признается коммерческая организация, уставный капитал которой разделен на определенное число акций, удостоверяющих обязательственные права участников общества (акционеров) по отношению к обществу [1].

Открытым является АО (АО), в котором участники могут отчуждать принадлежащие им акции без согласия других акционеров. Оно вправе проводить открытую подписку на выпускаемые им акции и осуществлять свободную их продажу. Оно также вправе проводить закрытую подписку. Число акционеров АО не ограничено. Минимальный уставный капитал АО должен составлять не менее тысячекратной суммы минимального размера оплаты труда, установленного в РФ. Открытое акционерное общество обязано ежегодно публиковать для всеобщего сведения годовой отчет, бухгалтерский баланс, счет прибылей и убытков.

Рассмотрим основные преимущества и недостатки создания АО.

Преимущества:

- 1) возможность выпуска акций;
- 2) вправе проводить как открытую, так и закрытую подписку на выпускаемые ими акции;
- 3) число акционеров АО не ограничено;
- 4) анонимность участия в бизнесе (то есть в отличие от ООО устав и иные учредительные документы АО не содержат сведений об учредителях и (или) владельцах акций);
- 5) акционеры АО не отвечают по обязательствам Общества, в отличие от индивидуальных предпринимателей;
- 6) возможность привлечения акционерного капитала неопределенного круга лиц, приобретающих акции Общества;
- 7) отсутствует необходимость регистрировать изменения, связанные с покупкой и продажей акции, в отличие от ООО.

Недостатки:

1) Общество обязано публиковать годовой отчет, бухгалтерский баланс, отчет о прибылях и убытках, сообщения о проведении Общего собрания акционеров;

2) минимальный размер уставного капитала должен составлять не менее 100 000 рублей, тогда как в ЗАО – не менее 10 000 руб.;

3) после регистрации АО необходимо зарегистрировать в Федеральной службе по финансовым рынкам (ФСФР) решение о выпуске акций, оплатив государственную пошлину за рассмотрение заявления (1000 рублей) и государственную пошлину за выпуск акций (10 000 рублей);

4) ежегодный обязательный аудит

Правовое положение Общества, права и обязанности акционеров определяются ГК РФ и ФЗ от 26 декабря 1995 г. № 208-ФЗ «Об акционерных обществах».

АО «Самотлорнефтегаз» является юридическим лицом и имеет в собственности обособленное имущество, учитываемое на его балансе, может от своего имени приобретать и осуществлять имущественные и личные неимущественные права, от своего имени совершать любые допустимые законом сделки, быть истцом и ответчиком в суде, в том числе, третейском суде.

Права и обязанности юридического лица Общество приобретает с даты его государственной регистрации.

Общество имеет круглую печать, содержащую его полное фирменное наименование на русском языке и указание на его место нахождения. Общество имеет штампы и бланки со своим наименованием, может иметь зарегистрированный в установленном порядке товарный знак, эмблему и другие средства индивидуализации.

Общество вправе в установленном законодательством Российской Федерации порядке открывать банковские счета в рублях и иностранной валюте на территории Российской Федерации и за ее пределами.

Общество несет ответственность по своим обязательствам всем принадлежащим ему имуществом.

Общество не отвечает по обязательствам государства и его органов, равно как государство и его органы не несут ответственности по обязательствам Общества.

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

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

Общество может самостоятельно и совместно с российскими и иностранными юридическими лицами (независимо от их формы собственности и организационно - правовой формы) и гражданами создавать на территории Российской Федерации и иностранных государств юридические лица и иные организации в любых допустимых законом организационно-правовых формах.

Общество может создавать филиалы и открывать представительства, как на территории Российской Федерации, так и за пределами Российской Федерации [1].

#### 1.4 Характеристика структуры предприятия

Структура управления – это состав и соотношение внутренних звеньев предприятия: отделов, подразделений, лабораторий, цехов и так далее, составляющих единый, хозяйственный объект.

Различают общую, производственную и организационную структуру предприятия.

Общей структурой предприятия является совокупность всех производственных, непроизводственных и управленческих подразделений предприятия [2].

К производственным подразделениям относятся: цехи, участки, лаборатории, в которых изготавливается, проходит контрольную проверку и испытания основная продукция выпускаемая предприятием, комплектующие изделия, материалы и полуфабрикаты, запасные части для обслуживания изделий и ремонта в процессе эксплуатации. К непроизводственным подразделениям, обслуживающим работников, относятся: жилищно-коммунальные службы, фабрики-кухни, столовые, буфеты, детские сады и ясли, санатории, медсанчасти, добровольные спортивные общества, отделы технического обучения, занимающиеся повышением производственной квалификации и т.д.

Совокупность производственных подразделений предприятия: цехов, участков, обслуживающих хозяйств и служб, прямо или косвенно участвующих в производственном процессе, их количество и состав определяют производственную структуру предприятия.

К факторам, которые влияют на производственную структуру предприятия, относят характер продукции и технологии ее изготовления, масштаб производства, степень специализации и его кооперирования с другими предприятиями, а также степень специализации производства внутри предприятия.

Организационная структура управления – это система управления, которая определяет состав, взаимодействие и подчиненность ее элементов. Между элементами системы управления существуют связи, которые можно подразделить на:

- 1) Линейные связи, возникают между подразделениями разных уровней управления, когда один руководитель административно подчинен другому;

2) Функциональные связи, характеризуют взаимодействие руководителей, выполняющих определенные функции на разных уровнях управления, между которыми не существует административного подчинения;

3) Межфункциональные связи, имеют место между подразделениями одного уровня управления.

Известны следующие организационные структуры управления предприятиями:

– Линейная;

Особенность этой структуры заключается в том, что планирование работ и контроль их выполнения осуществляется по вертикали от руководителя к производственным подразделениям, выполняющим управленческие функции.

– Функциональная;

Особенность такой структуры заключается в том, что планирование работ и контроль их выполнения осуществляется функциональными подразделениями, а работы выполняются производственными подразделениями по каждой функции.

– Линейно-функциональная;

В данной структуре планирование работ осуществляют функциональные подразделения, работы выполняют производственные подразделения. Все подразделения подчиняются руководителю.

– Матричная (штабная);

Особенность заключается в том, что к линейно-функциональной структуре добавляются генеральные конструкторы или менеджеры по проектам, которые отвечают за конкурентоспособность объектов.

– Бригадная;

Ее особенностью является то, что на предприятии формируются комплексные бригады из 10-15 человек, куда входят конструкторы, технологи, экономисты, рабочие и др., для выполнения отдельных видов работ и изготовления составных частей продукции.



– Дивизиональная.

Этот тип структуры приемлем для диверсифицированных концернов, подразделяющихся на производства (дивизионы) по типам продукции. Функциональные подразделения имеются как у производств, так и у концерна в целом.

Каждый из перечисленных типов структур имеет свои недостатки и преимущества. Для выбора организационной структуры конкретного предприятия необходимо выполнить анализ основных факторов, влияющих на формирование структуры.

К факторам развития структуры предприятия относятся следующие:

- развитие специализации и кооперирования производства;
- автоматизация управления;
- применение совокупности научных подходов к проектированию структуры и функционированию системы менеджмента;
- соблюдение принципов рациональной организации производственных процессов;
- перевод существующих структур управления на дивизиональную структуру.

На предприятии АО «Самотлорнефтегаз» действует линейно-функциональная структура управления (приложение А).

Преимуществами этой структуры являются:

- 1) Высокая компетентность специалистов, отвечающих за конкретные функции;
- 2) Быстрое осуществление действий по распоряжениям и указаниям, отдающимся вышестоящими руководителями нижестоящим;
- 3) Рациональное сочетание линейных и функциональных взаимосвязей;
- 4) Стабильность полномочий и ответственности за персоналом;
- 5) Единство и четкость распорядительства;

б) Личная ответственность каждого руководителя за результаты деятельности.

К недостаткам данной структуры можно отнести:

- 1) Повышение степени обособленности работников различных функциональных подразделений и служб;
- 2) Вынесение всех вопросов их взаимодействия на уровень руководителя организации;
- 3) Длительная процедура принятия решений.

Во главе предприятия стоит Генеральный директор, которому подчиняются руководители функциональных подразделений: главный инженер, главный геолог, заместитель генерального директора по планированию, управления эффективностью деятельности и контроля, заместитель генерального директора по сервисной поддержке, заместитель генерального директора по производственному планированию и технологии, заместитель генерального директора по сбору и компримированию газа.

Главный инженер стоит во главе производственного департамента; департамента капитального строительства; отдела главного механика; отдела главного энергетика; отдела автоматизации, метрологии и связи; отдела охраны окружающей среды; отдела охраны труда и промышленной безопасности.

К числу функции главного инженера можно отнести:

- 1) Определяет техническую политику и направления технического развития предприятия в условиях рыночной экономики, пути реконструкции и технического перевооружения действующего производства;
- 2) Обеспечивает необходимый уровень технической подготовки производств и его постоянный рост, повышение эффективности производства и производительности труда;
- 3) В соответствии с утвержденными бизнес-планами предприятия на долгосрочную и среднесрочную перспективу руководит разработкой мероприятий по реконструкции и модернизации предприятия, предотвращению

вредного воздействия производства на окружающую среду, бережному использованию природных ресурсов, созданию безопасных условий труда и повышению технической культуры производства;

4) Организует разработку и реализацию планов внедрения новой техники и технологии, проведения организационно-технических мероприятий, научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ;

5) Обеспечивает эффективность проектных решений, своевременную и качественную подготовку производства, техническую эксплуатацию, ремонт и модернизацию оборудования, достижение высокого качества продукции в процессе ее разработки и производства;

6) Осуществляет контроль над соблюдением технологической дисциплины, правил и норм по охране труда, технике безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности, требований природоохранных, санитарных органов, а также органов, осуществляющих технический надзор;

7) Обеспечивает своевременную подготовку технической документации;

8) Принимает меры по совершенствованию организации производства, труда и управления на основе внедрения новейших технических и телекоммуникационных средств выполнения инженерных и управленческих работ;

9) Руководит деятельностью технических служб предприятия, контролирует результаты их работы, состояние трудовой и производственной дисциплины в подчиненных подразделениях.

Главному геологу подчиняются департамент маркшейдерии, департамент по геологии и недропользованию, департамент планирования и реализации геолого-технических мероприятий, департамент моделирования и мониторинга проекта разработки месторождения, отдел разработки месторождения.

Главный геолог обязан:

1) Осуществлять контроль состояния разработки месторождений, динамики основных показателей, соответствие их с проектными показателями и нормам отбор;

2) Разрабатывать нормы отбора нефти и закачки воды на планируемый период, внесение необходимых изменений в нормы в соответствии с фактической динамикой добычи;

3) Разрабатывать текущие и перспективные планы по добыче нефти и газа с учетом ввода новых месторождений;

4) Осуществлять контроль выполнения программы геолого-технических мероприятий, а также заданий по новым методам повышения нефтеотдачи пластов;

5) Участвовать в разработке и сопровождении программного обеспечения по проведению анализа состояния разработки месторождений;

6) Контролировать состояние фонда скважин, проверять материалы на консервацию и ликвидацию скважин, участвовать в оформлении горных отводов, лицензионных соглашений;

7) Вести учет планируемых и фактических показателей разработки по месторождениям.

Заместителю генерального директора по планированию, управлению эффективностью деятельности и контролю подчиняется планово-экономический департамент и финансовый департамент.

Заместитель главного директора по планированию, управлению эффективности деятельности и контролю выполняет следующие функции:

1) Управляет финансовыми средствами предприятия с целью получения прибыли;

2) Разрабатывает проекты перспективных и текущих финансовых планов, прогнозных балансов и бюджетов денежных средств;

3) Разрабатывает нормативы оборотных средств и проводит мероприятия по ускорению их оборачиваемости;

4) Анализирует финансово-экономическое состояние предприятия и результаты его деятельности;

5) Проводит мероприятия, направленные на обеспечение платежеспособности предприятия, предупреждение образования и ликвидацию неиспользуемых материально-технических ресурсов, повышение рентабельности производства, увеличение прибыли, снижение издержек на производство и реализацию продукции (товаров), укрепление финансовой дисциплины;

6) Осуществляет инвестиционную политику предприятия, управляет портфелем ценных бумаг, проводит анализ и оценку эффективности финансовых вложений;

7) Проводит работу по: расчетам налогов на прибыль и иных налогов; планированию и управлению минимизацией налогов; перечислению налогов и сборов в государственные и местные бюджеты, в государственные внебюджетные социальные фонды;

8) Выполняет функцию координатора и советника руководителя предприятия по финансовым вопросам.

Заместителю генерального директора по сервисной поддержке подчиняются департамент административного обеспечения, департамент по работе с персоналом, департамент сервисных услуг и материально-технического обеспечения.

Заместитель генерального директора по сервисной поддержке выполняет следующие функции:

1) Возглавляет работу по формированию кадровой политики, определению ее основных направлений в соответствии со стратегией развития предприятия и мер по ее реализации;

2) Обеспечивает соблюдение законности в деятельности предприятия и защиту его правовых интересов;

3) Осуществляет руководство и координирует деятельность должностных лиц и подразделений по разработке, внедрению и распространению единого имиджа компании;

4) Принимает участие в разработке бизнес-планов предприятия в части обеспечения его трудовыми ресурсами;

5) Руководит работниками отдела, координирует и направляет деятельность подразделений предприятия, обеспечивающих техническую подготовку производства.

Другие функциональные департаменты и отделы, представленные в организационно - производственной структуре, выполняют иные функции, предусмотренные положениями о подразделениях, должностными инструкциями.

Из приложения А видно, что организационная структура АО «Самотлорнефтегаз» представлена следующими производственными подразделениями:

- центральная инженерно-технологическая служба;
- нефтепромыслы;
- цех подготовки и перекачки нефти;
- цех канатных работ;
- база по эксплуатации и ремонту трубопроводов;
- цех ремонта трубопроводов;
- цех эксплуатации и обслуживания трубопроводов;
- цех по ликвидации последствий аварий;
- цех материально-технического обеспечения;

Центрально-инженерная технологическая служба (ЦИТС) занимается координацией работы основных рабочих цехов Общества, выполняет непрерывный оперативный контроль над выполнением производственных заданий, следит за соблюдением технологического режима и проводит аварийные работы.

Цех по добыче нефти и газа (ЦДНГ). Основной технологический процесс - добыча нефти и природного газа при помощи фонтанных, механических и газлифтных скважин, обеспечение работы скважин в соответствии с установленным технологическим режимом, контроль над состоянием и обслуживание фонда скважин, контроль экологического состояния территории, на которой находятся объекты добычи нефти цеха.

Цех по подготовке и перекачке нефти (ЦППН). Основной технологический процесс - подготовка, перекачка и сдача нефти, подготовка производственно-ливневых и фекальных вод с целью их утилизации, доведение нефти до кондиции, соответствующей необходимым стандартам качества, контроль над состоянием оборудования - резервуаров, установок по подготовке нефти, отстойников, нефтеналивов, их ремонт.

Цех эксплуатации и ремонта трубопроводов (ЦЭРТ). Основной технологический процесс - ремонт и ревизия нефтепроводов и запорной арматуры, проведение гидравлических испытаний нефтепроводов, производство ремонтных работ и ликвидация последствий аварий на нефтепроводах.

Проектно-сметное бюро (ПСБ). Основной технологический процесс - разработка проектно- сметной документации на подлежащие реконструкции и вновь строящиеся объекты на месторождении.

Маркшейдерско-геодезическая служба (МГС). Основной технологический процесс - топографические съемки и геодезические замеры местности с целью осуществления контроля над правильностью разработки месторождения, за выполнением требований по охране недр и наиболее полному извлечению нефти и газа.

Цех материально-технического обеспечения (ЦМТО). Основной технологический процесс - организация снабжения подразделений Общества материально-техническими ресурсами: материалами, оборудованием, инструментами, их доставка и хранение.

## 1.5 Отраслевые особенности функционирования организации

Огромное значение в хозяйстве страны играет входящий в ТЭК и являющийся его крайне значимой по важности частью нефтяной и газовый сектор. С топливно-энергетическим комплексом напрямую связано благополучие всех граждан нынешней России. В масштабах мировой энергетического потребительского рынка, нефтегазовых сектор российской экономики играет огромную роль, обеспечивая 13,1% добычи углеводородов и 17,9% добычи газа в мире.

На нынешний период, вне всякого сомнения, важнейшим полезным ископаемым для человека является нефть. Жизненный путь современного человека невообразим без этого, имеющего огромную ценность, сырья. И на самом деле, фактически каждый шаг гражданина сопровождается использованием нефтяной жидкости либо нефтепродуктов.

Без нефти, а вернее без продуктов ее переработки, не способна не только развиваться ни одна отрасль народного хозяйства, но и стабильно функционировать. Из углеводородов получают все возможные типы топливных ресурсов – бензин, керосин, дизельное и газотурбинное топлива, смазочные и специализированные масла, технический углерод, пластичные смазки, парафин, битумы, нефтяные коксы. Помимо того, нефть является сырьем для создания ряда продуктов органического синтеза.

Нефть является, пожалуй, одним из самых важных полезных ископаемых. В процессе переработки человечество получает из нефти более двух тысяч различных продуктов, это: бензин, газ, одежда, бытовая химия, целлофан, материал для свечей, краска для книг и так далее. Из нефти производят около тысячи различных смазочных материалов, которые необходимы для исправной работы фактически всем механизмам, начиная от миксера на нашей кухне и заканчивая паровозами.



Очень широко продукты нефти используются в строительстве – это и краски, и столь известный битум, мастика, различные пропиточные материалы, мягкая черепица ее цена во многом зависит от стоимости нефтяных продуктов и тому подобное.

Пластик, один из основных продуктов нефти, если оглянуться, то мы увидим насколько широко использование этого материала в нашей жизни, это и игрушки, и посуда, и вещи, корпус бытовой техники. Часто пластик используют для изготовления мебели, особенно для уличных площадок кафе, а про использование его в строительстве наверно известно всем, это – трубы канализации, отопления и водопровода, обшивка помещения как внутри, так и снаружи, окна, двери и так далее.

Продукты из нефти используются так же для строительства, а точнее покрытия дорог – битум, асфальт. Благодаря нефти так же получают удобрения, которые широко используются не только для удобрения в сельском хозяйстве, но и для того чтобы уничтожить различных вредителей-насекомых.

А медицина и косметология? Здесь нефть занимает весьма значимое место. В древни времена больные люди ехали за тысячи километров, чтобы принять ванну из нефти и получить исцеление, хотя кому-то и покажется это абсурдом, но в нефти действительно много полезным веществ, которые могут вылечить подагру, заболевания кожи и тому подобное. На сегодняшний день фармацевтическая и косметологическая промышленность просто немыслима без использования этого различных органических веществ добываемых из нефти.

Для России нефть играет особо важную роль – на ее долю приходится основная статья доходов государства. Отрасли ТЭК дают не менее 60% валютных поступлений, в Россию, позволяют иметь положительное внешнеторговое сальдо, поддерживать курс рубля. Высоки доходы в бюджет страны от акцизов на нефть и нефтепродукты. Поэтому правительство

Российской Федерации уделяет повышенное внимание развитию нефтегазовой отрасли.

Нефтегазовый комплекс продолжает оставаться фундаментальной основой российской бюджетной системы: 50,2% доходов федерального бюджета и свыше 25% доходов консолидированного бюджета РФ. К примеру, в 2000 г. доля нефтегазовых доходов в федеральном бюджете составляла 25%. В структуре нефтегазовых доходов федерального бюджета 40% приходится на налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) в виде углеводородов, а оставшиеся 60% - вывозные таможенные пошлины на нефть, газ и нефтепродукты. В целом, доходы от налогов и пошлин, связанных с обложением нефти, газа и нефтепродуктов, составляют почти одну треть от общей величины уровня налоговых изъятий в ВВП.

Среди основных проблем нефтегазовой промышленности можно выделить следующие:

- общее сокращение объемов общей добычи нефтяных ресурсов в Российской Федерации;
- неэффективность диверсификации газо- и нефтеснабжения в стране;
- большой объем потребления природного газа промышленными предприятиями и населением;
- зависимость от компаний-монополистов;
- неполная загруженность нефтеперерабатывающих заводов;
- кризис неплатежей, особенно в газовом секторе.

Нефтегазовая отрасль России характеризуется высокой степенью монополизации, недостаточной прозрачностью и несовершенной организационной структурой управления, недостаточно развитой конкуренцией. В отличие от нефти, газ не требует существенной предварительной переработки перед использованием, но его нужно сразу поставлять потребителю. И здесь тоже существуют определенные особенности нефтегазовой отрасли, например, в вопросе транспортировки.

Главный внешний вызов заключается в необходимости преодоления угроз, связанных с неустойчивостью мировых энергетических рынков и волатильностью мировых цен на энергоресурсы, а также обеспечения вклада энергетического сектора страны в повышение эффективности ее внешнеэкономической деятельности и усиление позиций России в мировой экономической системе. Это означает, что должны быть обеспечены:

- достижение устойчивых результатов в процессе внешнеэкономической деятельности в сфере топливно-энергетического комплекса в условиях усиления глобальной конкуренции за ресурсы и рынки сбыта;

- минимизация негативного влияния глобального экономического кризиса и его использование для коренного обновления и диверсификации структуры экономики в пользу менее энергоемких отраслей, стимулирования перехода российского энергетического сектора на ускоренное инновационное развитие и новый технологический уклад;

- увеличение стратегического присутствия России на рынках высокотехнологичной продукции и интеллектуальных услуг в сфере энергетики, в том числе за счет развертывания глобально ориентированных специализированных производств;

- географическая и продуктовая диверсификация российского энергетического экспорта в условиях стабильных и расширяющихся поставок энергоресурсов крупнейшим мировым потребителям;

- рациональное снижение доли топливно-энергетических ресурсов в структуре российского экспорта, переход от продажи первичных сырьевых и энергетических ресурсов за рубеж к продаже продукции их глубокой переработки, а также развитие продажи нефтепродуктов, выпускаемых на зарубежных нефтеперерабатывающих заводах, принадлежащих российским нефтяным компаниям;

– развитие крупных узлов международной энергетической инфраструктуры на территории России, осуществляемое с использованием новых энергетических технологий.

Необходимость адекватного ответа на важнейшие внутренние и внешние вызовы долгосрочного развития в сочетании с имеющимися проблемами в энергетической сфере формирует цели и задачи настоящей Стратегии. Соответствующие риски подлежат учету в системе стратегических приоритетов и ориентиров, а также в рамках процесса поэтапной реализации настоящей Стратегии.

Главной целью настоящей Стратегии является создание инновационного и эффективного энергетического сектора страны, адекватного как потребностям растущей экономики в энергоресурсах, так и внешнеэкономическим интересам России, обеспечивающего необходимый вклад в социально ориентированное инновационное развитие страны.

Достижение указанной цели требует последовательного продвижения в решении следующих основных задач:

– повышение эффективности воспроизводства, добычи и переработки топливно-энергетических ресурсов для удовлетворения внутреннего и внешнего спроса на них;

– модернизация и создание новой энергетической инфраструктуры на основе масштабного технологического обновления энергетического сектора экономики страны;

– формирование устойчиво благоприятной институциональной среды в энергетической сфере;

– повышение энергетической и экологической эффективности российской экономики и энергетики, в том числе за счет структурных изменений и активизации технологического энергосбережения;

– дальнейшая интеграция российской энергетики в мировую энергетическую систему.

Большая часть нефтяной и газовой промышленности особенно тяжело переживала последние несколько лет со слабым спросом и низкими ценами. Было трудно принимать стратегические решения и планировать будущее. Только сейчас отрасль начинает выходить из своего потрясения.

Приоритетным направлением политики в сфере развития нефтяной отрасли является создание стимулов для освоения новых крупных месторождений нефти в России и развитие системы транспортировки углеводородов.

В основе стратегии до 2030 годы заложены два ключевых направления развития нефтяной отрасли: курс на сохранение существующих объемов добычи нефти – в 2009 году было добыто 494 млн тонн нефти с частичной переориентацией экспорта нефти на Восток, а также повышение глубины первичной переработки с уменьшением доли экспорта мазута в пользу увеличения объемов экспорта светлых нефтепродуктов.

Приоритетным направлением политики в сфере развития нефтяной отрасли является создание стимулов для освоения новых крупных месторождений нефти в России и развитие системы транспортировки углеводородов.

Проанализировав Стратегию развития нефтедобывающей отрасли до 2030 года, выявлены два ключевых направления развития нефтяной отрасли: курс на поддержание действующих на данный момент показателей нефтедобычи – в 2009 году объемы добытой нефти составляли 494 млн тонн нефти с частичной переориентацией экспорта нефти на страны азиатско – тихоокеанского региона, а также увеличение степени глубины первичной нефтепереработки, нацеленность на уменьшение доли мазута в экспорте в пользу повышения объемов экспорта светлых нефтепродуктов.

Расширение минерально – сырьевой базы планируется производить за счет мероприятий по геолого – разведке с целью прироста запасов нефти в основных нефтегазоносных провинциях: Западно-Сибирской, Лено-Тунгусской, Волго-

Уральской и Тимано-Печорской, а также на шельфовых месторождениях северных морей (Баренцева, Печорского и Карского). Более 79% текущих запасов нефти уже введены в разработку, при этом разведанные запасы смогут обеспечить добычу нефти на текущих уровнях на протяжении лишь 20-25 лет.

Основным регионом добычи нефти до 2030 года останется Западная Сибирь, прежде всего, ХМАО.

Ханты – Мансийский Автономный Округ – Югра является основным нефтегазоносным районом как страны, так и мира. Ресурсный углеводородный потенциал округа значителен. На сегодняшнее время, общие (разведанные и предварительно оцененные) начальные извлекаемые запасы нефти по ХМАО определены на уровне порядка 20 млрд. тонн. Из них запасы, относящиеся к предварительно оцененным – около 17%. С 1964 года по январь 2007 года накопленная добыча нефти по округу составила порядка 8,6 млрд. тонн. И на настоящий момент извлечено чуть более половины начальных разведанных запасов нефти. На эти запасы в ХМАО может быть рентабельно пробурено еще 70-80 тыс. новых скважин с общим объемом проходки 210 -240 млн. м.[12]

Таким образом, недра округа по-прежнему обладают значительным потенциалом для дальнейшего устойчивого обеспечения нефтедобычи.

Несмотря на все это, необходимо отметить, что на всё ещё большие запасы нефти в округе нарастить темпы добычи, скорее всего, не удастся. Для дальнейшего увеличения объемов нефтедобычи в ХМАО в ближайшей перспективе какие-либо серьезные возможности у нефтедобывающих компаний отсутствуют. Практически все они (кроме возможностей по увеличению объемов эксплуатационного бурения) практически полностью были исчерпаны в предшествующие годы интенсивной нефтедобычи. И поэтому темпы прироста добычи нефти по ХМАО в последние годы значительно снизились. Так что и в будущих периодах нефтедобыча в округе, по всей видимости, будет происходить при медленно падающей динамике.

В целом в 2016 году добычу нефти и газа на территории ХМАО осуществляли 59 нефтегазодобывающих предприятий. За последние годы основной рост добычи нефти получен за счет специализированных нефтяных компаний, добыча по которым составила 270,4 млн. тонн нефти (98,1% от общей добычи нефти по автономному округу) .

На момент начала 2017 года в процессе эксплуатации находится 278 месторождений, на 53 из них объемы добычи превышают 1 млн. тонн нефти в год. Среднесуточная добыча нефти в 2013 году составила 755 тыс. тонн (в 2012 году - 734 тыс. тонн). В 2013 году были введены в разработку и пробную эксплуатацию 8 новых месторождений: Новобыстринское (Сургутнефтегаз); Западно-Котухтинское (Лукойл); Аржановское, Овальное, Восточно – Голевое (Русснефть); Ханты-Мансийское (ЗАО «Назымская НГРЭ»); Каюмовское (ООО «Красноленинскнефтегаз»); Ваделыпское (НК «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»). «Самотлорнефтегаз» находится на 3-ем месте по объему добычи углеводородов, что составляет 13,7% от общего показателя ПАО «НК Роснефть». Большой показатель добычи углеводородов в Западной Сибири наблюдается у ООО «РН-Юганскнефтегаз» - в 2016 году составил 66 млн. тонн, когда у АО «Самотлорнефтегаз» - 25,7 млн. тонн.

## 1.6 СВOT (SWOT)-анализ

Большая часть данных, необходимых для анализа рынка (спрос, цены, объем продаж товаров и т. п.) являются неопределенными, и в будущем возможны их изменения как в худшую сторону, так и в лучшую. Для прогнозирования этих процессов требуется достаточно большой объем данных, которые не всегда можно собрать, и управленческие решения приходится принимать в условиях неопределенности. Риски таких решений высоки, поскольку даже для сравнительно небольших организаций одной интуиции руководителя недостаточно для успешных действий на рынке. Этим и

обусловлена необходимостью использования ограниченных, более “дешевых” вариантов выработки стратегий, таких как SWOT-анализ.

Задачей свод – анализа как внутреннего инструмента принятия решений для организации, работающей на рынке с плотной конкуренцией, является выявление проблемных полей по сравнению с конкурентами, а также возможностей и угроз внешней среды. Результаты данного анализа являются, прежде всего, базой для разработки ведущими специалистами организации взаимосвязанного комплекса стратегий, мероприятий по конкурентной борьбе, оптимизации бизнес-процессов и т. д.

SWOT-анализ — это определение сильных и слабых сторон организации, а также возможностей и угроз, исходящих из его ближайшего окружения (внешней среды):

- сильные стороны (strengths) — преимущества организации;
- слабости (weaknesses) — недостатки организации;
- возможности (opportunities) — факторы внешней среды, использование которых создаст преимущества организации на рынке;
- угрозы (threats) — факторы, которые могут потенциально ухудшить положение организации на рынке.

При анализе рынка в целом и положения на нём организации, ее ресурсов и конкурентных возможностей исследуются пять параметров:

- эффективность действующей стратегии;
- сильные и слабые стороны, возможности и угрозы;
- конкурентоспособность по ценам и затратам;
- устойчивость конкурентной позиции по сравнению с основными соперниками;
- стратегические проблемы.

Методология проведения SWOT-анализа заключается в оценке сильных и слабых сторон организации по отношению к возможностям и угрозам внешней среды определяет наличие у нее стратегических перспектив и возможностей их



реализации. Понятно, что при этом будут возникать препятствия (угрозы), которые необходимо преодолевать. Отсюда следует переориентация методов управления развитием организации с опоры на ранее достигнутые результаты, освоенные товары и используемые технологии (внутренние факторы), на изучение ограничений, накладываемых внешней рыночной средой (внешние факторы).

К внешним факторам воздействия можно отнести:

1. Среда косвенного воздействия:

- Природно-климатическая среда;
- Политическая (правовая) среда;
- Экономическая среда;
- Социально-демографическая среда;
- Сфера научно технического прогресса.

2. Среда прямого воздействия:

- Потребители;
- Поставщики;
- Конкуренты.

Под внутренней средой подразумевают положительные и отрицательные факторы, сформированные внутри организации.

Внутренняя среда так же делится:

1) Факторы прямого воздействия:

- Продукты;
- Услуги.

2) Факторы косвенного воздействия:

- Потенциал организации.

Рассмотрим наглядную схему взаимодействия внутренней и внешней среды при проведении SWOT-анализа в рисунке 1.1.



Рисунок 1.1 - Взаимодействие факторов внутренней и внешней среды

После того как составлен конкретный список слабых и сильных, а также угроз и возможностей, наступает этап установления связей между ними.

Мы сопоставим характеристики Общества с характеристиками основных конкурентов, то есть оценили внутреннюю среду компании, а также рассмотрели внешние условия, предоставляющие определенные возможности, но и несущие отрицательные факторы.

Для установления этих связей составляется SWOT-анализ, представленный в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - SWOT-анализ АО «Самотлорнефтегаз»

Сильные стороны:	Угрозы:
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Высокие стандарты корпоративного управления и высокая репутация компании.</li> <li>2. Использование передовых методов и технологий разведки и добычи нефти.</li> <li>3. Высокий инвестиционный потенциал</li> <li>4. Устойчивое финансовое положение</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Риск усиления внешнего санкционного давления.</li> <li>2. Неустойчивая финансово-экономическая политика государства.</li> <li>3. Нестабильное положение мировых цен на энергоресурсы.</li> </ol>
Слабые стороны:	Возможности:

Продолжение таблицы 1.1

Слабые стороны:	Возможности:
<p>1. Тенденции снижения уровня добычи нефти и высокий уровень обводненности продукции.</p> <p>2. Большое количество недобропорядочных подрядных организаций.</p> <p>3. Слабая степень надежности эксплуатируемого оборудования</p> <p>4. Высокая нагрузка на действующее оборудование</p>	<p>1. Появление новых технологий добычи нефти на трудноизвлекаемых месторождениях под влиянием НТП.</p> <p>2. Благоприятная финансово-экономическая политика государства.</p> <p>3. Поддержка компаний со стороны государства, работающих с трудноизвлекаемыми запасами нефти.</p> <p>4. Ослабление санкционного давления на мировом рынке.</p>

Таким образом, перспективной для развития предприятия АО «Самотлорнефтегаз» является стратегия сокращения расходов, направленная на уменьшение издержек и проведение соответствующих мероприятий по сокращению затрат.

## 2 АНАЛИЗ ФИНАНСОВО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АО «САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ»

### 2.1 Основные показатели работы (анализ производственно-хозяйственной деятельности)

Анализ производственно-хозяйственной деятельности является базой планирования, средством оценки качества планирования и выполнения плана.

С помощью данного анализа отмечаются первоначальные показатели для последующей разработки плана на расчетный период в будущем.

Основным видом деятельности АО «Самотлорнефтегаз» является:

- Добыча нефти и попутного нефтяного газа;
- Разработка месторождений;
- Реализация нефти и попутного нефтяного газа.

Таблица 2.1 – Основные показатели добычи АО «Самотлорнефтегаз»

Показатель	Объемы добываемого сырья, тыс. тонн		Темп роста (снижения),%				
	2016	2017	2018	Изменение (+,-)	2017/2016	2018/2017	
Добыча нефти тыс. тонн	22 997,04	22 042,24	21 155,64	-954,8	-886,6	95,85	95,98
Добыча газа	5,2	5,12	5,17	- 0,08	0,05	98,46	100,98

Из выше представленных данных мы видим, что к концу 2017 года произошло снижение добычи нефти на 4,15% по сравнению с 2016 годом. Это может являться следствием снижения цен на нефть в прошлом году. В 2018 году темп роста добытой нефти увеличился на 0,13%, но объемы добычи все также имеют тенденцию к спаду. Это является следствием того что цены на нефть все еще малы. В период с 2016 по 2017 год произошло снижение добычи на 1,54%. Это говорит об уменьшении объемов экспортируемого сырья. В 2018 году добыча газа увеличилась на 0,05 млрд. м<sup>3</sup> и составила 5,17 млрд.м<sup>3</sup>, что на 0,98% выше показателя предыдущего периода.

## 2.2 Анализ финансового состояния

### 2.2.1 Анализ состава и структуры баланса

Анализ финансово-хозяйственной деятельности играет важную роль в повышении экономической эффективности деятельности организации, в её управлении, в укреплении её финансового состояния. Он представляет собой экономическую науку, которая изучает экономику организаций, их деятельность с точки зрения оценки их работы по выполнению бизнес-планов, оценки их имущественно-финансового состояния и с целью выявления неиспользованных резервов повышения эффективности деятельности организаций.

Анализируя финансовую отчетность, можно использовать различные методы (и логические, и формализованные). Но к наиболее часто используемым методам финансового анализа относятся горизонтальный и вертикальный анализ. Анализ финансово-экономического состояния АО «Самотлорнефтегаз» следует начинать с общей характеристики состава и структуры актива (имущества) и пассива (обязательств) баланса.

Сначала дается оценка изменения общей стоимости имущества. В качестве критерия в данном случае целесообразно использовать сравнительную динамику показателей изменения активов и полученных в анализируемом периоде количественных (объем реализации) и качественных (прибыль) результатов.

Представленный анализ финансового положения и эффективности деятельности АО "СНГ" выполнен за период 01.01.2017–31.12.2018 г. (2 года).

Структура активов организации на 31.12.2018 характеризуется соотношением: 42,6% внеоборотных активов и 57,4% текущих. Активы организации за анализируемый период (с 31.12.2016 по 31.12.2018) увеличились на 119 937 014 тыс. руб. (на 30,4%). Отмечая рост активов, необходимо учесть, что собственный капитал увеличился еще в большей

степени – на 32,3%. Опережающее увеличение собственного капитала относительно общего изменения активов следует рассматривать как положительный фактор.

На диаграмме ниже представлена структура активов организации в разрезе основных групп:

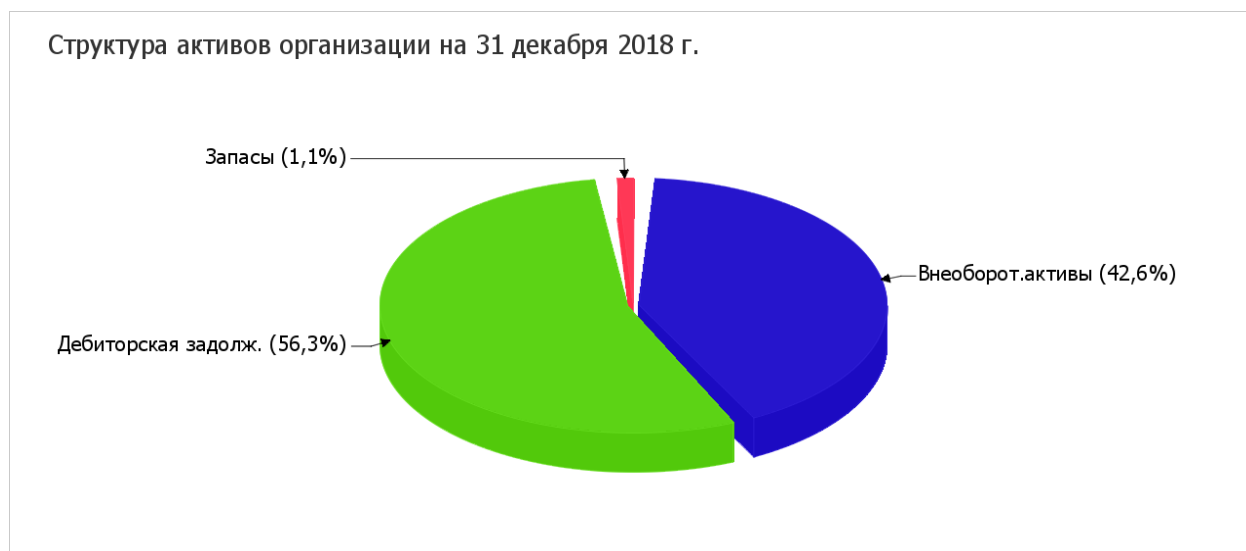


Рисунок 2.1 – Структура активов

Из рисунка 2.1 можно увидеть, что большую долю в общей величине активов в 2018 году имеет дебиторская задолженность. Их доля составила 56,3%. Однако в 2016 году доля оборотных активов превысила долю внеоборотных активов и составила 56,77%. Чем выше доля оборотных активов (и, соответственно, ниже доля внеоборотных), тем больше организация может привлекать краткосрочного финансирования (краткосрочных кредитов и займов, отсрочек платежа поставщикам и т.п.) без ущерба для своей финансовой устойчивости.

Таблица 2.2 - Структура имущества и источники его формирования

Показатель	Значение показателя					Изменение за период	
	в тыс. руб.			в % к валюте баланса		тыс. руб. (гр.5-гр.2)	± % ((гр.5-гр.2) : гр.2)
	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2018	на начало периода (31.12.2016)	на конец периода (31.12.2018)		
1	2	3	4	6	7	8	9
Активы							
1. Внеоборотные активы	170 698 124	195 382 133	219 069 077	43,2	42,6	+48 370 953	+28,3
в том числе: основные средства	131 443 441	144 783 004	167 929 772	33,3	32,6	+36 486 331	+27,8
нематериальные активы	6 273 006	6 168 587	6 111 746	1,6	1,2	-161 260	-2,6
2. Оборотные, всего	224 154 169	230 016 795	295 720 230	56,8	57,4	+71 566 061	+31,9
в том числе: запасы	4 902 819	5 632 508	5 887 581	1,2	1,1	+984 762	+20,1
дебиторская задолженность	218 864 975	222 204 347	289 748 663	55,4	56,3	+70 883 688	+32,4
денежные средства и краткосрочные финансовые вложения	503	1 230 525	3 311	<0,1	<0,1	+2 808	+6,6 раза

Продолжение таблицы 2.2

Показатель	Значение показателя					Изменение за период	
	в тыс. руб.			в % к валюте баланса		тыс. руб. (гр.5-гр.2)	± % ((гр.5-гр.2) : гр.2)
	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2018	на начало периода (31.12.2016)	на конец периода (31.12.2018)		
1	2	3	4	6	7	8	9
Пассивы							
1. Собственный капитал	322 976 504	350 569 286	427 403 284	81,8	83	+104 426 780	+32,3
2. Долгосрочные обязательства, всего	22 120 531	22 748 565	25 556 110	5,6	5	+3 435 579	+15,5
в том числе: заемные средства	–	–	–	–	–	–	–
3. Краткосрочные обязательства*, всего	49 755 258	52 081 077	61 829 913	12,6	12	+12 074 655	+24,3
в том числе: заемные средства	–	–	–	–	–	–	–
Валюта баланса	394 852 293	425 398 928	514 789 307	100	100	+119 937 014	+30,4



\* Без доходов будущих периодов, возникших в связи с безвозмездным получением имущества и государственной помощи, включенных в собственный капитал.

Согласно таблице 2.2 видно, что по сравнению с 2016 и 2017 годами, в 2018 году активы предприятия выросли. Такая динамика говорит о сохранении на предприятии достаточного минимума внеоборотных активов, сохранении высокого производственного потенциала.

Однако кроме финансового критерия существует критерий производственной необходимости – необходимо иметь достаточный минимум внеоборотных активов. Поэтому для окончательной оценки целесообразно рассчитать показатель вооруженности труда и отдачи.

Рост величины активов организации связан, в основном, с ростом следующих позиций актива бухгалтерского баланса (в скобках указана доля изменения статьи в общей сумме всех положительно изменившихся статей):

— дебиторская задолженность – 70 883 688 тыс. руб. (58,7%)

— основные средства – 36 486 331 тыс. руб. (30,2%)

— долгосрочные финансовые вложения – 10 999 554 тыс. руб. (9,1%)

Одновременно, в пассиве баланса наибольший прирост наблюдается по строкам:

— нераспределенная прибыль (непокрытый убыток) – 104 433 078 тыс. руб. (87,1%)

— кредиторская задолженность – 10 350 204 тыс. руб. (8,6%)

Среди отрицательно изменившихся статей баланса можно выделить "налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям" в активе и "доходы будущих периодов" в пассиве (-365 252 тыс. руб. и -17 129 тыс. руб. соответственно).

Собственный капитал организации в течение анализируемого периода значительно вырос (на 104 426 780,0 тыс. руб., или на 32,3%), составив 427 403 284,0 тыс. руб.

Таблица 2.3 - Оценка стоимости чистых активов организации

Показатель	Значение показателя					Изменение за период	
	в тыс. руб.			в % к валюте баланса		тыс. руб. (гр.5-гр.2)	± % ((гр.5- гр.2) : гр.2)
	31.12. 2016	31.12. 2017	31.12. 2018	на начало периода (31.12. 2016)	на конец периода (31.12. 2018)		
1	2	3	4	6	7	8	9
1. Чистые активы	322 976 504	350 569 286	427 403 284	81,8	83	+104 426 780	+32,3
2. Уставный капитал	6 316	6 316	6 316	<0,1	<0,1	–	–
3. Превышение чистых активов над уставным капиталом (стр.1-стр.2)	322 970 188	350 562 970	427 396 968	81,8	83	+104 426 780	+32,3

Чистые активы организации на последний день анализируемого периода намного (в 67 669,9 раза) превышают уставный капитал. Такое соотношение положительно характеризует финансовое положение, полностью удовлетворяя требованиям нормативных актов к величине чистых активов организации. К тому же следует отметить увеличение чистых активов на 32,3% за весь анализируемый период. Превышение чистых активов над уставным капиталом и в то же время их увеличение за период говорит о хорошем финансовом положении организации по данному признаку. На следующем графике наглядно представлена динамика чистых активов и уставного капитал организации.

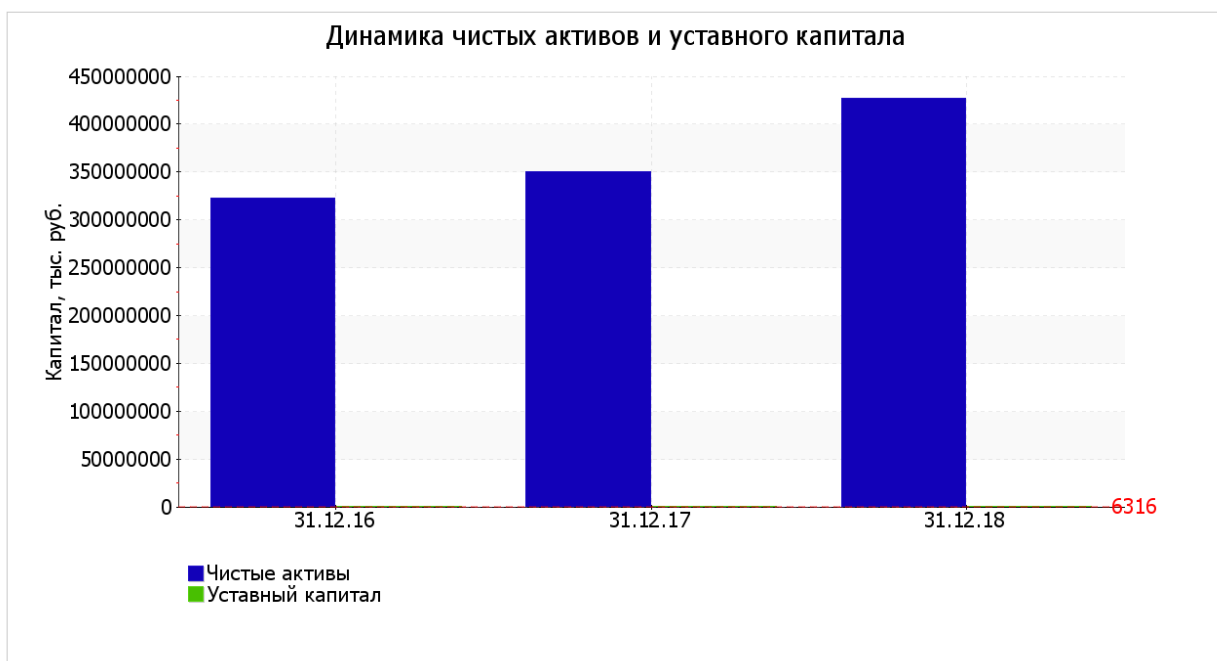


Рисунок 2.2 – Динамика чистых активов

В течение всего периода уставный капитал оставался практически неизменным (отклонения от среднего значения не превышали 2%).

### 2.2.2 Анализ финансовой устойчивости предприятия.

Финансовая устойчивость — это стабильность финансового положения предприятия, обеспечиваемая достаточной долей собственного капитала в составе источников финансирования. Достаточная доля собственного капитала означает, что заемные источники финансирования используются предприятием лишь в тех пределах, в которых оно может обеспечить их полный и своевременный возврат. С этой точки зрения краткосрочные обязательства по сумме не должны превышать стоимости ликвидных активов [6].

В данном случае ликвидные активы — не все оборотные активы, которые можно быстро превратить в деньги без ощутимых потерь стоимости по сравнению с балансовой, а только их часть. В составе ликвидных активов — запасы и незавершенное производство. Их превращение в деньги возможно, но его нарушит бесперебойную деятельность предприятия. Речь идет лишь о тех

ликвидных активах, превращение которых в деньги является естественной стадией их движения. Кроме самих денежных средств и финансовых вложений сюда относятся дебиторская задолженность и запасы готовой продукции, предназначенной к продаже.

Для определения положения компании проводится анализ ее финансового состояния: в ходе расчетов и оценки финансовых показателей обнаруживаются уязвимости предприятия, для устранения которых затем разрабатывается ряд мер, а также выявляются резервы повышения эффективности производства. Анализ финансовой устойчивости проводится с помощью абсолютных и относительных показателей [4].

Рассмотрим абсолютные показатели финансовой устойчивости.

В ходе производственной деятельности на предприятии идет постоянное формирование (пополнение) запасов товарно-материальных ценностей. Для этого используются как собственные оборотные средства, так и заемные (долгосрочные и краткосрочные кредиты и займы). Анализируя соответствие или несоответствие (излишек или недостаток) средств для формирования запасов и затрат, определяют абсолютные показатели финансовой устойчивости.

Для полного отражения разных видов источников (собственных средств, долгосрочных и краткосрочных кредитов и займов) в формировании запасов и затрат используются следующие показатели:

1) Обеспеченность собственными оборотными средствами (СОС):

$$\text{СОС} = \text{СК} - \text{ВОА} \quad (1)$$

где СК – собственный капитал;

ВОА – внеоборотные активы.

$\text{СОС1}(2016) = \text{СК} - \text{ВОА} = 322\,976\,504 - 170\,698\,124 = 152\,278\,380$  тыс руб.

$\text{СОС1}(2017) = \text{СК} - \text{ВОА} = 350\,569\,286 - 195\,382\,133 = 155\,187\,153$  тыс руб.

$\text{СОС1}(2018) = \text{СК} - \text{ВОА} = 427\,403\,284 - 219\,069\,077 = 208\,334\,207$  тыс руб.

2) Обеспеченность собственными и долгосрочными заемными источниками формирования запасов (функционирующий капитал):

$$\text{ФК} = (\text{СК} + \text{ДО}) - \text{ВОА} \quad (2)$$

где ДО – долгосрочные обязательства.

$\text{СОС2 (2016)} = \text{СОС1} + \text{ДП} = 152\,278\,380 + 22\,120\,531 = 174\,398\,911$  тыс руб

$\text{СОС2 (2017)} = \text{СОС1} + \text{ДП} = 155\,187\,153 + 22\,748\,565 = 177\,935\,718$  тыс руб

$\text{СОС2 (2018)} = \text{СОС1} + \text{ДП} = 208\,334\,207 + 25\,556\,110 = 233\,890\,317$  тыс руб

3) Общая величина основных источников формирования запасов и затрат (ВИ):

$$\text{ВИ} = (\text{СК} + \text{ДО} + \text{КО}) - \text{ВОА} \quad (3)$$

где КО – краткосрочные обязательства.

$\text{СОС3 (2016)} = 174\,398\,911 + 0 = 174\,398\,911$  тыс руб

$\text{СОС3 (2017)} = 177\,935\,718 + 0 = 177\,935\,718$  тыс руб

$\text{СОС3 (2018)} = 233\,890\,317 + 0 = 233\,890\,317$  тыс руб

Трем показателям наличия источников формирования запасов и затрат соответствуют три показателя обеспеченности запасов источниками формирования.

1) Излишек/недостаток СОС:

$$\Delta \text{СОС} = \text{СОС} - \text{ЗП} \quad (4)$$

где ЗП – общая величина запасов.

$\text{И1 (2016)} = 152\,278\,380 - 4\,902\,819 = 147\,375\,561$  тыс руб

$\text{И1 (2017)} = 155\,187\,153 - 5\,632\,508 = 149\,554\,645$  тыс руб

$\text{И1 (2018)} = 208\,334\,207 - 58\,875\,81 = 202\,446\,626$  тыс руб

2) Излишек/недостаток собственных и долгосрочных заемных источников формирования запасов (СД):

$$\Delta \text{СД} = \text{ФК} - \text{ЗП} = \text{СОС2-3} \quad (5)$$

$\text{И2 (2016)} = 174\,398\,911 - 4\,902\,819 = 169\,496\,092$  тыс руб

И2 (2017) = 177935718 - 5 632 508= 172 303 210 тыс руб

И2 (2018) = 233 890 317- 5887581= 228 002 736 тыс руб

3) Излишек/недостаток общей величины основных источников покрытия запасов (ОИ):

$$\Delta\text{ОИ} = \text{ВИ} - \text{ЗП} \quad (6)$$

ИЗ (2016) = 174 398 911 - 4 902 819 = 169 496 092 тыс руб

ИЗ (2017) = 177935718 - 5 632 508= 172 303 210 тыс руб

ИЗ (2018) = 233 890 317- 5887581= 228 002 736 тыс руб

Приведенные показатели обеспеченности запасов источниками формирования трансформируются в трехфакторную модель вида:

$$M = (\Delta\text{СОС}, \Delta\text{СД}, \Delta\text{ОИ})$$

Приведем полученные в результате расчетов показатели финансовой устойчивости предприятия в данную трехфакторную модель, при этом показатели берем за «1», при  $\Delta\text{СОС}, \Delta\text{СД}, \Delta\text{ОИ} > 0$ , или «0», при  $\Delta\text{СОС}, \Delta\text{СД}, \Delta\text{ОИ} < 0$ :

$$M = (1,1,1) - \text{за весь период.}$$

В целом за период 2016-2018 года АО «Самотлорнефтегаз» имеет абсолютную финансовую устойчивость. Запасы финансируются за счет собственного оборотного капитала. Это значит, что у АО «Самотлорнефтегаз» высокий уровень платежеспособности. Предприятие не зависит от внешних кредиторов. Более того все три показателя покрытия собственными оборотными средствами запасов за анализируемый период улучшили свои значения.

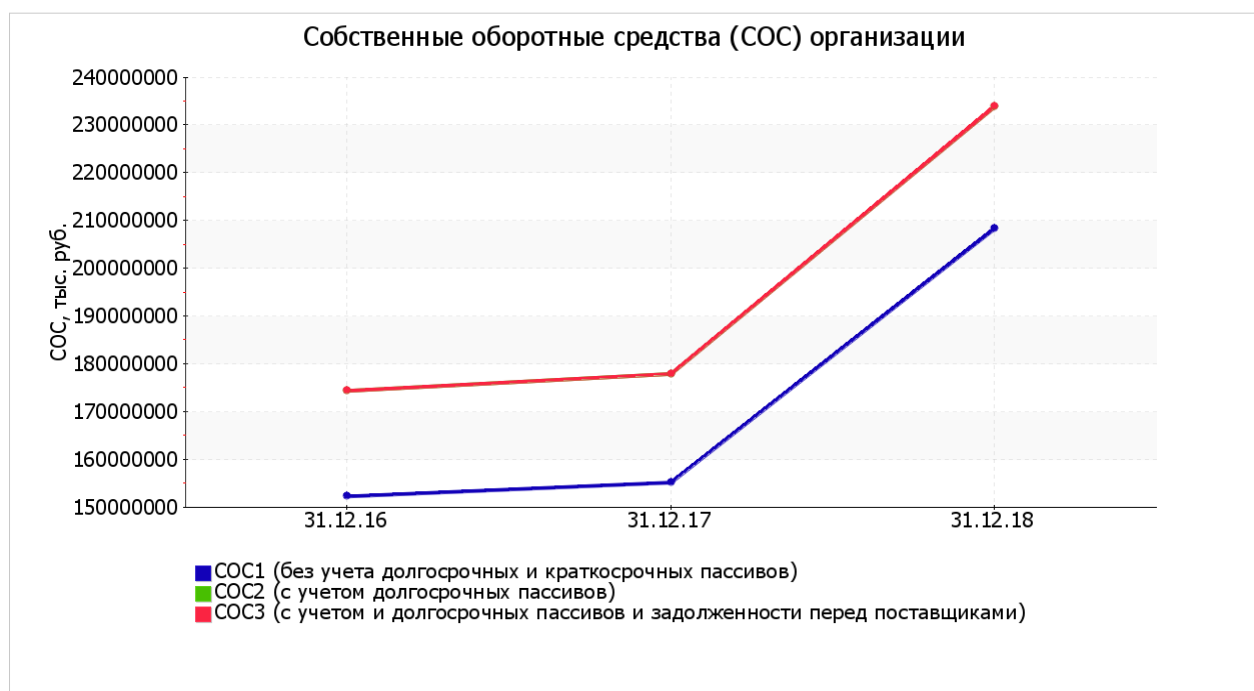


Рисунок 2.3 – собственные оборотные средства

Рассмотрим относительные показатели финансовой устойчивости.

Одна из основных характеристик финансово-экономического состояния предприятия - степень зависимости от кредиторов и инвесторов. Владельцы предприятия заинтересованы в минимизации собственного капитала и в максимизации заемного капитала в финансовой структуре организации. Заемщики оценивают устойчивость предприятия по уровню собственного капитала и вероятности банкротства.

Финансовая устойчивость предприятия характеризуется состоянием собственных и заемных средств и анализируется с помощью системы финансовых коэффициентов. Информационной базой для расчета таких коэффициентов являются абсолютные показатели актива и пассива бухгалтерского баланса.

Анализ проводится посредством расчета и сравнения полученных значений коэффициентов с установленными базисными величинами, а также изучения динамики их изменений за определенный период.

Базисными величинами могут быть:

- значения показателей за прошлый период;
- среднеотраслевые значения показателей;

- значения показателей конкурентов;
- теоретически обоснованные или установленные с помощью экспертного опроса оптимальные или критические значения относительных показателей.

Финансовая устойчивость может быть оценена с помощью относительных показателей — коэффициентов, характеризующих степень независимости организации от внешних источников финансирования [22].

Относительные показатели финансовой устойчивости предприятия представлены следующими коэффициентами:

1) Коэффициент финансовой независимости показывает долю собственных средств общей сумме источников финансирования. Его оптимальное значение  $> 0,5$ .

$$K_{\text{фн}} = \text{СК} / \text{валюта баланса}; \quad (7)$$

где СК- собственный капитал.

За 2016 г.:

$$K_{\text{а}}(2016) = 322\,976\,504 / 394\,852\,293 = 0,82$$

$$K_{\text{а}}(2017) = 350569286 / 425\,398\,928 = 0,82$$

$$K_{\text{а}}(2018) = 427403284 / 514789307 = 0,83$$

2) Коэффициент самофинансирования характеризует соотношение собственных и заемных средств ( $> 1$ ).

$$K_{\text{с}} = \text{СК} / \text{ЗК} \quad (8)$$

где ЗК –заемный капитал.

$$K_{\text{с}}(2016) = 322\,976\,504 / 71875789 = 4,49$$

$$K_{\text{с}}(2017) = 350569286 / 74829642 = 4,68$$

$$K_{\text{с}}(2018) = 427403284 / 87386023 = 4,89$$

3) Коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами (КОсос):

$$\text{КОСОС} = (\text{СК} - \text{ВОА}) / \text{ОА} \quad (9)$$

$$\text{КОсос}(2016) = (322\,976\,504 - 170\,698\,124) / 224\,154\,169 = 0,68$$

$$\text{КОсос}(2017) = (350569286 - 195382133) / 230016795 = 0,67$$



$$КОсос(2018) = (427403284 - 219069077) / 295720230 = 0,70$$

4) Коэффициент маневренности (КМ):

$$КМ = СОС / СК \quad (10)$$

$$КМ(2016) = (322\,976\,504 - 170\,698\,124) / 322\,976\,504 = 0,47$$

$$КМ(2017) = (350569286 - 195382133) / 350569286 = 0,44$$

$$КМ(2018) = (427403284 - 219069077) / 427403284 = 0,49$$

5) Коэффициент финансовой напряженности показывает долю заемного капитала в общей сумме средств предприятия ( $<0,5$ ).

$$Кфн = ЗК / \text{валюта баланса} \quad (11)$$

$$Кфн(2016) = 71875789 / 394\,852\,293 = 0,18$$

$$Кфн(2017) = 74829642 / 425\,398\,928 = 0,18$$

$$Кфн(2018) = 87386023 / 514789307 = 0,17$$

6) Коэффициент соотношения оборотных и внеоборотных средств показывает оборотные активы, приходящиеся на один рубль внеоборотных средств.

$$Кс = ОА / ВА \quad (12)$$

$$Кс(2016) = 224\,154\,169 / 170\,698\,124 = 1,31$$

$$Кс(2017) = 230016795 / 195382133 = 1,18$$

$$Кс(2018) = 295720230 / 219069077 = 1,35$$

Коэффициенты финансовой устойчивости представлены в приведенной таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Коэффициенты финансовой устойчивости

Показатели	2016	2017	2018	Изменение
1. Коэффициент финансовой независимости	0,82	0,82	0,83	0,01
2. Коэффициент самофинансирования	4,49	4,68	4,89	0,21
3. Коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами	0,68	0,67	0,70	0,03
4. Коэффициент маневренности	0,47	0,44	0,49	0,04
5. Коэффициент финансовой напряженности	0,18	0,18	0,17	-0,01
6. Коэффициент соотношения оборотных и внеоборотных средств	1,31	1,18	1,35	0,17

Коэффициент финансовой независимости показывает долю активов организации, которые покрываются за счет собственного капитала

(обеспечиваются собственными источниками формирования). Нормативное ограничение  $K_{fn} > 0.5$ . Чем выше значение коэффициента, тем лучше финансовое состояние компании. В АО «Самотлорнефтегаз» он составляет 0,82 в 2016 году, и 0,83 в 2017-2018 году, что говорит соответствует норме.

Коэффициент самофинансирования показывает насколько эффективно предприятие использует источники увеличения собственного капитала, и основные направления вложения собственных средств. Чем выше коэффициент самофинансирования, тем эффективнее предприятие использует возможности наращивания собственного капитала за счет получаемой прибыли, что в случае с АО «СНГ» имеет высокие и уверенные показатели.

Коэффициент обеспеченности собственными средствами характеризует наличие у организации собственных оборотных средств, необходимых для его финансовой устойчивости.

Коэффициент обеспеченности собственными средствами показывает, что с каждым годом в период от 2016-2018 года финансовое состояние предприятия стабильно высоко, у него появилось больше возможностей проведения независимой финансовой политики.

Коэффициент маневренности показывает долю собственного капитала предприятия, находящегося в такой форме, которая позволяет свободно им маневрировать, увеличивая закупки сырья, материалов, комплектующих изделий, изменяя номенклатуру поставок, приобретая дополнительное оборудование, осуществляя инвестиции в другие предприятия

В 2016, 2017 и 2018 годах коэффициент маневренности составлял 0,47, 0,44 и 0,49, что находится в границах коэффициента  $K_m = 0,2... 0,5$ , из этого следует, что у предприятия крупная возможность финансового маневра.

Коэффициент финансовой напряженности показывает сколько заемных средств привлечено на 1 руб. собственных средств. Чем выше этот коэффициент, тем больше долговых обязательств организации, тем рискованнее сложившаяся ситуация.

Соотношение оборотных и внеоборотных активов показывает, какие ресурсы преобладают у предприятия. Используя коэффициент соотношения на практике, предприятие сможет проанализировать, какой из активов является для него наиболее востребованным, а также выявить неблагоприятную динамику движения ресурсов.

В целом, абсолютно все коэффициенты соответствуют норме, что служит основанием для признания структуры баланса приемлемой, а предприятие – абсолютно платежеспособным. Всё это связано с высокой долей активов, поэтому при общей стабильности деятельности данные показатели стоит рассматривать.

### 2.2.3 Анализ ликвидности и платежеспособности предприятия.

Ликвидность баланса – это степень покрытия обязательств предприятия активами, срок превращения которых в денежные средства соответствует сроку погашения обязательств. От степени ликвидности баланса зависит платежеспособность предприятия.[8]

В зависимости от степени ликвидности, т.е. способности и скорости превращения в денежные средства, активы предприятия подразделяются на следующие группы.

Наиболее ликвидные активы (A1) - денежные средства и краткосрочные финансовые вложения.

Денежные средства готовы к платежу и расчетам в любой момент, поэтому имеют абсолютную ликвидность. Ценные бумаги и другие краткосрочные финансовые вложения могут быть реализованы на фондовой бирже или другим субъектам, в связи с чем также относятся к наиболее ликвидным активам [16].

Быстрореализуемые активы (A2) – дебиторская задолженность, платежи по которой ожидаются в течение 12 месяцев после отчетной даты и прочие оборотные активы.

Ликвидность средств, вложенных в дебиторскую задолженность, зависит от скорости платежного документооборота в банках, своевременности оформления банковских документов, сроков предоставления коммерческого кредита покупателям, их платежеспособности, форм расчетов.

Медленно реализуемые активы (А3) – материально-производственные запасы, налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям. Расходы будущих периодов в данную группу не входят.

Ликвидность этой группы зависит от спроса на продукцию, ее конкурентоспособности и др.

Первые три группы активов могут постоянно меняться в течение производственно-коммерческого периода и относятся к оборотным активам предприятия. Они более ликвидны, чем остальное имущество.

Труднореализуемые активы (А4) – внеоборотные активы и дебиторская задолженность, платежи по которой ожидаются более чем через 12 месяцев после отчетной даты.

Основные средства и другие внеоборотные активы, приобретаемые для организации производственно-коммерческого процесса, отличаются длительным периодом использования и подлежат реализации в случае ликвидации предприятия при конкурсном производстве.

В зависимости от возрастания сроков погашения обязательств пассивы группируются следующим образом.

Наиболее срочные обязательства (П1), погашение которых возможно в сроки до трех месяцев. К ним относятся кредиторская задолженность, задолженность перед участниками (учредителями) по выплате доходов.

Краткосрочные пассивы (П2), погашение которых предполагается в сроки от трех месяцев до года. В их состав входят краткосрочные кредиты и займы, резервы предстоящих расходов и прочие краткосрочные обязательства

Долгосрочные пассивы (П3), погашение которых планируется на срок более одного года. К ним относят долгосрочные кредиты и займы.

Постоянные пассивы (П4) – уставный, добавочный, резервный капиталы, нераспределенная прибыль (убыток), доходы будущих периодов. Для сохранения баланса актива и пассива итог данной группы следует уменьшить на сумму по статье «Расходы будущих периодов».

Баланс считается абсолютно ликвидным, если выполняется следующее неравенство:

$A1 \geq П1$ ; наиболее ликвидные активы равны или перекрывают наиболее срочные обязательства;

$A2 \geq П2$ ; быстро реализуемые активы равны или перекрывают краткосрочные обязательства;

$A3 \geq П3$ ; медленно реализуемые активы равны или перекрывают долгосрочные активы;

$A4 \leq П4$ . постоянные пассивы равны или перекрывают труднореализуемые активы.

Если соблюдены первые три неравенства, то обязательно выполняется четвертое неравенство, которое имеет следующий экономический смысл – наличие у предприятия собственных оборотных средств, т.е. соблюдение минимального условия финансовой устойчивости.

Невыполнение одного из первых трех неравенств, свидетельствует о нарушении ликвидности баланса. При этом недостаток средств по одной группе активов не компенсируется их избытком по другой группе, поскольку в реальной ситуации менее ликвидные активы не могут заменить более ликвидные (т.е. компенсация может быть лишь по стоимости).

Следует отметить, что в большинстве случаев достижение высокой ликвидности противоречит обеспечению более высокой прибыльности.

Из четырех соотношений, характеризующих соотношение активов по степени ликвидности и обязательств по сроку погашения, выполняется два (таблица 2.5).

Таблица 2.5 - Анализ соотношения активов по степени ликвидности и обязательств по сроку погашения

Активы по степени ликвидности	На конец отчетного периода, тыс. руб.	Прирост за анализ. период, %	Норм. соотношение	Пассивы по сроку погашения	На конец отчетного периода, тыс. руб.	Прирост за анализ. период, %	Излишек/недостаток платеж. средств в тыс. руб., (гр.2 - гр.6)
1	2	3	4	5	6	7	8
A1. Высоколиквидные активы (ден. ср-ва + краткосрочные фин. вложения)	3 311	+6,6 раза	≥	П1. Наиболее срочные обязательства (привлеченные средства) (текущ. кред. задолж.)	57 409 966	+22	-57 406 655
A2. Быстрореализуемые активы (краткосрочная деб. задолженность)	289 748 663	+32,4	≥	П2. Среднесрочные обязательства (краткосроч. обязательства кроме текущ. кредит. задолж.)	4 419 947	+64	+285 328 716
A3. Медленно реализуемые активы (прочие оборот. активы)	5 968 256	+12,8	≥	П3. Долгосрочные обязательства	25 556 110	+15,5	-19 587 854
A4. Труднореализуемые активы (внеоборотные активы)	219 069 077	+28,3	≤	П4. Постоянные пассивы (собственный капитал)	427 403 284	+32,3	-208 334 207

У АО "Самотлорнефтегаз" недостаточно денежных средств и краткосрочных финансовых вложений (высоколиквидных активов) для погашения наиболее срочных обязательств (разница составляет 57 406 655 тыс. руб.). В соответствии с принципами оптимальной структуры активов по степени ликвидности, краткосрочной дебиторской задолженности должно быть достаточно для покрытия среднесрочных обязательств (краткосрочной задолженности за минусом текущей кредиторской задолженности). В данном случае это соотношение выполняется (быстрореализуемые активы превышают среднесрочные обязательства в 65,6 раза).

Для качественной оценки платежеспособности и ликвидности предприятия кроме анализа ликвидности баланса необходим расчет коэффициентов ликвидности.

Цель расчета - оценить соотношение имеющихся активов, как предназначенных для непосредственной реализации, так и задействованных в технологическом процессе, с целью их последующей реализации и возмещения вложенных средств и существующих обязательств, которые должны быть погашены предприятием в предстоящем периоде.

Данные показатели представляют интерес не только для руководителей предприятия, но и для внешних субъектов анализа; коэффициент абсолютной ликвидности представляет интерес для поставщиков сырья и материалов, коэффициент быстрой ликвидности - для банков, коэффициент текущей ликвидности - для инвесторов.

Рассчитаем относительные показатели ликвидности АО «Самотлорнефтегаз»:

1) Коэффициент абсолютной ликвидности (Кал)

$$\text{Кал} = (\text{ДС} + \text{КФВ}) / \text{КО} \quad (13)$$

где ДС – денежные средства;

КФВ – краткосрочные финансовые вложения.

$$\text{Кал}(2016) = 503 / 47059762 = 0,001$$

$$\text{Кал}(2017) = (3641+1226884) / 48652921 = 0,03$$

$$\text{Кал}(2018) = 3311 / 57409966 = 0,001$$

2) Коэффициент быстрой ликвидности (Кбл)

$$\text{Кбл} = (\text{ДС} + \text{КФВ} + \text{ДЗ}) / \text{КО} \quad (14)$$

где ДЗ – дебиторская задолженность.

$$\text{Кбл}(2016) = (503+218864975) / 47059762 = 4,65$$

$$\text{Кбл}(2017) = (3641+1226884+222204347) / 48652921 = 4,59$$

$$\text{Кбл}(2018) = (3311+289748663) / 57409966 = 5,05$$

3) Коэффициент текущей ликвидности/покрытия (Ктл)

$$K_{\text{тл}} = \text{ОА} / \text{КО} \quad (15)$$

$$K_{\text{тл}}(2016) = (503+218864975+4902819) / 47059762 = 4,75$$

$$K_{\text{тл}}(2017) = (3641+1226884+222204347+5632508) / 48652921 = 4,71$$

$$K_{\text{тл}}(2018) = (3311+289748663+5887581) / 57409966 = 5,15$$

Внесем полученные показатели в таблицу 2.6 и сделаем соответствующие выводы

Таблица 2.6 – Коэффициенты ликвидности

Показатели	Нормативное значение	2016	2017	2018	Изменение
					(+;-)
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,15 – 0,2	0,00	0,03	0,00	-0,03
Коэффициент быстрой ликвидности	0,5 – 0,8	4,65	4,59	5,05	0,40
Коэффициент текущей ликвидности	1-2	4,75	4,71	5,15	0,40

Сам по себе уровень коэффициента абсолютной ликвидности еще не является признаком плохой или хорошей платежеспособности. В то же время постоянное хроническое отсутствие денежной наличности приводит к тому, что предприятие становится хронически неплатежеспособным. Повышению коэффициента абсолютной ликвидности способствует низкая величина срочных обязательств и высокий уровень ликвидных средств.

Значение уточненной ликвидности превышает норму. Но не следует забывать, что большую долю ликвидных средств составляет дебиторская задолженность, часть которой возможно трудно своевременно взыскать. Для повышения уровня уточненной ликвидности необходимо способствовать росту обеспеченности запасов собственными оборотными средствами и долгосрочными и кредитами и займами.

Коэффициент текущей ликвидности показывает платежные возможности предприятия, оцениваемые при условии не только своевременных расчетов с дебиторами и благоприятной продажи готовой продукции, но и продажи в случае нужды прочих элементов материальных оборотных средств. Коэффициент текущей ликвидности выше нормы, следовательно предприятие платежеспособно и его баланс удовлетворителен.



В следующей таблице рассчитаны показатели, рекомендованные в методике Федерального управления по делам о несостоятельности (банкротстве) (Распоряжение N 31-р от 12.08.1994; к настоящему моменту распоряжение утратило силу, расчеты приведены в справочных целях).

Таблица 2.7 – Расчет утраты/восстановления платежеспособности

Показатель	Значение показателя		Изменение (гр.3-гр.2)	Нормативное значение	Соответствие фактического значения нормативному на конец периода
	на начало периода (31.12.2017)	на конец периода (31.12.2018)			
1	2	3	4	5	6
1. Коэффициент текущей ликвидности	4,51	4,78	+0,22	не менее 2	соответствует
2. Коэффициент обеспеченности собственными средствами	0,67	0,7	+0,03	не менее 0,1	соответствует
3. Коэффициент утраты платежеспособности	x	2,63	x	не менее 1	соответствует

Анализ структуры баланса выполнен за период с начала 2018 года по 31.12.2018 г.

Поскольку оба коэффициента по состоянию на 31.12.2018 оказались в пределах допустимых норм, в качестве третьего показателя рассчитан коэффициент утраты платежеспособности. Данный коэффициент служит для оценки перспективы утраты предприятием нормальной структуры баланса (платежеспособности) в течение трех месяцев при сохранении имевшей место в анализируемом периоде динамики первых двух коэффициентов. Значение коэффициента утраты платежеспособности (2,63) указывает на низкую вероятность значительного ухудшения показателей платежеспособности АО "Самотлорнефтегаз" в ближайшие три месяца.

В целом динамика финансовых показателей платежеспособности выявила небольшую финансовую зависимость данного предприятия от внешних источников финансирования.

Т.е., при отсутствии просроченной задолженности и неуклонном росте в течение хозяйственного года чистого денежного потока можно предположить слабую возможность для успешного самофинансирования и своевременного осуществления текущих платежей.

#### 2.2.4 Оценка деловой активности предприятия.

Деловую активность предприятия можно представить как систему качественных и количественных критериев.

Качественные критерии - это широта рынков сбыта (внутренних и внешних), репутация предприятия, конкурентоспособность, наличие стабильных поставщиков и потребителей и т. п. Такие неформализованные критерии необходимо сопоставлять с критериями других предприятий, аналогичных по сфере приложения капитала [17].

Количественные критерии деловой активности определяются абсолютными и относительными показателями. Среди абсолютных показателей следует выделить объем реализации произведенной продукции (работ, услуг), прибыль, величину авансированного капитала (активы предприятия) [17].

Относительные показатели деловой активности характеризуют уровень эффективности использования ресурсов (материальных, трудовых и финансовых). Используемая система показателей деловой активности базируется на данных бухгалтерской (финансовой) отчетности предприятий. Это обстоятельство позволяет по данным расчета показателей контролировать изменения в финансовом состоянии предприятия [21].

Для расчета применяются абсолютные итоговые данные за отчетный период по выручке, прибыли и т. п. Но показатели баланса исчислены на начало и конец периода, т. е. имеют одномоментный характер. Это вносит некоторую неясность в интерпретацию данных расчета. Поэтому при расчете

коэффициентов применяются показатели, рассчитанные к усредненным значениям статей баланса.

Рассмотрим расчет наиболее распространенных коэффициентов оборачиваемости и периода оборачиваемости активов:

1. Коэффициент оборачиваемости текущих активов (КОа):

$$\text{КОа} = \text{Выручка} / \text{ОАср} \quad (16)$$

$$\text{КОа}(2016) = 326171119 / 112\,088\,777 = 2,9$$

$$\text{ПОа}(2016) = 365 / 2,9 = 123,7$$

$$\text{КОа}(2017) = 361\,443\,881 / 227\,085\,482 = 1,6$$

$$\text{ПОа}(2017) = 365 / 1,6 = 226,2$$

$$\text{КОа}(2018) = 464\,922\,778 / 262\,868\,513 = 1,8$$

$$\text{ПОа}(2018) = 365 / 1,8 = 203,5$$

2. Коэффициент оборачиваемости материальных запасов (КОмз):

$$\text{КОмз} = \text{Выручка} / \text{Зср} \quad (17)$$

$$\text{КОмз}(2016) = 326\,171\,119 / 2\,463\,102 = 132,4$$

$$\text{ПОмз}(2016) = 365 / 132,4 = 2,72$$

$$\text{КОмз}(2017) = 361\,443\,881 / 5\,267\,664 = 68,6$$

$$\text{ПОмз}(2017) = 365 / 68,6 = 5,25$$

$$\text{КОмз}(2018) = 464\,922\,778 / 5\,760\,045 = 80,7$$

$$\text{ПОмз}(2018) = 365 / 80,7 = 4,52$$

3. Коэффициент оборачиваемости дебиторской задолженности (КОдз):

$$\text{КОдз} = \text{Выручка} / \text{ДЗср} \quad (18)$$

$$\text{КОдз}(2016) = 326171119 / 109\,432\,488 = 3,0$$

$$\text{ПОдз}(2016) = 365 / 3,0 = 120,78$$

$$\text{КОдз}(2017) = 361\,443\,881 / 220\,534\,661 = 1,6$$

$$\text{ПОдз}(2017) = 365 / 1,6 = 219,65$$

$$\text{КОдз}(2018) = 464\,922\,778 / 255\,976\,505 = 1,8$$

$$\text{ПОдз}(2018) = 365 / 1,8 = 198,21$$

Внесем полученные показатели в табл. 2.8 и сделаем соответствующие

ВЫВОДЫ

Таблица 2.8 – Показатели оборачиваемости активов

Показатели	2016	2017	2018	2017- 2016 (+;-)	Темп роста 2017 к 2016, %	2018- 2017 (+;-)	Темп роста 2018 к 2017, %
1. Выручка от продаж, тыс.руб.	326 171 119	361 443 881	464 922 778	35 272 762	111%	103 478 897	129%
2. Средний остаток оборотных средств, тыс.руб.	112 088 777	227 085 482	262 868 513	114 996 706	203%	35 783 031	116%
3. Средний остаток, тыс.руб.:							
- материально-производственные запасы	2 463 102	5 267 664	5 760 045	2 804 562	214%	492 381	109%
- дебиторская задолженность	109 432 488	220 534 661	255 976 505	111 102 174	202%	35 441 844	116%
4. Коэффициент оборачиваемости, обороты:							
- оборотных средств	2,9	1,6	1,8	-1,3	55%	0,2	111%
- запасов	132,4	68,6	80,7	-64	52%	12	118%
- дебиторской задолженности	3,0	1,6	1,8	-1,3	55%	0,2	111%
5.Средняя длительность одного оборота, дни:							
- оборотных средств	123,7	226,2	203,5	102	183%	-23	90%
- запасов	2,72	5,25	4,46	2,5	193%	-0,8	85%
- дебиторской задолженности	120,78	219,65	198,21	99	182%	-21	90%

В таблице 2.8 представлены показатели оборачиваемости ряда активов, характеризующие скорость возврата авансированных на осуществление предпринимательской деятельности денежных средств, а также показатель оборачиваемости кредиторской задолженности при расчетах с поставщиками и подрядчиками.

Коэффициент оборачиваемости оборотных средств характеризует отдачу продукции на каждый рубль оборотных средств или количество оборотов. На данном предприятии этот показатель ничтожно мал в целом по оборотным средствам.

Динамика оборачиваемости дебиторской задолженности в значительной степени зависит от кредитной политики предприятия, устанавливающей принципы расчетов с покупателями. И от эффективности системы кредитного контроля, обеспечивающей своевременность поступления оплаты от покупателей за отгруженные товары, выполненные работы, предоставленные услуги.

Средняя продолжительность 1 оборота оборотных средств снизилась на 23 дня, что говорит об ускорении оборачиваемости оборотных средств.

Пути ускорения оборачиваемости активов предприятия:

- оптимизация ценовой политики, в результате чего организация может увеличить выручку от продаж и приток денег от покупателей;
- улучшение структуры активов;
- выбор и использование оптимальных методов оценки материально-производственных запасов и начисления амортизации по внеоборотным активам;
- повышение качества продукции и поиск новых рынков ее сбыта;
- ужесточение контроля состояния запасов, дебиторской задолженности и других активов;
- планирование остатков запасов, дебиторской задолженности, денежных средств и др.

## 2.2.5 Анализ финансовых результатов

Финансовые результаты могут измеряться относительными и абсолютными показателями. Наиболее объективными в условиях инфляции становятся относительные показатели и уровень рентабельности, которые характеризуют размер прибыли с каждого рубля средств, вложенных предприятием [11].

Основные финансовые результаты деятельности АО "СНГ" за рассматриваемый период (31.12.16–31.12.18) приведены в таблице 2.9.

Как можно увидеть, годовая выручка за 2018 год составила 464 922 778 тыс. руб., что на 138 751 659 тыс. руб., или на 42,5% больше, чем за 2016 год.

За 2018 год значение прибыли от продаж составило 88 984 275 тыс. руб. Изменение финансового результата от продаж за весь рассматриваемый период составило +45 796 409 тыс. руб.

Изучая расходы по обычным видам деятельности, следует отметить, что организация учитывала общехозяйственные (управленческие) расходы в качестве условно-постоянных, относя их по итогам отчетного периода на счет реализации.

Изменение отложенных налоговых активов, отраженное в форме №2 "Отчет о финансовых результатах" (стр. 2450) за последний отчетный период, не соответствует изменению данных по строке 1180 "Отложенные налоговые активы" Баланса. Выявленную неточность подтверждает и то, что даже в сальдированном виде отложенные налоговые активы и обязательства в форме №1 и форме №2 за последний отчетный период расходятся.

Таблица 2.9 - Обзор результатов деятельности организации

Показатель	Значение показателя, тыс. руб.			Изменение показателя		Средне-годовая величина, тыс. руб.
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	тыс. руб. (гр.4 - гр.2)	± % ((4-2) : 2)	
1	2	3	4	5	6	7
1. Выручка	326 171 119	361 443 881	464 922 778	+138 751 659	+42,5	384 179 259
2. Расходы по обычным видам деятельности	282 983 253	328 187 207	375 938 503	+92 955 250	+32,8	329 036 321
3. Прибыль (убыток) от продаж (1-2)	43 187 866	33 256 674	88 984 275	+45 796 409	+106	55 142 938
4. Прочие доходы и расходы, кроме процентов к уплате	1 925 915	349 949	3 072 654	+1 146 739	+59,5	1 782 839
5. ЕВІТ (прибыль до уплаты процентов и налогов) (3+4)	45 113 781	33 606 623	92 056 929	+46 943 148	+104,1	56 925 778
6. Проценты к уплате	648 798	611 957	552 740	-96 058	-14,8	604 498
7. Изменение налоговых активов и обязательств, налог на прибыль и прочее	-6 730 154	-5 288 762	-14 637 414	-7 907 260	↓	-8 885 443
8. Чистая прибыль (убыток) (5-6+7)	37 734 829	27 705 904	76 866 775	+39 131 946	+103,7	47 435 836
Справочно: Совокупный финансовый результат периода	37 734 829	27 705 904	76 866 775	+39 131 946	+103,7	47 435 836
Изменение за период нераспределенной прибыли (непокрытого убытка) по данным бухгалтерского баланса (измен. стр. 1370)	264 325 510	27 609 602	76 823 476	x	x	x

Изменение выручки наглядно представлено ниже на графике.

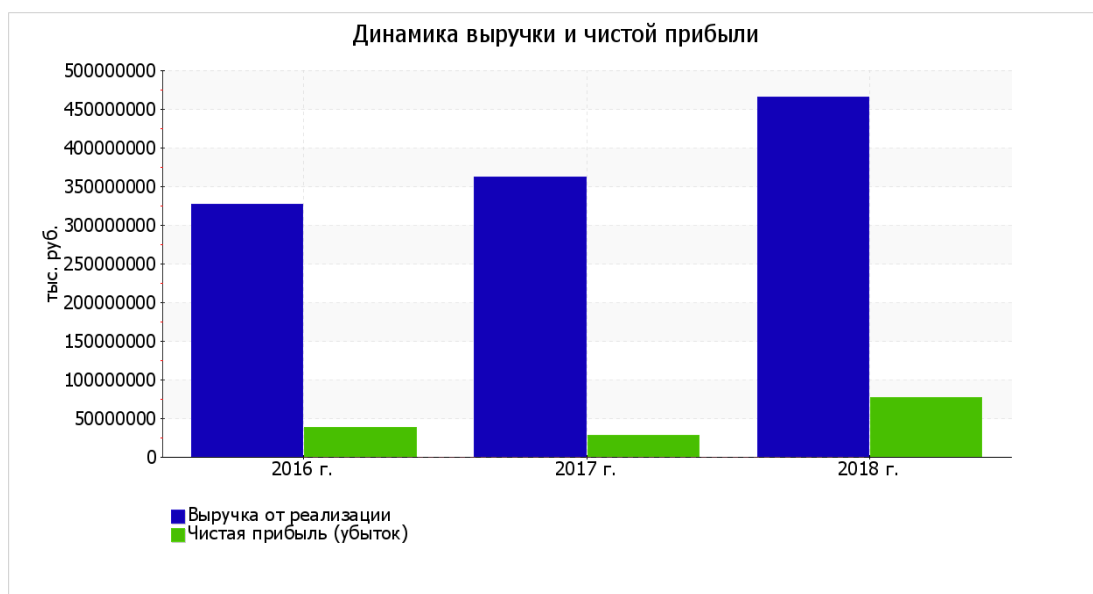


Рисунок 2.4 – Динамика финансовых результатов

Рентабельность – это относительный показатель, который обладает свойством сравнимости, может быть использован при сравнении деятельности разных хозяйствующих субъектов. Рентабельность характеризует степень доходности, выгодности, прибыльности [15].

Рентабельность в отличие от прибыли полнее отражает окончательные результаты хозяйственной деятельности, так как показывает соотношение эффекта с наличными или потребленными ресурсами. Предприятие считается рентабельным, если результаты от реализации продукции покрывают издержки производства и, кроме того, образуют сумму прибыли, достаточную для нормального функционирования предприятия. Экономическая сущность рентабельности может быть раскрыта только через характеристику отдельных показателей [7].

В мировой практике для оценки финансового состояния предприятия предлагается использование системы показателей рентабельности, каждый из которых несет определенную смысловую нагрузку для пользователя. Показатели рентабельности характеризуют работу предприятия в целом и доходность различных направлений деятельности. И поскольку показатели



рентабельности относительные показатели, то они практически не подвержены влиянию инфляции [24].

Общая формула рентабельности:

$$R = \text{ЧП} / V * 100\% \quad (19)$$

где R – рентабельность

ЧП – чистая прибыль предприятия

V – показатель, по отношению к которому рассчитывается рентабельность.

Рассчитаем коэффициенты рентабельности:

1. Рентабельность собственного капитала:

$$R = \text{ЧП} / \text{Средняя стоимость СК} \quad (20)$$

$$R(2016) = 37\,734\,829,00 / 322976504 = 0,23$$

$$R(2017) = 27\,705\,904,00 / 336772895 = 0,08$$

$$R(2018) = 76\,866\,775,00 / 388986285 = 0,20$$

2. Рентабельность оборотных активов:

$$R = \text{ЧП} / \text{ОАср} \quad (21)$$

$$R(2016) = 37\,734\,829,00 / 224154169 = 0,34$$

$$R(2017) = 27\,705\,904,00 / 227085482 = 0,12$$

$$R(2018) = 76\,866\,775,00 / 262868512 = 0,29$$

3. Рентабельность активов:

$$R = \text{ЧП} / \text{Аср} \quad (22)$$

$$R(2016) = 37\,734\,829,00 / 197479327 = 0,19$$

$$R(2017) = 27\,705\,904,00 / 410125611 = 0,07$$

$$R(2018) = 76\,866\,775,00 / 470094118 = 0,16$$

4. Рентабельность основной деятельности:

$$R = \text{Прибыль от продаж} / \text{Издержки} \quad (23)$$

$$R(2016) = 43187866 / 282983253 = 0,15$$

$$R(2017) = 33256674 / 328187207 = 0,10$$

$$R(2018) = 88984275 / 375938503 = 0,24$$

5. Рентабельность продаж по прибыли от продаж:

$$R = \text{Прибыль от продаж} / \text{Выручка от продаж} \quad (24)$$

$$R(2016) = 43187866 / 326171119 = 0,13$$

$$R(2017) = 33256674 / 361443881 = 0,09$$

$$R(2018) = 88984275 / 464922778 = 0,19$$

На таблице 2.10 представлены полученные с помощью расчетов показатели рентабельности.

Таблица 2.10 - Анализ рентабельности

Показатели рентабельности	Значения показателя (в %, или в копейках с рубля)			Изменение показателя	
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	коп., (гр.4 - гр.2)	± % ((4-2) : 2)
1	2	3	4	5	6
1. Рентабельность продаж Нормальное значение для данной отрасли: 5% и более.	13,2	9,2	19,1	+5,9	+44,5
2. Рентабельность продаж по ЕВІТ (величина прибыли от продаж до уплаты процентов и налогов в каждом рубле выручки).	13,8	9,3	19,8	+6	+43,2
Справочно: Прибыль от продаж на рубль, вложенный в производство и реализацию продукции (работ, услуг)	15,3	10,1	23,7	+8,4	+55,1
Коэффициент покрытия процентов к уплате (ICR), коэфф. Нормальное значение: 1,5 и более.	69,5	54,9	166,5	+97	+139,5

Все три показателя рентабельности за 2018 год, приведенные в таблице, имеют положительные значения, поскольку организацией получена как прибыль от продаж, так и в целом прибыль от финансово-хозяйственной деятельности за данный период.

Рентабельность, рассчитанная как отношение прибыли до налогообложения и процентных расходов (ЕВІТ) к выручке организации, за 2018 год составила 19,1%. То есть в каждом рубле выручки АО "СНГ" содержалось XX,X коп. прибыли до налогообложения и процентов к уплате.

## 2.3 Анализ затратности функционирования.

Затраты предприятия составляют себестоимость продукции. И чем меньше ее уровень, тем лучше финансово-экономический результат деятельности предприятия, поэтому необходимо искать пути снижения себестоимости.

Таблица 2.11 - Анализ динамики и структуры затрат

Показатель	2016		2017		2018		2017-2016		2017-2017	
	Сумма, тыс.руб.	Уд. вес, %	Сумма, тыс.руб.	Уд. вес, %	Сумма, тыс.руб.	Уд. вес, %	Сумма, тыс.руб.	Уд. вес, %	Сумма, тыс.руб.	Уд. вес, %
1. Материальные затраты	54 880 052	19,4 %	47 888 413	14,6%	61 010 674	16,2%	- 6 991 639	- 4,8%	13 122 261	1,6%
2. Затраты на оплату труда	75 798 529	26,8 %	74 078 441	22,6%	94 199 321	25,1%	- 1 720 088	- 4,2%	20 120 880	2,5%
3. Отчисления на социальные нужды	22 206 296	7,8%	20 891 297	6,4%	24 944 112	6,6%	- 1 314 998	- 1,5%	4 052 815	0,3%
4. Амортизация	34 444 023	12,2 %	30 281 313	9,2%	36 278 626	9,7%	- 4 162 711	- 2,9%	5 997 314	0,4%
5. Прочие затраты	95 654 353	33,8 %	155 047 743	47,2%	159 505 769	42,4%	59 393 390	13,4 %	4 458 026	- 4,8%
Итого по элементам	282 983 253	100,0 %	328 187 207	100,0 %	375 938 503	100,0 %	45 203 954	0,0%	47 751 296	0,0%

Как видно из таблицы 2.11, динамика затрат отрицательная в 2017 г. и положительная в 2018 г. Больше всего приросли материальные затраты и оплата труда. Структура затрат не показала значительных изменений. Более наглядно динамика изменения затрат представлена на рисунке 2.6.

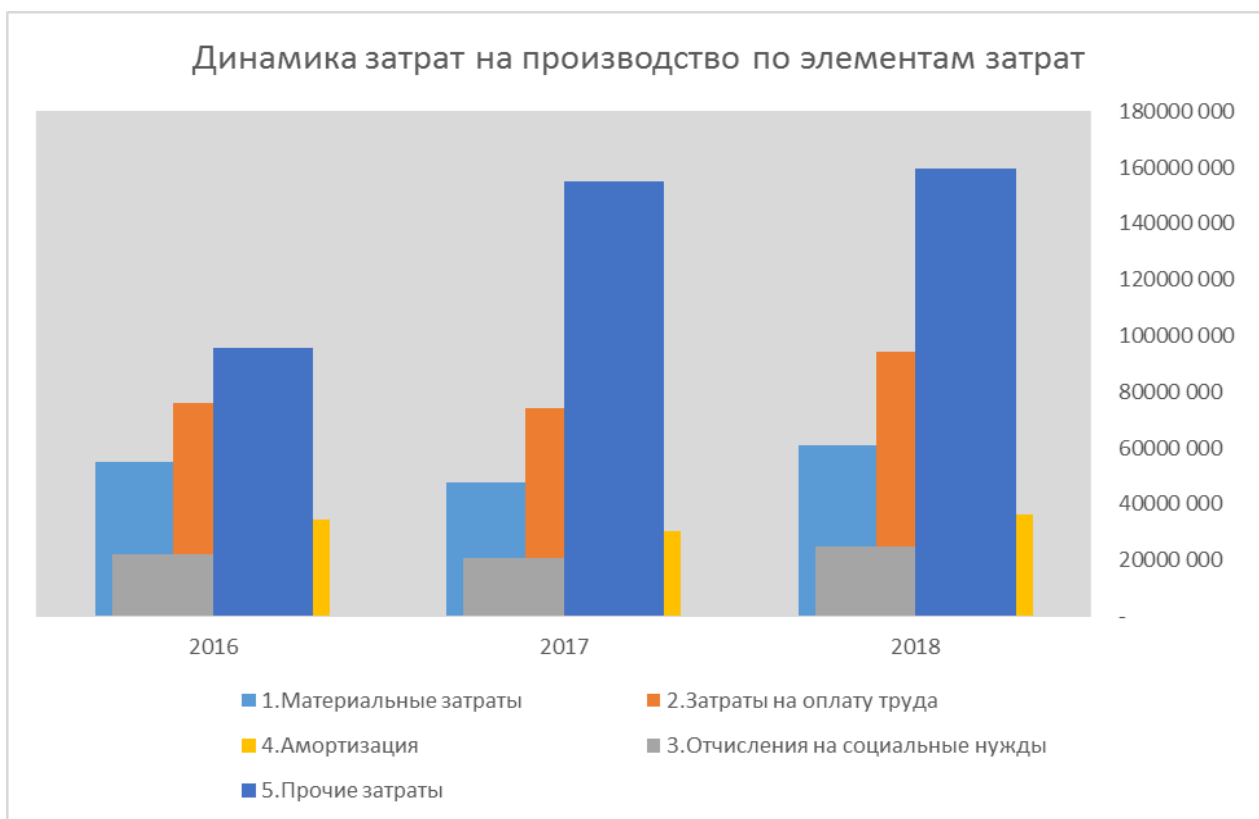


Рисунок 2.5 – Динамика затрат

Основными источниками резервов снижения себестоимости являются:

- увеличение объема производства продукции за счет более полного использования производственной мощности предприятия;
- сокращение затрат на производство продукции за счет повышения уровня производительности труда, экономного использования сырья, материалов, электроэнергии, топлива, оборудования, сокращение непроизводительных расходов.

Резервы сокращения затрат устанавливаются по каждой статье расходов за счет конкретных инновационных мероприятий, которые будут способствовать экономии заработной платы, сырья, материалов, энергии [13].

Затраты на рубль продаж – важный обобщающий показатель, характеризующий уровень себестоимости продукции в целом по предприятию.

Таблица 2.12 - Анализ динамики затрат на 1 рубль продаж

Показатели	2016	2017	2018	2017- 2016 (+;-)	Темп роста, %	2018- 2017 (+;-)	Темп роста, %
1. Выручка от продаж, тыс.руб.	326 171 119	361 443 881	464 922 778	35 272 762	111%	103 478897	129%
2. Себестоимость продукции (работ, услуг), тыс. руб.	282 983 253	328 187 207	375 938 503	45 203 954	116%	47 751 296	115%
3. Коммерческие расходы, тыс.руб.	215 807	25 533 710	25 533 710	25 317 903	11832%	-	100%
4. Управленческие расходы, тыс.руб.	2 207 922	2 868 024	2 868 024	660 102	130%	-	100%
5. Итого полная себестоимость, тыс.руб.	285 406 982	356 588 941	404 340 237	71 181 959	125%	47 751 296	113%
3. Затраты на 1 рубль продаж, руб.	0,9	1,0	0,9	0,1	113%	0	88%

Данный показатель исчисляется путем деления общей суммы затрат на производство и реализацию продукции (З<sub>о</sub>) на сумму выручки от продаж (ВП).

$$31 = З_о / ВП \quad (25)$$

$$31(2016) = 285406982 / 326171119 = 0,9 \text{ и т.д.}$$

Данный показатель не поднялся выше единицы, что свидетельствует об экономии средств. При этом, он снизился по сравнению с предыдущими годами на 0,1, что говорит о повышении рентабельности продукции. Темпы роста себестоимости ниже темпов роста выручки, что является позитивным фактором.

### 3 ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ЗАМЕНЫ ТОРЦЕВЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ НА МАГНИТНЫЕ В АО «САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ»

#### 3.1 Сущность и обоснование проведения инвестиционного мероприятия

Самотлорское месторождение было открыто в 1965 году, первая скважина пробурена в 1969 году. По величине извлекаемых запасов Самотлорское месторождение относится к категории уникальных, а по геологическому строению – к очень сложным. В связи с продолжительной эксплуатацией месторождения все острее проявляются его проблемные моменты: падение нефтеотдачи и большая обводненность (95 – 97%.)

Обводнение добывающих скважин при водонапорном режиме — процесс естественный и закономерный, происходящий вследствие продвижения ВНК во внутреннюю область залежи, ранее насыщенную нефтью.

Преждевременное обводнение пластов и скважин приводит к существенному снижению текущей добычи нефти и конечной нефтеотдачи (вода бесполезно циркулирует по промытым зонам, а в пласте остаются целики нефти), к большим экономическим потерям, связанным с подъемом на поверхность, транспортированием, подготовкой и обратной закачкой в пласт больших объемов воды, с необходимостью ускоренного ввода в разработку новых месторождений для компенсации недоборов нефти. Усиливается износ всего основного и вспомогательного оборудования, ускоряется процесс коррозии трубопроводной системы [3].

Для поддержания газонефтепроводов и оборудования насосных, компрессорных станций и нефтебаз в технически исправном состоянии периодически в плановом порядке выполняют комплекс ремонтных работ, называемый планово-предупредительным ремонтом (ППР). Планово-предупредительный ремонт – это комплекс организационных и технических

мероприятий по техническому уходу и надзору, обслуживанию и ремонту (через определенное количество отработанных оборудованием часов) оборудования, проводимых периодически по заранее составленному плану и графику с учетом условий эксплуатации. Система планово – предупредительного ремонта оборудования включает следующие определения и понятия: ремонтный цикл, межремонтный период, структура ремонтного цикла и плановые периодические профилактические работы [12].

Ремонтным (межремонтным) циклом называют время работы оборудования между двумя плановыми капитальными ремонтами (для оборудования, бывшего в эксплуатации) или время работы от начала эксплуатации до первого планового капитального ремонта (для нового оборудования).

Длительность ремонтного цикла для каждого вида оборудования различна и зависит от его конструкции, условий работы.

Межремонтный период – это время работы оборудования между двумя любыми очередными плановыми ремонтами.

Структурой ремонтного цикла называют порядок чередования всех ремонтных и профилактических работ в ремонтном цикле.

Плановыми периодическими профилактическими работами называют межремонтное обслуживание оборудования, состоящее из надзора и ухода за агрегатами, запорной арматурой, коммуникациями в течение всего периода работы между двумя плановыми ремонтами.

Межремонтное обслуживание включает:

- надзор за правильной эксплуатацией оборудования в соответствии с правилами технической эксплуатации и техническими паспортами;
- наблюдение за состоянием всех агрегатов, запорной арматуры и трубопроводов;
- наблюдение за контрольно-измерительными приборами, системами регулирования и автоматики и их регулирование;

- наблюдение за нормальной работой систем смазки, охлаждения и уплотнения;
- проверку исправности муфт сцепления, а также ограждения над муфтами;
- мелкий ремонт оборудования – подтягивание болтовых соединений, смена сальниковых набивок насосов и задвижек, наложение хомутов на технологические трубопроводы, смена прокладок и т. п.;
- профилактическое испытание энергетического оборудования.

Правильная организация межремонтного обслуживания оборудования позволяет удлинить срок его службы, межремонтные периоды и межремонтный цикл, исключает возможность аварии.

Плановые виды работ системы ППР подразделяются на текущий, средний и капитальный ремонты.

Текущим называют ремонт, при котором в результате замены или восстановления быстроизнашивающихся частей и деталей оборудования (срок службы которых меньше или равен межремонтному периоду) и регулирования отдельных узлов обеспечивается нормальная работа оборудования. При остановке оборудования для выполнения текущего ремонта обследуют техническое состояние этого оборудования. Текущий ремонт выполняют без остановки работы трубопровода. Затраты, связанные с текущим ремонтом, относят к эксплуатационным.

Средним называют ремонт, при котором заменяют или капитально ремонтируют изношенные узлы и детали оборудования.

Средний ремонт выполняется также за счет эксплуатационных расходов.

Капитальным называют ремонт, при котором производят полную разборку, ремонт или замену всех износившихся деталей или узлов, сборку и испытание в соответствии с техническими условиями.

Капитальный ремонт оборудования выполняют за счет ассигнований, выделяемых целевым назначением.

Все перечисленные выше виды ремонтных работ являются плановыми и



выполняются по заранее составленному графику. Внеплановые аварийные ремонтные работы в систему ППР не входят. При соответствующей организации планово – предупредительных работ внеплановых ремонтов оборудования не должно быть.

Планируется, что процесс закачки рабочего агента в пласт (с целью поддержания пластового давления (ППД)) будет происходить при помощи насосных агрегатов с магнитной муфтой.

Насосы с магнитной муфтой отличаются от моделей с другой конструкцией тем, что в них отсутствует связь между валом и двигателем, так как на месте механического уплотнения располагается непосредственно муфта насоса. Внутри герметичного корпуса, не допускающего контакт содержимого с внешней средой, есть роторный вал, который движется благодаря импульсам от магнитной муфты. Последняя получает механическую энергию от внешнего привода.

Конструкция муфты зависит от ее вида и сферы применения, но общими чертами признается наличие двух полумуфт насоса, между которыми имеется ферромагнитный состав, и неподвижного корпуса. Катушка, обязательная деталь электромагнита, находится в полумуфте для насоса или в самом корпусе.

Из-за особенностей расположения ротора требуется его регулярная смазка. Для этого используют подшипники, сделанные из материала, не поддающегося коррозии. Чаще всего таким материалом становится карбид кремния или гиперплотный углерод. Их применение подразумевает увеличение срока использования агрегата из-за уменьшения степени износа.

Магнитные муфты могут быть:

1. контактными;
2. бесконтактными;
3. тормозными;

Конструкция стандартного насоса ЦНС представляет собой корпус, внутри которого располагается вал с рабочим колесом. При работе колесо вращается, что обеспечивает достаточную для перемещения жидкости центробежную силу.

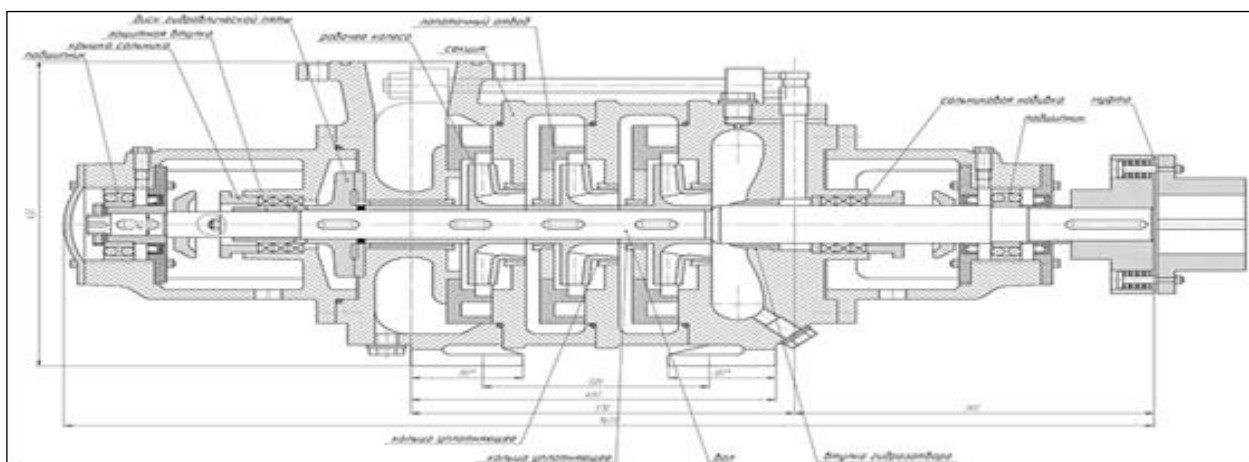


Рисунок 3.1 - Чертеж центробежного насоса ЦНС

Помимо применения магнитных муфт также выделяют ряд других конструкций уплотнения насосных агрегатов:

Одинарное сальниковое уплотнение. Является наиболее простым и распространенным типом уплотнения (называемым еще мягким сальником), состоящим из колец квадратного сечения без какой-либо пропитки либо пропитанных маслом, графитом и т.п. При эксплуатации эти сальники имеют обязательную утечку, играющую роль охлаждения и промывки сальника.

Двойное сальниковое уплотнение. В отличие от одинарного, состоит из двух пакетов колец разделенных фонарным кольцом из соответствующего проточной части материала. Такое устройство (двухпакетное) позволяет производить промывку и охлаждение сальника, а также подвод затворной жидкости от внешнего источника, что препятствует утечке наружу перекачиваемой жидкости [10].

Одинарное торцовое уплотнение. Применяется при перекачивании таких жидкостей, утечка которых в больших количествах во внешнюю среду недопустима. Это касается агрессивных, горячих, охлажденных, легкокипящих, органических и неорганических жидкостей. Этот тип уплотнения требует высшей точности изготовления, в том числе шлифовки и протирки торцевых

трущихся уплотняющих поверхностей из силицированного графита или керамики, и квалифицированного обслуживания. Внешняя утечка при этом уплотнении минимальна [10].

Двойное торцовое уплотнение. Отличается от одинарного тем, что состоит из двух притертых уплотняющих поверхностей и специального подвода затворной жидкости на проток исключаяющей попадание перекачиваемой жидкости во внешнюю среду. Применяется в основном для перекачивания химически активных, взрывоопасных и легковоспламеняющихся жидкостей

Манжетное уплотнение. Представляет собой пакет (от двух-трех и более) фигурных колец из резины, фторопласта, пластмассы и т. п. материала. Форма манжет самая разнообразная (начиная от простой елочновидной). Они могут иметь и специальные подманжетные кольца, чаще всего из металла. В зависимости от материала манжеты могут применяться сухими или смазанными, либо пропитанными различными смазками, чтобы снизить износ и трение и повысить срок службы [10].

Все вышеперечисленные уплотнения (кроме торцовых) своими внутренними поверхностями контактируют с защитной втулкой вала насоса, которая неподвижно соединена с валом насоса и защищает последний от износа.

Щелевые уплотнения. В них контакт между уплотняемыми цилиндрическими поверхностями отсутствует. Щелевое уплотнение представляет собой гладкую щель между двумя цилиндрическими поверхностями, но может иметь и более сложную форму лабиринта. Этот тип уплотнения применяется в погружных насосах, когда важнее обеспечить меньший износ и продолжительный срок работы насоса даже ценой большей утечки из-за сложности монтажа-демонтажа насоса для ремонта.

Система ППД представляет собой комплекс технологического оборудования необходимый для подготовки, транспортировки, закачки рабочего агента в пласт нефтяного месторождения с целью поддержания

пластового давления и достижения максимальных показателей отбора нефти из пласта [23].

Система ППД должна обеспечивать:

- необходимые объемы закачки воды в пласт и давления ее нагнетания по скважинам, объектам разработки и месторождению в целом в соответствии с проектными документами;
- подготовку закачиваемой воды до кондиций (по составу, физико-химическим свойствам, содержанию мех примесей, кислорода, микроорганизмов), удовлетворяющих требованиям проектных документов;
- проведение контроля качества вод системы ППД, замеров приемистости скважин, учета закачки воды как по каждой скважине, так и по группам, пластам и объектам разработки и месторождению в целом;
- герметичность и надежность эксплуатации системы промышленных водоводов, применение замкнутого цикла водоподготовки и заводнения пластов с использованием сточных вод;
- возможность изменения режимов закачки воды в скважины, проведения ОПЗ нагнетательных скважин с целью повышения приемистости пластов, охвата пластов воздействием заводнения, регулирование процесса вытеснения нефти к забоям добывающих скважин.

Система ППД включает в себя следующие технологические узлы (см. рис.3.2):

- систему нагнетательных скважин;
- систему трубопроводов и распределительных блоков (ВРБ);
- станции по закачке агента (БКНС), а также оборудование для подготовки агента для закачки в пласт.

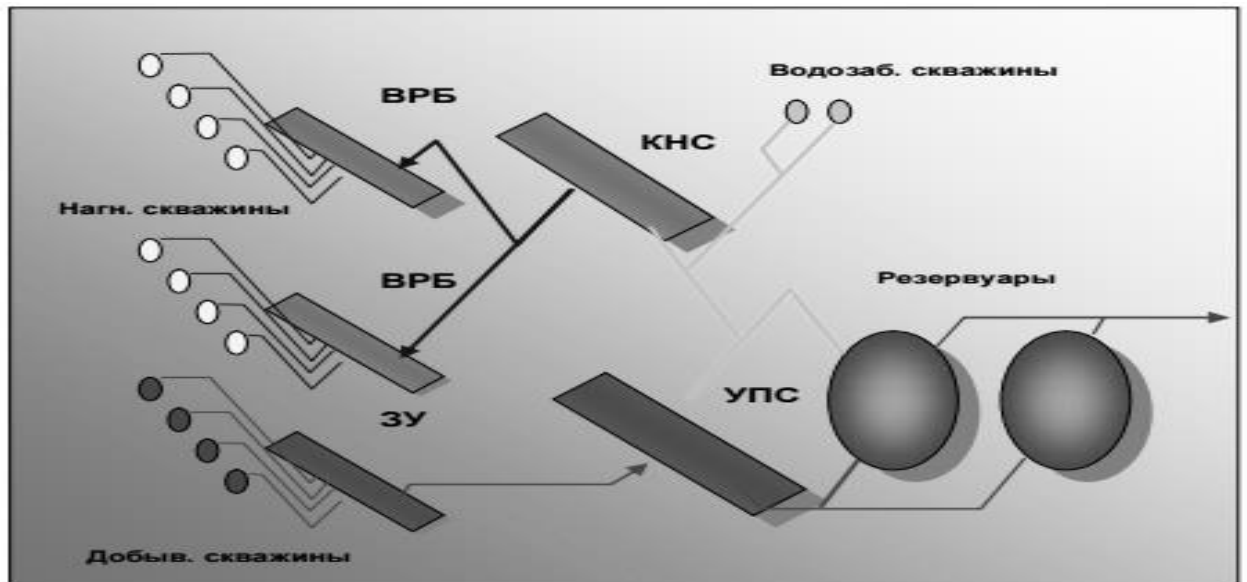


Рисунок 3.2 - Технологическая схема очистки пластовых вод

Планируется сотрудничество с отечественной компанией имеющей наибольший опыт и наработки в области применения магнитных муфт на насосных агрегатах. Также она оказывает полное содействие своим клиентам при монтаже и проведении пуско – наладочных работ насосного и емкостного оборудования. В виду низких затрат и высокой эффективности в настоящее время наиболее популярной услугой является шеф – надзор. Шеф – надзор позволяет Заказчику проводить монтаж и ПНР силами своих сотрудников в присутствии квалифицированного представителя или оперативно организовать дистанционные консультации под тщательным надзором специалистов.

Помимо прямых гарантийных обязательств производителя на все оборудование торговой марки Villina, оказывается полный комплекс услуг по обслуживанию. Оперативное сервисное обслуживание оборудования возможно благодаря:

- Наличию неснижаемого остатка расходных материалов и деталей (подшипники, втулки, шайбы, прокладки, пары трения и прочие);
- ЗИП в комплекте с оборудованием;
- Приложенных видеоинструкциях по сборке – разборке и пусконаладке насосов;

- Возможности выезда технических специалистов для проведения консультаций при обслуживании;
- Проведению контроля (при необходимости) на специализированном испытательном стенде компании.

Применение магнитных муфт в качестве передаточных механизмов в современных насосах позволяет получить качественно новое 100%-но герметичное устройство, не внося при этом существенных изменений в конструкцию электропривода и проточной части насоса.

В настоящее время на рынке предлагается вертикальные, горизонтальные и полупогружные центробежные насосы с магнитной муфтой серий ГНВЦ, ГНГЦ и ГНВЦ-П, предназначенные для перекачивания взрывопожароопасных, токсичных и химически агрессивных сред (нефтепродукты, щелочи, кислоты, спирты и другие).

Магнитные муфты для насосов позволяют передать крутящий момент на вал насоса от электродвигателя применяя вместо устройств мехзацепления магнитные поля, генерируемые постоянными магнитами. При этом необходимость вывода вала из проточной части насоса на приводное устройство отсутствует, что позволяет выполнить проточную часть в виде полностью герметичной системы, работающей без утечек, которые характерны для насосов с механическими уплотнениями валов.

Магнитная муфта состоит из двух полумуфт: ведущей и ведомой и герметизирующего стакана (экрана), располагающегося между полумуфтами.

Герметизирующий стакан из нержавеющей стали или из высокопрочного сплава Hastelloy способен выдерживать давление до 5МПа и выше.

Корпуса ведущей и ведомой полумуфт изготавливаются из нержавеющей стали и расположены на валу электродвигателя и на валу насоса соответственно. В стальных обечайках (капсулах) с помощью спецклеев закреплены высококоэрцитивные постоянные магниты на основе композиций редкоземельных металлов NdFeB (ниодим-железо-бор) или SmCo (самарий-

кобальт). Магниты взаимодействуют через герметизирующий стакан и передают момент вращения бесконтактно.

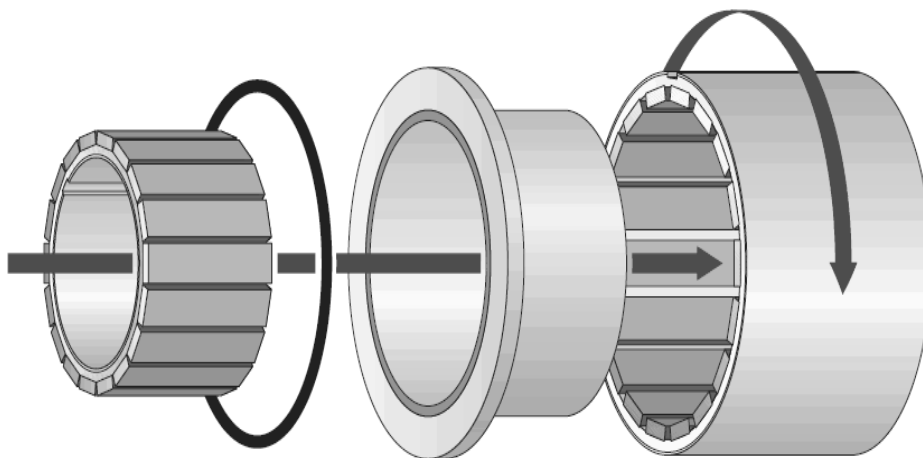


Рисунок 3.3 - Магнитная муфта в разборе

Наиболее слабыми местами постоянных магнитов являются ограничение по температуре применения и повышенная хрупкость сплавов.

От внешнего механического воздействия магниты в конструкции магнитных муфт надежно защищены стальными обечайками.

С целью защиты магнитов от перегрева и потери магнитных свойств в магнитных муфтах предусмотрен температурный запас:

- NdFeB (ниодим-железо-бор) с точкой Кюри около  $+350^{\circ}\text{C}$  используются в магнитных муфтах при температуре от  $-60$  до  $+240^{\circ}\text{C}$  (температурный запас порядка  $100^{\circ}\text{C}$ );

- SmCo (самарий-кобальт) с точкой Кюри в районе  $+550^{\circ}\text{C}$  применяются при рабочих температурах до  $+350^{\circ}\text{C}$  (температурный запас более  $100^{\circ}\text{C}$ ).

Для повышения надежности и увеличения назначенного срока службы до 20 лет в конструкции центробежных насосов предусмотрена система охлаждения магнитной муфты без дополнительных устройств. Охлаждение производится перекачиваемой жидкостью через специальное продольное отверстие в вале насоса, обеспечивающее отвод тепла от герметизирующего стакана вместе с перекачиваемой жидкостью из области высокого давления в область с более низкой величиной давления [12].

Для контроля температуры магнитной муфты в насосах в стандартной комплектации применяется термодатчик (Pt100) во взрывозащищенном исполнении, снимающий показания с внешней поверхности герметизирующего стакана.

Передача магнитной муфтой максимально необходимого крутящего момента гарантирована его запасом по величине до 40%, заложенным при проектировании и проведением испытаний муфты на «срыв» на специализированном стенде.

В комплект поставки насосов могут быть включены ответные фланцы стальные плоские приварные по ГОСТ 12820-80 с присоединительными размерами и размерами уплотнительных поверхностей по ГОСТ 12815-80 с прокладками из паронита маслобензостойкого ПМБ по ГОСТ 481-80 и крепежом.

Возможна поставка воротниковых ответных фланцев по ГОСТ 12821-80 и спирально – навитых прокладок (СНП).

С насосами может поставляться комплект ЗИП на 2 года эксплуатации, включающий запасные части, которые подлежат замене при техническом обслуживании насоса, специнструмент и ключи для сборки – разборки насосного агрегата, видео по сборке – разборке (в комплекте с вертикальными и полупогружными насосами). По пожеланиям Заказчика комплект ЗИП может быть расширен. Расширенный комплект ЗИП рассчитан на эксплуатацию насоса в течение 4-х лет. В комплект ЗИП также может входить сетчатый фильтр, предназначенный для установки на патрубок всасывания для избежания попадания окалина из системы трубопроводов на время обкатки.

Например, в комплект ЗИП для вертикальных насосов серии ГНВЦ и полупогружных насосов серии ГНВЦ-П включает:

- подшипники качения ENG 6208ZZ, SKF 6208ZZ (применяются только в конструкции полупогружных насосов ГНВЦ-П);
- керамические подшипники скольжения, состоящие из втулки защитной



серии «С», подпятника серии «С», пяты серии «С», опоры неподвижной серии «С»;

- межкорпусные кольца уплотнительные Н-183 или СБ-26 (для высокотемпературных насосов) по ГОСТ 9833-73/ ГОСТ 18829-73;
- прокладки уплотнительные ПМБ 2 по ГОСТ 481-80;
- винт для съема деталей отжимной А.М12-6gx60.66.05 по ГОСТ 1482-84 (для удобства сборки – разборки насосного агрегата;
- спецключ для сборки – разборки узла магнитной муфты;
- ключи рожковые;
- видео по пусконаладочным работам и сборке – разборке насоса при обслуживании;
- инструментальный ящик (хранение инструментов для сборки - разборки насосов), перчатки и прочее.

Трубные конструкции и запорно-регулирующая арматура могут быть поставлены совместно с насосом: клиновые задвижки, шаровые краны, вентили и т.д. В том числе и с электроприводом.

Для эксплуатации в условиях Крайнего Севера при необходимости подогрева среды насосы оборудуются термочехлами с греющим кабелем во взрывозащищенном исполнении.

Устройства обогрева и разогрева, применяемые в насосах, позволяют избежать серьезных поломок насосного оборудования. При запуске исключается выход из строя подшипников скольжения из-за повреждения поверхностей трения вследствие наличия на них кристаллов перекачиваемой среды при температуре ниже рабочего диапазона. Также исключен «разрыв» и деформация рабочего колеса по причине наличия полимеризовавшейся при низкой температуре перекачиваемой среды.

Насосные агрегаты рассчитаны на эксплуатацию с применением ЧРП (частотно – регулируемого привода). Также в комплекте с асинхронными двигателями отечественного и импортного производства применяются

частотные преобразователи электронного типа, способные создавать на выходе напряжение заданной частоты. В отличие от метода дросселирования (регулирование параметров насоса задвижкой на напорном патрубке) такие устройства создают возможность эффективно регулировать параметры насосов с минимальными энергопотерями и позволяют значительно расширить рабочий диапазон [5].

Для предотвращения отказов и поломок, увеличения межремонтного пробега и жизненного цикла насосные агрегаты комплектуются КИПиА.

В функциональную схему сигнализаций и блокировок (P&ID) включены следующие первичные датчики:

- датчики температуры подшипников качения насоса;
- датчики температуры подшипников качения электродвигателя;
- датчики температуры обмоток электродвигателя;
- датчик давления на напорном патрубке насоса (для защиты от «сухого хода»);
- датчик нижнего (верхнего) уровней охлаждающей жидкости в баке системы обеспечения работы торцевого уплотнения для защиты в насосах серии НЦГ при уровне охлаждающей жидкости в баке ниже (выше) предельно допустимого;
- датчик температуры охлаждающей жидкости в баке системы обеспечения работы торцевого уплотнения для защиты в насосах серии НЦГ при превышении максимально допустимой температуры жидкости в баке;
- датчик температуры герметизирующего стакана магнитной муфты для защиты от перегрева магнитной муфты в насосах серии ГНВЦ, ГНГЦ.

Для контроля уровня вибрации основных узлов при плановых осмотрах электронасосные агрегаты комплектуются виброметрами цифровыми портативными с выносными датчиками вибрации.

Сигналы, получаемые от первичных датчиков, через вторичные

преобразователи поступают в шкаф управления насосным агрегатом (ШУН), с помощью которого осуществляется пуск, регулировка параметров и защитное отключение насоса.

В состав ШУН в зависимости от требований к работе насосного агрегата могут быть включены устройства плавного пуска (для насосов с электродвигателями мощностью более 45 кВт), устройства прямого включения и отключения, частотные преобразователи и контроллер. После обработки поступающих сигналов происходит последующая передача данных в операционную АСУТП, где посредством ЭВМ осуществляется систематизация и вывод всех полученных данных на графический дисплей, ведение электронного журнала.

В случае отсутствия централизованной АСУТП на объекте в упрощенном варианте защита насосных агрегатов может осуществляться путем контроля электрических параметров питающей сети электродвигателя насоса с применением реле контроля коэффициента мощности  $\cos \varphi$ .

Таблица 3.1 - Капитальные вложения для реализации проекта по переоснащению КНС насосными агрегатами магнитного типа.

Наименование	Сумма (руб.)
Основные фонды всего, в том числе:	4 305 270
Горизонтальный ЦНС с магнитной муфтой серий ГНГЦ	2 320 000
Асинхронный электродвигатель	1 570 000
Подшипники качения	17 000
Трубные конструкции	220 000
Запорно-регулирующая арматура	66 000
Частотный преобразователь электронного типа	14 950
ЧРП (частотно – регулируемый привод)	25 300
Датчики температуры, давления, верхнего (нижнего) уровня	29 800
Ответные фланцы (стальные)	18 800
Ведущая и ведомая полумуфта	22 450

Таким образом, сумма необходимых капитальных вложений для реализации проекта составит 4 304 300 рублей.

Также необходимо рассчитать амортизацию основных средств.

Таблица 3.2 - Амортизация основных средств

Наименование	Сумма
Стоимость основных фондов	4304300,00
Амортизация	538037,5

Кроме единовременных затрат реализация проекта приведет к увеличению издержек, которые представлены в таблице 6.3.

Таблица 3.3 - Текущие затраты

Наименование	Всего текущих затрат, руб.
1. Материальные затраты	4 304 300,00
2. Затраты на оплату труда	980780,00
3. Социальные выплаты	294234,00
4. Амортизация основных фондов	538 037,50
5. Прочие затраты	150000,00
Итого затрат:	6267351,50
Текущие издержки без амортизации:	5 729 314,00

Работа будет осуществляться в одну смену с пятидневной рабочей неделей, для реализации проекта необходимо нанять двух специалистов. Затраты на оплату труда составят 980 780 рублей, включая социальные выплаты. Заработная плата одного работника составит 52 430 рублей в месяц.

Осуществление единовременных затрат необходимо для получения финансово-технологического эффекта.

Таблица 3.4 - Экономический эффект

Наименование	Значение
1. Дополнительная выручка от реализации услуг, руб.	8 500 000,00
2. Сокращение затрат на подготовительно-заключительные работы, руб.	0,00
3. Экономический эффект от реализации услуг, руб.	8 500 000,00

По данным таблицы 3.4 можно судить о приросте выручки от реализации услуг, сумма выручки составит 16 000 000 рублей.

### 3.2 Методические основы оценки эффективности инвестиционного предложения.

Любой проект даже самый крупный обычно является лишь элементом инвестиционной программы осуществляемый в рамках инвестиционной политики фирмы. Разработка инвестиционной политики предполагает:

1. Формирование долгосрочных целей деятельности организации;
2. Поиск новых перспективных сфер приложения свободного капитала;
3. Разработку инженерно-технологических мероприятий и финансовых прогнозов;
4. Формулирование целей и подцелей инвестиционной деятельности;
5. Исследование рынка и идентификацию возможных и доступных проектов;
6. Экономическую оценку и перебор вариантов в условиях различных ограничений;
7. Формирование инвестиционного портфеля;
8. Подготовка бюджетов капитальных вложений;
9. Оценку завершенного проекта;

Любая инвестиционная программа базируется на прогнозных оценках маркетингового, технического, технологического финансового характера, которые используются при разработке бюджета капиталовложений. С течением времени чаще всего формируется портфель допустимых проектов, которые могут быть реализованы по мере появления источников финансирования [22].

Самый распространенный подход к жизненному циклу проекта, на основании которого рассматриваются четыре последовательных фазы проекта. Ниже представлены основные этапы, за которыми следует визуальная модель

стадий жизненного цикла.

- Предынвестиционный;
- Инвестиционный;
- Эксплуатационный;
- Ликвидационно-аналитический;

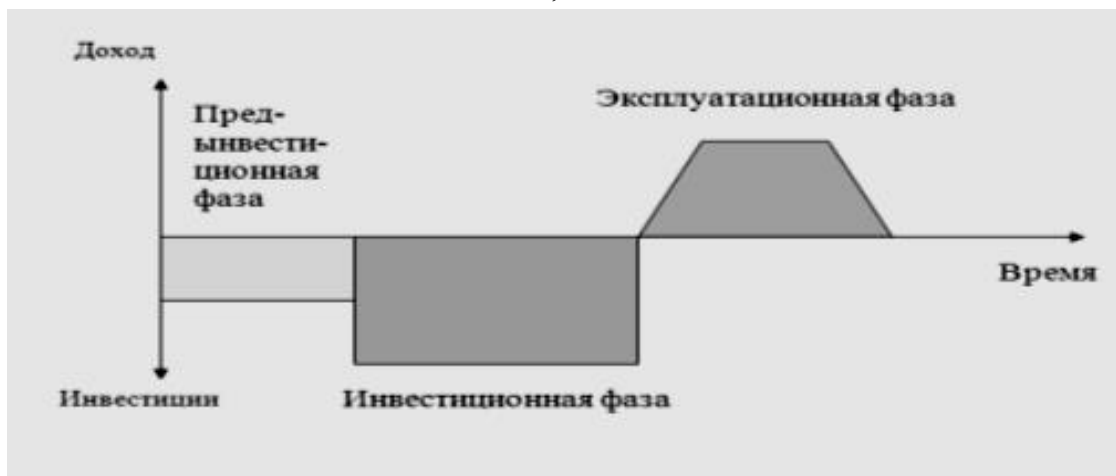


Рисунок 3.4 - Жизненный цикл инвестиционного проекта

Предынвестиционная фаза связана с проведением крупномасштабного исследования, в ходе которого:

- формулируется ключевая идея, концепция инвестиционного проекта;
- анализируются инвестиционные возможности и потенциал;
- определяется технико-экономическая обоснованность идеи инвестиционного проекта;
- подготавливается экспертное заключение, включающее оценку идеи инвестиционного проекта.

Завершает эту фазу оценка эксперта о состоятельности и реализуемости инвестиционного проекта, из которого следует целесообразность его дальнейшего развития.

Инвестиционная фаза развития инвестиционного проекта включает:

- реализацию капитальных вложений;
- определение оптимального соотношения структуры активов;
- уточнение графика очередности ввода мощностей;
- заключение договора с поставщиками ресурсов;

- уточнение схемы финансирования проекта;
- отбор и набор персонала, необходимого для реализации проекта.

Эксплуатационная фаза развития инвестиционного проекта предполагает формирование планируемых ранее результатов и их оценку. Ключевая проблема на этой фазе состоит в обеспечении ритмичности реализации проекта и финансирования текущих затрат. Данный этап самый продолжительный этап. В ходе данного этапа формируются планируются результаты, а так же осуществляются их оценка с позиции целесообразности продолжения или прекращению проекта [9].

Ликвидационно-аналитическая фаза развития инвестиционного проекта требует решения следующих задач:

- ликвидации негативных последствий закончившегося или прекращаемого проекта;
- высвобождения оборотных средств и переориентации производственных мощностей;
- оценки и анализа соответствия поставленных и достигнутых целей, его результативности и эффективности.

Самый продолжительный этап. В ходе данного этапа формируются, планируются результаты, а так же осуществляются их оценка с позиции целесообразности продолжения или прекращению проекта. Показатели отражающие отношение вложенных средств (затрат) и результатов полученных от внедряемого инвестиционного проекта выражается показателями эффективности инвестиционного проекта. К данным показателям следует отнести:

1. Показатель финансовой эффективности. Он учитывает коммерческие последствия реализации проекта для его участников;
2. Показатель бюджетной эффективности. Отражает финансовые последствия проекта для всех уровней бюджета (федерального, регионального или местного);

3. Показатель экономической эффективности. Показывает затраты и результаты, выходящие за пределы прямых финансовых интересов участников инвестиционного проекта и допускающие стоимостное измерение.

Следует рассмотреть основные формулы позволяющие оценить уровень эффективности инвестиционного проекта:

1) Коэффициент дисконтирования;

$$\alpha_t = 1 / (1+E) \quad (26)$$

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

$T$  - период планирования;

$E$  - норма дисконтирования.

2) Чистый дисконтированный доход (ЧДД) - показывает сумму текущего эффекта (разницы результатов и затрат) за все время внедрения проекта, приведенная к первоначальному шагу. Чем выше данный показатель, тем эффективнее проект.

$$\text{ЧДД} = \sum (R_t - Z_t^+) * \alpha_t - K \quad (27)$$

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

$Z_t^+$  - затраты, осуществляемые на  $t$ -ом шаге расчета (капиталовложения не входят);

$\alpha_t$  - коэффициент дисконтирования.

3) Сумма дисконтированных капиталовложений;

$$K = \sum K_t * \alpha_t \quad (28)$$

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

4) Индекс доходности. Показывает отношение приведенного эффекта к приведенным капиталовложениям, полученный результат определяют:  $\text{ИД} > 1$  <  $\text{ИД}$  (проект эффективен) и  $\text{ИД} < 1$  (проект неэффективен);

$$\text{ИД} = 1 / K \cdot \sum (R_t - Z_t^+) \cdot 1 / (1 + E)_t \quad (29)$$

5) Внутренняя норма доходности (ВНД). Необходимо подобрать значение нормы дисконта ( $E_{\text{ВНД}}$ ), составим уравнение:

$$\sum (R_t - Z_t^+) / (1 + E_{\text{ВНД}})^t - \sum K_t / (1 + E_{\text{ВНД}})^t = 0 \quad (30)$$



Найденное значение  $E_{\text{внд}}$  (ВНД) сравнивается с требуемой инвестором нормой дохода на вкладываемый капитал. Это значение должно быть равно (или больше) значения требуемой нормы проекта. Также важным показателем эффективности инвестиционного проекта является сальдо денежных потоков. Оно показывает разность между притоком и оттоком средств от инвестиционной, финансовой и операционной деятельности. Сальдо может иметь положительное или отрицательное значение.

Главным фактором осуществимости проекта будет определяться его положительным сальдо, чем раньше оно станет положительным, тем лучше. Это будет напрямую влиять на срок окупаемости инвестиционного проекта.

### 3.3 Оценка эффективности предлагаемого мероприятия

В основу расчетов по оценке эффективности по внедрению проекта включены следующие предположения:

- продолжительность периода планирования принята 8 лет (8 шагов);
- в качестве шага планирования принят один год;
- норма дисконтирования взята на уровне 19 % в год;
- цены, тарифы и норма дисконтирования не изменяются на протяжении всего периода действия проекта;

Продолжительность периода была определена на основе среднего срока службы машин и оборудования.

Норма дисконтирования установлена из условий:

- риск недополучения прибыли 7,5 %;
- ключевая ставка ЦБ РФ – 7,75 % (по состоянию на 14 декабря 2018 года).

Сделанные предположения характеризуют оценку эффективности проекта как предварительную, требующую уточнения в дальнейшем.

Результаты расчетов по оценке коммерческой эффективности проекта представлены в таблицах 3.5-3.10

Таблица 3.5 - Инвестиционная деятельность.

Наименование	Шаг (год) планирования							Итого за период	
	0 2019	1 2020	2 2021	3 2022	4 2023	5 2024	6 2025		7 2026
1. Расходы на приобретение активов, всего	4 304 300,00								4 304 300,00
в том числе:									
за счет собственных средств	4 304 300,00								
за счет заемных средств.	0,00								0,00
2. Поток реальных средств									
2.1. По шагам	-4 304 300,00								-4 304 300,00
2.2. Нарастающим итогом	-4 304 300,00	-4304300,00	-4304300,00	-4304300,00	-4304300,00	-4304300,00	-4304300,00	-4304300,00	
3. Поток дисконтированных средств									
3.1. По шагам	-4 304 300,00								-4 304 300,00
3.2. Нарастающим итогом	-4 304 300,00	-4304300,00	-4304300,00	-4304300,00	-4304300,00	-4304300,00	-4304300,00	-4304300,00	

94

Таким образом, за весь период расходы на приобретение активов за счет собственных средств составят 4 304 300 рублей.  
Таблица 3.6 – Поток денежных средств от операционной деятельности.

Наименование	Шаг (год) планирования							Итого за период	
	0 2019	1 2020	2 2021	3 2022	4 2023	5 2024	6 2025		7 2026
1. Экономический эффект	8 500 000,00	8 500 000,00	8 500 000,00	8 500 000,00	8 500 000,00	8 500 000,00	8 500 000,00	8 500 000,00	68 000 000,00
2. Текущие издержки	5 729 314,00	5 729 314,00	5 729 314,00	5 729 314,00	5 729 314,00	5 729 314,00	5 729 314,00	5 729 314,00	45 834 512,00
3. Амортизация основных средств	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4. Валовый доход	2 770 686,00	2 770 686,00	2 770 686,00	2 770 686,00	2 770 686,00	2 770 686,00	2 770 686,00	2 770 686,00	22 165 488,00
5. Налог на прибыль (20%)	554 137,20	554 137,20	554 137,20	554 137,20	554 137,20	554 137,20	554 137,20	554 137,20	4 433 097,60
6. Чистая прибыль	2 216 548,80	2 216 548,80	2 216 548,80	2 216 548,80	2 216 548,80	2 216 548,80	2 216 548,80	2 216 548,80	17 732 390,40
7. Поток реальных средств									
7.1. По шагам	2 216 548,80	2 216 548,80	2 216 548,80	2 216 548,80	2 216 548,80	2 216 548,80	2 216 548,80	2 216 548,80	17 732 390,40
7.2. Нарастающим итогом	2 216 548,80	4 433 097,60	6 649 646,40	8 866 195,20	11 082 744,00	13 299 292,80	15 515 841,60	17 732 390,40	
8. Поток дисконтированных средств									
8.1. По шагам	2 216 548,80	1 944 341,05	1 705 562,33	1 496 107,30	1 312 374,83	1 151 205,99	1 009 829,82	885 815,63	11 721 785,75
8.2. Нарастающим итогом	2 216 548,80	4 160 889,85	5 866 452,18	7 362 559,48	8 674 934,31	9 826 140,30	10 835 970,12	11 721 785,75	

Таблица 3.7 - Расчет чистого притока денежных средств от операционной деятельности.

Наименование	Сумма, млн.руб.
Экономический эффект	8 500 000,00
Затраты	4 304 300,00
Издержки без амортизации основных средств	5 729 314,00
Амортизация основных средств	538 037,50
Валовый доход (прибыль)	2 770 686,00
Налог на прибыль	554 137,20
Чистая прибыль	2 216 548,80
Чистый приток денежных средств	2 216 548,80

За период планирования, жизненный цикл (7 лет), инвестиционный проект потребует 5 729 314,00 руб. капитальных вложений и принесет 2 216 548,00 руб. чистой прибыли.

Таблица 3.8 - Финансовая деятельность.

Наименование	Шаг (год) планирования								Итого за период
	0	1	2	3	4	5	6	7	
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
1. Собственный капитал.	4 304 300,00								4 304 300,00
2. Поток реальных средств									
2.1. По шагам	4 304 300,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4 304 300,00
2.2. Нарастающим итогом.	4 304 300,00	4 304 300,00	4 304 300,00	4 304 300,00	4 304 300,00	4 304 300,00	4 304 300,00	4 304 300,00	
3. Поток дисконтированных средств									
3.1. По шагам	4 304 300,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4 304 300,00
3.2. Нарастающим итогом.	4 304 300,00	4 304 300,00	4 304 300,00	4 304 300,00	4 304 300,00	4 304 300,00	4 304 300,00	4 304 300,00	

Таблица 3.9 - Инвестиционная и операционная деятельность.

Наименование	Шаг (год) планирования							Итого за период	
	0	1	2	3	4	5	6		7
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025		2026
1. Поток реальных средств (ЧРД)									13 428 090,40
1.1. По шагам	-2 087 751,20	2 216 548,80	2 216 548,80	2 216 548,80	2 216 548,80	2 216 548,80	2 216 548,80	2 216 548,80	
1.2. Нарастающим итогом.	-2 087 751,20	128 797,60	2 345 346,40	4 561 895,20	6 778 444,00	8 994 992,80	11 211 541,60	13 428 090,40	
2. Поток дисконтированных средств (ЧДД)									7 417 485,75
2.1. По шагам	-2 087 751,20	1 944 341,05	1 705 562,33	1 496 107,30	1 312 374,83	1 151 205,99	1 009 829,82	885 815,63	
2.2. Нарастающим итогом.	-2 087 751,20	-143 410,15	1 562 152,18	3 058 259,48	4 370 634,31	5 521 840,30	6 531 670,12	7 417 485,75	

По данным этих таблиц можно сделать вывод о том, что поток реальных средств составит 13 428 090,40 руб. А поток дисконтированных средств составит 7 417 785,75 рублей.

Индекс доходности исчисленный по реальным потокам равен 2,9, а срок окупаемости, исчисленный по дисконтированным потокам – 1,9.

Таблица 3.10 - Сальдо денежных потоков.

Наименование	Шаг (год) планирования								Итого за период
	0	1	2	3	4	5	6	7	
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
1. Поток реальных средств									
1.1. По шагам	2 216 548,80	2 216 548,80	2 216 548,80	2 216 548,80	2 216 548,80	2 216 548,80	2 216 548,80	2 216 548,80	17 732 390,40
1.2. Нарастающим итогом (СРД).	2 216 548,80	4 433 097,60	6 649 646,40	8 866 195,20	11 082 744,00	13 299 292,80	15 515 841,60	17 732 390,40	

Сальдо по итогам всех периодов в сумме составит 17 732 390,40 руб. Внутренняя норма доходности инвестиций составляет 78% в год (рисунок 3.5).

Исходя из данных, можно сделать вывод о том, что предлагаемое мероприятие за исследуемый период планирования принесет экономический эффект в размере 68 000 000 рублей, а чистая прибыль составит 17 732 390, 40 руб.

За период планирования, жизненный цикл (8 лет), инвестиционный проект потребует 5 729 314, 00 руб. капитальных вложений и принесет 2 216 548,80 руб. чистой прибыли.

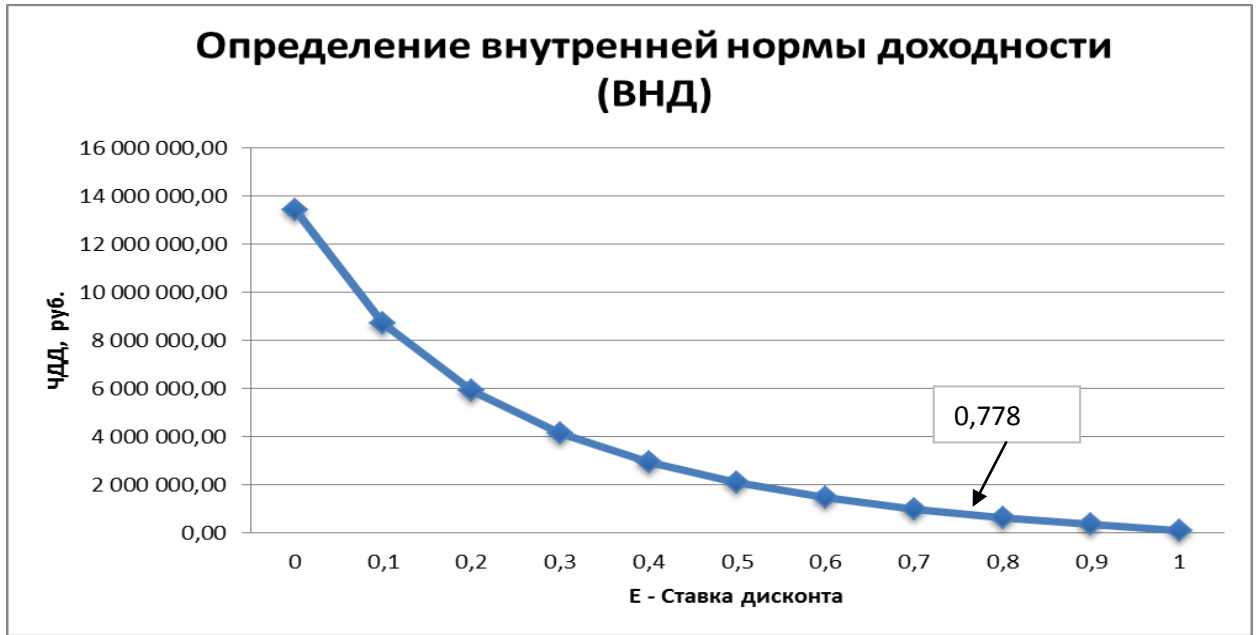


Рисунок 3.5 - Определение внутренней нормы доходности

Срок окупаемости проекта, исчисленный по дисконтированным потокам составляет 1,9 года.

Наглядно о формировании показателей эффективности проекта можно судить по рисунку 3.4.

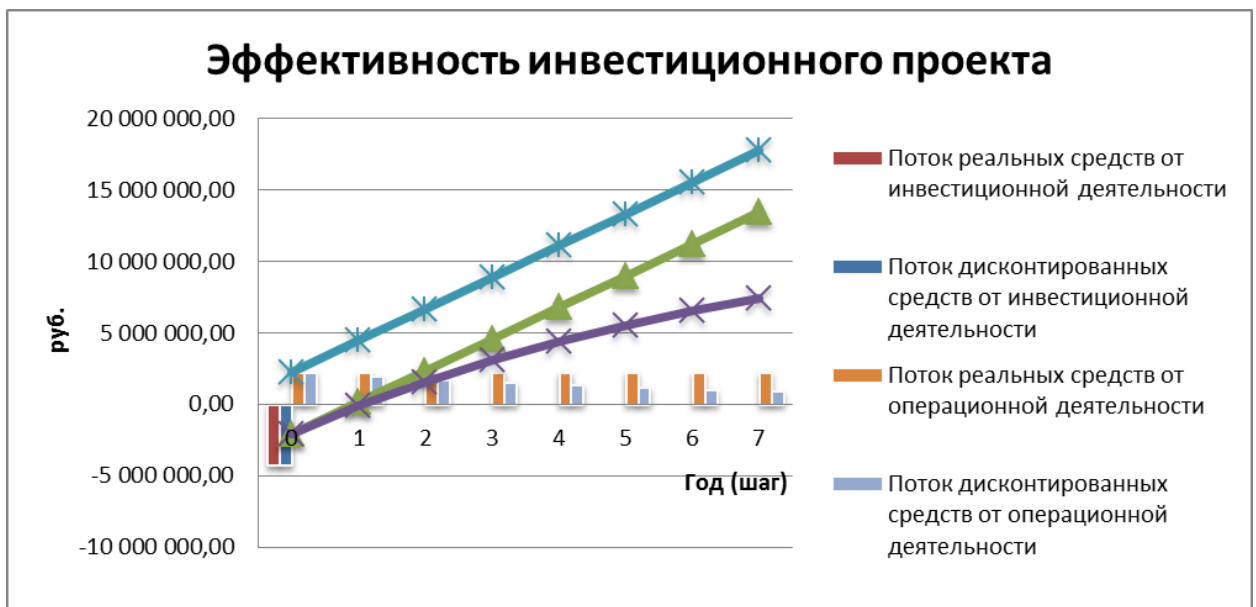


Рисунок 3.6 - Эффективность инвестиционного проекта

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.

Проекты, внедряемые в нефтегазовой отрасли имеют определенный уровень риска, зависящий как от природы в целом, так и от отдельных факторов. Таких как введение санкций, которые влекли за собой понижение всемирной цены на нефть, и другие макро- и микроэкономические причины и следствия которые могут влиять на отрасль.

Для определения степени чувствительности проекта к риску строится соответствующая диаграмма, которую называют также «диаграммой паука». Для построения диаграммы «Паук» вычисляем вариации значений ЧДД при изменении данных параметров.

Таблица 3.11 - Значение ЧДД при варьируемых показателях.

	-15%	-10%	-5%	0	5%	10%	15%
Экономический эффект	2 344 357,15			11 721 785,75			21 099 214,34
Текущие издержки		18 520 421,48		11 721 785,75		4 923 150,01	
Налоги			11 839 003,60	11 721 785,75	11 604 567,89		

Далее следует построить на плоскости диаграмму анализа чувствительности проекта к риску «Паук», для наглядности:

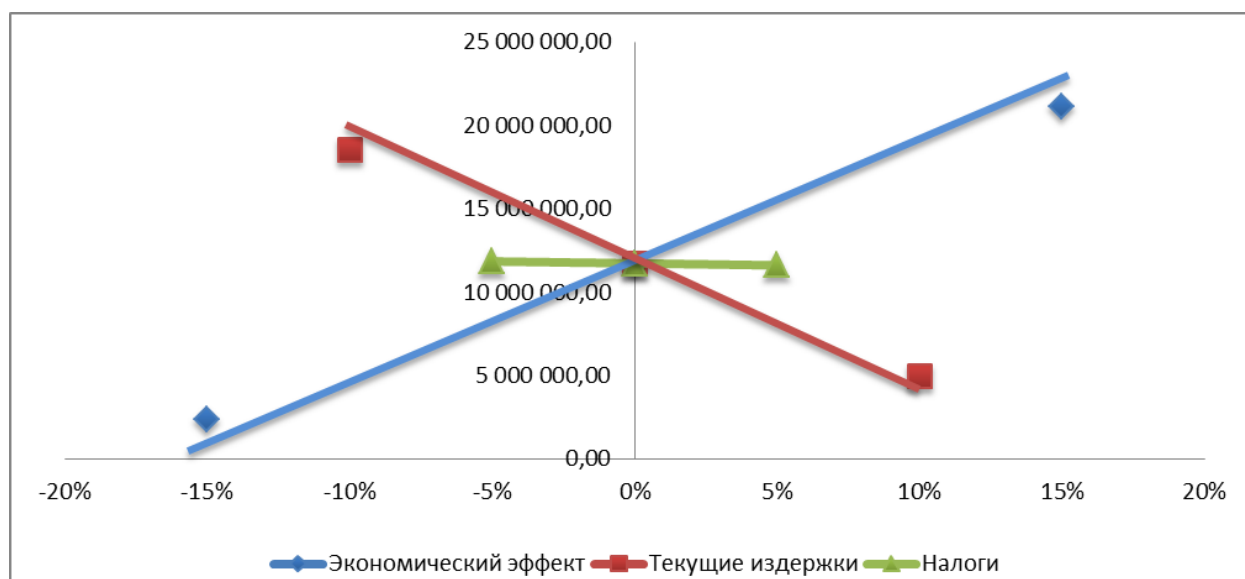


Рисунок 3.7 – Анализ чувствительности проекта к риску

После построения диаграммы мы можем наблюдать, что проект не имеет рисков в данных значениях, а взяв во внимание, что изначально был рассмотрен пессимистический сценарий можно с уверенностью сказать, что проект будет экономически выгодным и целесообразным. На диаграмме показано, что имеется достаточно небольшой запас эффективности при различных вариациях факторов с некоторой степенью риска.

Одной из ключевых задач нефтедобывающих компаний и в том числе компании АО «Самотлорнефтегаз», является эффективная добыча нефти при минимальных затратах.

Проект направлен на решение этих проблем, ведь он затрагивает один из наиболее важнейших этапов в процессе деятельности нефтегазодобывающей компании АО «Самотлорнефтегаз» - систему ППД.

Повысится надежность, стабильность работы кустовых насосных станций, снизятся затраты на их обслуживание.

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



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Подводя итоги проделанной работы можно сделать вывод, что все поставленные задачи и цели были выполнены.

В первой главе была дана краткая характеристика АО «СНГ», и нефтегазовой отрасли в которой данное предприятие работает.

Был проведен SWOT-анализ, для того чтобы сделать оценку стратегического развития предприятия. Были выяснены сильные и слабые стороны компании, а также возможности и угрозы дальнейшего развития.

Проанализировав слабые стороны предприятия, наиболее эффективной стратегией была выбрана стратегия минимизации издержек, направленная на сокращение переменных и постоянных затрат и поддержании их на низком уровне.

Ежегодная добыча нефти и газа со временем, естественно, будет уменьшаться, а требования, предъявляемые к уровню как фундаментальных, так и специфических знаний инженеров, повышаться. Это, в частности, определятся тем, что остаточные запасы надо будет извлекать более технологически совершенными способами.

С ростом извлеченных запасов все больше усложняется их извлечение, необходимо более тщательно подходить к процессу разработки имеющихся месторождений, использовать пусть не самые прибыльные способы эксплуатации, но зато самые эффективные, позволяющие извлечь все запасы нефти доступные нам.

Во второй главе был проведен анализ финансово-экономической деятельности АО «СНГ», исходя из него, можно сделать выводы:

В 2016 по 2018 года АО «СНГ» имеет абсолютную финансовую устойчивость. Запасы финансируются за счет собственного оборотного капитала. Это значит, что АО «СНГ» высокий уровень платежеспособности. Предприятие не зависит от внешних кредиторов.

Значение коэффициента абсолютной ликвидности оказалось ниже допустимого, что говорит о том, что предприятие не в полной мере обеспечено средствами для своевременного погашения наиболее срочных обязательств за счет наиболее ликвидных активов.

Следует отметить, что оборачиваемость дебиторской задолженности ниже оборачиваемости кредиторской, что является неблагоприятным фактором в деятельности предприятия. Рентабельность продаж в период с 2016-2018 год имеет динамику к росту.

В качестве решения проблем связанных с увеличением межремонтного периода и уменьшения риска внеплановой остановки добывающего фонда эксплуатационных скважин был разработан следующий проект замены торцевых насосных агрегатов на магнитные.

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

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Афанасьев, М.В. Структурное реформирование экономического объекта (методы, модели и алгоритмы) / М.В. Афанасьев. - М.: Спутник +, 2015. - 218 с.
- 2 Арзуманова, Т.И., Экономика организации / М.Ш. Мачабели., Т.И. Арзуманова - М.: Дашков и Ко, 2016. - 240 с.
- 3 Бухаленко Е.И., Абдуллаев Ю.Г. Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования. / Е.И. Бухаленко, Ю.Г. Абдуллаев - М.; Недра, 2016 -245 с.
- 4 Барнгольц, С.Е. Экономический анализ хозяйственной деятельности на современном этапе развития / С.Е. Барнгольц – М.: Финансы и статистика, 2016.-120 с.
- 5 Басовский, Л. Е. Теория экономического анализа: учебное пособие. / Л. Е. Басовский - М.: Инфра-М, 2015. - 222 с.
- 6 Бухгалтерская отчетность АО «Самотлорнефтегаз» за 2016-2018 гг.
- 7 Волкова, М.В. Экономический анализ: Методические указания по выполнению курсового проекта для студентов очной и заочной форм обучения / М.В. Волкова – Нижневартовск: 2015. - 23 с.
- 8 Гиляровская, Л. Т. Комплексный экономический анализ хозяйственной деятельности: учебник / Л. Т. Гиляровская. - М.: Проспект, 2016. -360 с.
- 9 Елисеев, И.И. Анализ финансовой отчетности: теория, практика и интерпретация / И.И. Елисеев - М.: Финансы и статистика, 2017. -624 с.
- 10 Еронин, В.А. Поддержание пластового давления на нефтяных месторождениях / В.А. Еронин – Москва: Недра, 2014. – 234 с.
- 11 Зяблицкая, Н.В. Конкурентоспособность и адаптационный потенциал предприятия / Н.В. Зяблицкая // Теория и практика общественного развития №18. - Нижневартовск: 2014. - 5с.

- 12 Ивановский, В.Н. Оборудование для добычи нефти и газа / В.Н. Ивановский – Москва: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2014. Т.1,2.
- 13 Ковалев, В. В. Финансовый анализ / В.В. Ковалев - М.: Финансы и Статистика, 2014. - 426 с.
- 14 Кантор, Е. Л. Экономика предприятия / Е.Л. Кантор, Г.А. Маховикова, В.Е. Кантор. - М.: Книга по Требованию, 2016. - 224 с.
- 15 Когденко, В. Г. Экономический анализ: учебное пособие / В. Г. Когденко. - М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2015. - 390 с.
- 16 Носова, С.С. Экономическая теория: Учебник / С.С. Носова. - М.: КноРус, 2015. - 792 с.
- 17 Паламарчук, А.С. Экономика предприятия: учебник / А. С. Паламарчук. - М.: Инфра-М, 2014. - 456 с.
- 18 Розанова, Н.М. Экономическая теория фирмы: учебник / Н.М. Розанова. - М.: Экономика, 2011. - 447 с.
- 19 Савицкая, Г.В. Анализ хозяйственной деятельности предприятия: учебник / Г.И. Савицкая,-5-е изд. перереб. и доп.- М.: ИНФРА-М, 2013.-536 с.
- 20 Устав АО «Самотлорнефтегаз»
- 21 Хейдервак, К. Финансовый и экономический анализ деятельности предприятий / К. Хейдервак - М.: Финансы и Статистика - 2012.-165 с.
- 22 Чалдаева, Л.А. Экономика предприятия: учебник и практикум для академического бакалавриата / Л. А. Чалдаева. – М.: Юрайт, 2015. - 435 с.
- 23 Чичеров Л.Г. Расчет и конструирование нефтепромыслового оборудования / Л.Г. Чичеров – М.: Недра, 2017. – 422 с.
- 24 Шеремет, А.Д. Методика финансового анализа / А.Д. Шеремет, Р.С. Сейфулин - М.:2016. - 190 с.

# ПРИЛОЖЕНИЯ

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Организационная структура управления АО «СНГ»

