



## АННОТАЦИЯ

Безотосная Е.В. Сравнительная характеристика эффективности реализации инвестиционных проектов в АО «СНГ». – Челябинск: ЮУрГУ, ДО-411, 104 с., 20 ил., 34 таб., библиогр. список – 38 наим., 1 прил., 17 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.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 ХАРАКТЕРИСТИКА АО «САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ» И ОТРАСЛЕВЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ЕГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ (Разработала Безотосная Е.В).....	10
1.1 История создания и развития организации.....	10
1.2 Цель и виды деятельности АО «Самотлорнефтегаз».....	12
1.3 Организационно-правовой статус.....	15
1.4 Характеристика структуры организации.....	17
1.5 Отраслевые особенности функционирования организации.....	21
1.6 SWOT-анализ (место организации на рынке, конкурентоспособность).....	24
2 АНАЛИЗ ФИНАНСОВО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ (Разработала Еловицова Ю.С ).....	27
2.1 Анализ производственной деятельности.....	27
2.2 Анализ финансового состояния.....	31
2.2.1 Анализ состава структуры баланса.....	31
2.2.2 Анализ финансовой устойчивости предприятия.....	37
2.2.3 Анализ ликвидности и платежеспособности предприятия.....	43
2.2.4 Оценка деловой активности предприятия.....	47
2.2.5 Оценка рентабельности предприятия.....	53
2.3 Анализ затратности функционирования.....	59
3 РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ АО «САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ».....	62
3.1 Методические основы оценки эффективности инвестиционных проектов.....	62
3.2 Сущность инвестиционного мероприятия «Установка системы	

плунжерного насоса» (Разработала Безотосная Е.В).....	65
3.3 Оценка эффективности пр                    го мероприятия.....	69
3.4 Анализ чувствительности проекта к риску.....	77
3.5 Сущность инвестиционного мероприятия «Установка системы манифольда ПВО» (Разработала Еловикова Ю.С).....	79
3.6 Оценка эффективности от внедрения проекта.....	83
3.7. Анализ чувствительности проекта к риску. ....	93
3.8 Сравнительный анализ проектов «Система плунжерного насоса» и «Система манифольда ПВО».....	94
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	98
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	100
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	104
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Организационная структура АО «Самотлорнефтегаз»..	104

## ВВЕДЕНИЕ

При добыче нефти одной из главных проблем, вызывающих осложнения в работе скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций, перекачивания загрязненных и вязких жидкостей является: газонефтеводопроявления - проникновение газа, нефти и воды из пластов горных пород в скважину. Они не только нарушают процесс бурения, но и являются причиной аварий. При интенсивных газонефтепроявлениях часто разрушаются устья скважины, возникают проблемы закачки воды и других жидкостей в нефтяные пласты, возникает пожар. При газонефтепроявлениях большую опасность представляют самовозгорание, образование взрывоопасной смеси с воздухом, отравления.

Существует целый ряд технологий борьбы с газонефтеводопроявлениями. При проявлениях нефти или высокоминерализованной пластовой воды происходит загрязнение территории вокруг буровой и расположенных вблизи водоёмов, уничтожается растительность, а при содержании в воде сероводорода и других отравляющих веществ возникает угроза для персонала буровой и населения. Вследствие этого разработка и освоение способов и средств борьбы с газонефтеводопроявлениями остаются весьма актуальными.

В качестве объекта исследования выбрано АО «Самотлорнефтегаз». Данное предприятие является одним из крупнейших добывающих предприятий НК «Роснефть», осуществляющим разведку и разработку нефтяных и газовых месторождений, бурение параметрических, поисковых, разведочных, эксплуатационных скважин, добычу, транспортировку, подготовку, переработку и реализацию углеводородного сырья, обустройство нефтяных и газовых месторождений.

Предметом исследования является обоснование и оценка инвестиционных вложений в предлагаемые мероприятия по повышению эффективности работы АО «Самотлорнефтегаз».

Целью данной дипломной работы выступает оценка финансово-хозяйственной деятельности АО «Самотлорнефтегаз» и внедрении технологий, таких как плунжерные насосы и манифольды ПВО.

Основными задачами данного дипломного проекта являются:

- изучение истории и характеристики АО «Самотлорнефтегаз», отраслевых особенностей его функционирования;
- проведение анализа основных показателей производственно-экономической деятельности АО «Самотлорнефтегаз» и финансового состояния предприятия: анализ ликвидности, платежеспособности, финансовой устойчивости, деловой активности и рентабельности предприятия;
- разработка и оценка инвестиционных проектов, направленных на повышение эффективности деятельности АО «Самотлорнефтегаз».

Теоретической основой исследования данной дипломной работы служили труды отечественных и зарубежных ученых, статьи в периодических изданиях, устав АО «Самотлорнефтегаз», нормативно-правовые акты, данные бухгалтерской отчетности предприятия и так же материалы статистической и финансовой отчетности предприятия.

В основе структура данной дипломной работы лежит введение, три главы и заключение.

Первая часть дипломной работы представляет особенности и специфику деятельности исследуемого объекта, историю его развития, SWOT – анализ.

Вторая глава включает расчетно-аналитические данные, которые позволяют дать оценку финансовому состоянию АО «Самотлорнефтегаз», его рентабельности, затратности функционирования.

Третья часть раскрывает методические основы оценки эффективности инвестиционных проектов. В данной главе рассматривается методика расчета основных показателей эффективности предлагаемых ин-вестиционных проектов.

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

## 1.1 История создания и развития организации

История АО «Самотлорнефтегаз», которое является одним из ведущих добывающих предприятий НК «Роснефть», ведущее разработку центральной и юго-западной части Самотлорского месторождения, началась 20 лет назад.

Акционерное Общество «Самотлорнефтегаз» учреждено в результате реорганизации открытого акционерного общества «Нижневартовскнефтегаз» в форме выделения, согласно решению общего собрания акционеров открытого акционерного общества ОАО «Нижневартовскнефтегаз» от 15.03.1999 г. №7.

Основными видами деятельности предприятия, владеющим 9 лицензионными участками, являются разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений, бурение параметрических, поисковых, разведочных, эксплуатационных скважин, добыча, транспортировка, подготовка, переработка и реализация углеводородного сырья, обустройство нефтяных и газовых месторождений[5].

Площадь лицензионного участка Самотлора, разработку которого ведет АО «Самотлорнефтегаз», — 2516,9 кв. м. На месторождении 9370 добывающих и 4328 нагнетательных скважин, оснащенных новейшим высокотехнологичным оборудованием. Протяженность нефтепроводов — 2490 км, водоводов — 2422 км, других трубопроводов — 445 км. Разветвленная сеть автомобильных дорог с твердым покрытием общей протяженностью 1923 км проложена по всему месторождению.

Период с 1965 года по 1969: 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. Начальный дебит скважин 47—200 т/сут.

Период с 1981 года по 1995: 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; вследствие интенсивной добычи в эти годы нефтеносные пласты стали обводняться и добыча нефти резко снизилась.

Период с 1996 года по 1999: в 1996 году было добыто 16,74 млн. тонн нефти. В XXI веке в связи с применением современных способов интенсификации нефтедобычи выработка нефти увеличилась вдвое.

ОАО «Самотлорнефтегаз» учрежден в марте 1999 года в результате реорганизации АО «Нижневартовскнефтегаз». Всего за годы эксплуатации месторождения на нём было пробурено более 18 000 скважин, добыто более 2,576 млрд. тонн нефти.

Период с 2000 года по 2011: С 2005 года ОАО "Самотлорнефтегаз" имеет сертификат соответствия работ по охране труда (ССОТ), а в 2011 году проведена сертификация на соответствие требованиям международных стандартов OHSAS 18001:2007, ISO 14001:2004, ISO 9001:2008.

Период с 2014 года по 2018: по итогам 2014 года в АО «Самотлорнефтегаз» построено 102 новых скважины, осуществлено 280 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%. По итогам 2015 года введена 151 новая скважина, проведено более 360 операций по зарезке боковых стволов. Если сравнивать с 2014 годом, то рост поданным показателям составил 52% и 28% соответственно. На данный момент на Самотлоре работают 23 бригады по вводу новых скважин (ВНС) и 37 бригад по зарезке боковых стволов (ЗБС). В середине 2016 года на Самотлорском месторождении компания построила шесть новых горизонтальных скважин на залежь БВ8 (1-3), средний дебит – олее 300 тонн в сутки. В 2017 году АО «Самотлорнефтегаз», дочернее общество НК «Роснефть», по результатам



аукциона получило лицензию на изучение, разведку и добычу углеводородов на Восточно-Тюменском лицензионном участке. Он расположен на территории Нижневартовского района в Ханты-Мансийском автономном округе. Площадь участка составляет 44 км<sup>2</sup>. Извлекаемые запасы Восточно-Тюменского месторождения по категории С1 составляют 1,5 млн тонн нефти. Прогнозные извлекаемые ресурсы нефти 1,6 млн.т. В 2018 г. АО «Самотлорнефтегаз» нарастило объем эксплуатационного бурения на 37% по сравнению с показателями прошлого года. С учетом поисково-разведочного бурения проходка составила 565 тыс. метров. Во втором квартале, был установлен рекорд – горизонтальная скважина была пробурена за 16,2 суток, коммерческая скорость бурения составила 5054 м/ст.

В Обществе трудятся свыше 6 тысяч человек. Являясь одним из крупнейших работодателей Нижневартовска и Нижневартовского района, АО «Самотлорнефтегаз» придерживается принципов высокой социальной ответственности перед своими работниками и их семьями. Предприятие гарантирует благоприятные и безопасные условия труда, развивает культуру производства, социальный пакет. Кроме того, АО «Самотлорнефтегаз» реализует ряд масштабных программ, направленных на повышение качества жизни сотрудников. В их числе — негосударственное пенсионное обеспечение, санаторно-курортное лечение, беспроцентные займы на приобретение жилья.

## 1.2 Цель и виды деятельности АО «Самотлорнефтегаз»

Цель компании - это основополагающий элемент корпоративной культуры. Определяет стратегическое видение компании своего места на рынке и задает общий вектор развития[5].

Основной целью Общества, как коммерческой организации, является получение прибыли.

Предметом (видами) деятельности Общества являются:

- Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений;
- Бурение параметрических, поисковых, разведочных, структурных, наблюдательных и эксплуатационных скважин на углеводородное сырье, воду;
- Добыча, транспортировка, подготовка, переработка и реализация углеводородного сырья и продуктов его переработки;
- добыча подземных вод, общераспространенных полезных ископаемых;
- Ведение государственного баланса запасов нефти, газа, конденсата, попутных компонентов и учет совместно с ними залегающих полезных ископаемых в границах лицензионных участков;
- Обустройство нефтяных и газовых месторождений;
- Производство товаров народного потребления, продовольствия, продукции производственно-технического назначения, оказание услуг населению;

Транспортная деятельность, в том числе:

- Перевозка грузов, пассажиров, ремонт и техническое обслуживание автотранспортных средств, перевозка опасных грузов;
- Производство, ремонт и прокат оборудования на региональном и межрегиональном уровнях;
- Материально-техническое обеспечение нефтяного производства;
- Инвестиционная деятельность, включая операции с ценными бумагами;
- управление всеми принадлежащими Обществу акциями акционерных обществ и иными ценными бумагами;
- Выполнение проектных и строительно-монтажных работ, производство строительных материалов, конструкций и изделий;
- Ремонт и содержание внутрипромысловых и межпромысловых автомобильных дорог и дорог общего пользования;

Для достижения своих целей общество ведет работы по внедрению

передовых технологий в области интенсификации добычи нефти и нефтеотдачи пластов, разработке и внедрению комплексной программы по экологии, а так же обучению персонала новейшим методам производства и организации работ [5].

Уставной капитал: 6.31581 млн.

Стратегическими целями развития Общества, как и всего нефтяного комплекса, в соответствии с энергетической стратегией России до 2020 года являются:

- стабильное, бесперебойное, экономически эффективное удовлетворение внутреннего и внешнего спроса на нефть и продукты ;
- обеспечение стабильно высоких поступлений в доход бюджета;
- обеспечение политических интересов России в мире;

Для достижения этих целей предусматривается решение следующих основных задач развития нефтяного комплекса:

- рациональное использование разведанных запасов нефти;
- обеспечение расширенного воспроизводства сырьевой базы;
- сокращение потерь на всех стадиях технологического процесса при подготовке запасов, добыче, транспорте и переработке нефти;

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.

Для достижения своих целей общество ведет работы по внедрению передовых технологий в области интенсификации добычи нефти и нефтеотдачи пластов, разработке и внедрению комплексной программы по экологии, а так же обучению персонала новейшим методам производства и организации работ [17].

### 1.3. Организационно-правовой статус

Организационно-правовой статус АО «СНГ» – акционерное общество. Дадим характеристику акционерному обществу.

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

Открытым является АО, в котором участники могут отчуждать принадлежащие им акции без согласия других акционеров. Оно вправе проводить открытую подписку на выпускаемые им акции и осуществлять свободную их продажу. Оно также вправе проводить закрытую подписку. Число акционеров АО не ограничено. Минимальный уставный капитал АО должен составлять не менее тысячекратной суммы минимального размера оплаты труда, установленного в РФ. Открытое акционерное общество обязано ежегодно публиковать для всеобщего сведения годовой отчет, бухгалтерский баланс, счет прибылей и убытков[12].

Рассмотрим основные преимущества и недостатки создания АО.

Преимущества:

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

7. отсутствует необходимость регистрировать изменения, связанные с покупкой и продажей акции, в отличие от ООО.

Недостатки:

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

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

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

4. ежегодный обязательный аудит

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

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

Права и обязанности юридического лица Общество приобретает с даты его государственной регистрации[14].

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.

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.

#### 1.4 Характеристика структуры организации

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

Преимущества организационной модели АО «Самотлорнефтегаз»:

- оперативное решение поставленных задач;
- соблюдение единых корпоративных политик;
- иерархичная координация действий в решении производственных задач и делегирование полномочий руководителям.

Рассмотрим задачи и функции основных подразделений АО «Самотлорнефтегаз».

Аппарат управления состоит из:

- генерального директора;
- заместителей;
- функциональные отделы и службы.

Общее и административное руководство предприятием осуществляет директор АО «Самотлорнефтегаз».

Генеральный директор – это директор, возглавляющий управление предприятием. Он руководит всей деятельностью предприятия. Генеральный директор координирует деятельность подчиненных подразделений: управление корпоративного правового обеспечения, управление стандартами бизнеса и расчета НМЦ, управление организации закупок и контрактования, управление внутреннего аудита и контроля, управление по региональной политике, отдел по ГО, отдел по режимно-секторной работе, сектор землеустройств, сектор оформления арендных отношений.

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[10].

Заместитель генерального директора – главный геолог, координирует деятельность подчиненных подразделений: управление геологии и запасами, управление по разработке месторождений, управление повышения производительности резервов, комплексная служба по управлению разработкой. Осуществляют контроль и совершенствование разработки нефтяных и газовых месторождений, внедрение новых методов разработки, увеличение нефтеотдачи пластов, рациональное использование природных ресурсов.

Заместитель генерального директора по бурению координирует деятельность подчиненных подразделений: управление организации буровых работ, управление технология и инжиниринга оборудования, управление супервайзинга бурения, управление эффективности и экономического анализа в бурении.

Заместитель генерального директора по капитальному строительству координирует деятельность подчиненных подразделений: управление капитального строительства, управление подготовки производства, управления планирования и ценообразования. Его главная задача - техническое и методическое руководство деятельностью по подготовке производства, контролирует ход работ и приём законченных строительством объектов; непосредственно руководит работами, осуществляемыми хозяйственным способом.

Заместитель генерального директора – главный инженер координирует деятельность подчиненных подразделений: управление добычи нефти, управление эксплуатации трубопроводов, управление МАСИ, отдел энергоэффективности, ЦИТС (координирует работы основных цехов Общества, осуществляет круглосуточный оперативный контроль за выполнением производственных заданий, соблюдает технологические режимы и проводит аварийные работы), группа производственного контроля,



служба по учету оборудования, управление подготовки нефти и газа, управление ТКРС, управление главного энергетика, отдел главного механика, отдел по контролю качества, испытательные лаборатории.

Заместитель генерального директора по развитию производства координирует деятельность подчиненных подразделений: управление наземных сооружений, управление перспективного планирования.

Заместитель генерального директора по МТО и транспорту координирует деятельность подчиненных подразделений: управление по МТО, управление по транспорту, управление сервисной поддержки.

Заместитель генерального директора по экономике и финансам координирует деятельность подчиненных подразделений: планово-экономическое управление, казначейско-финансовое управление, управление инвестиций, управление по договорной работе, отдел развития системы управления, отдел налогового планирования.

Заместитель генерального директора по кадровой политике координирует деятельность подчиненных подразделений: управление планирования персонала, управление развития персонала, управление мотивации персонала и оплаты труда, отдел социальных программ, отдел внутренних коммуникаций.

Заместитель генерального директора по экономической безопасности – начальник УЭБ координирует деятельность подчиненных подразделений: Управление ЭБ, бюро пропусков. Организует работу по созданию безопасных и здоровых условий труда.

Заместитель генерального директора по ОТ, ПБ, ООС координирует деятельность подчиненных подразделений: управление по ОТ и ПБ, управление по ООС, сектор по менеджменту, управление по производственному контролю, цех восстановления экологии.

## 1.5 Отраслевые особенности функционирования организации

В 2018 году профицит предложения нефти, наблюдавшийся в 2015–2017 годах, сменился дефицитом благодаря Соглашению об ограничении добычи нефти странами ОПЕК и присоединившимися к ним 11 странами, не входящими в состав ОПЕК, а также благодаря росту спроса на нефть. По данным Международного энергетического агентства (МЭА), дефицит на рынке нефти в 2018 году составил 0,4 млн барр/сут. С июня 2018 года установился растущий тренд цены нефти.

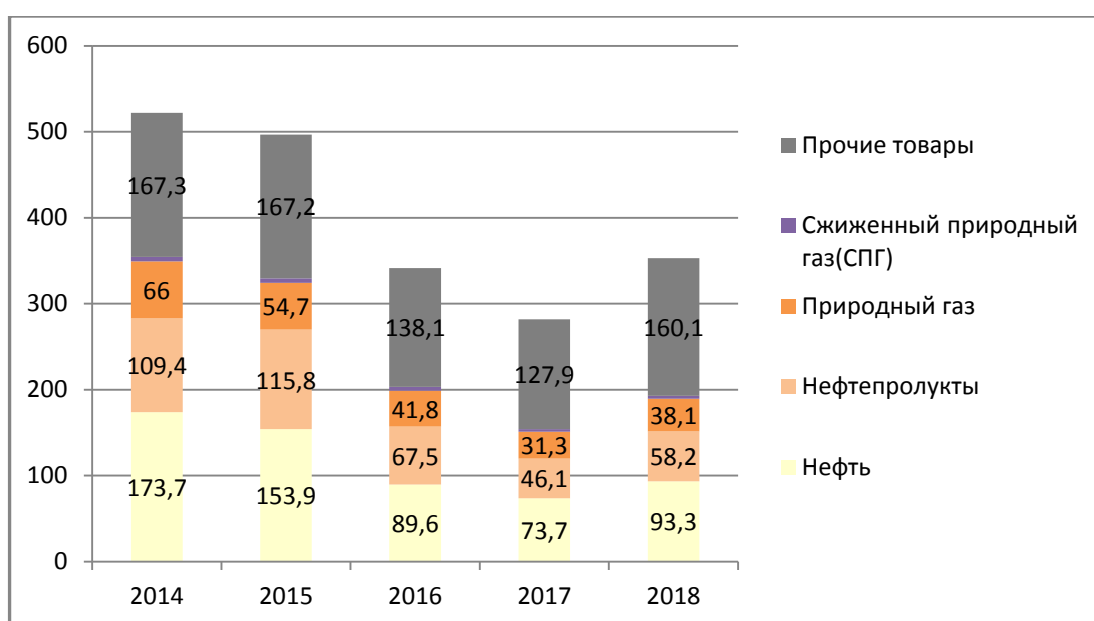


Рисунок 1.1 – Экспорт товаров Российской Федерации, млрд.долл. США

По предварительным данным МЭА, в 2018 году рост мирового спроса на жидкие углеводороды (ЖУВ) несколько ускорился – до 1,6 % (1,3 % в 2016 году). Мировой спрос составил 97,8 млн барр/сут, что на 1,6 млн барр/сут больше по сравнению с 2017 годом. Около 35 % мирового спроса пришлось на страны Азии, которые обеспечили 66 % мирового прироста спроса на ЖУВ в 2018 году.

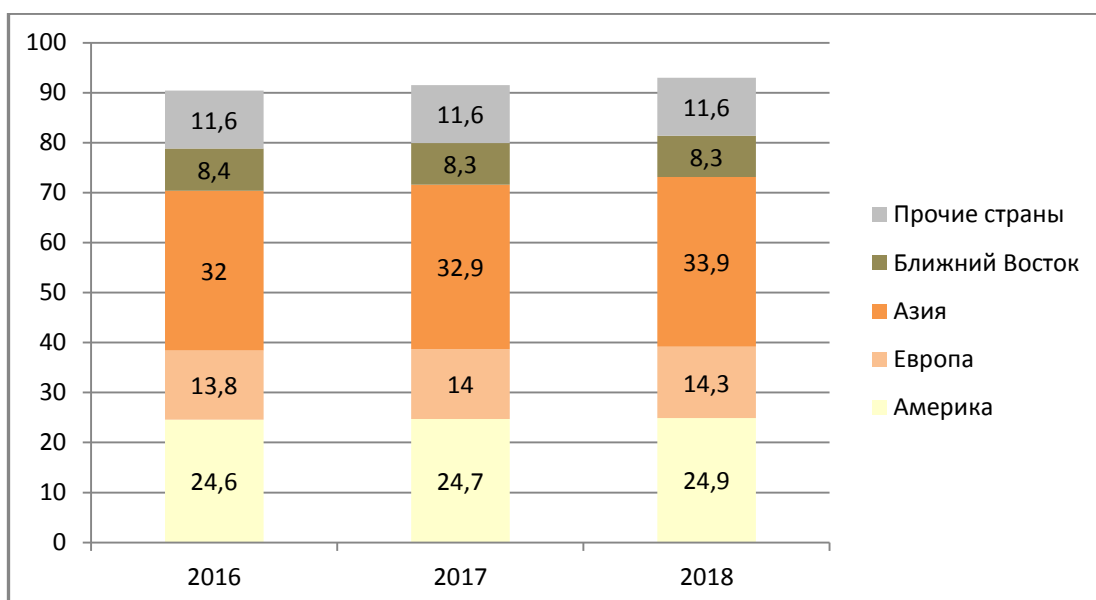


Рисунок 1.2 – Спрос на ЖУВ, млн барр/сут

По предварительным данным МЭА, мировое производство ЖУВ в 2017 году увеличилось на 0,4 млн барр/сут и составило 97,4 млн барр/сут. Темпы роста производства замедлились с 0,5 % г/г в 2016 году до 0,4 % в 2017 году. Этому способствовали предпринятые меры по сокращению добычи нефти в рамках совместного Соглашения стран ОПЕК и присоединившихся к ним 11 стран. Суммарная добыча нефти странами ОПЕК в 2017 году сократилась на 1,4 % г/г – до 32,3 млн барр/сут, но выросла добыча газоконденсатных жидкостей на 1,3 % г/г – до 6,9 млн барр/сут.

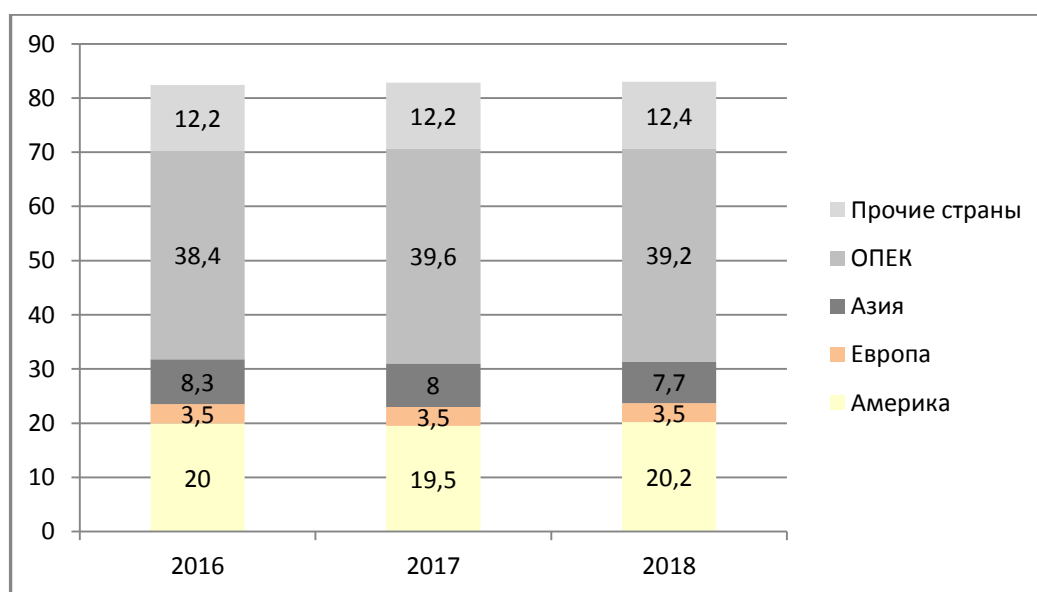


Рисунок 1.3 – Производство ЖУВ, млн барр/сут

Добыча нефти и газового конденсата в России в 2018 году составила 546,8 млн т, что на 0,1 % ниже уровня 2017 года. Снижение добычи связано с участием России вместе со странами ОПЕК и другими производителями нефти в Соглашении об ограничении добычи в 2017–2018 годах.



Рисунок 1.4 – Добыча нефти и газового конденсата в России,млн.т.

Основное снижение добычи пришлось на Северо-Западный федеральный округ (спад на 5,1 % г/г – до 32,0 млн т; 5,9 % добычи Российской Федерации), в том числе снижение добычи в Республике Коми на 7,2 % г/г – до 14,0 млн т (2,6 % добычи Российской Федерации), в Ненецком автономном округе – на 3,2 % г/г – до 17,3 млн т (3,2 %). В Уральском федеральном округе добыча в 2017 году снизилась на 0,4 % г/г – до 302,8 млн т (55,4 % всей добычи в России).

Объем переработки нефти и газового конденсата в 2018 году в России снизился на 0,2 % г/г к уровню 2017 года – до 280,0 млн т, экспорт нефти увеличился на 1,1 % г/г – до 257,0 млн т. Таким образом, среднегодовая доля экспорта в добыче нефти и газового конденсата по итогам 2018 года составила 47,0 %.

## 1.6 SWOT-анализ(место организации на рынке, конкурентоспособность)

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 действительно 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.

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 удается 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
1. Высокие стандарты корпоративного управления и высокая репутация. 2. Использование инновационных технологий в добыче нефти и газа.	1. Снижение цен на нефть. 2. Неустойчивая финансово-экономическая политика. 3. Введение новых санкций
Слабые стороны	Возможности
1. Высокие затраты на добычу нефти и газа. 2. Снижение уровня рентабельности. 3. Сильное истощение разведанных месторождений.	1. Ослабление санкционного давления на мировом рынке. 2. Благоприятная финансово-экономическая политика государства в отношении нефтегазовых компаний.

Таким образом, перспективной для развития предприятия АО «Самотлорнефтегаз» является стратегия, направленная на повышение дебита, т.к. внедрение новых технологий способствует увеличению дебита нефтескважин.

## 2 АНАЛИЗ ФИНАНСОВО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

### 2.1 Анализ производственной деятельности

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

В 2016 году работа строилась по следующим основным направлениям:

- Учет и анализ аварийности на трубопроводах и их технического состояния;

- Ингибиторная защита от внутренней коррозии;

- Диагностика трубопроводов и ремонт трубопроводов композитными муфтами;

- Договорная работа, отчетность, презентации;

- Формирование объемов реконструкции, ремонта, демонтажа трубопроводов и мониторинг их выполнения.

Всего в течение года проведена диагностика 944 км трубопроводов различного назначения на сумму 44,934 млн. руб. В том числе проведена внутритрубная диагностика 6-и трубопроводов на сумму 32,8 млн. руб.

Также в течение года для повышения надежности трубопроводного транспорта проведены строительные и ремонтные работы:

- Реконструкции трубопроводов – 76,76 км на сумму 1437,65 млн. руб.;

- Капитального ремонта собственными силами – 35,5 км;

- Установка композитных муфт на дефектные участки трубопроводов – 87 шт. на сумму 1,763 млн. руб.

Для ликвидации выведенных из эксплуатации трубопроводов проведен демонтаж 12,2 км.



Таблица 2.1 - Техничко-экономические показатели АО «Самотлорнефтегаз»

Наименование показателя	Ед. измерения	Значение показателя			Процент изменения	
		2015 г.	2016 г.	2017 г.	2016г. к 2015г.	2017г. к 2016 г.
Добыча сырья:						
Нефть и газовый конденсат	Тыс. тн.	17 444,92	16 595,43	15 800,1	-4,87	-4,79
Попутный нефтяной газ	Млн. м3	5 382,1	5 241,33	5 150,31	-2,62	-1,74
Технологические потери при добыче	Тыс. тн.	65,26	62,09	61,3	-4,86	-1,27
Средний дебит скважин	Тн./сут.	7,61	7,13	6,98	-6,31	-2,1
Действующий нефтяной фонд	Скв.	6 593	6 711	6 815	1,79	1,55
Закачка воды	Тыс. м3	430 121	430 259	445 391	0,03	3,52
Обводненность	%	87,5	96,3	97	10,06	0,73
Количество КРС	Рем.	634	711	720	12,15	1,27
Количество ТРС	Рем.	1 548	1 812	1 850	17,05	2,1
Количество ГРП	Опер.	186	212	219	13,98	3,3
Количество зарезок вторых стволов	Опер.	189	201	209	6,35	3,98

Самым крупным нефтяным месторождением России является Самотлорское месторождение. Самотлорское нефтегазовое месторождение находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 750 км к северо-востоку от г. Тюмени и в 15 км от г. Нижневартовска. В непосредственной близости к рассматриваемому месторождению располагаются разрабатываемые - Аганское (с запада), Мало-Черногорское (с северо-востока), Мыхпайское (с юга) месторождения. Географически район месторождения приурочен к водоразделу рек Вах, являющейся судоходной, и Ватинского Егана, правых притоков р. Оби. Рельеф

слабопересеченный, с абсолютными отметками от плюс 45 до плюс 75 метров. Площадь месторождения сильно заболочена, отмечаются также многочисленные озера. Наиболее крупными являются: Самотлор (его площадь 62 км ), Кымыл-Эмтор, Белое, Окунево, Калач, Проточное, Мысовое, Урманное и другие. Многие озера и болота в зимний период не промерзают.

Основными отраслями хозяйства района являются нефтедобывающая промышленность, геологоразведочные работы на нефть и газ, строительство объектов нефтяной промышленности, лесозаготовки, рыболовство и охота.

Самотлорское нефтегазоконденсатное месторождение открыто 29 мая 1965 года. Введено в эксплуатацию 2 мая 1969 года. По объему геологических и извлекаемых запасов является крупнейшим в России. Начальные балансовые запасы нефти составляют 6,180 млрд. тонн, извлекаемые - 3,069 млрд. тонн.

Разработка Самотлорского нефтегазоконденсатного месторождения принесла бюджету государства более 250 млрд. долларов США при затратах на его освоение и эксплуатацию не превышающих 50 млрд. долларов США. Разработку уникального месторождения с геологическими запасами нефти свыше 6 млрд. тонн в течение 30 лет осуществляли при постоянном дефиците материально-технических средств, необходимых для полного в соответствии с проектом обустройства и технологически обоснованной эксплуатации месторождения. Нарращивание объемов добычи нефти осуществлялось в целом ряде случаев за счет упрощенных технических решений, особенно при защите оборудования и трубопроводов от коррозии.

Несоответствие расчетных и построенных трубопроводных сетей по диаметру, удешевление строительства за счет изменения сортамента сталей, применение труб без антикоррозионного покрытия, отказ от ингибиторной защиты - все это предопределило в последующем частую аварийность системы, ее неблагоприятное влияние на экологию.

При бурении скважин ориентировались на скоростные методы проводки скважин в ущерб качеству их строительства, особенно в части

крепления, первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов. Редкие сетки размещения скважин вплоть до 1985 года обеспечивали извлечение нефти исключительно из высокопродуктивных объектов.

Основной объем добычи нефти определяли около 4 тысяч высокодебитных скважин, пробуренных в центральной части месторождения. Бурение уплотняющих скважин началось более чем с десятилетним опозданием, а при снижении дебитов нефти новых скважин до 10 т/сут. разбуривание месторождения по проектной сетке скважин по существу прекратилось, 2655 проектных скважин остаются не пробуренными до настоящего времени[8].

В результате, к настоящему времени отобрано более 80% извлекаемых запасов, содержащихся в высоко-продуктивных коллекторах, в то время как из остальных менее продуктивных пластов отобрано только 54,6 % . Для нормального развития экономики предприятия, для обеспечения воспроизводства необходимы крупные инвестиционные вложения, которые будут направлены в различные сферы хозяйствования.

Стратегическими целями развития Общества, как и всего нефтяного комплекса, в соответствии с энергетической стратегией России до 2020 года являются:

- стабильное,экономически эффективное удовлетворение внутреннего и внешнего спроса на нефть;
- обеспечение стабильно высоких поступлений в доход;
- обеспечение политических интересов России в мире;
- формирование устойчивого платежеспособного спроса на продукцию сопряженных отраслей российской экономики.

Для достижения этих целей предусматривается решение следующих основных задач развития нефтяного комплекса:

- рациональное использование разведанных запасов нефти, обеспечение расширенного воспроизводства сырьевой базы нефтедобывающей промышленности;

- ресурсо и энергосбережение, сокращение потерь на всех стадиях технологического процесса при подготовке запасов, добыче, транспорте и переработке нефти;

- углубление переработки нефти, комплексное извлечение и использование всех ценных попутных и растворенных в ней компонентов;

- формирование и развитие новых крупных центров добычи нефти, в первую очередь в восточных районах России и на шельфе арктических и дальневосточных морей;

- развитие транспортной инфраструктуры комплекса для повышения эффективности экспорта нефти и нефтепродуктов, ее диверсификация по направлениям, способам и маршрутам поставок на внутренние и внешние рынки;

- своевременное формирование транспортных систем в новых.

## 2.2 Анализ финансового состояния

### 2.2.1 Анализ состава структуры баланса

Представленный в данном отчете анализ финансового положения и эффективности деятельности АО «Самотлорнефтегаз» выполнен за период 01.01.2016–31.12.2018 г. (3 года).

Структура активов организации на 31.12.2018 характеризуется соотношением: 42,6% внеоборотных активов и 57,4% текущих. Активы организации за анализируемый период (с 31.12.2016 по 31.12.2018) увеличились на 119 937 014 тыс. руб. (на 30,4%). Отмечая рост активов, необходимо учесть, что собственный капитал увеличился еще в большей степени – на 32,3%. Опережающее увеличение собственного капитала относительно общего изменения активов следует рассматривать как положительный фактор.

На диаграмме ниже представлена сравнение структуры оборотных и внеоборотных активов организации:

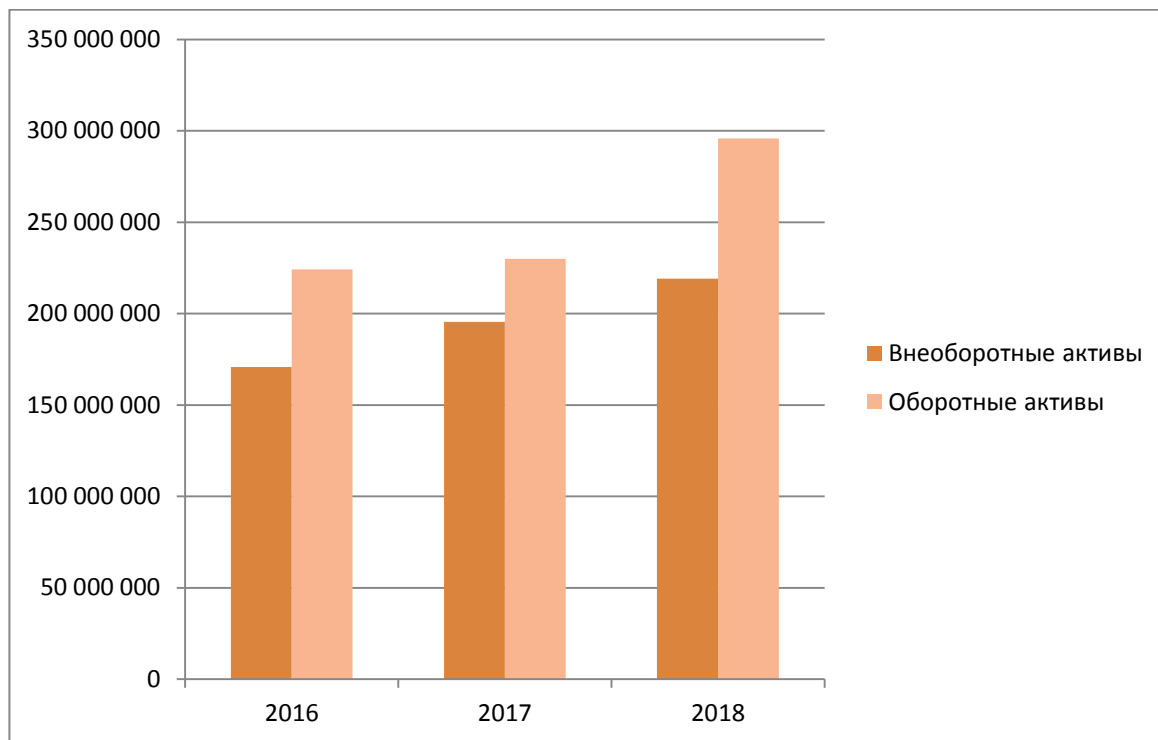


Рисунок 2.2 – Динамика активов

Финансово-экономическое состояние предприятия характеризуется динамикой имущества. Рост имущества предприятия свидетельствует о позитивном изменении баланса, поскольку увеличивается выручка от продаж. За анализируемый период наблюдается положительная тенденция темпов роста доли оборотных активов над внеоборотными, поскольку именно они приносят прибыль.

Структура оборотного капитала АО «Самотлорнефтегаз» достаточно стабильна, что свидетельствует о хорошо отлаженном процессе производства. Оборотные активы характеризуются преобладанием дебиторской задолженности. В структуре внеоборотных активов предприятия преобладают основные средства.

Таблица 2.2 - Структура имущества и источники его формирования

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

Продолжение таблицы 2.2

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

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

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

- дебиторская задолженность – 70 883 688 тыс. руб. (58,7%)
- основные средства – 36 486 331 тыс. руб. (30,2%)
- долгосрочные финансовые вложения – 10 999 554 тыс. руб. (9,1%)

Одновременно, в пассиве баланса наибольший прирост наблюдается по строкам:

- нераспределенная прибыль (непокрытый убыток) – 104 433 078 тыс. руб. (87,1%)
- кредиторская задолженность – 10 350 204 тыс. руб. (8,6%)

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

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

Таблица 2.3 - Оценка стоимости чистых активов организации

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



Продолжение таблицы 2.3

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
3. Превыше ние чистых активов над устав. Кап.	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 namного (в 67 669,9 раза) превышают уставный капитал. Такое соотношение положительно характеризует финансовое положение, полностью удовлетворяя требованиям нормативных актов к величине чистых активов организации.

К тому же следует отметить увеличение чистых активов на 32,3% за весь анализируемый период. Превышение чистых активов над уставным капиталом и в то же время их увеличение за период говорит о хорошем финансовом положении организации по данному признаку. На следующем графике наглядно представлена динамика чистых активов и уставного капитал организации.

В течение всего периода уставный капитал оставался практически неизменным (отклонения от среднего значения не превышали 2%) рисунок 2.3.



Рисунок 2.3 – Динамика чистых активов

### 2.2.2 Анализ финансовой устойчивости предприятия

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.

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

$SOC1(2017) = СК - ВОА = 350\,569\,286 - 195\,382\,133 = 155\,187\,153$  тыс руб.

$SOC1(2018) = СК - ВОА = 427\,403\,284 - 219\,069\,077 = 208\,334\,207$  тыс руб.

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

$$ФК = (СК + ДО) - ВОА \quad (2)$$

где ДО – долгосрочные обязательства.

$SOC2(2016) = SOC1 + ДП = 152\,278\,380 + 22\,120\,531 = 174\,398\,911$  тыс руб

$SOC2(2017) = SOC1 + ДП = 155\,187\,153 + 22\,748\,565 = 177\,935\,718$  тыс руб

$SOC2(2018) = SOC1 + ДП = 208\,334\,207 + 25\,556\,110 = 233\,890\,317$  тыс руб

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

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

где КО – краткосрочные обязательства.

$SOC3(2016) = 174\,398\,911 + 0 = 174\,398\,911$  тыс руб

$SOC3(2017) = 177\,935\,718 + 0 = 177\,935\,718$  тыс руб

$SOC3(2018) = 233\,890\,317 + 0 = 233\,890\,317$  тыс руб

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

1) Излишек/недостаток СОС:

$$\Delta СОС = СОС - ЗП \quad (4)$$

где ЗП – общая величина запасов.

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

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

И1 (2018) = 208 334 207 - 5887581 = 202 446 626 тыс руб

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

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

И2 (2016) = 174 398 911 - 4 902 819 = 169 496 092 тыс руб

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

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

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

$$\Delta ОИ = ВИ - ЗП \quad (6)$$

И3 (2016) = 174 398 911 - 4 902 819 = 169 496 092 тыс руб

И3 (2017) = 177935718 - 5 632 508 = 172 303 210 тыс руб

И3 (2018) = 233 890 317 - 5887581 = 228 002 736 тыс руб

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

$$M = (\Delta СОС, \Delta СД, \Delta ОИ)$$

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

$M = (1,1,1)$  – 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.

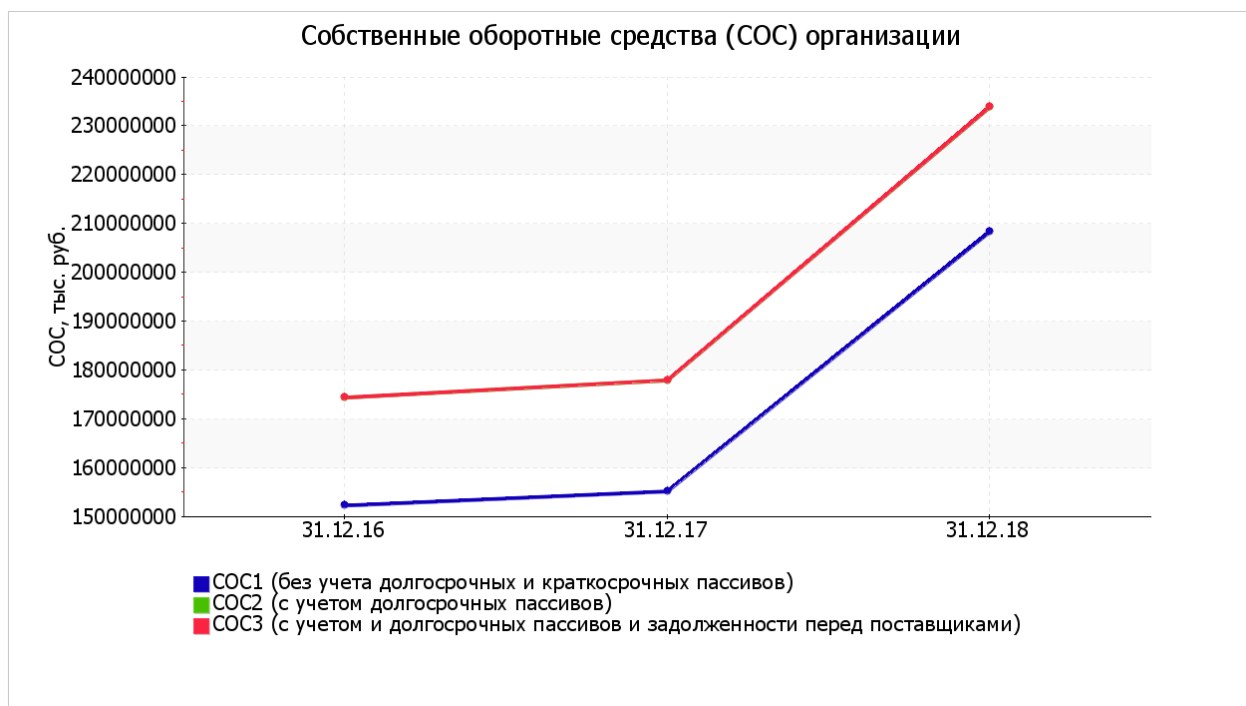


Рисунок 2.3 – собственные оборотные средства

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  $> 0,5$ .

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

где СК- собственный капитал

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

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

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

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

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

где ЗК –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):

$$КМ = СОС / СК \quad (10)$$

$$КМ(2016) = (322\,976\,504 - 170\,698\,124) / 322\,976\,504 = 0,44$$

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

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

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

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

$$Кфн(2016) = 74829642 / 394\,852\,293 = 0,18$$

$$Кфн(2017) = 74829642 / 425\,398\,928 = 0,17$$

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

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

$$Кс = ОА / ВА \quad (12)$$

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

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

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

Коэффициенты финансовой устойчивости представлены в приведенной таблице.

Таблица 2.4 – 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	0,44	0,49	0,04
5. Коэффициент финансовой напряженности	0,18	0,17	-0,01
6. Коэффициент соотношения оборотных и внеоборотных средств	1,31	1,35	0,04

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

## 2.2.3 Анализ ликвидности и платежеспособности предприятия

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

Активы по степени ликвидности	На конец отчетного периода, тыс. руб.	Прирост за анализ. период, %	Норм. соотношение	Пассивы по сроку погашения	На конец отчетного периода, тыс. руб.	Прирост за анализ. период, %	Излишек/недостаток платеж. средств 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	$\geq$	П1. Наиболее срочные обязательства (привлеченные средства) (текущ. кред. задолж.)	57 409 966	+22	<b>-57 406 655</b>
А2. Быстрореализуемые активы (краткосрочная деб. задолженность)	289 748 663	+32,4	$\geq$	П2. Среднесрочные обязательства (краткосроч. обязательства кроме текущ. кредит. задолж.)	4 419 947	+64	<b>+285 328 716</b>
А3.Медленно реализуемые активы (прочие оборот. активы)	5 968 256	+12,8	$\geq$	П3. Долгосрочные обязательства	25 556 110	+15,5	<b>-19 587 854</b>
А4.Труднореализуемые активы (внеоборотные активы)	219 069 077	+28,3	$\leq$	П4. Постоянные пассивы (собственный капитал)	427 403 284	+32,3	<b>-208 334 207</b>



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

АО «Самотлорнефтегаз»:

1) Коэффициент абсолютной ликвидности (Кал)

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

где ДС – денежные средства;

КФВ – краткосрочные финансовые вложения.

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

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

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

2) Коэффициент быстрой ликвидности (Кбл)

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

где ДЗ – дебиторская задолженность.

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

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

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

3) Коэффициент текущей ликвидности/покрытия (Ктл)

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

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

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

$$K_{\text{тл}}(2018) = (3311+289748663+5887581)/57409966 = 5,51$$

Внесем полученные показатели в таблицу 7 и сделаем соответствующие выводы

Таблица 2.6 – Коэффициенты ликвидности

Показатели	Нормативное значение	2016	2017	2018	Изменение
					(+;-)
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,15 – 0,2	0,00	0,03	0,00	-0,03
Коэффициент уточненной ликвидности	0,5 – 0,8	4,65	4,59	5,05	0,46
Коэффициент текущей ликвидности	1-2	4,75	4,71	5,51	0,8

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

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

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

В следующей таблице рассчитаны показатели, рекомендованные в методике Федерального управления по делам о несостоятельности

(банкротстве) (Распоряжение N 31-р от 12.08.1994; к настоящему моменту распоряжение утратило силу, расчеты приведены в справочных целях).

Таблица 2.7 – Расчет утраты/восстановления платежеспособности

Показатель	Значение показателя		Изменение (гр.3-гр.2)	Нормативное значение	Соответствие фактического значения нормативному на конец периода
	на начало периода (31.12.2017)	на конец периода (31.12.2018)			
1. 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

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

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

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

## 2.2.4 Оценка деловой активности предприятия

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. Оборачиваемость совокупного капитала

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

$$\text{Коск} = \text{В} / \text{Ср. величина активов} \quad (16)$$

где нг – данные на начало отчетного года;

кг – данные на конец отчетного периода.

$$K_{2016} = 326171119 / 0,5 * (394852293 + 351014212) = 0,87$$

$$K_{2017} = 361443881 / 0,5 * (425398928 + 394852293) = 0,88$$

$$K_{2018} = 464922778 / 0,5 * (514789307 + 425398928) = 0,98$$

### 2. Оборачиваемость текущих активов (оборотность ОА)

Коэффициент оборачиваемости оборотных активов (Коа) характеризует скорость оборота всех мобильных средств предприятия:

$$\text{Коа} = \text{В} / \text{Ср. Стоимость ОА} \quad (17)$$

где нг – данные на начало отчетного года;

кг – данные на конец отчетного периода.

ОА – оборотные активы.

В –выручка.

$$K_{2016}=326171119/0,5*(224154169+158864119)=1,7$$

$$K_{2017}=361443881/0,5*(230016795+224154169)=1,6$$

$$K_{2018}=464922778/0,5*(295720230+230016795)=1,8$$

### 3. Оборачиваемость собственного капитала

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

$$Коск = В / Ср. Величина СК \quad (18)$$

где нг – данные на начало отчетного года;

кг – данные на конец отчетного периода.

В –выручка.

$$K_{2016}=326171119/0,5*(322976504+285241675)=1,07$$

$$K_{2017}=361443881/0,5*(350569286+322976504)=1,07$$

$$K_{2018}=464922778/0,5*(427403284+350569286)=1,2$$

### 4. Оборачиваемость материальных запасов (запасов и затрат)

Коэффициент оборачиваемости запасов и затрат (Комз) отражает число оборотов запасов предприятия за анализируемый период:

$$Комз = В / Среднегодовая ст. запасов \quad (19)$$

где нг – данные на начало отчетного года;

кг – данные на конец отчетного периода.

$$K_{2016}=326171119/0,5*(4902819+365338)+(4047630+1882405)=58,3$$

$$K_{2017}=361443881/0,5*(5632508+935164)+(4902819+365338)=61,1$$

$$K_{2018}=464922778/0,5*(5887581+86)+(5632508+935164)=74,6$$

Средний срок оборота материальных оборотных средств (в днях):

$$Помз = 365 / Коэф. \quad (20)$$

$$П_{2016}=365/58,3=6,3 \text{ дн.}$$

$$П_{2017}=365/61,1=6,1 \text{ дн.}$$

$$П_{2018}=365/74,6=4,9 \text{ дн.}$$

## 5. Оборачиваемость дебиторской задолженности

Коэффициент (Кодз) показывает скорость оборота дебиторской задолженности, измеряет скорость погашения дебиторской задолженности организации, насколько быстро организация получает оплату за проданные товары (работы, услуги) от своих покупателей:

$$\text{Кодз} = \text{В} / \text{Ср. величина ДЗ} \quad (21)$$

где нг – данные на начало отчетного года;

кг – данные на конец отчетного периода.

ДЗ – дебиторская задолженность.

В – выручка.

$$K_{2016} = 326171119 / 0,5 * (218864975 + 151943861) = 1,76$$

$$K_{2017} = 361443881 / 0,5 * (222204347 + 218864975) = 1,64$$

$$K_{2018} = 464922778 / 0,5 * (289748663 + 222204347) = 1,82$$

Период оборота дебиторской задолженности (оборачиваемость дебиторской задолженности в днях) характеризует средний срок погашения дебиторской задолженности и рассчитывается как:

$$\text{Пдз} = 365 / \text{Кодз} \quad (22)$$

$$P_{2016} = 365 / 1,76 = 207,4 \text{ дн.}$$

$$P_{2017} = 365 / 1,64 = 222,6 \text{ дн.}$$

$$P_{2018} = 365 / 1,82 = 200,5 \text{ дн.}$$

## 6. Оборачиваемость кредиторской задолженности

Это показатель скорости погашения предприятием своей задолженности перед поставщиками и подрядчиками. Коэффициент оборачиваемости кредиторской задолженности (Кокз) показывает, сколько раз (обычно, за год) предприятие оплачивает среднюю величину своей кредиторской задолженности:

$$\text{Кокз} = \text{Выручка} / \text{Ср. величина кр. Задолж.} \quad (23)$$

$$K_{2016} = 326171119 / 0,5 * (47059762 + 40535504) = 7,44$$

$$K_{2017} = 361443881 / 0,5 * (48652921 + 47059762) = 7,55$$

$$K_{2018} = 464922778 / 0,5 * (57409966 + 48652921) = 8,76$$

Период оборота кредиторской задолженности (оборачиваемость кредиторской задолженности в днях). Данный показатель отражает средний срок возврата долгов предприятия (за исключением обязательств перед банками и по прочим займам):

$$Пкз = 365 / Кокз \quad (24)$$

$$П_{2016} = 365 / 7,44 = 49 \text{ дн.}$$

$$П_{2017} = 365 / 7,55 = 48,3 \text{ дн.}$$

$$П_{2018} = 365 / 8,76 = 41,6 \text{ дн.}$$

#### 7. Оборачиваемость денежных средств

Коэффициент оборачиваемости денежных средств (Кодс) указывает на характер использования денежных средств на предприятии:

$$\text{Кодс} = \text{Выручка} / \text{Ср. сумма ДС} \quad (25)$$

где нг – данные на начало отчетного года;

кг – данные на конец отчетного периода.

ДС – денежные средства

$$К_{2016} = 326171119 / 0,5 * (503 + 2394) = 225178,5$$

$$К_{2017} = 361443881 / 0,5 * (3641 + 503) = 174442$$

$$К_{2018} = 464922778 / 0,5 * (3311 + 3641) = 133752,2$$

#### 8. Фондоотдача основных средств

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

$$\text{Фондоотдача} = \text{Выручка} / \text{Ср.ст. ОС} \quad (26)$$

где нг – данные на начало отчетного года;

кг – данные на конец отчетного периода.

ОС – основные средства.

$$К_{2016} = 326171119 / 0,5 * (137834 + 36) = 4731,6$$

$$К_{2017} = 361443881 / 0,5 * (137849 + 137834) = 2622,2$$

$$К_{2018} = 464922778 / 0,5 * (15 + 137849) = 6744,7$$

Деловая активность предприятия в финансовом аспекте проявляется в скорости оборота его средств. Коэффициенты деловой активности позволяют

проанализировать, на сколько эффективно предприятие использует свои средства. Коэффициенты могут выражаться в днях, а также в количестве оборотов того либо иного ресурса предприятия за анализируемый период.

Производственный цикл (Цп) характеризует время хранения производственных запасов с момента их поступления до момента отпуска в производство. Производственный цикл равен длительности оборота в запасах:

$$\text{Цп} = \text{Помз} \quad (27)$$

$$\text{П}_{2016} = 6,3 \text{ дн.}$$

$$\text{П}_{2017} = 6,1 \text{ дн.}$$

$$\text{П}_{2018} = 4,9 \text{ дн.}$$

Производственный цикл сократился на 1 день, что свидетельствует о более эффективном использовании производственных запасов.

Продолжительность операционного цикла (Цо) характеризует общее время, в течение которого финансовые ресурсы находятся в материальных средствах и дебиторской задолженности.

$$\text{Цо} = \text{Пдз} + \text{Помз} \quad (28)$$

$$\text{Цо}_{2016} = 207,4 + 6,3 = 213,7 \text{ дн.}$$

$$\text{Цо}_{2017} = 222,6 + 6,1 = 228,7 \text{ дн.}$$

$$\text{Цо}_{2018} = 200,5 + 4,9 = 205,4 \text{ дн.}$$

Продолжительность финансового цикла (Цф) это время, в течение которого финансовые ресурсы отвлечены из оборота.

$$\text{Цф} = \text{Цо} - \text{Пкз} \quad (29)$$

$$\text{Цф}_{2016} = 213,7 - 49 = 164,7 \text{ дн.}$$

$$\text{Цф}_{2017} = 228,7 - 48,3 = 180,4 \text{ дн.}$$

$$\text{Цф}_{2018} = 205,4 - 41,6 = 163,8 \text{ дн.}$$



Таблица 2.4–Оценка деловой активности предприятия.

Показатель	Периоды			Измен. Показат.
	2016г.	2017 г.	2018г.	2016-2018
Коэффициент оборачиваемости совокупного капитала	0,87	0,88	0,98	+0,11
Коэффициент оборачиваемости оборотных активов	1,7	1,6	1,8	+0,1
Коэффициент оборачиваемости собственного капитала	1,07	1,07	1,2	+0,13
Коэффициент оборачиваемости запасов и затрат	58,3	61,1	74,6	+16,3
Оборачиваемость дебиторской задолженности	1,76	1,64	1,82	+0,06
Период оборота дебиторской задолженности	207,4	222,6	200,5	+6,9
Оборачиваемость кредиторской задолженности	7,44	7,55	8,76	+1,32
Период оборота кредиторской задолженности	49	48,3	41,6	-7,4
Оборачиваемость денежных средств	225178,5	174442	133752,2	-91426,3
Фондоотдача основных средств	4731,6	2622,2	6744,7	+2013,1
Производственный цикл	6,3	6,1	4,9	-2
Продолжительность операционного цикла	213,7	228,7	205,4	-8,3
Продолжительность финансового цикла	164,7	180,4	163,8	-0,9

Анализируя, можно сформировать следующие выводы:

Продолжительность оборота запасов снизилась на 1 день, таким образом, материальные оборотные средства на начало и на конец отчетного периода использовались с той же интенсивностью;

Коэффициент оборачиваемости кредиторской задолженности увеличился;

Продолжительность оборота кредиторской задолженности увеличилась. Это отрицательный факт, связанный со снижением деловой репутации предприятия;

Продолжительность операционного и финансового цикла уменьшилась.

## 2.2.5 Оценка рентабельности предприятия

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

Таблица 2.9 - Обзор результатов деятельности организации

Показатель	Значение показателя, тыс. руб.			Изменение показателя		Средне-годовая величина, тыс. руб.
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	тыс. руб. (гр.4 - гр.2)	± % (((4-2) : 2)	
1	2	3	4	5	6	7
1. Выручка	326 171 119	361 443 881	464 922 778	+138 751 659	+42,5	384 179 259
2. Расходы по обычным видам деятельности	282 983 253	328 187 207	375 938 503	+92 955 250	+32,8	329 036 321
3. Прибыль (убыток) от продаж (1-2)	43 187 866	33 256 674	88 984 275	+45 796 409	+106	55 142 938
4. Прочие доходы и расходы, кроме процентов к уплате	1 925 915	349 949	3 072 654	+1 146 739	+59,5	1 782 839
5. ЕВИТ (прибыль до уплаты процентов, 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

Продолжение таблицы 2.9

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
7. Изменение налоговых активов и обязательств, налог на прибыль и прочее	-6 730 154	-5 288 762	-14 637 414	-7 907 260	↓	-8 885 443
8. Чистая прибыль (убыток) (5-6+7)	37 734 829	27 705 904	76 866 775	+39 131 946	+103,7	47 435 836
Справочно: Совокупный финансовый результат периода	37 734 829	27 705 904	76 866 775	+39 131 946	+103,7	47 435 836
Изменение за период нераспределенной прибыли (непокрытого убытка) по данным бухгалтерского баланса (измен. стр. 1370)	264 325 510	27 609 602	76 823 476	x	x	x

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.

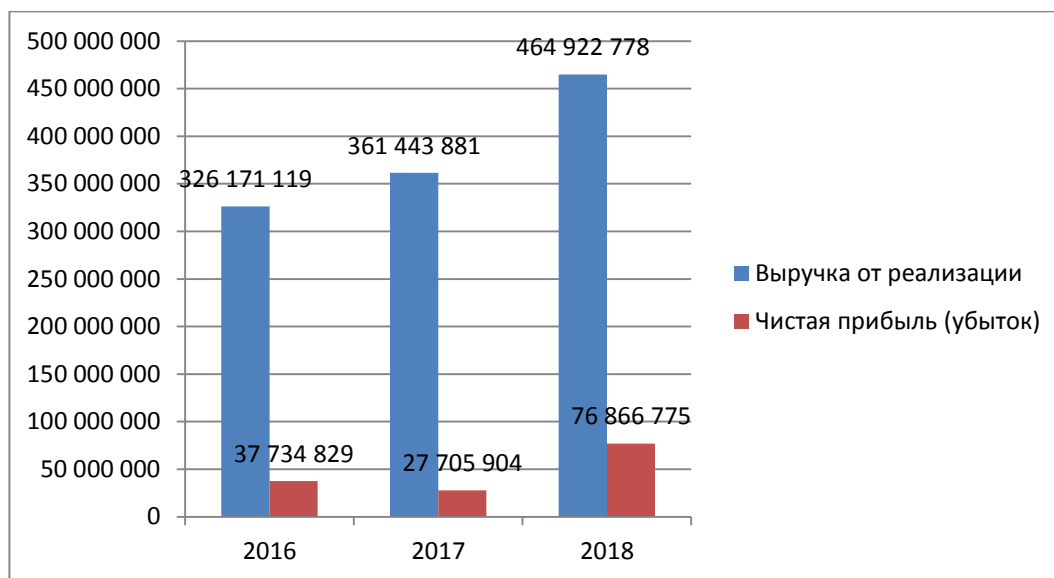


Рисунок 2.4 – Динамика финансовых результатов

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:

$$R = \text{ЧП} / V * 100\% \quad (30)$$

где R – рентабельность

ЧП – чистая прибыль предприятия

V – показатель, по отношению к которому рассчитывается рентабельность.

Рассчитаем коэффициенты рентабельности:

1. Рентабельность собственного капитала:

$$R = \text{ЧП} / \text{Средняя стоимость СК} \quad (31)$$

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

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

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

2. Рентабельность оборотных активов:

$$R = \text{ЧП} / \text{ОАср} \quad (32)$$

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

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

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

3. Рентабельность активов:

$$R = \text{ЧП} / \text{Аср} \quad (33)$$

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

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

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

4. Рентабельность основной деятельности:

$$R = \text{Прибыль от продаж} / \text{Издержки} \quad (34)$$

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

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

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

5. Рентабельность продаж по прибыли от продаж:

$$R = \text{Прибыль от продаж} / \text{Выручка от продаж} \quad (35)$$

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

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

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

6.Рентабельность внеоборотных активов определяется по формуле :

$$P = (\text{ЧП}/0,5 * \text{Средняя ст. ВОА}) \quad (36)$$

$$P(2016)=37734829/0,5 \times (322976504+285241675)=0,12$$

$$P(2017)=27705904/0,5 \times (350569286+322976504)=0,08$$

$$P(2018)=76866775/0,5 \times (427403284+350569286)=0,20$$

7.Рентабельность продаж (по чистой прибыли) определяется по формуле:

$$P = \text{ЧП}/\text{Выручку от продаж} \quad (37)$$

$$P(2016)=37734829/326171119 = 0,12$$

$$P(2017)=27705904/361443881 = 0,08$$

$$P(2018)=76866775/464922778 = 0,17$$

Таблица 2.10 - Анализ рентабельности

Показатели рентабельности	Значения показателя (в %, или в копейках с рубля)			Изменение показателя	
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	коп., (гр.4 - гр.2)	± % ((4-2) : 2)
1	2	3	4	5	6
1.Рентабельность собственного капитала	0,23	0,08	0,20	-0,03	13,04
2.Рентабельность оборотных активов:	0,34	0,12	0,29	-0,05	14,7
3.Рентабельность активов:	0,19	0,07	0,16	-0,03	15,8
4. Рентабельность основной деятельности	0,15	0,10	0,24	+0,09	60
5.Рентабельность продаж по прибыли от продаж	0,13	0,09	0,19	+0,06	46,2
6.Рентабельность внеоборотных активов определяется по формуле	0,12	0,08	0,20	+0,08	66,6
7.Рентабельность продаж (по чистой прибыли)	0,12	0,08	0,17	+0,05	41,6

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 собственного капитала показывает эффективность использования собственного капитала. Снижение уровня рентабельности собственного капитала отражает пониженную отдачу средств.

В 2018 наблюдается снижение рентабельности собственного капитала, что соответственно говорит о снижении отдачи средств и дальнейшее снижение, сформированных за счет вкладов собственников. Рентабельность внеоборотных активов увеличилась, таким образом, внеоборотные активы использовались эффективно. Рентабельность активов снизилась, что является отрицательной тенденцией.

## 2.3 Анализ затратности функционирования

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

Таблица 2.11 - Анализ динамики и структуры затрат

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.Отчисл. 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.Амортиз.	34 444 023	12,2%	30 281 313	9,2%	36 278 626	9,7%	- 4 162 711	-2,9%	5 997 314	0,4%
5.Прочие затраты	95 654 353	33,8%	155 047 743	47,2%	159 505 769	42,4%	59 393 390	13,4%	4 458 026	-4,8%
Итого по элементам	282 983 253	100,0%	328 187 207	100,0%	375 938 503	100,0%	45 203 954	0,0%	47 751 296	0,0%



Как видно из табл. 2.11, динамика затрат отрицательная в 2017 г. и положительная в 2018 г. Больше всего приросли материальные затраты и оплата труда. Структура затрат не показала значительных изменений.

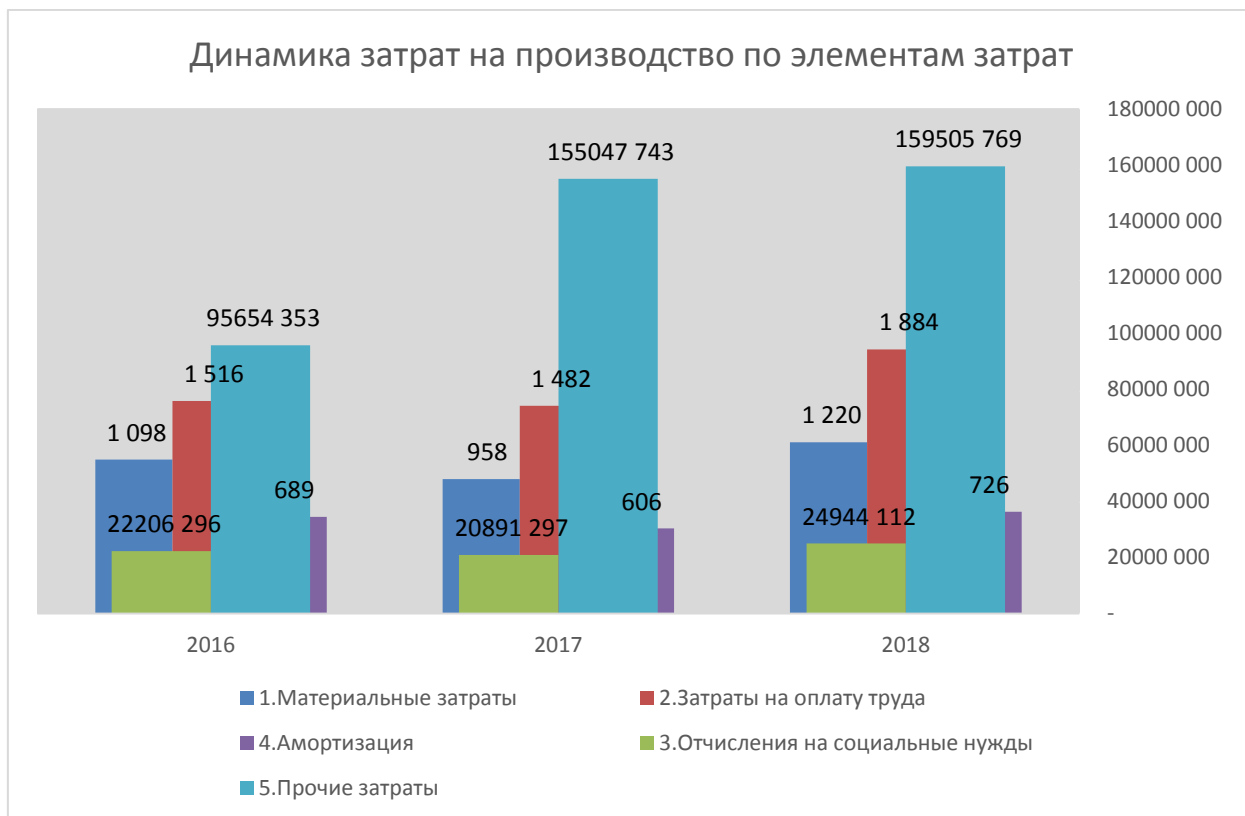


Рисунок 2.6 – Динамика затрат

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 2.12 - Анализ динамики затрат на 1 рубль продаж

Показатели	2016	2017	2018	2017-2016 (+;-)	Темп роста, %	2018-2017 (+;-)	Темп роста, %
1. Выручка от продаж, тыс.руб.	326171119	361443881	464922 778	35 272 762	111%	103 478897	129%
2. Себестоимость продукции (работ, услуг), тыс. руб.	282983253	328187207	375938 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	356588 941	404340 237	71 181 959	125%	47 751 296	113%
3. Затраты на 1 рубль продаж, руб.	0,9	1,0	0,9	0,1	113%	0	88%

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

$$З_1 = З_о / ВП \quad (38)$$

$$З_1(2016) = 285406982 / 326171119 = 0,9$$

$$З_2(2017) = 356588941 / 361443881 = 0,9$$

$$З_3(2018) = 404340237 / 464922778 = 0,9$$

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

### 3 РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ АО «САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ»

#### 3.1 Методические основы оценки эффективности инвестиционных проектов

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, местного бюджетов;

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

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

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

Технически приведение к начальному шагу затрат, результатов и эффектов, которые имеют место на t-ом шаге расчета реализации проекта,

производится путем их умножения на коэффициент дисконтирования  $\alpha_t$ , определяемый как:

$$\alpha_t = 1/(1+E)^t, \quad (39)$$

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:

$$\text{ЧДД} = \sum (R_t - Z_t^+) \times \alpha_t - K \quad (40)$$

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;

$\alpha_t$  - коэффициент дисконтирования.

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

Индекс доходности - это отношение приведенного эффекта к приведенным капиталовложениям:

$$\text{ИД} = 1 / K \cdot \sum (R_t - Z_t^+) \cdot 1 / (1 + E)^t, \quad (41)$$

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 находится из уравнения:

$$E_{\text{внд}} \quad \begin{array}{c} \int_0^T \frac{R_t - Z_t^+}{(1 + E_{\text{внд}})^t} dt = 0 \end{array} \quad \begin{array}{c} \int_0^T \frac{K_t}{(1 + E_{\text{внд}})^t} dt = 0 \end{array} \quad (42)$$

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.

### 3.2 Сущность инвестиционного мероприятия «Установка системы плунжерного насоса» (Разработала Безотосная Е.В)

Актуальность темы заключается в том, что на сегодняшний день на предприятиях по добыче нефти износ трубопроводных систем приводит к большим потерям природных ресурсов и финансовым затратам, это является большой проблемой для предприятия[11].

Внедрение плунжерного насоса позволит сократить финансовые затраты, связанные с износом трубопроводных систем для добычи нефти из скважин. Кольцевые вставки выполнены из цветного металла, например латуни, бронзы, это позволяет повысить надежность конструкции за счет исключения износа рабочих поверхностей цилиндра и обеспечения ремонтпригодности плунжера.

Исследование проблем инвестирования всегда находилось в центре экономической науки. Это обусловлено тем, что инвестиции затрагивают самые глубинные основы хозяйственной деятельности, определяя процесс экономического роста в целом.

Сущность инвестиционной идеи состоит во внедрении глубинного плунжерного насоса. Изобретение предназначено для использования в

нефтяной промышленности при добыче нефти из нефтяных скважин глубинными штанговыми насосами.

Преимущества глубинного плунжерного насоса состоят в небольших затратах при эксплуатации нефтяных скважин и простоте оборудования и обслуживания нефтяных скважин.

В связи с увеличением месторождений в последние годы, возникла острая необходимость во внедрении качественного оборудования. Известно, что к длинномерным цилиндрическим изделиям, работающим в осложненных условиях, предъявляются высокие требования по эксплуатационной надежности.

Так, например, глубинные плунжерные насосы, используемые при нефтедобыче, подвергаются ряду неблагоприятных воздействий, а именно: работают в агрессивной среде, в пульсирующем режиме, подвержены оседанию между стенками цилиндра и плунжера. В результате снижается эксплуатационная надежность насоса. Так как основными деталями насоса являются цилиндр и плунжер, то усовершенствованию этих деталей и приданию им надежности при работе в осложненных условиях придается большое значение.

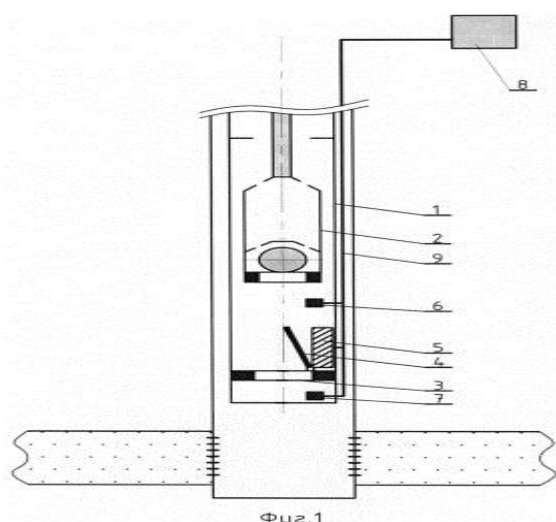


Рисунок 3.7 – Глубинный плунжерный насос

На чертеже изображено устройство глубинного плунжерного насоса, где 1 - корпус насоса (цилиндр), 2 - плунжер, 3 - седловина всасывающего

электромагнитного клапана, 4 - запорный элемент электромагнитного клапана, 5 - электромагнит всасывающего клапана, 6 - датчик давления в полости насоса, 7 - датчик давления на входе в насос, 8 - станция управления, 9 - линии связи между датчиками, электромагнитом и станцией управления (в традиционном исполнении - это электрокабели).

Нагнетательный клапан открывается, и жидкость из полости насоса перетекает в колонну лифтовых труб. При ходе плунжера вверх закрывается нагнетательный клапан, и давление в полости насоса становится меньше, чем на входе в насос.

В настоящее время для работы в особо агрессивных условиях, а также для добычи нефти из глубоких скважин с большим дебитом нашли применение плунжерные насосы, цилиндры у которых выполнены тонкостенными, упрочненными, с антикоррозионным покрытием, а металлические плунжеры выполнены с гладкой или желобковой поверхностью[12].

Насосы с плунжерами предлагаемой конструкции эффективно работают в скважинах с абразивосодержащими жидкостями и/или жидкостями малой вязкости. Применение такого плунжера глубинного насоса значительно увеличивает срок службы цилиндра насоса - не менее чем в 2 раза, увеличивает безремонтный период насоса также не менее чем в 2 раза.

Плунжер предлагаемой конструкции можно легко ремонтировать в условиях мастерских любого НГДУ путем замены кольцевых вставок. Плунжеры предлагаемой конструкции можно применять и со стандартными цилиндрами, что делает конструкцию насоса более универсальной.

Инвестиционные издержки включают в себя: затраты на покупку оборудования, инструмента, вспомогательных материалов, необходимых внедрения глубинного плунжерного насоса (таблица 6.1).



Таблица 3.13 – Капитальные вложения

Наименование	Сумма за единицу	Количество, ед
1.Плунжерный насос		
1.1.Корпус насоса (цилиндр)	285000	1
1.2.Плунжер	300000	1
1.3.Седловина всасывающего клапана	23000	1
1.4.Запорный элемент клапана	55000	1
1.5.Электромагнит клапана	43000	1
1.6.Датчик давления в полости насоса	24000	1
1.7.Датчик давления на входе в насос	24000	1
1.8.Станция управления	450000	1
1.9. Электрокабель	18000	1
Итого	1222000	-

В стоимость монтажных и пуско – наладочных работ входят услуги поставщика по разработке схемы установки комплекса, его доставки и установки, а так же наладке.

Помимо единовременных затрат, реализация данного инвестиционного проекта приведет к увеличению текущих издержек, которые представлены в таблице 3.15.

Таблица 3.14 - Амортизационные отчисления основных фондов

Наименование	Сумма
Стоимость основных фондов	1 222 000
Амортизация	1 527 50

Таблица 3.15 - Текущие издержки производства

Наименование	Всего текущих затрат, тыс. руб.
1. Материальные затраты	
1.1 Сырье и материалы	500 000
1.2 Транспортные расходы	120 000
2. Амортизация основных фондов	1 527 50
3. Прочие затраты	130,30
Итого затрат:	772 880
Текущие издержки без амортизации	772 880

Дополнительные текущие издержки в связи с заменой насосов не возникают поскольку плунжерный насос, как и электроцентробежный насос потребляет электроэнергию, но в меньшем количестве и это учтено в экономическом эффекте за счет это получается экономический эффект.

Дополнительно возникают материальные затраты связанные с обслуживанием нового оборудования в сумме 500 000 рублей и транспортные расходы в сумме 120 000 рублей.

Увеличение затрат на оплату труда и соответственно отчисления заработной платы не происходит поскольку не требуется найм дополнительных сотрудников, состав работников на скважине остается прежним.

Возникают амортизационные отчисления, связанные с возмещением стоимости приобретаемого оборудования в сумме 152 750 рублей.

Таблица 3.16 - Экономический эффект

Наименование	Значение
1. Выручка от продажи дополнительно добытой нефти, тыс.руб.	1 500 000
2. Снижение затрат на электроэнергию, тыс.руб.	0
4. Экономический эффект, тыс.руб.	1 500 000

По данным таблицы 3.16 можно судить о приросте выручки от реализации услуг, сумма выручки составит 1 500 000 рублей.

### 3.3 Оценка эффективности предлагаемого мероприятия

Оценка эффективности инвестиционного проекта в целом обычно производится с общественной и коммерческой позиций, причем оба вида эффективности рассматриваются с точки зрения единственного участника, реализующего проект за счет собственных средств[11].

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 3.17-3.23.

Таблица 3.17 – Инвестиционная деятельность

Наименование	Шаг (год) планирования								Итого за период	
	0	1	2	3	4	5	6	7		
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026		
1. Расходы на приобретение										
активов, всего	1 222 000,00									1 222 000,00
в том числе:										
за счет собственных средств	1 222 000,00									
за счет заемных средств.	0,00									0,00
2. Поток реальных средств										
2.1. По шагам	-1 222 000,00									-1 222 000,00
2.2. Нарастающим итогом	-1 222 000,00	-1 222 000,00	-1 222 000,00	-1 222 000,00	-1 222 000,00	-1 222 000,00	-1 222 000,00	-1 222 000,00	-1 222 000,00	
3. Поток дисконтированных средств										
3.1. По шагам	-1 222 000,00									-1 222 000,00
3.2. Нарастающим итогом	-1 222 000,00	-1 222 000,00	-1 222 000,00	-1 222 000,00	-1 222 000,00	-1 222 000,00	-1 222 000,00	-1 222 000,00	-1 222 000,00	

Таблица 3.18 – Поток денежных средств от операционной деятельности

Наименование	Шаг (год) планирования								Итого период
	0	1	2	3	4	5	6	7	
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
1. Экономический эффект	1 500 000,00	1 500 000,00	1 500 000,00	1 500 000,00	1 500 000,00	1 500 000,00	1 500 000,00	1 500 000,00	12 000 000,00
2. Текущие издержки	772 880,00	772 880,00	772 880,00	772 880,00	772 880,00	772 880,00	772 880,00	772 880,00	6 183 040,00
3. Амортизация основных средств	152 750,00	152 750,00	152 750,00	152 750,00	152 750,00	152 750,00	152 750,00	152 750,00	1 222 000,00
4. Валовый доход	574 370,00	574 370,00	574 370,00	574 370,00	574 370,00	574 370,00	574 370,00	574 370,00	4 594 960,00
5. Налог на прибыль (20%)	114 874,00	114 874,00	114 874,00	114 874,00	114 874,00	114 874,00	114 874,00	114 874,00	918 992,00
6. Чистая прибыль	459 496,00	459 496,00	459 496,00	459 496,00	459 496,00	459 496,00	459 496,00	459 496,00	3 675 968,00
7. Поток реальных средств									
7.1. По шагам	612 246,00	612 246,00	612 246,00	612 246,00	612 246,00	612 246,00	612 246,00	612 246,00	4 897 968,00
7.2. Нарастающим итогом	612 246,00	1 224 492,00	1 836 738,00	2 448 984,00	3 061 230,00	3 673 476,00	4 285 722,00	4 897 968,00	
8. Поток дисконтированных средств									
8.1. По шагам	612 246,00	532 387,83	462 945,94	402 561,68	350 053,64	304 394,47	264 690,84	230 165,95	3 159 446,34
8.2. Нарастающим итогом	612 246,00	1 144 633,83	1 607 579,76	2 010 141,45	2 360 195,08	2 664 589,55	2 929 280,39	3 159 446,34	

Таким образом, за весь период расходы на приобретение активов за счет собственных средств составит 1 222 000,00 рублей. Исходя из данных полученных в таблице 3.17 можно сделать вывод о том, что предлагаемое мероприятие за исследуемый период планирования принесет экономический эффект в размере 12 000 000,00 рублей, чистая прибыль составит 3 675 968,00 рублей.

Таблица 3.19– Расчет притока денежных средств от операционной деятельности

Наименование	Сумма, млн.руб.
Экономический эффект	1 500 000,00
Затраты	1 222 000,00
Издержки без амортизации основных средств	772 880,00
Амортизация основных средств	152 750,00
Валовый доход (прибыль)	574 370,00
Налог на прибыль	114 874,00
Чистая прибыль	459 496,00
Чистый приток денежных средств	612 246,00

За период планирования, инвестиционный проект потребует 772 880,00 руб. капитальных вложений и принесет 459 496,00 руб. чистой прибыли.

Таблица 3.20 – Финансовая деятельность

Наименование	Шаг (год) планирования								Итого за период	
	0	1	2	3	4	5	6	7		
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026		
1. Собственный капитал.	1 222 000,00									1 222 000,00
2. Поток реальных средств										
2.1. По шагам	1 222 000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 222 000,00
2.2. Нарастающим	1 222 000,00	1 222 000,00	1 222 000,00	1 222 000,00	1 222 000,00	1 222 000,00	1 222 000,00	1 222 000,00	1 222 000,00	

Продолжение таблицы 3.20

Наименование	Шаг (год) планирования								Итого за период
	0	1	2	3	4	5	6	7	
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
3. Поток дисконтированных средств									
3.1. По шагам	1 222 000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 222 000,00
3.2. Нарастающим итогом.	1 222 000,00	1 222 000,00	1 222 000,00	1 222 000,00	1 222 000,00	1 222 000,00	1 222 000,00	1 222 000,00	

Таблица 3.21– Инвестиционная и операционная деятельность

Наименование	Шаг (год) планирования								Итого за период
	0	1	2	3	4	5	6	7	
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
1. Поток реальных средств (ЧРД)									
1.1. По шагам	-609 754,00	612 246,00	612 246,00	612 246,00	612 246,00	612 246,00	612 246,00	612 246,00	3 675 968,00
1.2. Нарастающим итогом.	-609 754,00	2 492,00	614 738,00	1 226 984,00	1 839 230,00	2 451 476,00	3 063 722,00	3 675 968,00	
2. Поток дисконтированных средств (ЧДД)									
2.1. По шагам	-609 754,00	532 387,83	462 945,94	402 561,68	350 053,64	304 394,47	264 690,84	230 165,95	1 937 446,34
2.2. Нарастающим итогом.	-609 754,00	-77 366,17	385 579,76	788 141,45	1 138 195,08	1 442 589,55	1 707 280,39	1 937 446,34	

По данным таблицы 3.21, можно сделать вывод о том, что поток реальных средств составит 3 675 968,00 рублей, а поток дисконтированных средств 1 937 446,34 рублей.

Таблица 3.22 – Сальдо денежных потоков

Наименование	Шаг (год) планирования								Итого за период	
	0	1	2	3	4	5	6	7		
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026		
1. Поток реальных средств										
1.1. По шагам	612 246,00	612 246,00	612 246,00	612 246,00	612 246,00	612 246,00	612 246,00	612 246,00	612 246,00	4 897 968,00
1.2. Нарастающим итогом (СРД).	612 246,00	1 224 492,00	1 836 738,00	2 448 984,00	3 061 230,00	3 673 476,00	4 285 722,00	4 897 968,00		

75

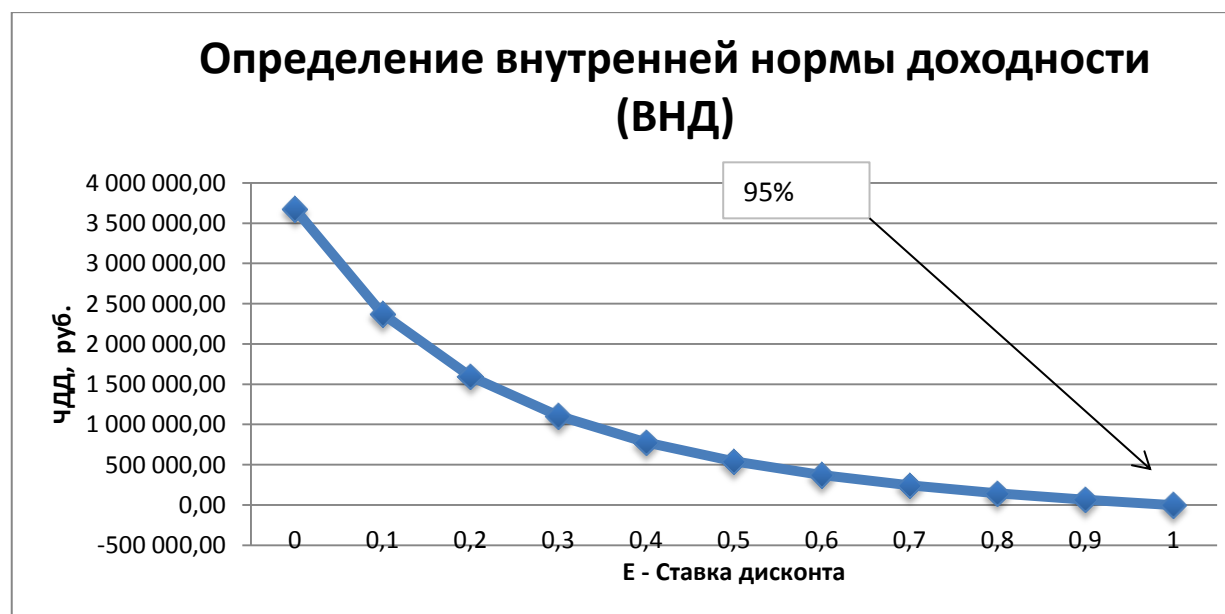


Рисунок 3.8- Определение ВНД



Сальдо по итогам всех периодов в сумме составит 4 897 968,00 рублей. Внутренняя норма доходности инвестиций составляет 95 % в год (рисунок 3.8).

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

Наглядно о формировании показателей эффективности проекта можно судить по рисунку 3.9.

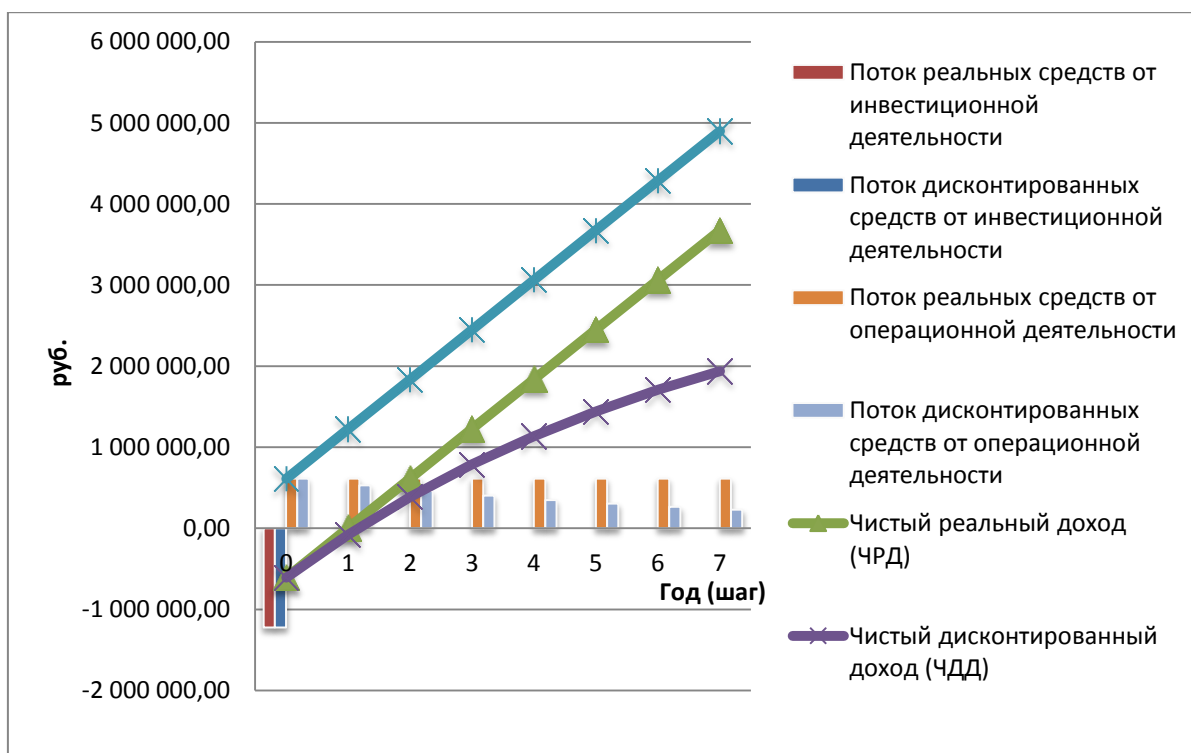


Рисунок 3.9- Эффективность инвестиционного проекта

Положительный чистый дисконтированный доход и индекс доходности, превосходящий единицу, позволяют охарактеризовать проект как эффективный. Чистый дисконтированный доход по-другому называют чистой приведенной или текущей стоимостью. Он представляет собой сумму всех дисконтированных значений притоков и оттоков по проекту, приведенных к настоящему моменту времени.

Внутренняя норма доходности и срок окупаемости устраивает предприятие как инвестора.

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

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

### 3.4 Анализ чувствительности проекта к риску

Анализ чувствительности – это один из методов оценки эффективности того или иного проекта, который применяется не только в отечественной, но и в зарубежной инвестиционной практике. Главная цель и задача – определить, как могут повлиять изменения исходных данных проекта.

Поскольку инвестиционные проекты имеют определённую степень риска, связанную с природными и рыночными факторами, то необходимо провести анализ чувствительности к риску от проведения мероприятий.

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 3.23- Значение ЧДД при варьируемых показателях

Показатели	-15%	-10%	-5%	0	5%	10%	15%
Выручка	631889,27			3159446,34			5678003,41
Текущие издержки		4991925,22		3159446,34		1326967,46	
Налоги			3191040,80	3159446,34	3127851,88		

На рисунке 3.10 представлена диаграмма «Паук» для предлагаемого мероприятия.

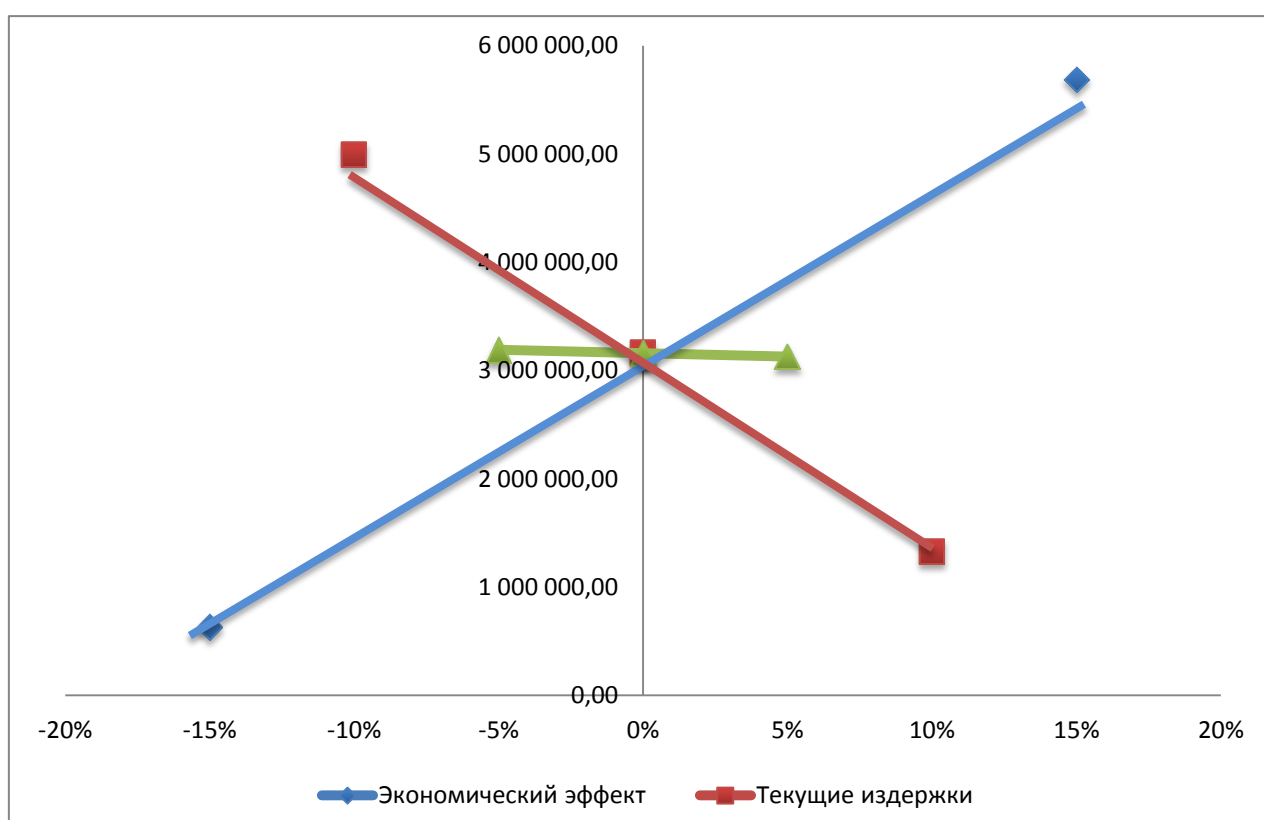


Рисунок 3.10- Диаграмма «Паук»

Расчет изменения 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.

### 3.5 Сущность инвестиционного мероприятия «Установка системы манифольда ПВО» (Разработала Еловикова Ю.С)

Газонефтеводопроявления - проникновение газа, нефти и воды из пластов горных пород в скважину. Они не только нарушают процесс бурения, но и являются причиной аварий. При интенсивных газонефтепроявлениях часто разрушаются устья скважины и буровое оборудование, возникает пожар. При газонефтепроявлениях большую опасность представляют самовозгорание, образование взрывоопасной смеси с воздухом, отравления. Особенно опасны выбросы сероводорода, поскольку даже при очень небольших его концентрациях (0,001 мг/дм<sup>3</sup>) уже нельзя работать без специальной защиты.

При высоких концентрациях сероводорода (5-25%) или углекислого газа возникает опасность коррозии (что приводит к обрыву труб и разрыву обсадных колонн), тогда необходимо повысить запас прочности оборудования, использовать специальных, обычно низколегированные, малоуглеродистые, прошедшие вторичную термическую обработку стали для изготовления труб и всей арматуры; применять специальные покрытия; вводить ингибиторы коррозии; конструировать оборудование для сбора и удаления сероводорода.



Рисунок 3.11 - Газонефтеводопроявления

При проявлениях нефти или высокоминерализованной пластовой воды происходит загрязнение территории вокруг буровой и расположенных вблизи водоёмов, уничтожается растительность, а при содержании в воде сероводорода и других отравляющих веществ возникает угроза для персонала буровой и населения. Для предотвращения таких ситуаций используются манифольды ПВО.

Постоянно разрабатываются и готовятся к производству новые конструкции противовыбросового оборудования, отвечающие возросшим требованиям бурения. На основе накопленного опыта, научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, а также новейших достижений в нефтяном машиностроении и смежных областях науки и техники противовыбросовое оборудование непрерывно совершенствуется: повышается его долговечность и надежность, снижается масса, сокращается металлоемкость и трудовые затраты на его изготовление, эксплуатацию и ремонт. Это обусловило широкую номенклатуру моделей и модификаций манифольдов, используемых в отечественной и зарубежной практике бурения разведочных и эксплуатационных скважин.

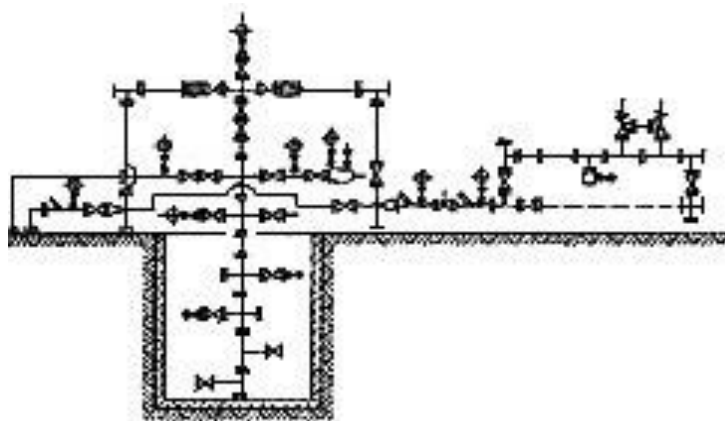


Рисунок 3.12 – Манифольд нефтяной скважины

Благодаря простоте и надежности работы манифольды нашли широкое применение в нефтяной отрасли промышленности, все основные технологические процессы которых связаны с воздействием на бурящиеся

нефтяные и газовые скважины при проявлениях - разрядкой, циркуляцией, созданием противодавлений и закачкой промывочной жидкости.

Капитальные вложения рассчитаны на внедрение манифольда ПВО.

Таблица 3.24 – Капитальные вложения на приобретение оборудования

Наименование	Сумма за единицу	Количество, ед.	Общая сумма
1. Манифольд			
1.1 Блок дросселирования	247 000	1	247 000
1.2 Блок глушения	235 000	1	235 000
1.3 Задвижка гидравлическая зм-80(65)гх70(35)	48 000	2	96 000
1.4 Фланец продувочный (фнар.=265мм. с краном вд и шпильки м30х3х240 – 8 шт.)	22 750	2	45 500
1.5 Сепаратор газосодержащего бурового раствора урб.= 2-2,5 м3	55 000	1	55 000
1.6 Контейнер блока дросселирования и глушения на единой раме (исполнение: утепленное, электрообогрев во взрывозащищенном исполнении, съемная крыша)	720 000	1	720 000
1.7 Пакет труб (согласно заказа)	150 000	1	150 000
1.8 Крепеж манифольда (согласно заказа)	35 000	1	35 000
1.9 Тройник с заглушкой ффл.=265мм.	2 200	6	13 200
2 Манометр мтпсд-100-ом2-40мпх1,5	4 980	3	14 940
2.1 Предохранитель манометра	5 800	3	17 400
Итого		-	1 629 040

Таким образом, сумма необходимых капитальных вложений для реализации проекта составит 1 629 040 рублей.

Таблица 3.25 - Амортизационные отчисления основных фондов участка по ремонту

Наименование	Сумма
Стоимость основных фондов, тыс.руб.	1 629 040
Амортизация	203 630

Помимо единовременных затрат, реализация данного инвестиционного проекта приведет к увеличению текущих издержек, которые представлены в таблице 3.26.

Таблица 3.26 - Текущие издержки производства

Наименование	Всего текущих затрат, тыс. руб.
1. Эксплуатационные затраты	2 800 000
2. Амортизация основных фондов	203 630
3. Прочие затраты	300,30
Итого затрат:	3003930,30
Текущие издержки без амортизации	2800300,30

Оборудование состоит на балансе АО «Самотлорнефтегаз». Ремонтными работами, наладочными работами занимается подрядная нефтесервисная компания. Эксплуатационные затраты составят 2 800 000.

Таблица 3.27 - Экономический эффект

Наименование	Значение
1. Дополнительная выручка от реализации услуг, руб.	3 600 000
2. Сокращение затрат на подготовительно-заключительные работы, руб.	0
4. Экономический эффект, тыс.руб.	3 600 000

По данным таблицы 3.27 можно судить о приросте выручки от реализации услуг, сумма выручки составит 3 600 000.

### 3.6 Оценка эффективности от внедрения проекта

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

Выделяют следующие показатели эффективности инвестиционного проекта относительно интересов его участников:

- показатели коммерческой (финансовой) эффективности, учитывающие финансовые последствия реализации проекта для его непосредственных участников;

- показатели бюджетной эффективности, отражающие финансовые последствия проекта для федерального, регионального или местного бюджетов;

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

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

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

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



$$\alpha_t = 1/(1+E)^t, \quad (43)$$

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:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I \quad (44)$$

где

NPV- чистый дисконтированный доход;

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

$I$ - сумма инвестиций;

$r$ - ставка дисконтирования;

$n$ - число периодов.

Для признания проекта эффективным с точки зрения инвестора необходимо, чтобы NPV проекта был положительным. При сравнении альтернативных проектов предпочтение отдается проекту с более высоким значением данного показателя.

Индекс доходности (PI) – показатель, определяемый как частное от деления суммы приведенных поступлений на приведенную стоимость затрат.

$$PI = \frac{PVCI}{PVCO}, \quad (45)$$

где

PVCI – приведенные поступления;

Критерий PI характеризует доход на единицу затрат. Именно этот критерий наиболее предпочтителен, когда необходимо упорядочить независимые проекты для создания оптимального портфеля реальных инвестиций в случае ограниченности сверху общего объема инвестиций.

Внутренняя норма доходности (IRR) представляет собой ту норму дисконта, при которой дисконтированные притоки денежных средств по проекту равны дисконтированным оттокам. IRR определяется исходя из равенства:

$$\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} - I = 0 \quad (46)$$

Логика критерия IRR: он показывает максимальный уровень затрат, который может быть ассоциирован с данным проектом, то есть к рассмотрению могут быть приняты только те проекты, по которым  $IRR \geq r$ .

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 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 3.28-2.34

Таблица 3.28 -Инвестиционная деятельность

Наименование	Шаг (год) планирования								Итого за период
	0	1	2	3	4	5	6	7	
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
1. Расходы на приобретение активов, всего	1629040								1629040
в том числе:									
за счет собственных средств	1629040								
за счет заемных средств.	0,00								0,00
2. Поток реальных средств									
2.1. По шагам	-1629040								-1629040
2.2. Нарастающим итогом	-1629040	-1629040	-1629040	-1629040	-1629040	-1629040	-1629040	-1629040	
3. Поток дисконтированных средств									
3.1. По шагам	-1629040								-1629040
3.2. Нарастающим итогом	-1629040	-1629040	-1629040	-1629040	-1629040	-1629040	-1629040	-1629040	

Таблица 3.29 - Поток денежных средств от операционной деятельности

Наименование	Шаг (год) планирования								Итого за период
	0	1	2	3	4	5	6	7	
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
1. Экономический эффект	3600 000	3600 000	3600000	3600000	3600000	3600000	3600000	3600000	28800 000
2. Текущие издержки	2800300,30	2800300,30	2800300,30	2800300,30	2800300,30	2800300,30	2800300,30	2800300,30	22402 402,40
3. Амортизация основных средств	203630	203630	203630	203630	203630	203630	203630	203630	1629040
4. Валовой доход	596069,70	596069,70	596069,70	596069,70	596069,70	596069,70	596069,70	596069,70	4768557,60
5. Налог на прибыль (20%)	119213,94	119213,94	119213,94	119213,94	119213,94	119213,94	119213,94	119213,94	953711,52
6. Чистая прибыль	476855,76	476855,76	476855,76	476855,76	476855,76	476855,76	476855,76	476855,76	3814846,08
7. Поток реальных средств									
7.1. По шагам	680485,76	680485,76	680485,76	680485,76	680485,76	680485,76	680485,76	680485,76	5443886,08
7.2. Нарастающим итогом	680485,76	1360971,52	2041457,28	2721943,04	3402428,80	4082914,56	4763400,32	5443886,08	
8. Поток дисконтированных средств									
8.1. По шагам	680485,76	591726,75	514545	447 430,43	389 069,94	338 321,69	294 192,77	255819,80	3511592,14
8.2. Нарастающим итогом	680485,76	1272212,51	1 786 757,51	2 234 187,94	2 623 257,88	2 961 579,57	3 255 772,34	3511592,14	



Продолжение таблицы 3.31– Финансовая деятельность

Наименование	Шаг (год) планирования								Итого за период
	0	1	2	3	4	5	6	7	
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
3.1. По шагам	1629040	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1629040
3.2. Нарастающим итогом.	1629040	1629040	1629040	1629040	1629040	1629040	1629040	1629040	

Таблица 3.32 – Инвестиционная и операционная деятельность

Наименование	Шаг (год) планирования								Итого за период
	0	1	2	3	4	5	6	7	
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
1. Поток реальных средств (ЧРД)									
1.1. По шагам	-948 554,24	680 485,76	680 485,76	680 485,76	680 485,76	680 485,76	680 485,76	680 485,76	3 814 846,08
1.2.Нарастающим итогом.	-948 554,24	-268 068,48	412 417,28	1 092 903,04	1 773 388,80	2 453 874,56	3 134 360,32	3 814 846,08	
2. Поток дисконтированных средств (ЧДД)									
2.1. По шагам	-948 554,24	591 726,75	514 545,00	447 430,43	389 069,94	338 321,69	294 192,77	255 819,80	1 882 552,14
2.2.Нарастающим итогом.	-948 554,24	-356 827,49	157 717,51	605 147,94	994 217,88	1 332 539,57	1 626 732,34	1 882 552,14	

Таблица 3.33 – Сальдо денежных потоков

Наименование	Шаг (год) планирования								Итого за период	
	0	1	2	3	4	5	6	7		
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026		
1. Поток реальных средств										
1.1. По шагам	680485,76	680485,76	680485,76	680485,76	680485,76	680485,76	680485,76	680485,76	680485,76	5443886,08
1.2. Нарастающим итогом (СРД).	680485,76	1360971,52	2041457,28	2721 943,04	3402428,80	4082914,56	4763400,32	5443886,08		

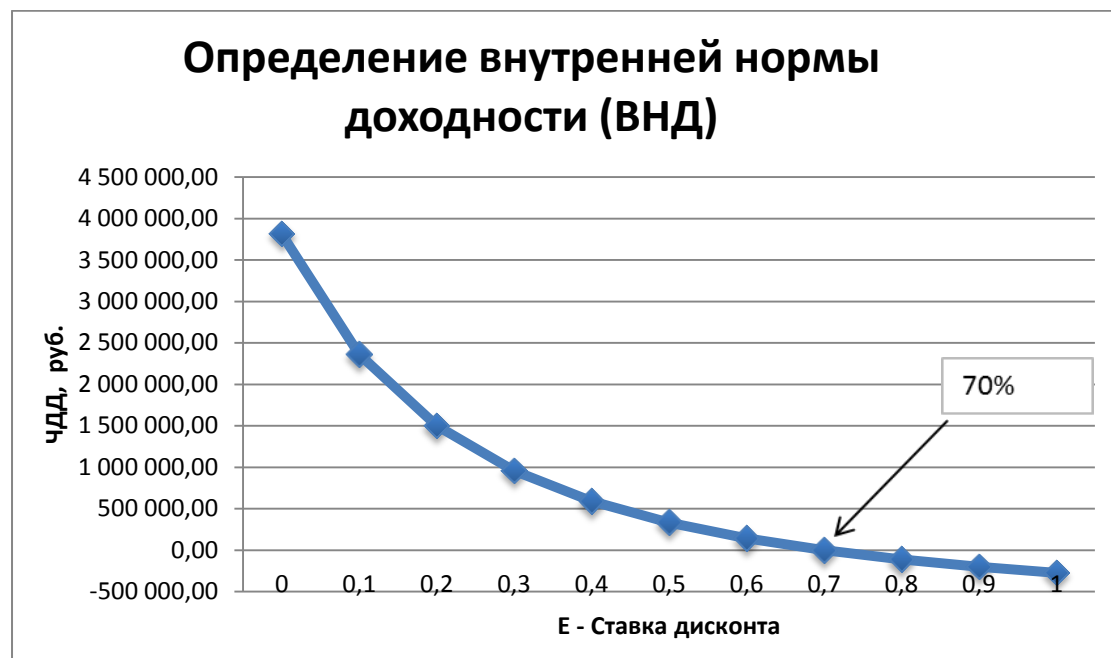


Рисунок 3.13 – Определение внутренней нормы доходности (ВНД)



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

Наглядно о формировании показателей эффективности проекта можно судить по рисунку 3.14.

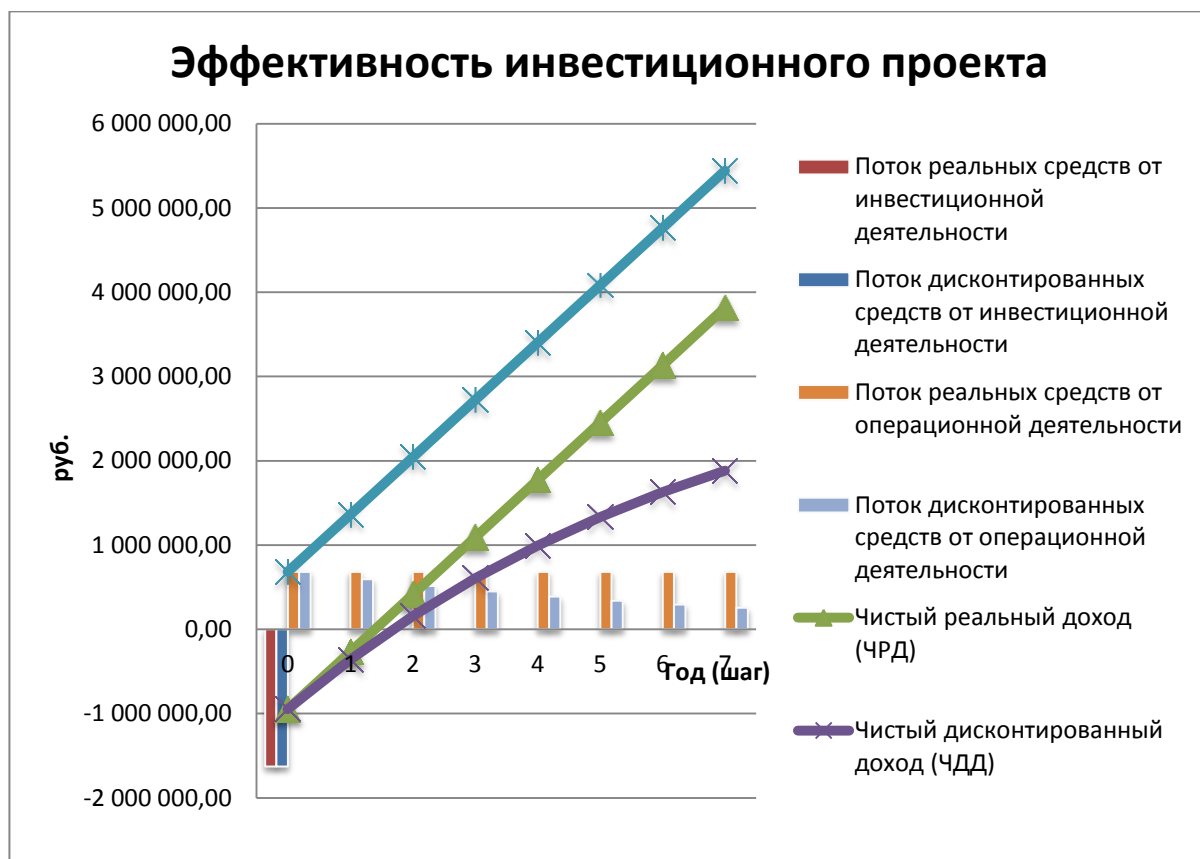


Рисунок 3.14 – Эффективность инвестиционного проекта

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.

### 3.7 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.

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 3.34- Значение ЧДД при варьируемых показателях

	-15%	-10%	-5%	0	5%	10%	15%
Экономический эффект	702 318,43			3 511 592,14			6 320 865,86
Текущие издержк.		5 548 315,59		3 511 592,14		1 474 868,70	
Налоги			3 546 708,07	3 511 592,14	3 476 476,22		

На рисунке 3.15 представлена диаграмма «Паук» для предлагаемого мероприятия.

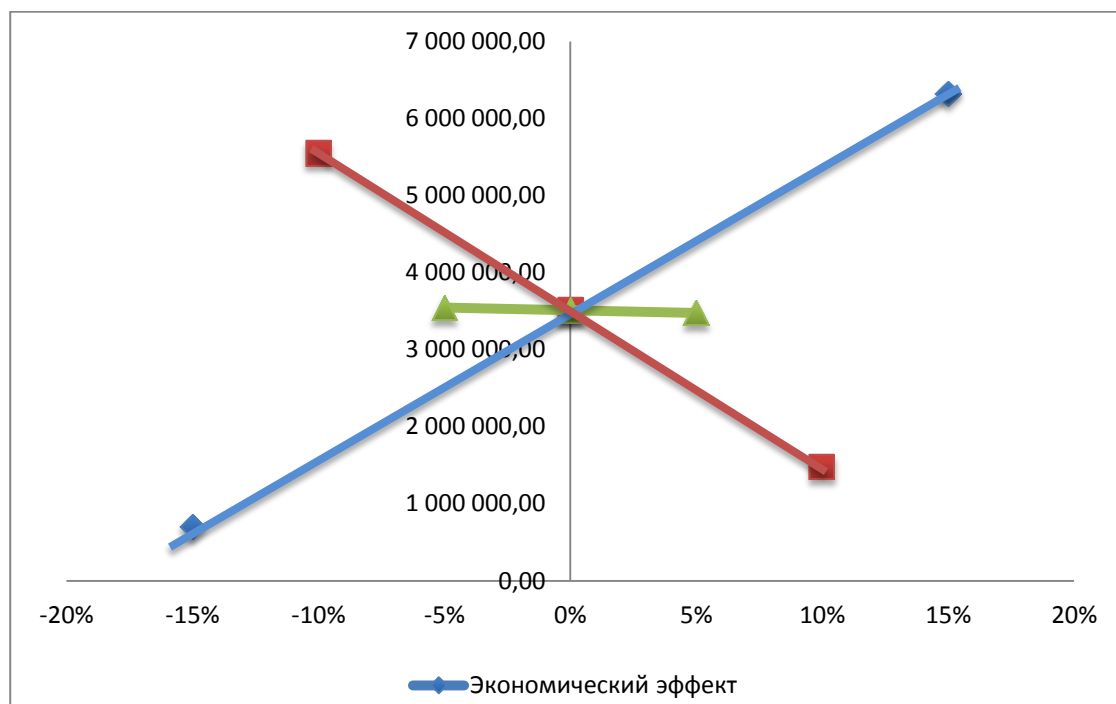


Рисунок 3.15 - Диаграмма чувствительности к риску

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.

### 3.8 Сравнительный анализ проектов «Система плунжерного насоса» и «Система манифольда ПВО»

Проанализировав экономическую эффективность рассматриваемых проектов «Плунжерный насос» и «Манифольд ПВО», суть которых сводится к увеличению выручки от дополнительно добытой нефти, можно сделать вывод о том, что проект «Растворитель АСПО «ЯРУС»» более эффективен.

Из проведенных расчетов видно, что за весь период планирования

проект «Плунжерный насос» потребует 1 222 000 руб., капитальных вложений и принесет 459 496 руб., чистой прибыли, а проект «Манифольд ПВО» потребует 1 629 040 руб., капитальных вложений, а чистая прибыль составит за период планирования 476 855,76 руб. (рисунок 3.16).

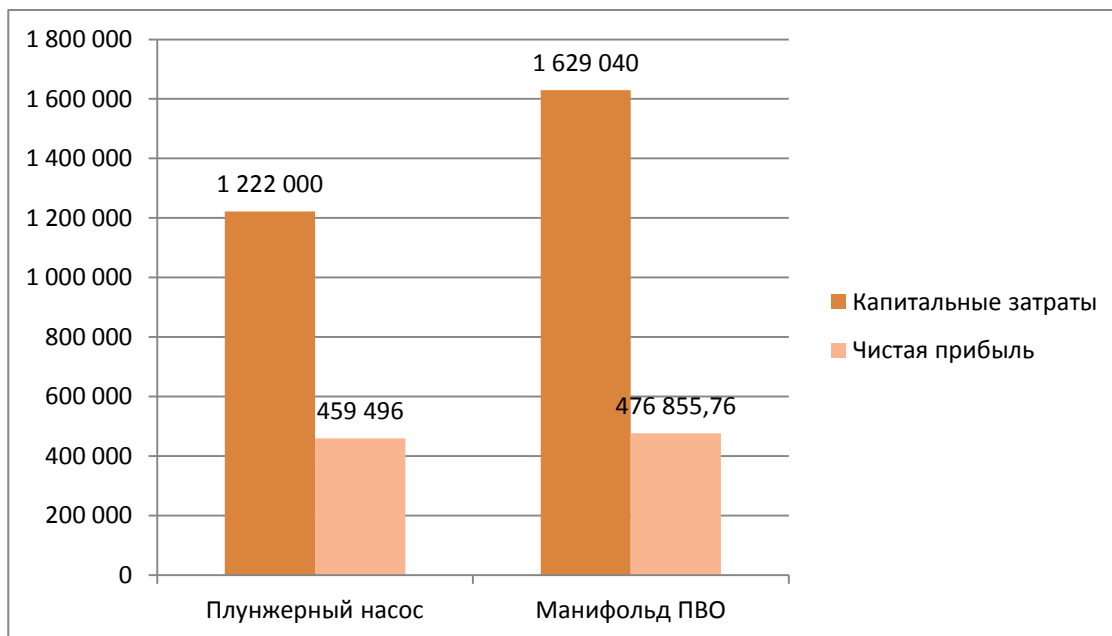


Рисунок 3.16 – Капитальные вложения и чистая прибыль проектов

Чистый реальный доход и чистый дисконтированный доход (рисунок 3.17) «Манифольд ПВО» выше, чем у «Плунжерного насоса».

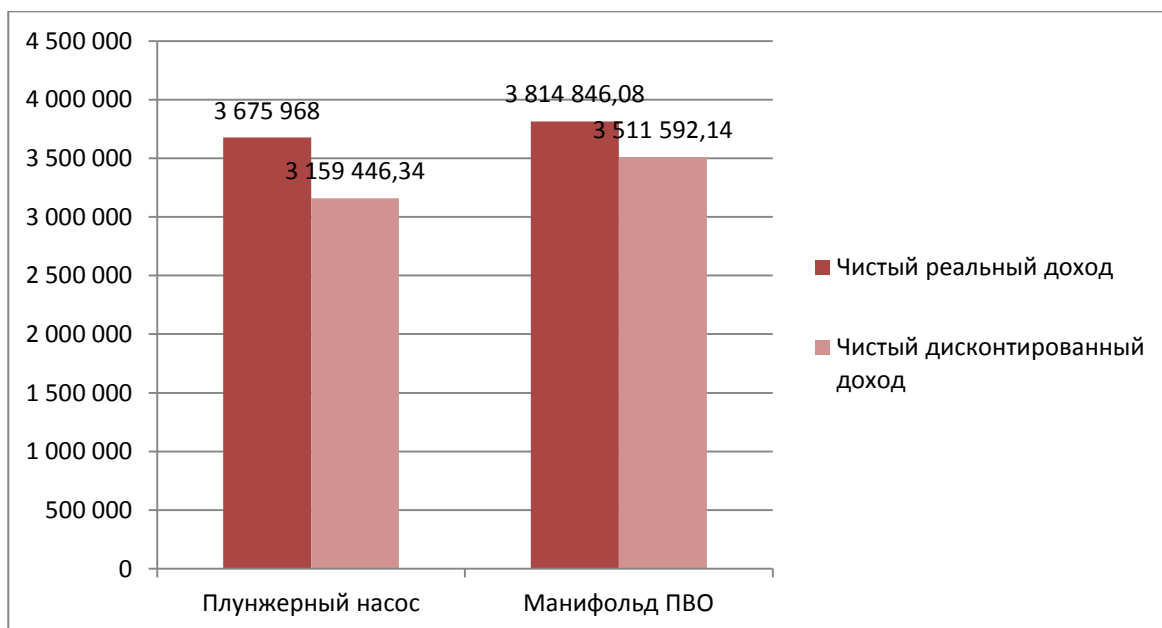


Рисунок 3.17 – Реальный доход и дисконтированный доход

Кроме того, такие показатели, как индекс доходности по дисконтированным потокам «Плунжерный насос»(2,58) выше, чем индекс доходности по дисконтированным потокам «Манифольд ПВО» (2,15) (рисунок 3.18).

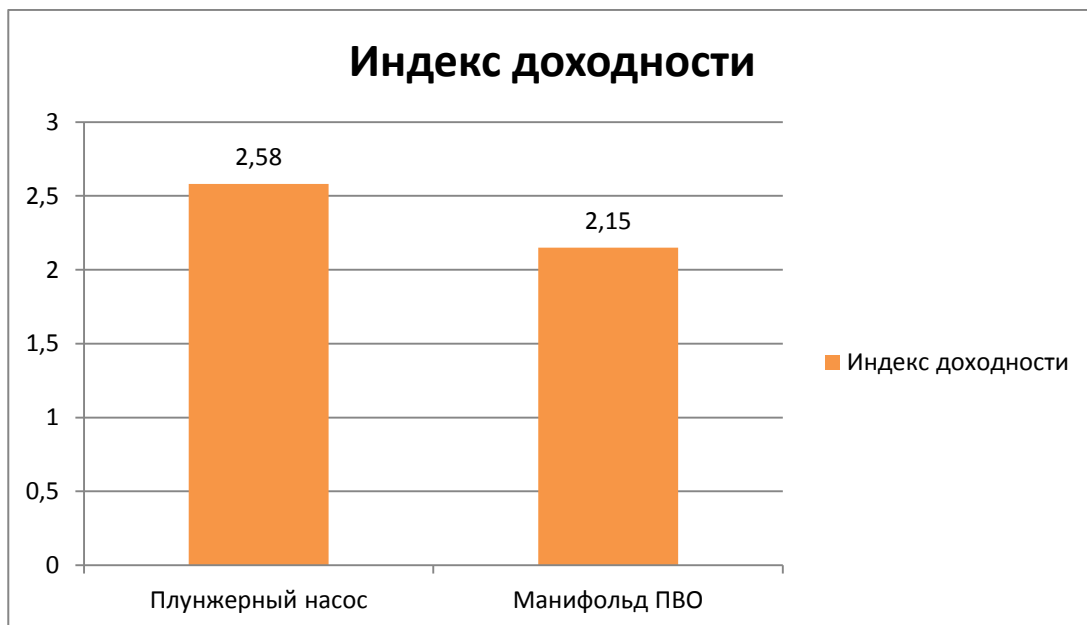


Рисунок 3.18 – Индекс доходности

Внутренняя норма доходности инвестиций для «Плунжерный насос» 95% в год, для «Манифольд ПВО» – 70% (рисунок 3.19).

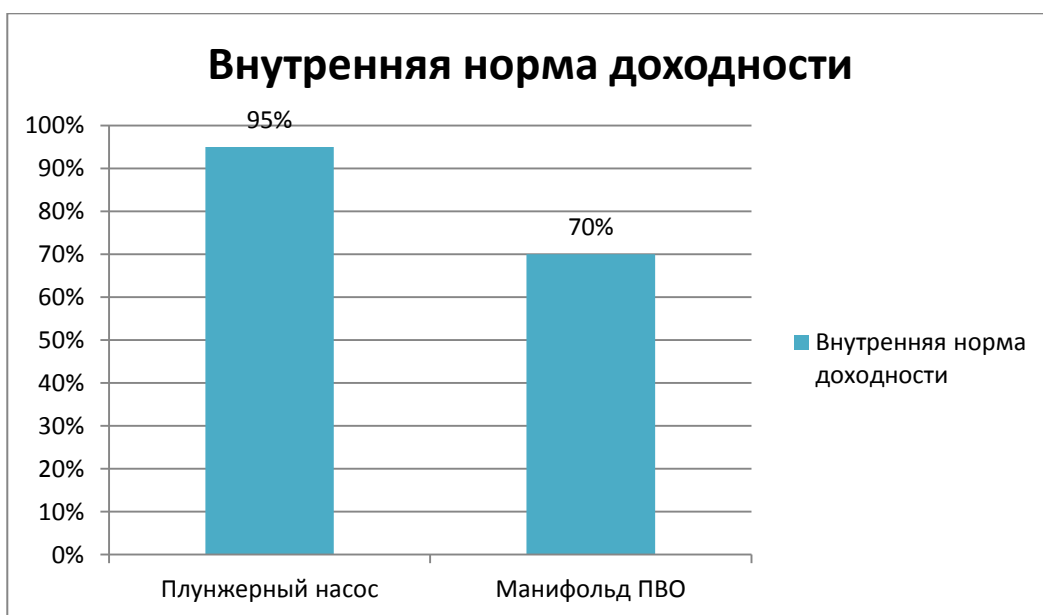


Рисунок 3.19 – Внутренняя норма доходности

Срок окупаемости «Плунжерный насос», исчисленный по дисконтированным потокам – 1,1 года. Срок окупаемости «Манифольд ПВО» исчисленный по дисконтированным потокам – 1,4года (рисунок 3.20).

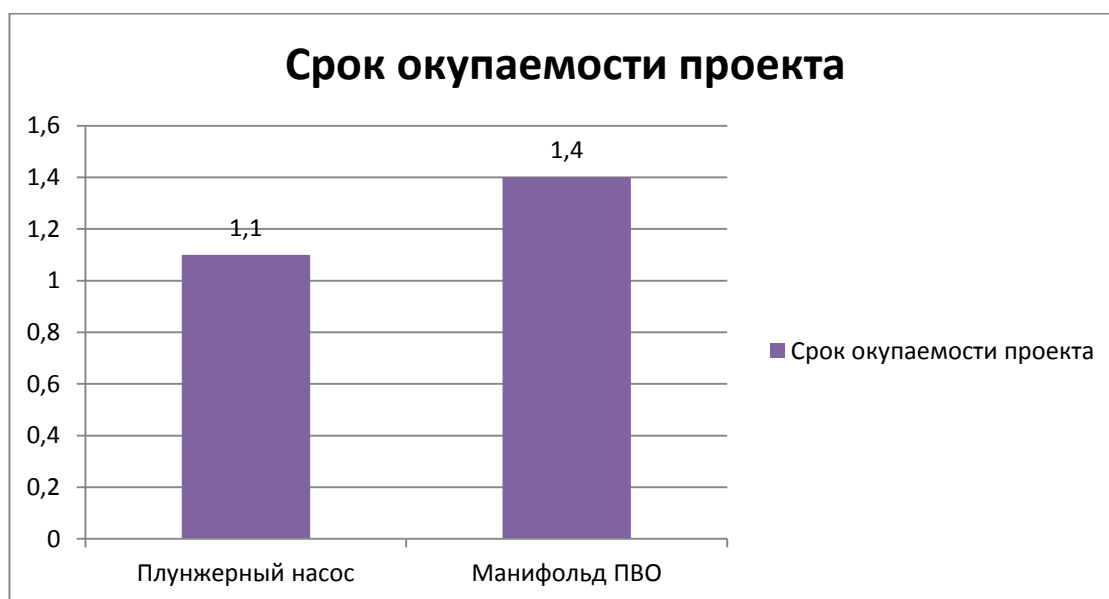


Рисунок 3.20 – Срок окупаемости проектов

Положительный чистый дисконтированный доход и индекс доходности, превосходящий единицу, позволяют охарактеризовать оба проекта как эффективные.

Поскольку основным критерием принятия решения является величина чистого дисконтированного дохода, то поэтому параметру наиболее привлекательным является «Манифольд ПВО», тем более учитывая противоречивость этих проектов остановимся на внедрении именно этого проекта . Это позволит конечно частично решить обозначенную изначально проблему, повысить эффективность хозяйствования и создаст условия для дальнейшего развития и процветания компании.

Данные не поддаются однозначной формализации, но оптимальным показателем для проведения сравнительного анализа выступают критерии оценки коммерческой эффективности инвестиционного проекта.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проанализировав всю проделанную работу можно сделать вывод, что все поставленные задачи и цели были выполнены.

На первоначальном этапе была дана характеристика АО «Самотлорнефтегаз», и отрасли в которой осуществляется деятельность данного предприятия.

Самый удобный способ оценки стратегического положения предприятия – SWOT-анализ. По предприятию был проведен SWOT-анализ, и были выявлены сильные и слабые стороны предприятия.

Учитывая все слабые стороны АО «Самотлорнефтегаз», наиболее приемлемой стратегия, направленная на повышение дебита, т.к. внедрение новых технологий способствует увеличению дебита нефтескважин.

Проведя анализ финансово-хозяйственной деятельности АО «Самотлорнефтегаз», можно сделать следующие выводы:

АО «Самотлорнефтегаз» – основа сырьевой базы НК «Роснефть». Предприятие занимает ведущее положение в нефтедобывающей отрасли, и является одним из крупнейших предприятий в России по добыче нефти.

Общая характеристика АО «Самотлорнефтегаз», оценка его производственного потенциала, анализ финансово – хозяйственной деятельности показали, что предприятие находится в стабильном экономическом состоянии.

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 31 декабря 2018 г. наблюдается покрытие собственными оборотными средствами имеющихся у организации запасов, поэтому финансовое положение по данному признаку можно характеризовать как абсолютно устойчивое.

Анализ финансового состояния позволяет получить оценку надежности предприятия с точки зрения его платежеспособности, определить тип и величину его финансовой устойчивости.

Для повышения эффективности работы АО «Самотлорнефтегаз» было предложено мероприятие: установить плунжерный насос и внедрить манифольд ПВО.

Первый вариант решения проблемы - установить систему плунжерного насоса - применяется для закачки воды и других жидкостей в нефтяные пласты на индивидуальных и групповых установках с двумя-тремя насосными агрегатами.

Для использования системы плунжерного насоса, необходимы единовременные затраты в размере 1 222 000 т.р. на установку, монтажные и пуско-наладочные работы

Второй вариант решения проблемы – внедрение манифольда ПВО. Это превенторная установка предназначенная для воздействия на скважину при нефтепроявлениях разрядкой, циркуляцией, созданием противодействия и закачкой промывочной жидкости.

Для использования системы манифольда ПВО, необходимы затраты на приобретение нового оборудования, а также на техническую подготовку производства в размере 1 629 040 т.р.

Проанализировав расчеты по данным мероприятиям можно сказать, что оба инвестиционного проекта эффективны. Применение двух этих проектов одновременно не целесообразно, но оба проекта являются экономически выгодными и оба предложены к реализации.



## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Баскакова, О. В. Экономика предприятия (организации): Учебник / О. В. Баскакова, Л. Ф. Сейко. – М.: Издательско-торговая корпорация “Дашков и К°”, 2015.
- 2 Бочкарева, И.И. Бухгалтерский финансовый учет: Учебник / И.И. Бочкарева, Г.Г. Левина; Под ред. Я.В. Соколов. - М.: Магистр, 2015.
- 3 Бердникова, Т. Б. Анализ и диагностика финансово – хозяйственной деятельности организации / Т. Б. Бердникова.– М.: Инфра – М, 2016. – 821с.
- 4 Васильева, Л.С. Финансовый анализ: учебник/ Л.С. Васильева, М.В. Петровская – М., КНОРУС, 2017. – 544с.
- 5 Волкова, М.В. Финансовый анализ: Методические указания по выполнению работы для студентов очной и заочной форм обучения /– Нижневартовск: , 2014.
- 6 Головачев, А.С. Экономика организации (предприятия) : учеб. пособие / А.С. Головачев. – Минск: Высшая школа, 2016.
- 7 Грачев, А. В. Анализ и управление финансовой устойчивостью организации / А. В. Грачев. – М.: Финпресс, 2018. – 306с.
- 8 Головачев, А.С. Экономика организации (предприятия) :учеб.пособие / А.С. Головачев. – Минск: Высшая школа, 2015.
- 9 Дронов, Р.И., Резник В.И. Оценка финансового состояния предприятия / Р.И. Дронов, В.И. Резник, Е.М.. Бугина. – Москва: Финансы, 2017. – 487 с.
- 10 Ендовицкий, Д.А., Щербаков М.В. Диагностический анализ финансовой несостоятельности: учебное пособие. Москва: Экономистъ, 2018. – 287 с.
- 11 Ермолович, Л. Л. Анализ хозяйственной деятельности предприятий: учебный комплекс / Л. Л. Ермолович. –Минск: ООО Интерпрессервис, 2014. – 623с.

12 Жиделева, В.В. Экономика предприятия: Учебное пособие / В.В. Жиделева, Ю.Н. Каптейн. – М.: НИЦ ИНФРА-М, 2016.

13 Зяблицкая, Н.В. Методология комплексной оценки адаптационного потенциала предприятий нефтегазовой отрасли // Управление экономическими системами: электронный научный журнал. 2012. №11

14 Зяблицкая, Н.В. Методические основы оценки адаптационного потенциала промышленного предприятия // Наука и образование: история и современность: Материалы 63-й внутривузовской научно-практической конференции профессорско-преподавательского состава (Нижевартовск, апрель-май 2011 г.). – Нижевартовск: Изд-во НГГУ, 2011

15 Зяблицкая, Н.В. Попков В.П. Влияние потенциала предприятий нефтегазовой отрасли на социально-экономическую эффективность региона (на примере ХМАО-ЮГРЫ) // Научно-технические ведомости СПбГПУ. 2012. Вып. 6. С.106-113. – 1,1 п.л./5,5п.л.

16 Игониная, Л.Л. Инвестиции: Учеб. пособие / Л.Л. Игониная; Под ред. В.А. Слепова. — М.: Юристъ, 2015.

17 Ильин, С.С., Макаренков Н.Л. Основы экономики. Учебно-методическое пособие.- Ростов-на-Дону: Феникс – Москва, Национальный институт бизнеса. — 2016.

18 Крылов, Э. И. Анализ эффективности использования трудовых ресурсов организации и расходов на оплату труда: учебное пособие [Текст] / Э.И. Крылов. – М.: Финансы и статистика, 2015. – 272с.

19 Кучерова, Е. В. Комплексный экономический анализ хозяйственной деятельности: учебное пособие / Е. В.Кучерова. – Кемерово: КузГТУ, 2014. – 182с.

20 Кереева, А. Р. Теоретические и методологические аспекты анализа экономической деятельности торгового предприятия / А.Р. Кереева // Молодой ученый. – 2016. – №2. – С. 50– 512.

21 Кондратьева, М.Н. Экономика предприятия: учебное пособие/ М.Н. Кондратьева, Е.В. Баландина.– Ульяновск :УлГТУ, 2015.

- 22 Козырев, В.Н. Основы современной экономики. 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Финансы и статистика. — 2015.
- 23 Михайлова, И. А. Оценка финансового состояния предприятия / И. А. Михайлова, Минск: «Наука и техника», 2018. – 456 с.
- 24 Мазурина, Т.Ю. Финансы организаций (предприятий) / Т.Ю. Мазурина, Москва: ИНФРА-М, 2017. – 462 с.
- 25 Маркин, Ю.П. Экономический анализ: Учебное пособие для студентов вузов / Ю.П. Маркин. – М.: Омега – Л, 2017. – 450 с.
- 26 Новичков, В.И. Стратегический менеджмент: Учебно-методический комплекс для студентов, обучающихся по направлению подготовка 08200 «Менеджмент» / В.И. Новичков, В.Р. Дембовский, И.М. Виноградова. – М.: Издательско-торговая корпорация “Дашков и К°”, 2015.
- 27 Новикова, И.В. Экономическая теория: курс интенсивной подготовки /Под ред. И.В. Новиковой, Ю.М. Ясинского. – Минск: Тетрасистемс. – 2016.
- 28 Орлов, А. И. Менеджмент: учебник / А.И. Орлов. – Ростов на Дону: ИНФРА-М, 2014.
- 29 Переверзев, М.П. Менеджмент: учебник / М.П. Переверзев. – М.: ИНФРА-М, 2014.
- 30 Рожков, И.М. Финансовый менеджмент : анализ финансово-экономического состояния и расчет денежных потоков предприятия : практикум / И.М. Рожков, Н.А. Виноградская, И.А. Ларионова. – М.: Изд. Дом МИСиС, 2016.
- 31 Скляренко, В.К. Экономика предприятия: Учебное пособие / В.К. Скляренко, В.М. Прудников. – М.: НИЦ ИНФРА–М, 2016.
- 32 Скляренко, В.К., Прудников В.М., Акуленко Н.Б., Кучеренко А.И. Экономика предприятия (в схемах, таблицах, расчетах): Учебное пособие / Под ред. проф. В.К. Скляренко, В.М. Прудникова. – М.: ИНФРА-М, 2015.
- 33 Теория менеджмента: учебник / под ред. А.К. Семенова, В.И. Набокова. – М.: Дашков и К, 2015.

- 34 Турманидзе, Т.У. Финансовый анализ: учебник/ Т.У. Турманидзе. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Юнити-Дана, 2015.
- 35 Тусков, А.А., Блохина О.М., Малюк Л.И., Павлов А.Ю. Анализ финансового положения и эффективности деятельности предприятия: Учебное пособие / Под ред. А.А. Тускунова.– Пенза: Изд-во Пенз. Гос. технол. акад., 2015.
- 36 Управление организацией: учебник / под ред. А.Г. Поршнева, З.П. Румянцевой, Н.А. Саломатина. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Инфра-М, 2016.
- 37 Фетисов, В.Д. Финансовый менеджмент: учебное пособие / В. Д. Фетисов, Т. В. Фетисова. – М.: Юнити, 2016.
- 38 Роснефть [Электронный ресурс]: официальный сайт / ПАО «НК «Роснефть». – Электрон.дан. – Режим доступа: <http://www.rosneft.ru>

ПРИЛОЖЕНИЯ  
ПРИЛОЖЕНИЕ А  
Организационная структура АО «Самотлорнефтегаз»

