

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 коммерческой эффективности реализации технологического мероприятия

в АО «СНГ»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 38.03.02.2019.517.ВКР

Консультанты, (должность)

Руководитель работы
д.э.н, профессор

/Н.В.Зяблицкая/

07 июня 2019 г.

Консультанты, (должность)

Автор работы
обучающийся группы ДО - 411

/Тимчук И.А./

06 июня 2019 г.

Консультанты, (должность)

Нормоконтролер

/Н.В.Назарова/

07 июня 2019 г.

Челябинск 2019 г.

АННОТАЦИЯ

Тимчук И.А. Оценка коммерческой эффективности реализации технологического мероприятия в АО «СНГ». – Челябинск: ЮУрГУ, ДО-411, 82 с., 14 ил., 21 таб., библиогр. список – 30 наим., 7 прил., 13 л. слайдов

Выпускная квалификационная работа выполнена с целью разработки стратегических направлений развития для АО «Самотлорнефтегаз».

В выпускной квалификационной работе проанализирована организационная структура предприятия, выявлены сильные и слабые стороны АО «Самотлорнефтегаз», 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.

Произведена Оценка коммерческой эффективности реализации технологического мероприятия в АО «Самотлорнефтегаз».

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1. ХАРАКТЕРИСТИКА АО «САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ» И ОТРАСЛЕВЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ЕГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ.....	10
1.1. История создания и развития организации.....	10
1.2. Цель и виды деятельности.....	13
1.3. Организационно-правовой статус АО «Самотлорнефтегаз».....	14
1.4. Структура предприятия и система управления.....	16
1.5. Отраслевые особенности функционирования организации.....	23
1.6. Особенности технологии производства.....	25
1.7. SWOT-анализ АО «Самотлорнефтегаз»	27
2. АНАЛИЗ ФИНАНСОВО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	31
2.1. Анализ активов и пассивов АО «Самотлорнефтегаз»	31
2.2. Анализ финансовой устойчивости.....	34
2.3. Анализ ликвидности и платежеспособности.....	40
2.4. Анализ деловой активности.....	44
2.5. Анализ финансовых результатов.....	48
2.6. Анализ затрат АО «Самотлорнефтегаз».....	52
2.7. Анализ производственно-хозяйственной деятельности предприятия....	55
3. РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ АО «САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ».....	57
3.1. Производственный план.....	57
3.2. Сущность инвестиционного мероприятия.....	60
3.3. Методические основы оценки эффективности инвестиционного предложения.....	65
3.4. Оценка эффективности внедрения УЭЦН нового поколения.....	68
3.5. Анализ чувствительности проекта к риску.....	70
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	72

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	74
ПРИЛОЖЕНИЯ:	
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Анализ динамики и структуры затрат.....	77
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Инвестиционная деятельность.....	78
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Поток денежных средств от операционной деятельности.....	79
ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Финансовая деятельность.....	80
ПРИЛОЖЕНИЕ Д. Инвестиционная и операционная деятельность.....	81
ПРИЛОЖЕНИЕ Е. Сальдо денежных потоков.....	81
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж. Организационная структура АО «Самотлорнефтегаз».....	82

ВВЕДЕНИЕ

В современных рыночных условиях хозяйствования основу успешной экономической деятельности любого предприятия составляет эффективный менеджмент. Профессиональное управление является необходимым условием не только сохранения стабильности функционирования предприятия, но и обеспечения его устойчивого развития. Эффективное управление, в свою очередь, предполагает осуществление глубокого анализа финансово-хозяйственной деятельности предприятия, позволяющего выявить существующие проблемы. На основе полученных результатов анализа производятся поиск путей устранения данных проблем, а также разработка мероприятий по повышению эффективности деятельности организации, призванных вывести компанию на новый уровень развития. Данные мероприятия, как правило, предполагают вложения капитала - инвестиции. Однако инвестиции всегда связаны с определенной долей риска. Поэтому крайне необходимо суметь на начальном этапе определить целесообразность тех или иных вложений, то есть произвести оценку эффективности инвестиционного проекта. Этим и обуславливается актуальность данной работы, посвященной разработке мероприятий по совершенствованию деятельности АО «Самотлорнефтегаз» и оценке их экономической эффективности.

Объектом исследования данной работы является АО «Самотлорнефтегаз». Предметом исследования выступает экономическая целесообразность мероприятия по внедрению УЭЦН нового поколения на данном предприятии.

Целью работы является изучение и анализ различных аспектов деятельности АО «Самотлорнефтегаз», его финансово-экономического состояния и разработка на основе данного анализа рекомендаций по совершенствованию деятельности предприятия.

Достижение поставленной цели предполагает решение следующих задач:

- 1) Изучить историю создания и развития АО «Самотлорнефтегаз», его цели, виды деятельности и особенности организационно-правовой формы;
- 2) Охарактеризовать структуру предприятия;
- 3) Рассмотреть отраслевые особенности функционирования организации;
- 4) Дать характеристику места предприятия на рынке, его конкурентоспособности, сильных и слабых сторон, возможностей и угроз;
- 5) Осуществить анализ финансово-экономического состояния компании, ее технико-экономических показателей и затрат;
- 6) Разработать мероприятия по повышению эффективности работы предприятия и обосновать их экономическую целесообразность. Работа включает в себя 3 раздела, разбитых на подпункты. В первом разделе дается общая характеристика АО «Самотлорнефтегаз» и особенностей его функционирования. Второй раздел посвящен анализу финансово-хозяйственной деятельности данного предприятия. С помощью системы показателей оценивается финансовая устойчивость, платежеспособность, деловая активность организации.

В третьем разделе представлена инвестиционная идея. Эффективность предложенного мероприятия оценивается с помощью общепринятой методики оценки эффективности инвестиционных проектов, предполагающей расчет ряда показателей (чистого дисконтированного дохода, индекса доходности, внутренней нормы доходности, срока окупаемости проекта).

Методологическую основу исследования составляют методы анализа (горизонтальный анализ, вертикальный анализ, анализ абсолютных показателей, анализ финансовых коэффициентов), методы описания, сравнения, прогнозирования.

Теоретической основой для проведения данного исследования являются учебная, методическая и научная литература, нормативно-правовые акты, годовая и бухгалтерская отчетность АО «Самотлорнефтегаз».

1. ХАРАКТЕРИСТИКА АО «САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ» И ОТРАСЛЕВЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ЕГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ

1.1 История создания и развития организации

Самотлорское месторождение открыто в 1965 году, введено в промышленную разработку в 1969 году. Промышленная нефтегазоносность выявлена в 18 продуктивных пластах, приуроченных к юрской и меловой системам, залегающих на глубинах от 1 600 до 2 500 метров. В 1981 году на месторождении была добыта миллиардная тонна нефти. Пик добычи нефти (около 150 млн тонн в год) пришёлся на начало 80-х годов XX века. В 1996 году было добыто 16,74 млн тонн нефти. В XXI веке в связи с применением современных методик интенсификации добычи нефти, выработка нефти увеличилась в 2 раза.

В 2000-2002 гг. на Самотлоре проведены работы по реабилитации более 300 скважин. Реализуется план по закрытию 500 низкодебитных скважин. Одновременно с реабилитацией на Самотлоре продолжается доразведка. В конце 2000 г. здесь была открыта новая нефтяная залежь с извлекаемыми запасами 50 млн тонн.

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.

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.

В 2011 году проведена сертификация на соответствие требованиям международных стандартов OHSAS 18001:2007, ISO 14001:2004, ISO 9001:2008.

По итогам 2015 года в АО «Самотлорнефтегаз» построено 151 новых скважины, осуществлено 360 операций по зарезке боковых стволов и около 3 тысяч геолого-технических мероприятий в рамках реализации инвестиционного проекта по бурению. Также в этом году было добыто свыше 21,8 млн. тонн нефти. Уровень утилизации попутного газа в СНГ составляет 97%.

В 2015 году предприятием добыто около 21 млн. тонн нефти. 2015 год был ознаменован для предприятия настоящим технологическим прорывом.

С 2015 года новым генеральным директором Общества является Мамаев Валентин Геннадьевич (до этого занимал должность заместителя генерального директора – главного инженера).

Свою работу АО «Самотлорнефтегаз» строит в тесном взаимодействии с администрациями Нижневартовска и Нижневартовского района. Предприятие является ответственным налогоплательщиком и недропользователем, на постоянной основе оказывает поддержку муниципалитетам в решении социально-значимых задач территорий.

По итогам Всероссийского конкурса «МедиаТЭК-2016» АО «Самотлорнефтегаз» завоевало первое место в номинации «Популяризация профессий ТЭК» среди пресс-служб региональных компаний.

В 2016 году одним из главных достижений АО «Самотлорнефтегаз» стало успешное внедрение новых технологических решений, в том числе в области ГРП.

В 2017 году в АО «Самотлорнефтегаз» завершено строительство трех скважин с уникальной для Самотлорского месторождения траекторией, позволившей при глубине пласта около 1,7 тыс. м провести горизонтальные стволы длиной до 1,5 тыс. м на удалении 2,4 тыс. м и более от устья.

На сегодняшний день АО «Самотлорнефтегаз» подтверждает статус одной из передовых площадок «Роснефти» по внедрению передовых инновационных разработок. Задача на 2018 год – сохранение достигнутой стабильности.

Целью деятельности коммерческой организации является извлечение прибыли.

1.2 Цель и виды деятельности АО «Самотлорнефтегаз»

Миссия компании АО «Самотлорнефтегаз» «Мы созданы для представления и защиты профессиональных, социально-трудовых прав и интересов членов Профсоюза — работников нефтяной компании «Роснефть».

Цель АО «Самотлорнефтегаз» - обеспечение эффективной производственно-хозяйственной деятельности на закрепленных за ним лицензионных участках недр нефтегазоконденсатных месторождений, в т.ч.:

- 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;
- Транспортная деятельность;
- Материально-техническое обеспечение нефтяного производства;
- Инвестиционная деятельность, включая операции с ценными бумагами;
- Внешнеэкономическая деятельность, осуществление экспортно-импортных операций.
- Прочие виды деятельности Общества:
- Выполнение проектных и строительно-монтажных работ, производство

строительных материалов, конструкций и изделий;

- Производство топографо-геодезических и картографических работ в составе маркшейдерских работ;
- Выполнение изыскательских, проектных, строительного-монтажных, научно-исследовательских, опытно-конструкторских, технологических, инжиниринговых и других работ;
- Ремонт и содержание внутрипромысловых и межпромысловых автомобильных дорог общего пользования;
- Оказание услуг связи;
- Благотворительная, культурно-просветительная и иная некоммерческая деятельность.

Общество не имеет филиалов и представительств.

Отдельными видами деятельности, перечень которых определяется федеральными законами, Общество может заниматься только при получении специального разрешения (лицензии).

Общество рассматривает разработку и добычу нефти как свой базовый бизнес и намерено достичь максимального прогресса на основных направлениях этого бизнеса.

1.3 Организационно-правовой статус АО «Самотлорнефтегаз»

Открытым является АО (ПАО), 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 ПАО не ограничено. Минимальный уставный капитал ПАО 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 ПАО 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); ежегодный обязательный аудит;
- 4) 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.

1.4 Структура предприятия и система управления

В теории под структурой понимается – состав и соотношение его внутренних звеньев: цехов, участков, отделов, лабораторий и других подразделений, составляющих единый хозяйственный объект. Различают общую, производственную и организационную структуру управления предприятием представлено в приложение А.

Организационная структура управления – это упорядоченная совокупность органов, управляющих деятельностью предприятия. Организационная структура предприятия зависит от масштаба и технического уровня производства. Для осуществления оперативного и конкретного руководства производством большое значение имеет установление наиболее рациональной структуры управления.

Организационная структура АО «Самотлорнефтегаз» является линейно-функциональной. Эта структура управления основывается на функциональном разделении полномочий руководителей и линейном подчинении определенных специалистов (работников) соответствующим функциональным руководителям.

Достоинство этой структуры управления заключается в том, что обеспечивается однозначное и оперативное руководство по каждому виду работ (высокая компетентность функциональных подразделений). Недостатком является повышение степени обособленности работников различных функциональных подразделений и служб, вынесение всех вопросов их взаимодействия на уровень руководителя организации (длительная процедура принятия решений, снижена ответственность, больше несогласованности в

решениях). Организационная структура предприятия представлена в приложение А.

Организационная структура представлена 22 производственными подразделениями, включая АУП (аппарат управления предприятия). Аппарат управления на 1 января 2015 года включал в себя 7 департаментов и 36 отделов (в т.ч. МГС, финансовая группа, службы КС и КР). Плановая численность работников по состоянию на 1 января 2015 года составила 5 612 чел.

Важным моментом анализа структуры хозяйствующего субъекта является характеристика отделов, департаментов, их взаимосвязей, согласованностей.

В «Самотлорнефтегаз» выделяется основное производство, непосредственно связанное с изготовлением целевой продукции, вспомогательное, которое обеспечивает нормальные условия для бесперебойного выпуска продукции подразделениями основного производства, обслуживающее – выполняет функции транспортировки, хранения сырья, материалов.

Аппарат управления состоит из генерального директора, его заместителей, подчиненных непосредственно им функциональных отделов и служб. Общее и административное руководство предприятием осуществляет директор АО «СНГ».

Генеральный директор – это директор, возглавляющий управление предприятием. Он руководит всей деятельностью предприятия.

Генеральный директор руководит коллективом через своих заместителей, а также через соответствующие функциональные отделы и службы. Он действует по принципу единоначалия, отвечает за результаты производственно-хозяйственной деятельности с помощью подведомственного ему аппарата, координирует и направляет работу предприятия по производству продукции, внедрению новой и совершенствованию действующей техники, технологии и организации производства. Определяет пути и методы выполнения установленных планов по добыче и реализации нефти и газа, прибыли и рентабельности производства, при наименьших затратах трудовых, материальных

и финансовых ресурсов; содействует своевременному обеспечению производства необходимыми материально-техническими средствами; обеспечивает создание работоспособного коллектива, подбор и рациональную расстановку кадров, создание работникам условий для повышения своей квалификации, для проявления ими инициативы и творчества.

Заместитель директора по управлению инфраструктурой и операционной поддержке – главный инженер обеспечивает выполнение заданий всех видов производственной деятельности, координирует деятельность подчиненных подразделений (производственный департамент; отдел главного энергетика; отдел автоматизации, метрологии и связи; отдел главного механика; департамент капитального строительства; департамент по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды; маркшейдерско-геодезическая служба). Производственно-технический отдел осуществляет оперативное руководство производством, разрабатывает мероприятия по совершенствованию процесса производства и улучшению использования оборудования, анализирует выполнение установленных режимов и технических норм работы оборудования, координирует производственную деятельность всех подразделений предприятия, контролирует соблюдение графиков работ, определяет техники по рационализации производства, оформляет необходимую техническую документацию, участвует в разработке организационно-технических мероприятий, контролирует технический учёт работы оборудования, следит за работой диспетчерской службы предприятия.

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

Отдел охраны труда, техники безопасности и безопасности деятельности организует работу по созданию безопасных и здоровых условий труда; осуществляет контроль соблюдения правил техники безопасности, охраны труда и промышленной санитарии, контроль за работой производственных подразделений и служб по улучшению условий труда; разрабатывает организационно-технические и санитарно-гигиенические мероприятия по предупреждению производственного травматизма и профессиональных заболеваний, повышению уровня техники безопасности и культуры производства с учётом достижений науки и техники.

Служба по охране окружающей среды организует работу по охране окружающей среды и рациональному использованию природных ресурсов, разрабатывает мероприятия по охране водного и воздушного бассейнов, по охране и рациональному использованию минеральных ресурсов, недр и земель.

Отдел автоматизации, метрологии и связи занимается организацией и функционированием информационно-вычислительной сети, ее перспективным развитием, максимальным использованием возможностей ЭВМ в управлении деятельности руководства и специалистов предприятия.

Особые функции в управлении производством нефтегазодобывающего управления выполняет департамент по геологии и разработке месторождения, подчиняющийся главному геологу, который осуществляет контроль и совершенствование разработки нефтяных и газовых месторождений, внедрение новых методов разработки, увеличение нефтеотдачи пластов, рациональное использование природных ресурсов.

Экономические службы нефтегазодобывающего управления возглавляет заместитель директора АО «Самотлорнефтегаз» по планированию, управлению эффективностью деятельности и контролю, который осуществляет руководство работами по анализу и планированию производственно-хозяйственной деятельности предприятия, по наиболее полному и целесообразному использованию материальных, трудовых и финансовых ресурсов. Ему

подчиняются планово-экономический отдел, отдел экономического анализа и инвестиционных проектов, договорный отдел, отдел внутрипроизводственного планирования и анализа, финансовая группа и экономисты цехов.

Главная задача административно-хозяйственного отдела – создание благоприятных условий для деятельности работников управления. Этот отдел контролирует состояние и обеспеченность необходимым инвентарём рабочих помещений; обеспечивает правильность оформления документации, обработку поступающей корреспонденции, своевременную отправку исходящей корреспонденции; разрабатывает мероприятия по улучшению условий работы, взаимоотношений в коллективе аппарата управления.

Отдел капитального строительства выдаёт заказ подрядным строительным организациям на проведение работ, контролирует ход работ и приём законченных строительством объектов; непосредственно руководит работами, осуществляемыми хозяйственным способом.

Отдел организации труда и заработной платы проводит работу по планированию научной организации труда, затрат труда и заработной платы, по анализу использования трудовых ресурсов предприятия, по совершенствованию организации труда и управления производством, определяет наиболее целесообразные формы оплаты труда и материального стимулирования, осуществляет техническое нормирование.

Отдел кадров подбирает и комплекзует кадры, принимает и увольняет, учитывает движение работников. В ведении этого отдела находятся планирование и отчётность о состоянии кадров, разработка мероприятий по повышению квалификации и подготовке новых кадров, создание резерва специалистов.

Отдел материально-технического обеспечения осуществляет своевременное и качественное обеспечение всеми видами материалов, инструментов, запасных частей, оборудования и приборов, необходимых для выполнения плана и проведения мероприятий по улучшению условий труда.

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

- центральная инженерно-технологическая служба;
- нефтепромыслы;
- цех подготовки и перекачки нефти;
- цех поддержания пластового давления;
- 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;

Службы капитального строительства и капитального ремонта при БЕ «Самотлор»:

- проектно-сметное бюро;
- отдел супервайзинга КС и КР.

Центрально-инженерная технологическая служба (ЦИТС) координирует работы основных цехов Общества, осуществляет круглосуточный оперативный контроль за выполнением производственных заданий, соблюдает технологические режимы 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 за 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 за состоянием оборудования - резервуаров, установок по подготовке нефти, отстойников, нефтеналивов, их ремонт.

Цех поддержания пластового давления (ЦППД). Основной технологический процесс - закачка в пласт рабочего агента для поддержания пластового давления, утилизация сточных вод, обслуживание насосных станций, производящих закачку жидкости, контроль за работой нагнетательных скважин.

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

Цех эксплуатации и обслуживанию трубопроводов (ЦЭиОТ). Основной технологический процесс - ремонт и обслуживание нефтепромыслового оборудования: фонтанной арматуры, станков-качалок, нестандартного оборудования, оказание технической помощи цехам во внедрении нового оборудования и технологий, изготовление запасных частей и узлов, ремонтной оснастки, инструментов, необходимых для ремонтных работ, эксплуатации, реконструкции и модернизации оборудования и средств малой механизации для цехов.

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 за 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

В реально сложившейся структуре экономического потенциала и природных ресурсов, которыми располагает страна, он играет стержневую роль в обеспечении жизнедеятельности всех отраслей национальной экономики и населения страны не только путем удовлетворения потребностей в топливе и энергии, но и посредством формирования существенной части внутренних и валютных доходов государства, консолидации интересов регионов, стран СНГ и дальнего зарубежья.

Сырьевая база формирует более 2200 нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений. Около 80% запасов находятся в 1230 эксплуатируемых месторождениях. Степень разведанности начальных суммарных ресурсов нефти по стране в целом составляет 33%. В «Энергетической стратегии России на период до 2020 года» отмечается ухудшение ресурсной базы РФ. Ожидается открытие 25% неразведанных ресурсов на глубине 3-5 км и еще 25% на глубинах свыше 5 км. Главными причинами ухудшения состояния сырьевой базы является естественное истощение недр и резкое сокращение объема инвестиций, направляемых в эту сферу деятельности. Прогнозные ресурсы нефти в основном сосредоточены в Западной и Восточной Сибири, на Дальнем Востоке и шельфах дальневосточных и северных морей.

АО "Самотлорнефтегаз" входит в группу компаний «Роснефть» и в соответствии с практикой деятельности поставляет добываемые полезные ископаемые (углеводородное сырье) на нефтеперерабатывающие предприятия в рамках группы компаний «Роснефть».

В отчете Губернатора ХМАО-Югры было сказано, что: «В структуре обрабатывающего сектора организации по производству нефтепродуктов занимают 83,8%.

Западная Сибирь является крупнейшим регионом добычи газа ПАО «НК «Роснефть». Добыча газа в регионе в 2017 г. выросла на 44% и составила за 2017 г. 41,78 млрд куб. м. Объем добычи природного газа в регионе составил 23,08 млрд куб. м и был в основном обеспечен на месторождениях ОАО «Сибнефтегаз», ЗАО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ» и ООО «РН-Пурнефтегаз». Добыча попутного нефтяного газа в регионе составила 18,7 млрд куб. м, при этом основной объем был обеспечен на месторождениях ПАО «Самотлорнефтегаз», ООО «РН-Юганскнефтегаз», ПАО «РН-Няганьнефтегаз» и ПАО «Томскнефть». 10. «ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ» Добыча 4,5 млрд куб. м в 2017 г. 2017 г. — продолжение реализации программы по повышению уровня полезного использования ПНГ.

Далее рассмотрим технологию добычи нефти. Добыча нефти осуществляется с помощью буровых установок. Стандартные (базовые) буровые установки состоят из буровой вышки (башни), бурильной трубы (колонны), большой лебедки для опускания и поднимания бурильной трубы, бурильного стола, который вращает бурильную трубу и бур, мешалки для приготовления бурового раствора, насоса, двигателя для приведения в движение бурильного стола, и ворота. Небольшие буровые установки, использующиеся для бурения разведочных или сейсмических скважин, могут монтироваться на тягачах для передвижения от участка к участку. Более крупные буровые установки либо возводятся непосредственно на участке, либо имеют передвижные навесные (складывающиеся) буровые вышки, облегчающие перемещение и возведение таких установок.

Добыча нефти заключается, в основном, в ее вытеснении водой или газом. Во время первоначального бурения почти вся сырая нефть находится под

давлением. Это естественное давление падает по мере того, как нефть и газ удаляются из продуктивного пласта в течение трех фаз его добычи:

- Во время первой фазы, добычи промыванием, поток управляется естественным давлением в пласте, возникающим в результате удерживания растворенного в нефти газа под давлением над нефтью, и гидравлическим давлением воды, скапливающейся под нефтью.

- Механизированная (насосно-компрессорная) добыча, которая состоит в закачивании газа под давлением в продуктивный пласт, когда естественное давление исчерпалось.

- Третья фаза, малодебитная или предельная добыча, наступает, когда скважина дает нефть только периодически.

Изучение поведения продуктивных пластов нефти и газа началось в начале XX века, когда обнаружилось, что закачивание воды в продуктивный пласт увеличивает добычу. В это время промышленность извлекала из скважин всего 10-20% содержимого продуктивного пласта, что можно сравнить с современными уровнями извлечения свыше 60% запасов пласта, до того, как скважина становится непродуктивной. Концепция регулирования производительности пласта заключается в том, что чем выше скорость добычи, тем быстрее разрежается давление в продуктивном слое, сокращая, таким образом, общее количество нефти, которое может быть, в конечном счете, извлечено из скважины. Производительность нефтяных и газовых продуктивных пластов улучшается при помощи разнообразных методов извлечения: кислотная обработка, разрыв пласта, поддержание пластового давления, заводнение пласта, нагнетание в пласт смешивающихся с нефтью жидкостей, внутрипластовое горение, нагнетание пара.

1.6 Особенности технологии производства

Скважинная добыча нефти осуществляется или путем природного фонтанирования под давлением энергии пласта, или при помощи использования

механизированного способа поднятия жидкости. Как правило, в самом начале разработки нефтяного месторождения действует фонтанный вид добычи, а позднее ввиду уменьшения фонтанирования скважина переводится на газлифтный или эрлифтный способ добычи или глубинонасосный, в котором добыча нефти осуществляется штанговыми, гидропоршневыми или винтовыми насосами. Способ, называемый газлифтным представляет собой механизм для поднятия капельной жидкости при помощи энергии, которая содержится в сжатом газе, который с ней смешивается. Это технология внесла определенные дополнения в привычный технологический процесс, поскольку при его использовании обязательно наличие компрессорной станции с газосборными трубопроводами и газораспределителями. Весь комплекс, который состоит из нефтяных скважин, трубопровода, различных установок, при помощи которых нефть добывается из недр – все это называют нефтяной промысел. Существует еще одна современная технология добычи нефти в месторождениях, которые разрабатываются при помощи искусственного заводнения - возведение водоснабдительной системы с насосными станциями.

Современные системы внутриотраслевой транспортировки скважин, которые осуществляются посредством трубопроводов, включают в себя напорную систему и самотечную. Напорная система подразумевает собственное давление на устье скважины, а самотечная осуществляется путем преодоления отметки устья над пометкой группового сборного пункта. В процессе разработки нефтяных месторождений, которые находятся на континентальных шельфах, происходит создание морских нефтяных промыслов.

К современным технологиям добычи нефти относятся следующие применяемые способы эксплуатации нефтяных месторождений – фонтанный, компрессорный и насосный.

1.7 SWOT(CBOT)-анализ АО «Самотлорнефтегаз»

Для того чтобы успешно выжить в долгосрочной перспективе, организация должна уметь прогнозировать то, какие трудности могут возникнуть на её пути в будущем, и то, какие новые возможности могут открыться для неё. Поэтому стратегическое управление, изучая внешнюю среду, концентрирует внимание на выяснении того, какие угрозы и возможности таит в себе внешняя среда.

Чтобы успешно справляться с угрозами и действенно использовать возможности, отнюдь не достаточно только знания о них. Можно знать об угрозе, но не иметь возможности противостоять ей и тем самым потерпеть поражение.

Также можно знать об открывающихся возможностях, но не обладать потенциалом для их использования и, следовательно, не суметь их использовать. Сильные и слабые стороны внутренней среды организации в такой же мере, как угрозы и возможности, определяют условия успешного существования организации. Поэтому очень важно при анализе внутренней среды выявить именно, то какие сильные и слабые стороны имеют отдельные составляющие организации и организация в целом.

Суммируя вышесказанное, можно констатировать, что анализ среды, направлен на выявление угроз и возможностей, которые могут возникнуть во внешней среде по отношению к организации, а также сильных и слабых сторон, которыми обладает организация.

Технология работы с материалом, полученным в ходе SWOT-анализа, исключительно проста. Респонденту, после того как он сделал соответствующую запись, задаются уточняющие вопросы типа: «Почему Вы так считаете?» или «Как Вы считаете, чем вызвано (обусловлено) существование той или иной проблемы?». При этом не требуется, сколько-нибудь, серьезной специальной подготовки тех, кто проводит подобный анализ внутри организации. Например, такой подход - сочетание SWOT-анализа и

диагностического интервью - дает достаточно четкое представление о том: «Что представляет организация на самом деле?».

Это исключительно универсальный метод, который может использоваться для анализа деятельности конкретных подразделений. В ряде случаев его можно использовать для оценки сильных, слабых сторон, возможностей и угроз в кадровой работе, при принятии управленческих решений. Кроме того, применение технологии SWOT-анализа маркетинговой службой при оценке основных конкурентов, создает прекрасные предпосылки для разработки тактики конкурентной борьбы и обеспечения конкурентных преимуществ. При этом исключительно важна максимальная степень детализации каждого из квадрантов SWOT-анализа.

Руководителю любого уровня в организации методика SWOT-анализа прекрасное подспорье в практической деятельности, позволяющее систематизировать проблемную ситуацию, лучше осознать структуру ресурсов, на которые следует опираться в совершенствовании деятельности и развитии организации.

Основные параметры SWOT-анализа

- Неотъемлемыми частями SWOT-анализа можно назвать внутренний аудит компании и аудит внешней среды.
- Внешний аудит, или анализ угроз и благоприятных возможностей внешней среды
- В процессе проведения внешнего аудита оценивается привлекательность рынка и другие возможности и угрозы внешней среды.

Применяемый для анализа среды метод SWOT (аббревиатура составлена из первых букв английских слов: сила-strength, слабости-weakness, возможности-opportunities, угрозы-threats) является довольно широко признанным подходом, позволяющим провести совместное изучение внешней и внутренней среды.

Применяя метод SWOT, удастся установить линии связи между угрозами и возможностями.

Сначала, с учётом конкретной ситуации, в которой находится организация, составляются список её слабых сторон - это отсутствие чего-то важного для функционирования предприятия или то, что вам пока не удастся по сравнению с другими компаниями и ставит вас в неблагоприятное положение. В качестве примера слабых сторон можно привести слишком узкий ассортимент выпускаемых товаров, плохую репутацию компании на рынке, недостаток финансирования, низкий уровень сервиса, наличие устаревшего оборудования, низкую рентабельность продаж, неустойчивое финансовое положение и так далее.

Далее выделяем сильные стороны организации - это то, в чем оно преуспело или какая-то особенность, предоставляющая вам дополнительные возможности. Сила может заключаться в имеющемся у вас опыте, доступе к уникальным ресурсам, наличии передовой технологии и современного оборудования, высокой квалификации персонала, высоком качестве выпускаемой вами продукции, известности вашей торговой марки, низкий удельный вес издержек в выручке от продаж и так далее.

Также выделяем рыночные угрозы - события, наступление которых может оказать неблагоприятное воздействие на ваше предприятие. Примеры рыночных угроз: выход на рынок новых конкурентов, рост налогов, изменение вкусов покупателей, снижение рождаемости, рост продаж замещающего продукта и так далее.

Далее выделяем рыночные возможности - благоприятные обстоятельства, которые ваше предприятие может использовать для получения преимущества. В качестве примера рыночных возможностей можно привести ухудшение позиций ваших конкурентов, резкий рост спроса на продукцию, появление новых технологий производства вашей продукции, рост уровня доходов населения и тому подобное.

Таблица 1.1 – SWOT-анализ АО «Самотлорнефтегаз»

Сильные стороны:	Угрозы:
<ol style="list-style-type: none"> 1. Использование инновационных технологий в добыче нефти и газа. 2. Высокий инвестиционный потенциал. 3. Высокий уровень платежеспособности 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Возможность введения новых санкций, влияющих на уменьшение прибыли. Имеется тенденция к снижению цен на нефть.
Слабые стороны:	Возможности:
<ol style="list-style-type: none"> 1. Высокие затраты на добычу нефти и газа. 2. Недобросовестные подрядные организации. 3. Снижение уровня рентабельности. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Благоприятная финансово-экономическая политика государства в отношении нефтегазовых компаний. 2. Поддержка компании со стороны государства, работающих с трудно извлекаемыми запасами нефти. 3. Ослабление санкционного давления на мировом рынке.

Таким образом, перспективной для развития предприятия АО «Самотлорнефтегаз» является стратегия увеличения нефтеотдачи и финансовых результатов работы предприятия.

2 АНАЛИЗ ФИНАНСОВО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ

2.1 Анализ активов и пассивов АО «Самотлорнефтегаз»

Представленный в данном отчете анализ финансового положения и эффективности деятельности АО "САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ" выполнен за период 01.01.2017–31.12.2018 г. (2 года). Качественная оценка финансовых показателей АО "САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ" выполнена с учетом принадлежности к отрасли "Добыча сырой нефти и природного газа" (класс по ОКВЭД – 6).

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:

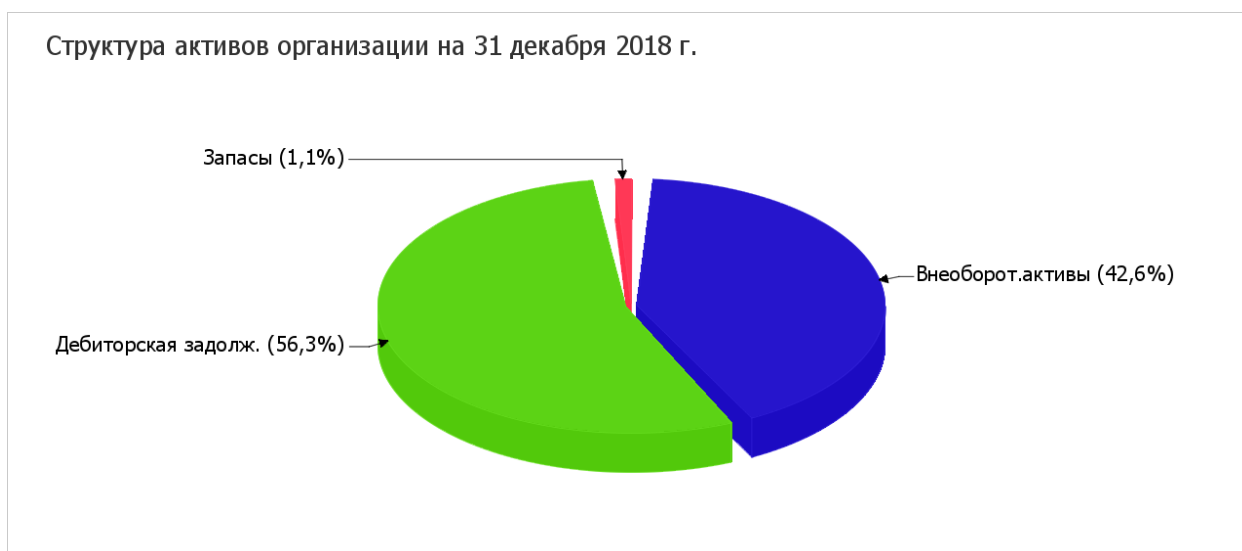


Рисунок 2.1 – Структура активов

Таблица 2.1 - 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	+48370953	+28,3
в том числе: основные средства	131 443 441	144 783 004	167 929 772	33,3	32,6	+36486331	+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	+71566061	+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	+70883688	+32,4
денежные средства и краткосрочные финансовые вложения	503	1 230 525	3 311	<0,1	<0,1	+2808	+6,6 раза
Пассивы							
1. Собственный капитал	322 976 504	350 569 286	427 403 284	81,8	83	+104426780	+32,3
2. Долгосрочные обязательства, всего	22 120 531	22 748 565	25 556 110	5,6	5	+3435579	+15,5
в том числе: заемные средства	–	–	–	–	–	–	–
3. Краткосрочные обязательства*, всего	49 755 258	52 081 077	61 829 913	12,6	12	+12074655	+24,3
в том числе: заемные средства	–	–	–	–	–	–	–
Валюта баланса	394 852 293	425 398 928	514 789 307	100	100	+119937014	+30,4

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

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 2.2 - 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 капитала организации.

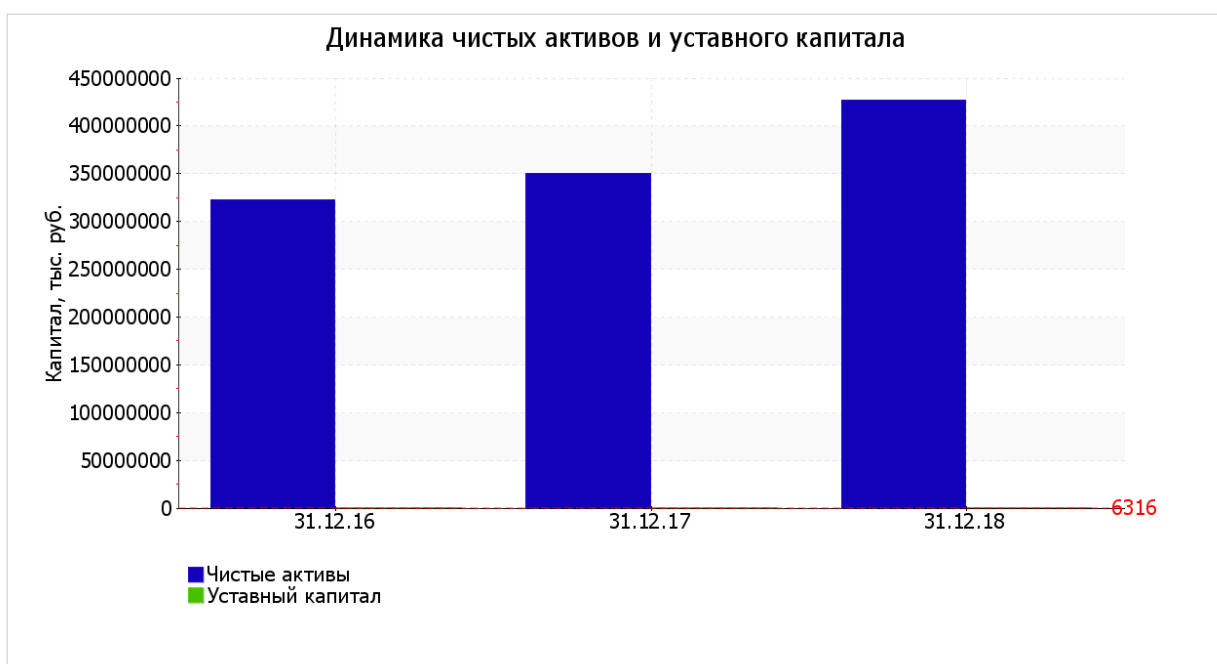


Рисунок 2.2 – Динамика чистых активов

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

2.2 Анализ финансовой устойчивости

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]

Абсолютные показатели финансовой устойчивости предприятия представлены следующими величинами:

1) Обеспеченность собственными оборотными средствами (СОС):

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

где СК – собственный капитал;

ВОА – внеоборотные активы.

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

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

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

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.

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

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

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

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.

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

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

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

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.

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

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

$$\text{И1 (2018)} = 208\,334\,207 - 5\,887\,581 = 202\,446\,626 \text{ тыс руб}$$

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

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

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

$$\text{И2 (2017)} = 177\,935\,718 - 5\,632\,508 = 172\,303\,210 \text{ тыс руб}$$

$$\text{И2 (2018)} = 233\,890\,317 - 5\,887\,581 = 228\,002\,736 \text{ тыс руб}$$

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

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

$$\text{И3 (2016)} = 174\,398\,911 - 4\,902\,819 = 169\,496\,092 \text{ тыс руб}$$

$$\text{И3 (2017)} = 177\,935\,718 - 5\,632\,508 = 172\,303\,210 \text{ тыс руб}$$

$$\text{И3 (2018)} = 233\,890\,317 - 5\,887\,581 = 228\,002\,736 \text{ тыс руб}$$

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 $\Delta \text{СОС}, \Delta \text{СД}, \Delta \text{ОИ} < 0$:

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

По всем трем вариантам расчета на 31 декабря 2018 г. наблюдается покрытие собственными оборотными средствами имеющихся у организации запасов, поэтому финансовое положение по данному признаку можно характеризовать как абсолютно устойчивое. Более того все три показателя

покрытия собственными оборотными средствами запасов за анализируемый период улучшили свои значения.

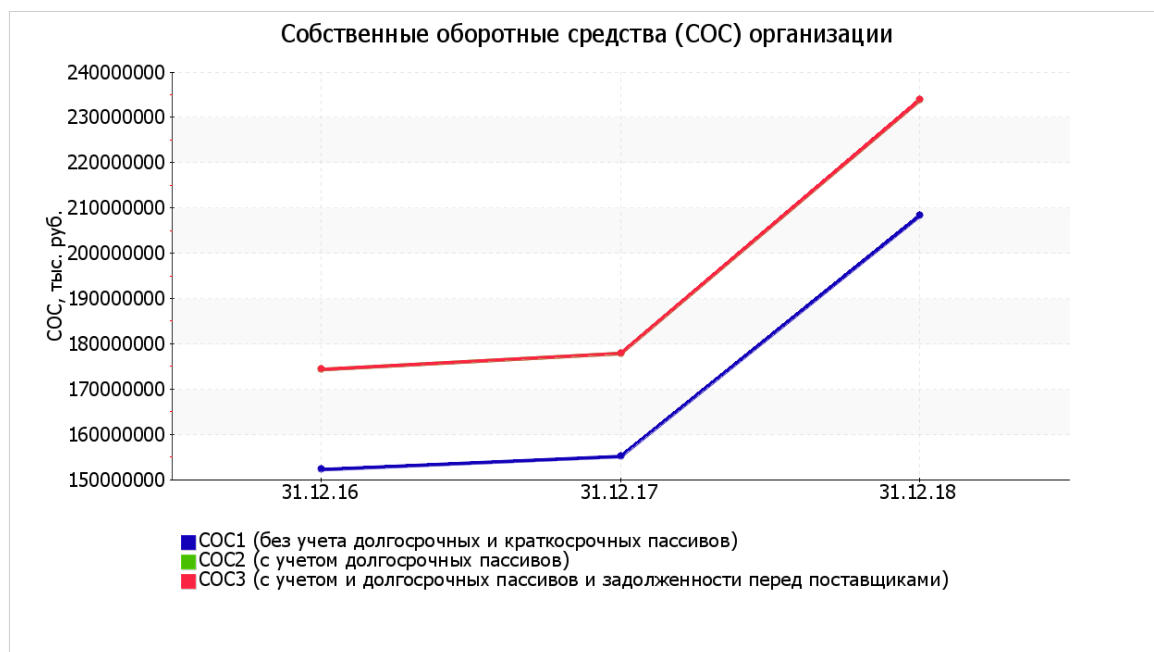


Рисунок 2.3 – собственные оборотные средства

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

Относительные показатели финансовой устойчивости предприятия представлены следующими коэффициентами:

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

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

где СК- собственный капитал.

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

$$K_{а(2017)} = \frac{350\,569\,286}{425\,398\,928} = 0,82$$

$$K_{а(2018)} = \frac{427\,403\,284}{514\,789\,307} = 0,83$$

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

$$K_c = CK / 3K \quad (8)$$

где 3К – заемный капитал.

$$K_c(2016) = 322\,976\,504 / 74829642 = 4,68$$

$$K_c(2017) = 350\,569\,286 / 74829642 = 4,68$$

$$K_c(2018) = 427403284 / 87386023 = 4,89$$

3) Коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами (КОсос):

$$КОСос = (СК - ВОА) / ОА \quad (9)$$

$$КОсос(2016) = (322\,976\,504 - 170\,698\,124) / 224\,154\,169 = 0,67$$

$$КОсос(2017) = (350\,569\,286 - 195\,382\,133) / 230\,016\,795 = 0,67$$

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

4) Коэффициент маневренности (КМ):

$$K_M = СОС / СК \quad (10)$$

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

$$K_M(2017) = (350\,569\,286 - 195\,382\,133) / 350\,569\,286 = 0,44$$

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

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

$$K_{фн} = 3К / \text{валюта баланса} \quad (11)$$

$$K_{фн}(2016) = 74829642 / 394\,852\,293 = 0,18$$

$$K_{фн}(2017) = 74829642 / 425\,398\,928 = 0,17$$

$$K_{фн}(2018) = 87386023 / 514789307 = 0,17$$

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

$$K_c = ОА / ВА \quad (12)$$

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

$$K_c(2017) = 230\,016\,795 / 195\,382\,133 = 1,17$$

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

Коэффициенты финансовой устойчивости представлены в приведенной таблице.

Таблица 2.3 – Коэффициенты финансовой устойчивости

Показатели	На начало периода	На конец периода	Изменение (+;-)
1. Коэффициент финансовой независимости	0,82	0,83	0,01
2. Коэффициент самофинансирования	4,68	4,89	0,21
3. Коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами	0,67	0,70	0,03
4. Коэффициент маневренности	0,47	0,49	0,02
5. Коэффициент финансовой напряженности	0,18	0,17	-0,01
6. Коэффициент соотношения оборотных и внеоборотных средств	1,31	1,35	0,04

- Коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами выше 0,1, говорит о том, что организация не зависит от заемных источников, при формировании своих оборотных активов, она в состоянии осуществлять бесперебойную финансово-хозяйственную деятельность.

- Коэффициент маневренности входит в данный диапазон 0,2-0,5, что подтверждает, о финансовой устойчивости предприятия.

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.

Далее произведем анализ ликвидности организации.

Платежеспособность предприятия определяется его возможностью и способностью своевременно и полностью выполнять платежные обязательства, вытекающие из торговых, кредитных и иных операций денежного характера.

Ликвидность предприятия определяется наличием у него ликвидных средств, к которым относятся наличные деньги, денежные средства на счетах в банках и легко реализуемые элементы оборотных ресурсов. Ликвидность отражает способность предприятия в любой момент совершать необходимые расходы.

Главная задача оценки ликвидности баланса - определить величину покрытия обязательств предприятия его активами, срок превращения которых в

денежную форму (ликвидность) соответствует сроку погашения обязательств (срочности возврата).

2.3 Анализ ликвидности и платежеспособности

Таблица 2.4 - 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 тыс. руб., (гр.2 - гр.6)
1	2	3	4	5	6	7	8
А1. 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
А2. 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
А3. Медленно реализуемые активы (прочие оборот. активы)	5 968 256	+12,8	≥	П3. Долгосрочные обязательства	25 556 110	+15,5	-19 587 854
А4. Труднореализуемые активы (внеоборотные активы)	219 069 077	+28,3	≤	П4. Постоянные пассивы (собственный капитал)	427 403 284	+32,3	-208 334 207

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

Рассчитаем относительные показатели ликвидности ОА «СНГ»:

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.

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

$$\text{Кбл}(2017) = (3641+1226884+222204347) / 48652921 = 4,62$$

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

3) Коэффициент текущей ликвидности/покрытия (Ктл)

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

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

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

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

Внесем полученные показатели в таблицу 7 и сделаем соответствующие выводы.

Таблица 2.5 – 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 уточненной ликвидности	0,5 – 0,8	4,65	4,62	5,15	0,5
Коэффициент текущей ликвидности	1-2	4,75	4,71	5,15	0,4

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 2.6 – 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.

2.4 Анализ деловой активности

Оценка деловой активности предприятия является важным составным элементом анализ эффективности финансово-хозяйственной компании. Под деловой активностью понимают скорость, с которой предприятие оборачивает используемые ресурсы.

В следующей таблице рассчитаны 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.

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):

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

$$\text{КОмз}(2016) = 326171119 / 0,5 * (5\,022\,509 + 1\,882\,405) = 94,47$$

$$\text{ПОмз}(2016) = 365 / 94,47 = 3,86$$

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

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

$$\text{КОмз}(2018) = 464\,922\,778 / 5\,760\,045 = 80,71$$

$$\text{ПОмз}(2018) = 365 / 80,71 = 4,52$$

3. Коэффициент оборачиваемости дебиторской задолженности (КОдз):

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

$$\text{КОдз}(2016) = 326\,171\,119 / 0,5 * (151\,943\,861 + 218\,864\,975) = 1,76$$

$$\text{ПОдз}(2016) = 365 / 1,76 = 207,38$$

$$\text{КОдз}(2017) = 361\,443\,881 / 0,5 * (218\,864\,975 + 222\,204\,347) = 1,64$$

$$\text{ПОдз}(2017) = 365 / 1,64 = 222,56$$

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

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

4. Оборачиваемость совокупного капитала

Коэффициент оборачиваемости совокупного капитала (Коск) отражает скорость оборота всего капитала предприятия (количество оборотов за период):

$$\text{Коск} = \text{Выручка} / \text{Среднегодовая величина активов} \quad (19)$$

где нг – данные на начало отчетного года;

кг – данные на конец отчетного периода.

$$\text{Коск}(2016) = 326\,171\,119 / 0,5 * (351\,014\,212 + 394\,852\,293) = 0,87$$

$$\text{Поск}(2016) = 365 / 0,87 = 419,54$$

$$\text{Коск}(2017) = 361\,443\,881 / 0,5 * (394\,852\,293 + 425\,398\,928) = 0,88$$

$$\text{Поск}(2017) = 365 / 0,88 = 414,77$$

$$\text{Коск}(2018) = 464\,922\,778 / 0,5 * (425\,398\,928 + 514\,789\,307) = 0,99$$

$$\text{Поск}(2018) = 365 / 0,99 = 368,68$$

5. Оборачиваемость собственного капитала

Коэффициент оборачиваемости собственного капитала (Коск) показывает скорость оборота собственного капитала или активность средств, которыми рискуют акционеры:

$$\text{Коск} = \text{Выручка} / \text{Средняя величина собственного капитала} \quad (21)$$

$$\text{Коск}(2016) = 326\,171\,119 / 0,5 * (285\,241\,675 + 322\,976\,504) = 1,07$$

$$\text{Поск}(2016) = 365 / 1,07 = 341,12$$

$$\text{Коск}(2017) = 361\,443\,881 / 0,5 * (322\,976\,504 + 350\,569\,286) = 1,07$$

$$\text{Поск}(2017) = 365 / 1,07 = 341,12$$

$$\text{Коск}(2018) = 464\,922\,778 / 0,5 * (350\,569\,286 + 427\,403\,284) = 1,19$$

$$\text{Поск}(2018) = 365 / 1,19 = 306,72$$

6. Фондоотдача основных средств

Фондоотдача отражает эффективность использования основных средств предприятия и рассчитывается по формуле:

$$\text{Фондоотдача} = \text{Выручка} / \text{Среднегодовая стоимость основных средств} \quad (28)$$

$$\Phi_o(2016) = 326\,171\,119 / 0,5 * (123\,766\,499 + 131\,443\,441) = 2,6$$

$$\text{Пфо}(2016) = 365 / 2,6 = 140,38$$

$$\Phi_o(2017) = 361\,443\,881 / 0,5 * (131\,443\,441 + 144\,783\,004) = 2,6$$

$$\text{Пфо}(2016) = 365 / 2,6 = 140,38$$

$$\Phi_o(2018) = 464\,922\,778 / 0,5 * (144\,783\,004 + 167\,929\,772) = 2,97$$

$$\text{Пфо}(2016) = 365 / 2,97 = 122,89$$

Внесем полученные показатели в табл. 9 и сделаем соответствующие выводы.

Таблица 2.7 – 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	94,47	68,6	80,7	-64	52%	12	118%
- дебиторской задолженности	1,76	1,64	1,8	-0,12	93%	0,16	109%

Продолжение таблицы 2.7

Показатели	2016	2017	2018	2017- 2016 (+;-)	Темп роста 2017 к 2016, %	2018- 2017 (+;-)	Темп роста 2018 к 2017, %
- собственного капитала	1,07	1,07	1,19	0	100%	0,12	111%
- совокупного капитала	0,87	0,88	0,99	0,1	101%	0,11	112,5%
Фондоотдача основных средств	2,6	2,6	2,97	0	100%	0,37	114%
5.Средняя длительность одного оборота, дни:							
- оборотных средств	123,7	226,2	203,5	102	183%	- 23	90%
- запасов	23,86	5,25	4,52	2,5	193%	-0,8	85%
- дебиторской задолженности	207,38	222,56	198,21	99	182%	- 21	90%
- собственного капитала	341,12	341,12	306,72	0	100%	-34,4	90%
- совокупного капитала	419,54	414,77	368,68	-4,77	99%	-46,09	89%

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.

2.5 Анализ финансовых результатов

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

Таблица 2.8 - 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

Продолжение таблицы 2.8

Показатель	Значение показателя, тыс. руб.			Изменение показателя		Средне- годовая величина
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2016 г.	2017 г.	
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

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.

Изменение выручки наглядно представлено ниже на графике.

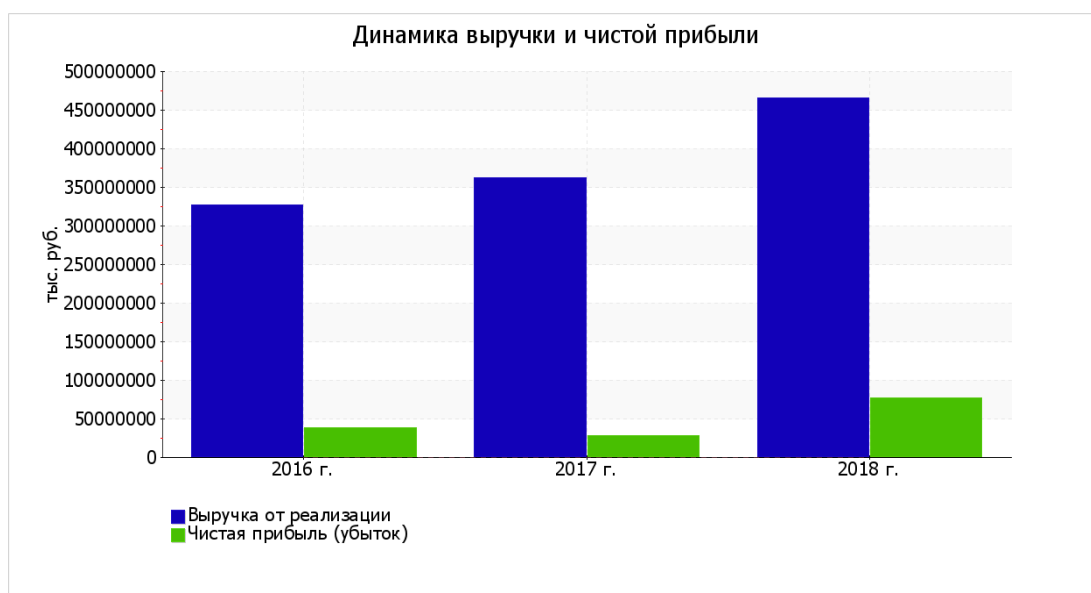


Рисунок 2.4 – Динамика финансовых результатов

Рентабельность – общий показатель экономической эффективности деятельности предприятия или использования капитала/ресурсов (материальных, финансовых и т.д.). Данный показатель необходим для анализа хозяйственной деятельности и для сравнения с другими предприятиями. [15]

Прибыль, выручка и объем продаж являются абсолютными показателями или экономическим эффектом и сравнивать эти данные нескольких предприятий некорректно, потому что подобное сравнение не покажет истинное положение дел.

В общем виде рентабельность показывает сколько рублей прибыли принесет один рубль, вложенный в активы или ресурсы. Для рентабельности продаж формула читается следующим образом: сколько копеек прибыли содержится в одном рубле выручки. Измеренный в процентах, данный показатель отражает эффективность деятельности. [16]

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:

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

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

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

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

3. Рентабельность оборотных активов:

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

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

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

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

4. Рентабельность активов:

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

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

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

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

5. Рентабельность основной деятельности:

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

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

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

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

7. Рентабельность продаж по прибыли от продаж:

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

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

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

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

Таблица 2.9 - 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 "САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ" содержалось XX,X коп. прибыли до налогообложения и процентов к уплате.

2.6 Анализ затрат АО «Самотлорнефтегаз»

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

Как видно из таблицы 2.10 (ПРИЛОЖЕНИИ А), 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.

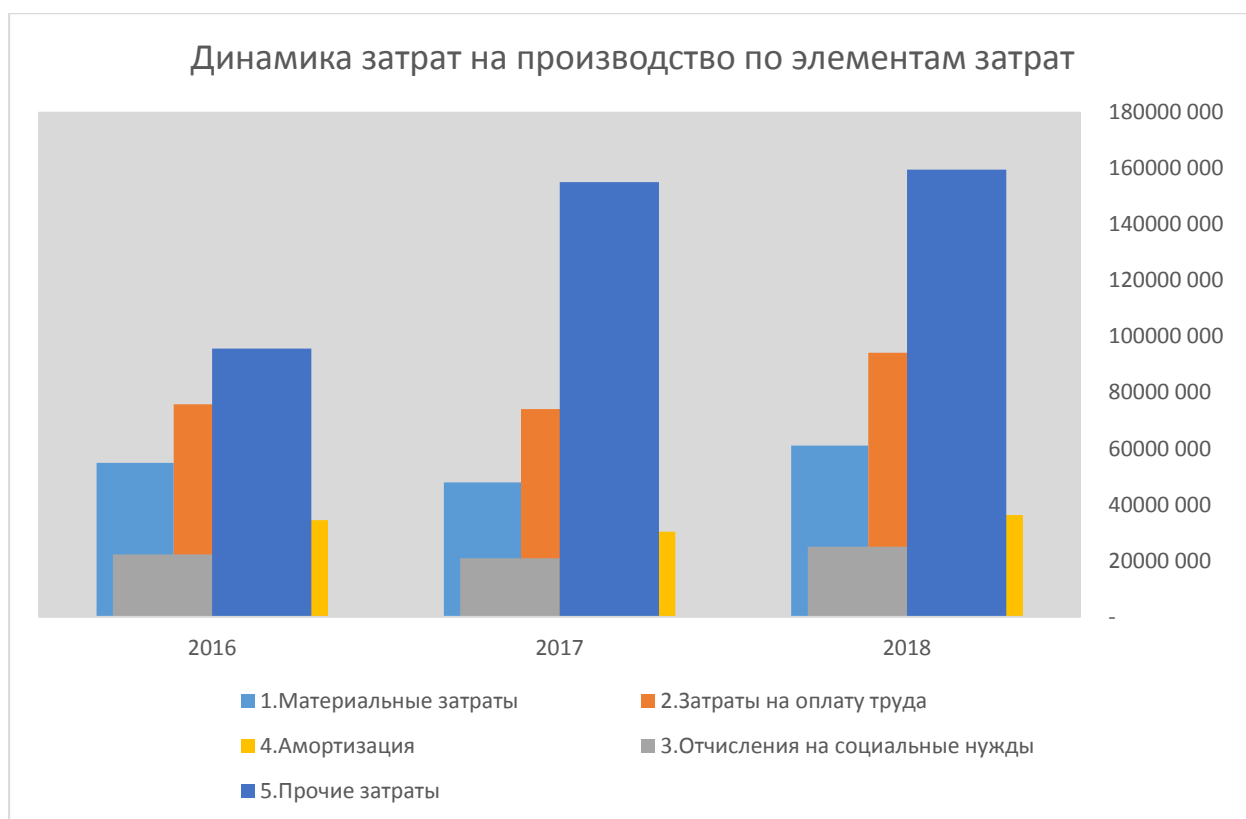


Рисунок 2.6 – Динамика затрат

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.

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

Таблица 2.11 - 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%	103 478 897	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_о) на сумму выручки от продаж (ВП).

$$31 = З_о / ВП \quad (25)$$

$$31(2016) = 285406982 / 326171119 = 0,9$$

$$31(2017) = 356588941 / 361443881 = 0,9$$

$$31(2018) = 404340237 / 464922778 = 0,8$$

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.

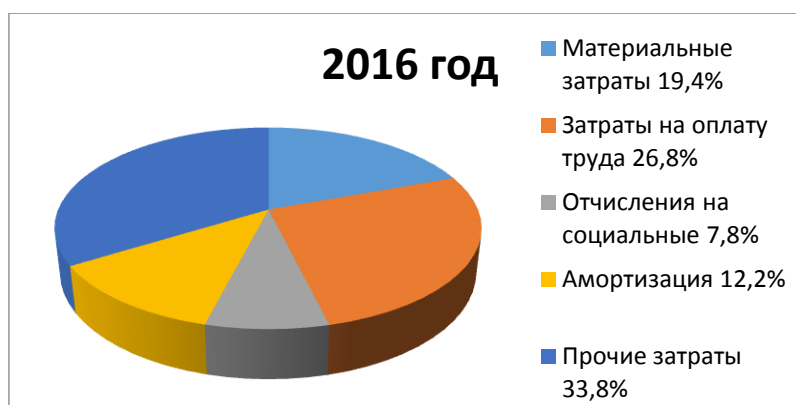


Рисунок 2.7 - Распределение затрат АО «Самотлорнефтегаз» по элементам, 2016 г. (%)

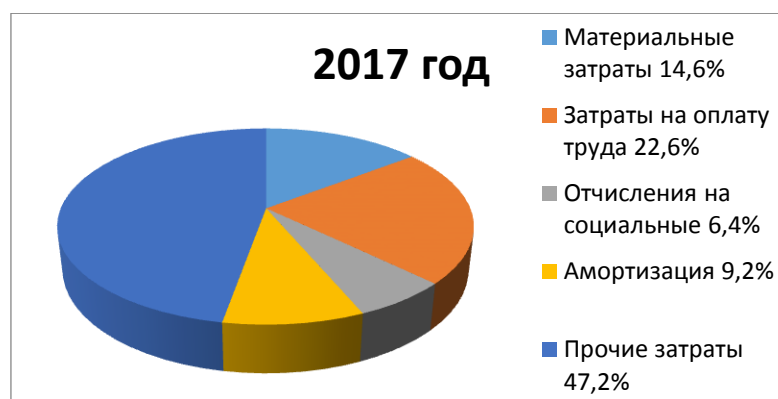


Рисунок 2.8 - Распределение затрат АО «Самотлорнефтегаз» по элементам, 2017 г. (%)

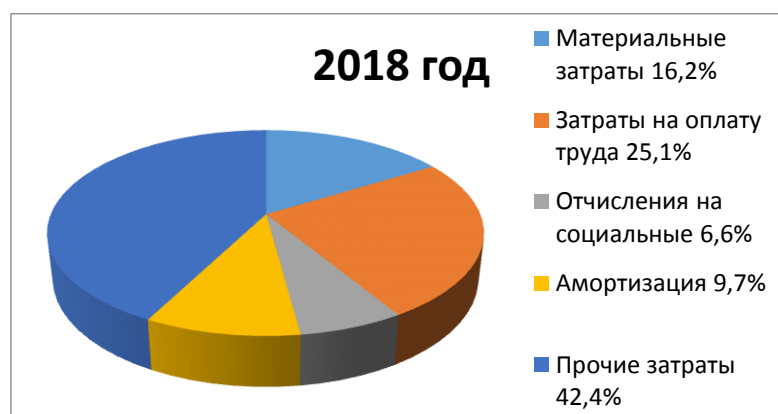


Рисунок 2.9 - Распределение затрат АО «Самотлорнефтегаз» по элементам, 2018 г. (%)

Из рисунков 2.7 - 2.9 видно, что общее количество затрат в 2018 году, относительно 2016 года уменьшилось на 92 955 250 руб. Основную часть затрат занимают прочие затраты – их доля в 2016 году составила 33,8%, в 2017 году - 47,2% и в 2018 году- 42,4%.

Доля затрат на оплату труда в 2017 году уменьшилась на 4,2%, а в 2018 году увеличилась на 2,5%. Доля амортизации уменьшилось в динамике с 2016 по 2018 год на 2,5%. Доля на социальные выплаты в динамике с 2016 по 2018 г. уменьшилась на 1,2%.

2.7 Анализ производственно-хозяйственной деятельности предприятия

Производственная деятельность - это совокупность действий работников с применением средств труда, необходимых для превращения ресурсов в готовую

продукцию, включающих в себя производство и переработку различных видов сырья, строительство, оказание различных видов услуг. Производственная деятельность АО «Самотлорнефтегаз» характеризуется рядом технико-экономических показателей, представленных в таблице 2.1.

Таблица 2.11 - Техничко-экономические показатели АО «Самотлорнефтегаз»

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя			Процент изменения	
		2016 г.	2017 г.	2018 г.	2016г. к 2015г.	2017г. к 2016 г.
Добыча нефти	Тыс. тн.	22194,32	21199,377	20213,209	-994,943	-986,168
Добыча газа	Млн. м3	4658,418	5535,285	5623,684	-876,876	88,399
Объём реализации нефти	Тыс. тн.	22071,225	21028,624	20075,410	-1042,601	-953,214
Объём реализации газа	Тн./сут.	4526,890	4864,771	4968,414	337,881	103,643
Действующий нефтяной фонд	Скв.	6450	6684	6854	234	170

Из данных таблицы видно, что добыча нефти в 2017 году сократилась на 4,87%, а в 2018 году - на 4,79%. Это связано с постепенным истощением запасов нефти, о чем свидетельствует и снижение среднего суточного дебита скважин на 6,31% и 2,1% в 2016 и 2017 гг. соответственно, а также повышение обводнённой.

Для решения проблемы падения объемов добычи нефти в 2017 г. в эксплуатацию были введены $6450-6684=234$ скважин, а в 2018 г. $6684-6854=170$ скважины. Это, соответственно, привело к увеличению объемов добычи жидкости и закачки жидкости. Введение в действие скважин способствует увеличению количества КРС и ТРС в связи с необходимостью их обслуживания. Другой причиной увеличения количества ремонтов является также постепенное устаревание и изнашивание действующего оборудования.

Повышение интенсивности использования технологии гидроразрыва пласта (ГРП), являющейся эффективным методом увеличения дебита скважин, связано с попытками обеспечить требуемые объемы добычи нефти. Этой же причиной объясняется и увеличение количества операций по зарезке вторых стволов: путем бурения вторых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудно извлекаемые запасы нефти.

3 РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ АО «САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ»

3.1 Производственный план

АО «Самотлорнефтегаз» специализируется на добыче углеводородного сырья. Предприятие успешно конкурирует с другими организациями на нефтяном рынке. Однако по сравнению с конкурентами у «Самотлорнефтегаз» все же есть существенный недостаток - уровень качества технической базы. На сегодняшний день многое оборудование, используемое на предприятии, является устаревшим. А ведь от состояния активной части основных фондов напрямую зависят результаты деятельности фирмы.

Установка электроприводного центробежного насоса (УЭЦН), относится к погружным бесштанговым насосным установкам. Оборудование УЭЦН состоит из погружной части, спускаемой в скважину вертикально на колонне НКТ, и наземной части соединенные между собой погружным силовым кабелем.

Погружная часть оборудования УЭЦН представляет собой насосный агрегат, вертикально спущенный в скважину на колонне НКТ, состоящий из ПЭД (погружного электродвигателя), узла гидрозащиты, модуля приёма жидкости, самого ЭЦН, обратного клапана, спускного (дренажного) клапана. Корпуса всех узлов погружной части УЭЦН представляют собой трубы, имеющие фланцевые соединения для сочленения друг с другом, за исключением обратного и спускного клапанов, которые прикручиваются к НКТ резьбой. Длина погружной части в собранном виде может достигать более 50 метров. Частью погружного оборудования так же является погружной бронированный трёхжильный кабель, длина которого на прямую зависит от глубины спуска погружной части УЭЦН.

Отечественные производители:

- Алмаз;
- Борец;
- ЛУКОЙЛ ЭПУ Сервис;
- Новомет;

- Римера-Алнас;
- БЭНЗ;
- Ижнефтепласт;
- Новые технологии;
- Тюменские насосы Шлюмберже;
- РИНПО;
- АО "ЛЕПСЕ";
- ООО "ТатПром-Холдинг";

В настоящее время самыми крупными производителями УЭЦН за рубежом являются:

- REDA — США
- Centrilift — США
- ESP — США

В последние годы большую активность проявляют также изготовители УЭЦН из Китайской Народной Республики.

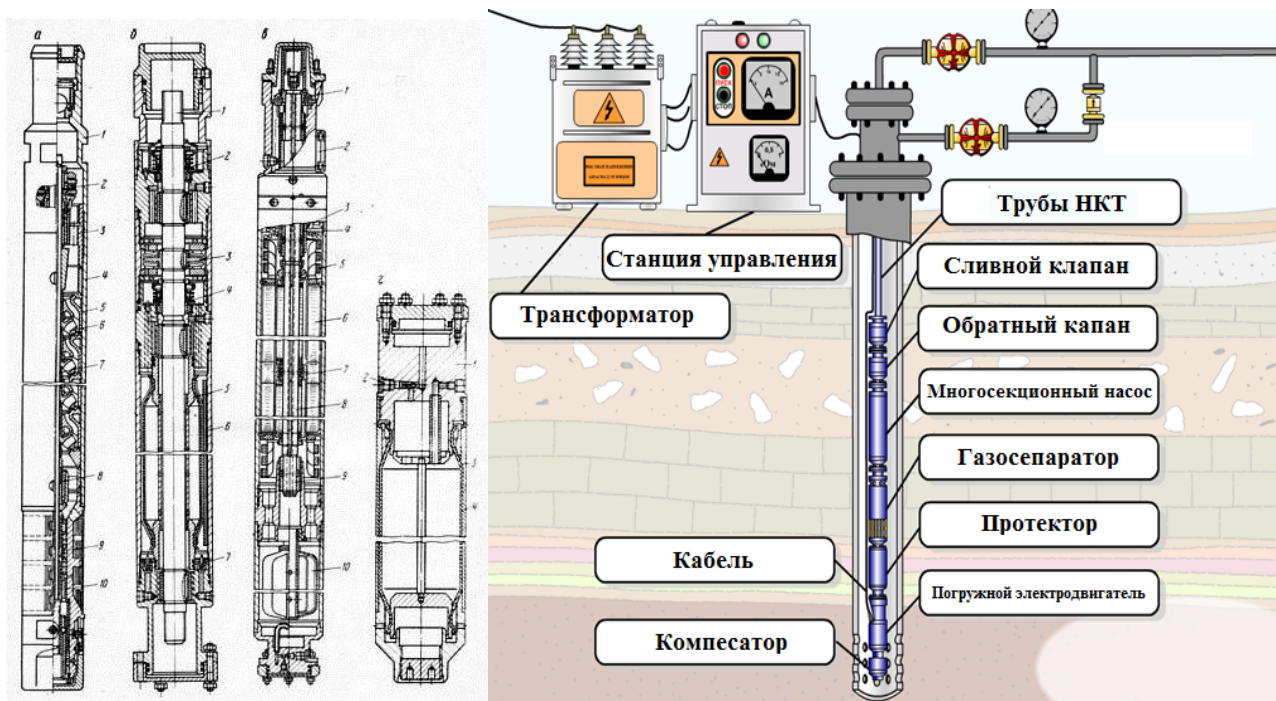


Рисунок 3.1 – Установка центробежного насоса.

Данная установка должна монтироваться прямо в процессе спуска конструкции в ствол скважины. Сбор элементов производится в

последовательном порядке, по направлению снизу вверх, в том числе и соединение кабеля с установкой и к трубам. Крепление осуществляется посредством металлических особых поясов; кабель, ведущий на поверхность, подключается к трансформатору и станции, которая выполняет функцию управления.

Необходимость эксплуатации ЭЦН в скважине накладывает ограничения на диаметр насоса.

Большинство применяемых центробежных насосов для добычи нефти не превышает 103 мм (5А габарит насоса). В то же время длина ЭЦН в сборе может достигать 50 м.

Основными параметрами, определяющими характеристики работы насоса, являются: номинальный дебит или производительность (м³/сут), развиваемый напор при номинальном дебите (м), частота вращения насоса (об/мин).

В зависимости от размера выделяют следующие габариты насосов:

- Габарит 5, внешний диаметр 92 мм (для обсадной колонны 123,7 мм)
- Габарит 5А, внешний диаметр 103 мм (для обсадной колонны 130 мм)
- Габарит 6, внешний диаметр 114 мм (для обсадной колонны 148,3 мм)

Зарубежные компании применяют другую систему классификации насосов по габаритам:

- тип А, серия 338, внешний диаметр 3.38" (для обсадной колонны 4 ½")
- тип D, серия 400, внешний диаметр 4.00" (для обсадной колонны 5 ½")
- тип G, серия 540, внешний диаметр 5.13" (для обсадной колонны 6 5/8")
- тип S, серия 538, внешний диаметр 5.38" (для обсадной колонны 7")
- тип H, серия 562, внешний диаметр 5.63" (для обсадной колонны 7")

Ведущие производители УЭЦН Новомет, г. Пермь; Борец, г. Москва, Алнас, г. Альметьевск, Алмаз, г. Радужный, Ижнефтепласт, г. Ижевск.

Российский рынок УЭЦН характеризуется высоким уровнем насыщения и обладает ограниченными возможностями для роста.

Это подтверждается невысокими темпами роста данного рынка и высокий уровень слияний и поглощений среди участников.

3.2 Сущность инвестиционного мероприятия

Инвестиционный проект - комплекс взаимосвязанных мероприятий, предполагающий определенные вложения капитала в течение ограниченного времени с целью получения доходов в будущем или как комплекс организационно-правовых, расчетно-финансовых и конструкторско-технических документов, необходимых для обоснования и проведения соответствующих работ по достижению целей инвестирования.

Значительная часть нефтяных месторождений России сегодня находится на поздних и завершающих стадиях эксплуатации. Для этого этапа характерны малые темпы добычи, высокая обводненность, большие объемы закачки жидкости в систему ППД. По этой причине в отечественной нефтяной отрасли наблюдается тенденция к росту скважин на малодебитном фонде. По разным подсчетам, фонд действующих нефтяных скважин с дебитом менее 30 м³/сут составляет порядка 30% от всего фонда скважин. Сложные условия эксплуатации требуют новых, инновационных конструкторских решений в части оборудования для нефтедобычи.

Доля малодебитных скважин в РФ составляет около 30-40%, и большинство из них имеют осложняющие факторы: высокое содержание свободного газа, механических примесей, коррозия, солеотложение. Острой проблемой является внедрение эффективной технологии их эксплуатации со средней наработкой не менее 600 суток.

В соответствии с этим, становится актуальной задача разработки, исследования и опытно-промышленного внедрения инновационных технологий добычи нефти в осложненных условиях с применением погружных насосных систем. Необходимо новое комплектное оборудование с особой конструкцией ступеней, насоса и других элементов установки.

В выпускной квалификационной работе рассмотрено УЭЦН нового поколения для эксплуатации малодебитных скважин с высоким содержанием свободного газа и механических примесей.

Новая концептуальная разработка соответствует всем необходимым условиям. Конструкторские особенности и изменения затрагивают разные элементы установки электроцентробежных насосов для нефтедобычи.

Одна из особенностей нового электроцентробежного насоса - рабочие колеса с особым дополнительным лопаточным венцом. Он позволяет оптимизировать действующую на рабочее колесо осевую силу, уменьшая ее почти в три раза. За счет сочетания ячеек и каналов в дополнительном лопаточном венце происходит эффективное диспергирование газожидкостной смеси, поэтому допустимое содержание свободного газа увеличено на 10%.

Для эксплуатации скважин с высоким содержанием свободного газа и механических примесей также были разработаны гидрозашиты нового поколения с динамическим лабиринтом. Компенсирующий элемент может быть диафрагменного или поршневого типа, с двумя газовыми колоколами в конструкции.

Такая гидрозашита имеет несколько преимуществ над серийными аналогами:

- Гравитационный лабиринт для защиты верхнего торцевого уплотнения заменен динамическим лабиринтом (газовым колоколом), который имеет абсолютную надежность, так как подвижные торцевые уплотнения, работающие в неблагоприятных условиях, заменены на неподвижное уплотнение, которое износу не подлежит.
- Эффективность сепарации динамического лабиринта выше в 300 раз по сравнению с гравитационным лабиринтом, так как центробежное ускорение на внешнем радиусе динамической втулки в соответствующее число раз превышает ускорение свободного падения.

- При наличии даже свободного газа под колоколом образуется газовая область, отделяющая торцевое уплотнение не только от механических примесей, но и от пластовой жидкости.
- Нижний газовый лабиринт в ниппеле защищает поршневой модуль от механических примесей и отложения солей, тем самым устраняется вероятность заклинивания поршня.
- Монтажная высота поршневого протектора уменьшена по сравнению с аналогом на 40%, снижена стоимость ремонта за счет меньшего числа деталей.
- Наличие фильтра-теплообменника и шнека в зоне узла пяты, позволяет охлаждать упорный подшипник;

Предлагаемый инвестиционный проект не предусматривает каких-либо изменений в организационной структуре предприятия. Внедрение нового оборудования будет осуществляться имеющимися структурными подразделениями. Поиск потенциальных поставщиков нового оборудования и подрядчиков для его монтажа находится в пределах компетенции Департамента по обеспечению услугами (отдела производственных услуг). Составлением и заключением договоров занимается Департамент по договорной работе.

Инвестиционные издержки (капиталовложения в период создания и оснащения бригады) включают в себя: затраты на покупку оборудования, инструмента, вспомогательных материалов, необходимых для выполнения обслуживания насоса (таблица 3.1).

Амортизационных отчислений основных фондов, составляют 484 200 рублей в год.

Таблица 3.1 – Капитальные вложения.

Наименование	Сумма, руб.
1. Оборудование	
1.1 Установка электроприводного центробежного насоса нового поколения	2 935 000,00
1.2 Строительно-монтажные работы	800 000,00

Продолжение таблицы 3.1

2. Инструменты и приспособления	300 000,00
Стоимость основных фондов, тыс.руб.	4 035 000,00
Амортизация	484 200,00
Экономический эффект	
Наименование	
1. Дополнительная выручка от реализации услуг , руб.	4 900 000,00
2. Сокращение затрат на подготовительно-заключительные работы, руб.	0,00
3. Экономический эффект от реализации услуг, руб.	4 900 000,00
Текущие затраты	
Наименование	Всего текущих затрат, руб.
1. Материальные затраты	255 000,00
1.2 Сырье и материалы (топливные ресурсы)	50 000,00
1.3 Энергетические ресурсы	35 000,00
1.4 Транспортные расходы	40 000,00
2. Затраты на оплату труда	1 910 000,00
3. Социальные выплаты	573 000,00
4. Амортизация основных фондов	484 200,00
5. Прочие затраты	81 450,00
Итого затрат:	3 303 650,00
Текущие издержки без амортизации	2 819 450,00
Итог затрат (всего):	4 035 000,00

Работа бригады будет осуществляться в одну смену с пятидневной рабочей неделей. Численный состав бригады составляет 11 человек.

Для обеспечения руководства бригадой необходим 1 мастер (1чел.).

Затраты на оплаты труда на созданную бригаду, исходя из нормативного уровня заработной платы, с учетом отчислений на социальные нужды (34%) составит – 1 910 000,00 рублей в год.

Текущие издержки включают в себя также материальные затраты: вспомогательные материалы, затраты на обеспечение средствами охраны труда и техники безопасности, которые в сумме составят 255 000 рублей.

Прочие расходы включают в себя: обслуживание телефонной сети, электроэнергию, охранные услуги, обслуживание горводоканала, теплоэнергию и т.п. Они составят 81 450 рублей.

Текущие издержки производства работ по ремонту и техническому обслуживанию при осуществлении инвестиционного проекта составят 3 303 650,00 рублей (таблица 3.2).

Объем выполняемых услуг составит 156, а выручка от их реализации 3 900 000 рублей (таблица 3.3)

Таблица 3.2 - Текущие издержки производства

Наименование	всего	в том числе	
		постоянные издержки	переменные издержки
1 1 Материальные затраты	255000	-	255000
2 Затраты на оплату труда	1910000	-	1910000
3 Страховые взносы	573000	-	573000
4 Амортизация	484200	484200	-
5. Сырье и материалы (топливные ресурсы)	50000	-	50000
1.3 Энергетические ресурсы	35000	-	35000
1.4 Транспортные расходы	40000	-	40000
5 Прочие расходы	81450	65200	16250
Итого прямые затраты	3303650	2956000	-
Итого расходов	3303650	2956000	

Таблица 3.3 - Объем выполняемых услуг и выручка от реализации

Наименование	Значение
1 Количество ремонтов проводимых за год	156
2 Цена одной услуги в тыс. руб. (без НДС)	25
3 Выручка от реализации услуг (тыс. руб.)	3900

3.3 Методические основы оценки эффективности инвестиционного предложения.

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

Выделяют следующие показатели эффективности инвестиционного проекта относительно интересов его участников:

- показатели коммерческой (финансовой) эффективности, учитывающие финансовые последствия реализации проекта для его непосредственных участников;
- показатели бюджетной эффективности, отражающие финансовые последствия проекта для федерального, регионального или местного бюджетов;
- показатели экономической эффективности, учитывающие затраты и результаты, связанные с реализацией проекта, выходящие за пределы прямых финансовых интересов участников инвестиционного проекта и допускающие стоимостное измерение.

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

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

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

$$\alpha_t = 1/(1+E)^t, \quad (25)$$

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

T - период планирования;

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

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

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

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t^+) x \alpha_t - K \quad (26)$$

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

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

α_t - коэффициент дисконтирования.

K - сумма дисконтированных капиталовложений, вычисляемая по формуле:

$$K = \sum_{t=0}^T K_t x \alpha_t \quad (27)$$

где K_t - капиталовложения на t -ом шаге.

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

Индекс доходности - это отношение приведенного эффектам к приведенным капиталовложениям:

$$\text{ИД} = 1 / K \cdot \sum (R_t - Z_t^+) \cdot 1 / (1 + E)^t \quad (28)$$

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

Внутренняя норма доходности - это норма дисконта ($E_{\text{внд}}$), при которой величина приведенных эффектов равна приведенным капиталовложениям, то есть $E_{\text{внд}}$ находится из уравнения:

$$\sum_{t=0}^T \frac{R_t - Z_t^+}{(1 + E_{\text{внд}})^t} = \sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1 + E_{\text{внд}})^t} \quad (29)$$

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

Срок окупаемости - это минимальный временной интервал (от начала осуществления проекта), за пределами которого ЧДД становится и в дальнейшем остается неотрицательным.

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

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

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

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

Необходимым критерием осуществимости инвестиционного проекта является положительность сальдо накопленных денежных потоков в любом временном интервале, в котором осуществляют затраты и получают доходы.

Отрицательная величина сальдо накопленных денежных потоков свидетельствует о необходимости привлечения дополнительных собственных или заемных средств и отражения этих средств в расчетах эффективности.

3.4 Оценка эффективности внедрения УЭЦН нового поколения

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

- продолжительность периода планирования принята 7 лет (7 шагов);
- в качестве шага планирования принят один год;
- норма дисконта принята на уровне 15 % в год;
- цены, тарифы и нормы не изменяются на протяжении всего периода планирования;

Продолжительность периода определена исходя из среднего срока службы технологических машин и оборудования

Норма дисконтирования установлена из условий:

- ключевая ставка ЦБ РФ – 7,5 %;
- риск недополучения прибыли 7,5 %.

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

Результаты расчетов по оценке коммерческой эффективности проекта представлены в таблицах 3.4-3.8 (ПРИЛОЖЕНИЕ Б,В,Г,Д,Е)

За период планирования, жизненный цикл (7 лет), инвестиционный проект потребует 4 035 000,00 руб. капитальных вложений и принесет 10 216 640,00 руб. чистой прибыли.

Чистый реальный доход проекта составит 10 055 240,00 тыс. руб., чистый дисконтированный доход – 5 053 944,07 тыс. руб.

Индекс доходности исчисленный по реальным потокам равен 3,492, а исчисленный по дисконтированным потокам – 2,252

Внутренняя норма доходности инвестиций составляет 75 % в год (рисунок 3.2).

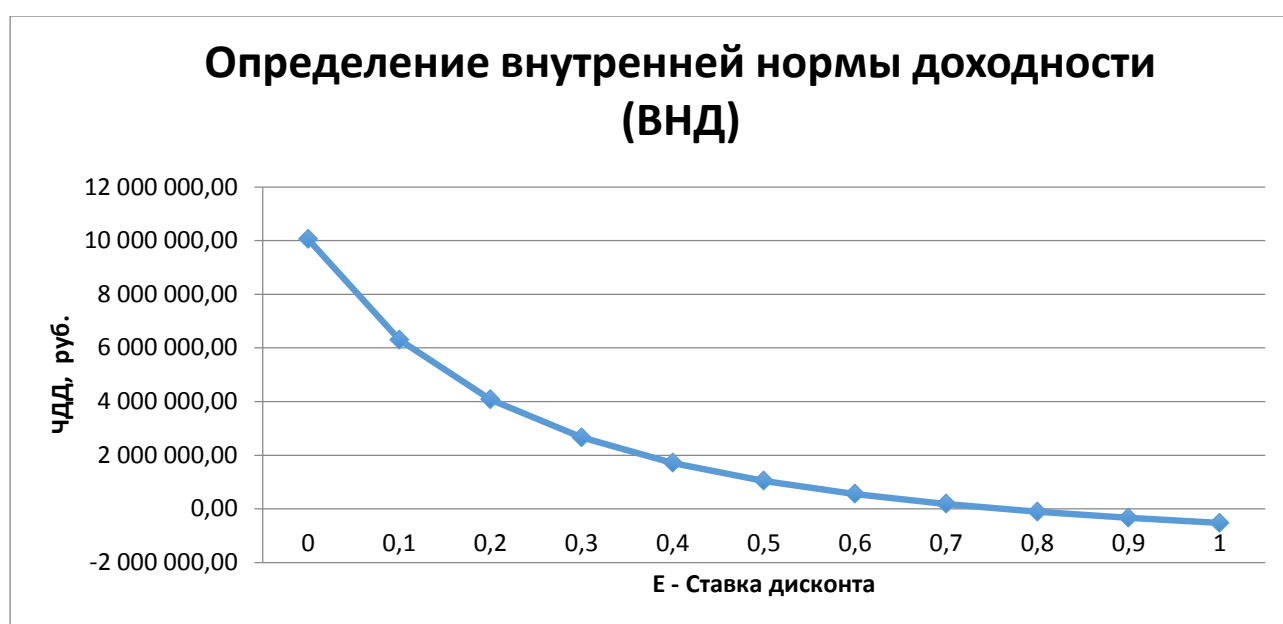


Рисунок 3.2 - Внутренняя норма доходности.

Срок окупаемости проекта, исчисленный по дисконтированным потокам составляет 1,4 год.

Наглядно о формировании показателей эффективности проекта можно судить по рисунку 3.3.

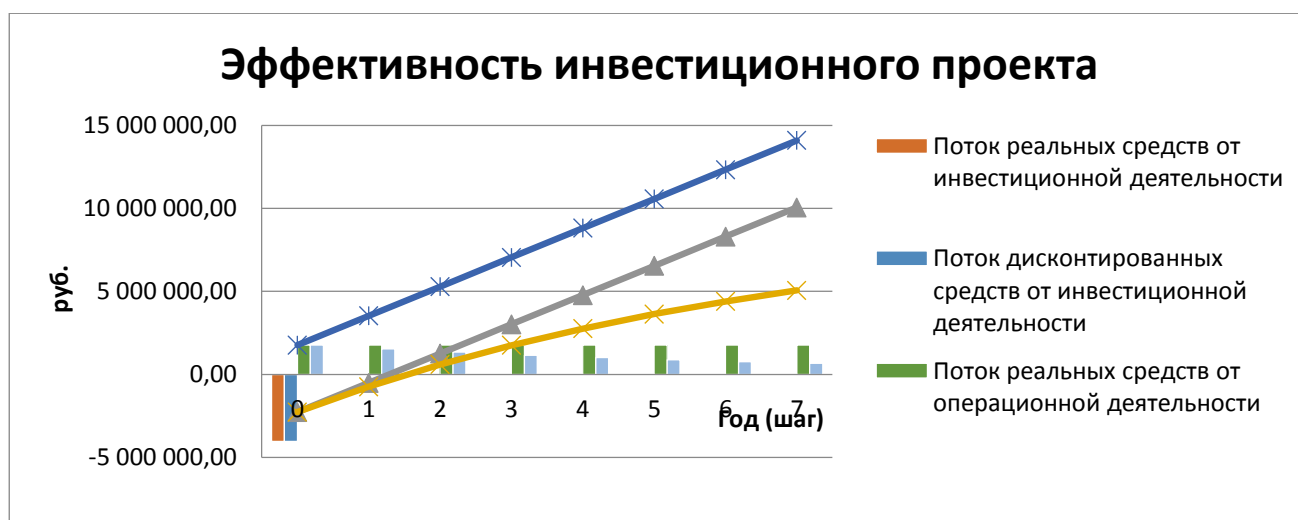


Рисунок 3.3 – Эффективность инвестиционного проекта.

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.

3.5 Анализ чувствительности проекта к риску

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

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

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

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 3.9 - Значение ЧДД при варьируемых показателях

	-15%	-10%	-5%	0	5%	10%	15%
Экономический эффект	1817788,81			9088944,07			16360099,32
Текущие издержки		14360531,63		9088944,07		3817356,51	
Налоги			9179833,51	9088944,07	8998054,63		

На рисунке 3.3 представлена диаграмма «Паук» для предлагаемого мероприятия.

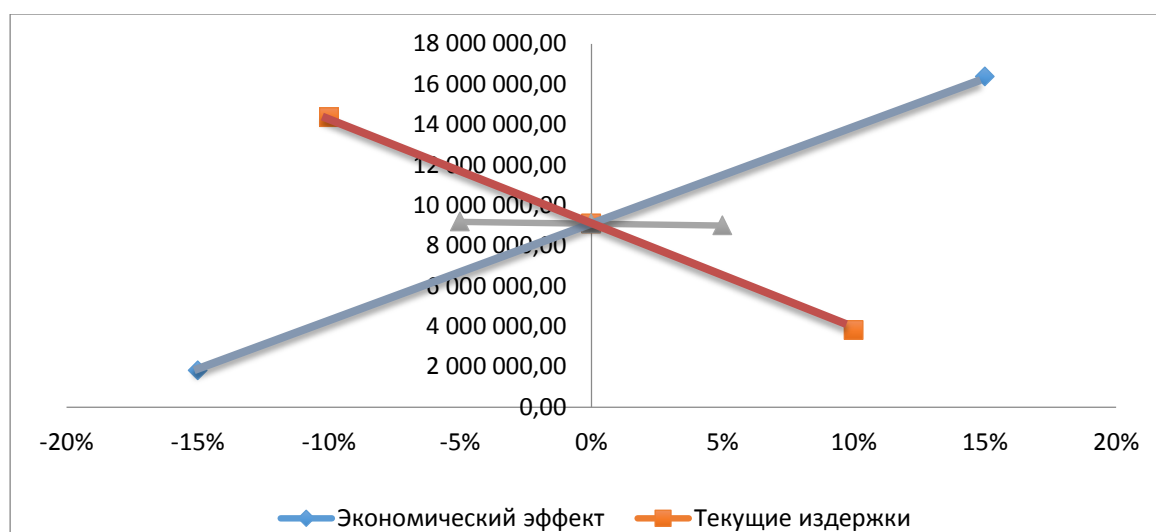


Рисунок 3.4 - Диаграмма «Паук»

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе были рассмотрены различные аспекты деятельности АО «Самотлорнефтегаз». Приводится не только характеристика предприятия в целом, но и детальный анализ его деятельности.

АО «Самотлорнефтегаз» можно охарактеризовать как динамично развивающееся предприятие. Организация относится к нефтегазовой отрасли, одной из ключевых отраслей экономики России, и занимает в ней прочные позиции. Результаты анализа места предприятия на рынке демонстрируют, что предприятие обладает мощным потенциалом и широкими перспективами развития. Одними из ключевых направлений, способствующих успешной реализации данного потенциала, являются модернизация и техническое перевооружение производства. В связи с этим стратегия предприятия была обозначена как стратегия нововведений, сущность которой состоит в использовании в производстве современных технологий и оборудования.

Анализ финансово-хозяйственной деятельности АО «Самотлорнефтегаз» показал отрицательную динамику отдельных финансовых показателей, что может быть вызвано неблагоприятной экономической ситуацией. Тем не менее, в целом наблюдается тенденция к повышению финансовой устойчивости и деловой активности предприятия. Таким образом, основной задачей организации на данном этапе является укрепление позиций на рынке.

В работе представлен один из путей решения данной проблемы. Предлагаемое мероприятие затрагивает техническую сторону организации производственного процесса и, таким образом, направлено на реализацию обозначенной стратегии. Суть мероприятия состоит в установке электроцентробежного насоса нового поколения с использованием гидрозащиты.

Анализ данного проекта показал, что он является коммерчески эффективным. Проект имеет небольшой срок окупаемости и низкий уровень риска. Следовательно, вложение в него капитала является экономически целесообразным. Таким образом, последовательное решение поставленных задач

позволило полностью реализовать цель данной работы, результатом которой выступает разработанный на основе тщательного анализа экономически обоснованный проект, направленный на повышение эффективности деятельности АО «Самотлорнефтегаз». Внедрение данного проекта призвано усовершенствовать организацию технологического процесса на предприятии, что даст эффект в виде повышения рентабельности производства и укрепления положения предприятия на рынке.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Абдукаримов, И.Т. Анализ финансового состояния и финансовых результатов предпринимательских структур / Абдукаримов И.Т., Беспалов М.В. // Учебное пособие. – М.: Инфра-М, 2014. – 215с.
- 2 Басовский, Л.Е. Прогнозирование и планирование в условиях рынка./ Басовский Л.Е. // М.: Инфра-М, 2014. – 260с.
- 3 Басовский, Л.Е. Комплексный экономический анализ хозяйственной деятельности / Басовский Л.Е., Басовская Е.Н. // Учебное пособие. – М.: Инфра-М, 2015. – 366с.
- 4 Батова, Т.Н Экономика промышленного предприятия. / Т.Н. Батова, О.В. Васюхи. и др. // – СПб.: ГУИТМО, 2017.
- 5 Беляев, В.И. Менеджмент: Учебное пособие / В.И. Беляев, И.Э. Берзинь, Н.Ю. Иванова; Под ред. С.Г. Фалько. // М.: КноРус, 2016. – 250 с.
- 6 Бердникова, Т.Б. Анализ и диагностика финансово-хозяйственной деятельности предприятия / Бердникова Т.Б. // М.: Инфра-М, 2011. – 215с.
- 7 Берзон, Н. И. Анализ финансового состояния и финансовых результатов предпринимательских структур / Берзон Н. И., Беспалов М.В., Абдукаримов И.Т. // Учебное пособие. – М.: Инфра-М, 2013. – 215с.
- 8 Варламова, Т.П. Финансовый менеджмент: Учебное пособие. / Варламова Т.П., Варламова М.А. // М.: «Дашков и Ко», 2017. – 304с.
- 9 Вахрушина, М. А. Анализ финансовой отчетности / Вахрушина М. А. // Учебник. – М.: Вузовский учебник, 2013. – 431с.
- 10 Войтоловский, Н.В. Экономический анализ: Основы теории. Комплексный анализ хозяйственной деятельности организации / Войтоловский Н.В., Калинина А.П., Мазурова И.И. // Учебник. – М.: Юрайт, 2016. – 507с. 71
- 11 Воронина, М.В. Финансовый менеджмент / Воронина М.В. // Учебник. – М.: «Дашков и Ко», 2015. – 400с.

12 Герасимова, В.Д. Анализ и диагностика финансово-хозяйственной деятельности промышленного предприятия / Герасимова В.Д. // Учебное пособие. – М.: КноРус, 2014. – 360с.

13 Головач, О.В. Анализ хозяйственной деятельности в промышленности / Головач О.В., Зарецкий В.О. // Учебное пособие. – Мн.: Современная школа, 2015. – 800с.

14 Горемыкин, В.А. Планирование на предприятии: учебник для бакалавров / Горемыкин В.А. // – М.: Юрайт, 2016. – 696с.

15 Гражданский кодекс Российской Федерации. Часть вторая от 26 января 1996 г. № 14-ФЗ (ред. от 28.03.2017 г.). – М.: СПС «Гарант», 2017.

16 Гражданский кодекс Российской Федерации. Часть первая от 30 ноября 1994 г. № 51-ФЗ (ред. от 30.03.2016 г.). – М.: СПС «Гарант», 2017.

17 Дрогомирецкий, И.И. Планирование на предприятии. Конспект лекций / И.И. Дрогомирецкий, Е.Л. Кантор, Г.А. Маховикова. // - Люберцы: Юрайт, 2015. - 140 с.

18 Зяблицкая, Н.В. Проблемы проведения финансового анализа в современных условиях / Н.В. Зяблицкая, А.П. Радионова //Мультидисциплинарный научный журнал «Архивариус».–2018.–Том 28.08.2018 № №8.– С.87-91

19 Зяблицкая, Н.В. Основные характеристики процесса адаптации предприятий к современным условиям / Н.В. Зяблицкая //Теория и практика общественного развития.–2015.–Том 24.– С.144-146

20 Иванов, И.Н. Экономический анализ деятельности предприятия / Иванов И.Н. // Учебник. – М.: Инфра-М, 2013. – 348с.

21 Канке, А.А. Анализ финансово-хозяйственной деятельности предприятия / Канке А.А., Кошечкина И.П // Учебное пособие. – М.: Форум, 2015. – 288с.

22 Кирьянова, З.В. Анализ финансовой отчетности / Кирьянова З.В., Седова Е.И. // Учебник для бакалавров. – М.: Юрайт, 2014. – 428с.

23 Ковалев, В. В. Финансовый менеджмент: теория и практика / Ковалев В. В. // М.: Проспект, 2016. – 1024с.

24 Кравченко, А.И. Основы менеджмента: управление людьми: Учебное пособие для студентов вузов / А.И. Кравченко, К.А. Кравченко. // - М.: Аккад. Проект, 2016. - 399 с.

25 Незамайкин, В.М. Финансовый менеджмент / Незамайкин В.М., Юрзинова И.Л. // Учебник. – М.: Юрайт, 2015. – 467с.

26 Новашина, Т.С. Экономика и финансы предприятия / Новашина Т.С., Карпунин В.И., Леднев В.А. // Учебник. – М.: МФПУ «Синергия», 2013. – 352с.

27 Организационная структура АО «Самотлорнефтегаз»

28 Оучи, У. В. Методы эффективного управления / У. В. Оучи, Л. Ф. Сейко. // М.: Издательско-торговая корпорация “Дашков и К”, 2017.

29 Рогова, Е. М. Основы управления финансами и финансовое планирование / Е.М. Рогова, Е.А. Ткаченко // - М.: Издательство Вернера Регена, 2015. - 256 с.

30 Самотлорнефтегаз [Электронный ресурс]: официальный сайт АО «Самотлорнефтегаз».- Электрон. дан. Режим доступа: <https://samotlor.rosneft.ru>

ПРИЛОЖЕНИЯ
ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1 - Анализ динамики и структуры затрат

Показатели	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%

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица Б.1 - 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	4035000								4035000
в том числе:									
за счет собственных средств	4035000								
за счет заемных средств.	0								0
2. Поток реальных средств									
2.1. По шагам	-4035000								-4035000
2.2. Нарастающим итогом	-4035000	-4035000	-4035000	-4035000	-4035000	-4035000	-4035000	-4035000	
3. Поток дисконтированных средств									
3.1. По шагам	-4035000								-4035000
3.2. Нарастающим итогом	-4035000	-4035000	-4035000	-4035000	-4035000	-4035000	-4035000	-4035000	

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица В.1 - 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	4900000	4900000	4900000	4900000	4900000	4900000	4900000	4900000	39200000
2. Текущие издержки	2819450	2819450	2819450	2819450	2819450	2819450	2819450	2819450	22555600
3. Амортизация основных средств	484200	484200	484200	484200	484200	484200	484200	484200	3 873 600
4. Валовый доход	1596350	1596350	1596350	1596350	1596350	1596350	1596350	1596350	12770800
5. Налог на прибыль (20%)	319270	319270	319270	319270	319270	319270	319270	319270	2 554 160
6. Чистая прибыль	1277080	1277080	1277080	1277080	1277080	1277080	1277080	1277080	10216640
7. Поток реальных средств									
7.1. По шагам	1761280	1761280	1761280	1761280	1761280	1761280	1761280	1761280	14090240
7.2. Нарастающим итогом	1761280	3522560	5283840	7045120	8806400	10567680	12328960	14090240	
8. Поток дисконтированных средств									
8.1. По шагам	1761280	1 531 547,83	1 331 780,72	1 158 070,19	1 007 017,56	875 667,44	761 449,95	662 130,39	9 088 944,07
8.2. Нарастающим итогом	1761280	3 292 827,83	4 624 608,54	5 782 678,73	6 789 696,29	7 665 363,73	8 426 813,68	9 088 944,07	

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица Г.1 - Финансовая 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. Собственный капитал.	4035000								4 035 000
2. Поток реальных средств									
2.1. По шагам	4035000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4 035 000
2.2. Нарастающим итогом.	4035000	4035000	4035000	4035000	4035000	4035000	4035000	4035000	
3. Поток дисконтированных средств									
3.1. По шагам	4035000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4 035 000
3.2. Нарастающим итогом.	4035000	4035000	4035000	4035000	4035000	4035000	4035000	4035000	

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Таблица Д.1 - Инвестиционная и операционная 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. Поток реальных средств (ЧРД)									
1.1. По шагам	-2273720	1761280	1761280	1761280	1761280	1761280	1761280	1761280	10055240
1.2. Нарастающим итогом.	-2273720	-512440	1248840	3010120	4771400	6532680	8293960	10055240	
2. Поток дисконтированных средств (ЧДД)									
2.1. По шагам	-2273720	1531547,83	1331780,72	1158070,19	1007017,56	875667,44	761449,95	662130,39	5 053 944,07
2.2. Нарастающим итогом.	-2273720	-742172,17	589608,54	1747678,73	2754696,29	3630363,73	4391813,68	5053944,07	

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Таблица Е.1 - Сальдо денежных потоков.

Наименование	Шаг (год) планирования								Итого за период
	0 2019	1 2020	2 2021	3 2022	4 2023	5 2024	6 2025	7 2026	
1. Поток реальных средств									
1.1. По шагам	1761280	1761280	1761280	1761280	1761280	1 761 280	1 761 280	1 761 280	14090240
1.2. Нарастающим итогом (СРД).	1761280	3522560	5283840	7 045 120	8806400	10567680	12328960	14090240	

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

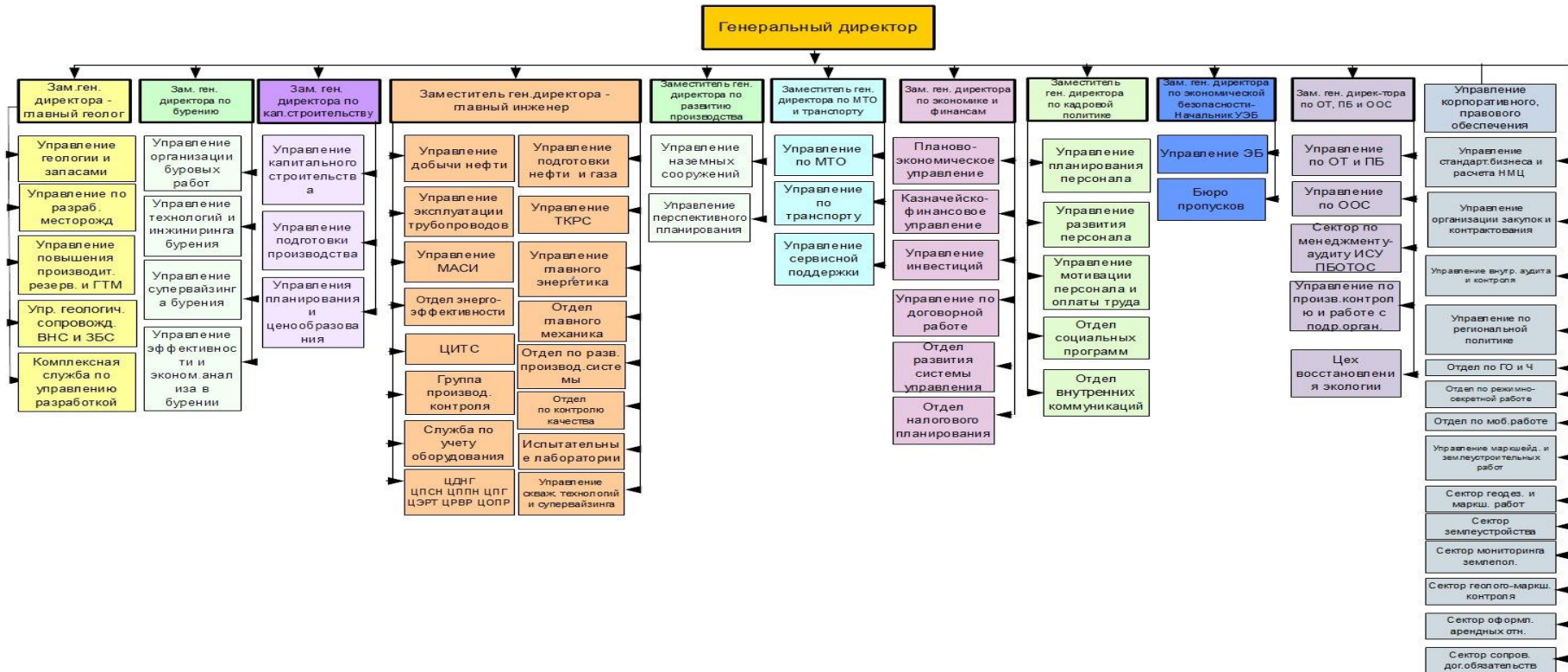


Рисунок Ж.1 - Организационная структура АО «Самотлорнефтегаз»