

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой

/Н.Г. Деменкова/

9 июня 2018 г.

Разработка предложений по снижению затратности
функционирования АО «СНГ»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 38.03.01.2018.626.ВКР

Консультанты, (должность)

д.э.н., профессор

/Н.В.Зяблицкая/

2018 г.

Руководитель работы
фин.дир. ООО «Курасковское
УРОНО»

/А.В. Шишлянников /

2 июня 2018 г.

Консультанты, (должность)

Автор работы
обучающийся группы ДО-461

/М.И.Жовтиханова/

1 июня 2018 г.

Консультанты, (должность)

Нормоконтролер

/Н.В.Назарова/

2 июня 2018 г.

Челябинск 2018

АННОТАЦИЯ

Жовтиханова М.И. Разработка предложений по снижению затратности функционирования АО «СНГ». – Челябинск: ЮУрГУ, ДО-461, 128 с., 12 ил., 37 таб., библиогр. список – 25 назим., 12 прил., 19 л. слайдов

Выпускная квалификационная работа выполнена с целью снижению затратности функционирования 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.

Так же произведен анализ финансово – экономической деятельности предприятия, анализ финансовой устойчивости, анализ ликвидности и платежеспособности.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1 ХАРАКТЕРИСТИКА АО «СНГ» И ОТРАСЛЕВЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ЕГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ (Разработала Ю.А. Канзафарова)	10
1.1 История создания и развития организации	10
1.2 Цель и виды деятельности.....	12
1.3 Организационно-правовой статус	14
1.4 Структура предприятия	16
1.5 Отраслевые особенности функционирования организации	22
1.6 SWOT анализ	24
2 АНАЛИЗ ФИНАНСОВО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ (Разработала М.И. Жовтиханова).....	28
2.1 Основные показатели работы	28
2.2 Анализ финансового состояния	30
2.3 Анализ финансовой устойчивости предприятия	35
2.4 Анализ ликвидности и платежеспособности предприятия.....	42
2.5 Оценка деловой активности предприятия	50
2.6 Оценка рентабельности предприятия	59
2.7 Анализ затратности функционирования предприятия.....	62
3 РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ПРЕДПРИЯТИЯ АО «СНГ»	65
3.1 Основные пути повышения эффективности деятельности (Разработала М.И. Жовтиханова).....	65
3.2 Методические основы оценки эффективности инвестиционных (Разработала М.И. Жовтиханова)	76
3.3 Оценка эффективности предлагаемых мероприятий (Разработала М.И. Жовтиханова)	79
3.4 Анализ чувствительности проекта к риску(Разработала М.И.Жовтиханова)..	88

3.5 Основные пути повышения эффективности деятельности (Разработала Ю. А. Канзафарова).....	90
3.6 Оценка эффективности предлагаемых мероприятий (Разработала Ю.А.Канзафарова).....	98
3.7 Анализ чувствительности проекта к риску (Разработала Ю.А.Канзафарова).	107
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	110
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	111
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	114
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Структура предприятия АО «СНГ».....	114
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Динамика и структура имущества АО «СНГ».....	115
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Динамика состава внеоборотных активов за 2015 - 2017 гг....	118
ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Динамика состава оборотных активов за 2015 - 2017 гг.....	119
ПРИЛОЖЕНИЕ Д. Динамика состава и структуры организации за 2015-2017 гг..	120
ПРИЛОЖЕНИЕ Е. Динамика состава обязательств за 2015 - 2017 гг.....	121
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж. Оценка ликвидности бухгалтерского баланса.....	122
ПРИЛОЖЕНИЕ З. Оценка ликвидности бухгалтерского баланса.....	123
ПРИЛОЖЕНИЕ И. Бухгалтерский баланс АО «СНГ».....	124
ПРИЛОЖЕНИЕ К. Приложение к бухгалтерскому балансу за 2016 -2017 гг.....	126
ПРИЛОЖЕНИЕ Л. Отчет о финансовых результатах за 2016 - 2017 гг.....	127
ПРИЛОЖЕНИЕ М. Отчет о финансовых результатах за 2015 - 2016 гг.....	128

ВВЕДЕНИЕ

В современной экономике под инвестициями понимаются все виды имущественных и интеллектуальных ценностей, вкладываемых в объекты предпринимательской деятельности в целях получения дохода.

Инвестиции как экономическая категория выполняют ряд важнейших функций, без которых невозможно нормальное развитие экономики любого государства, в первую очередь для простого и расширенного воспроизводства, структурных преобразований, максимизации прибыли и на этой основе решения многих социальных проблем.

Данная тема очень актуальна в наше время, так как все предприятия в той или иной степени, связаны с инвестиционной деятельностью. Причины, обуславливающие необходимость инвестиций, могут быть различны:

- обновление имеющейся материально-технической базы;
- наращивание объемов производственной деятельности;
- освоение новых видов деятельности и др.

Понятие экономической оценки инвестиций представляет собой корректное сопоставление понесенных затрат с полученными результатами. И если под затратами понимаются в данном случае инвестиционные вложения, то под результатами – те доходы, которые появятся вследствие функционирования реализованного предпринимательского проекта.

Объект исследования – АО «Самотлорнефтегаз».

Предмет исследования – финансово-хозяйственная деятельность предприятия.

Цель выпускной квалификационной работы– изучить особенности организации производства, управления и финансово-хозяйственной деятельности АО «Самотлорнефтегаз» и разработать инвестиционный проект, направленный на повышение его эффективности.

Задачи:

1. Ознакомиться с историей создания и развития организации.
2. Изучить вид деятельности АО «Самотлорнефтегаз».
3. Рассмотреть организационно-управленческую структуру предприятия.
4. Проанализировать сильные и слабые стороны организации, а также возможности и угрозы.
5. Разработать инвестиционные проекты, направленные на повышение эффективности хозяйствования деятельности предприятия.

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

Структура работы.

Данная выпускная квалификационная работа состоит из введения, трех глав, заключения, библиографического списка, приложений.

Основное содержание первой части исследования раскрывает специфику деятельности анализируемого объекта, его историю, стратегическую позицию с использованием метода SWOT-анализа.

Расчётно – аналитическая часть позволяет дать оценку финансовому состоянию предприятия, его рентабельности и затратности функционирования.

Третья часть представляет собой методические основы эффективности инвестиционного проекта. В данной главе рассматривается методика расчета основных показателей эффективности инвестиционного проекта. Задачи работы: раскрыть сущность инвестиций в целом и инвестиционного проекта, а также охарактеризовать показатели эффективности инвестиционного проекта.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА АО «СНГ» И ОТРАСЛЕВЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ЕГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ

1.1 История создания и развития организации

АО «Самотлорнефтегаз» учреждено в результате реорганизации Открытого акционерного общества (в будущем переформировано в акционерное общество) «Нижневартовскнефтегаз» в форме выделения, согласно решению Общего собрания акционеров ОАО «Нижневартовскнефтегаз» от 15 марта 1999 года (протокол № 7)».

Площадь лицензионного участка Самотлора, разработку которого ведет АО «Самотлорнефтегаз» – 1751 кв. м. На месторождении около 8300 добывающих и более 2700 нагнетательных скважин, оснащенных новейшим высокотехнологичным оборудованием. Протяженность нефтепроводов – 1140 км, водоводов – 1223 км, других трубопроводов — 2833 км.

Для создания надежной сырьевой базы предприятие проводит усиленные геологоразведочные работы на территории своей деятельности. Благодаря геолого-техническим мероприятиям, постоянно увеличивается фонд действующих добывающих и нагнетающих скважин. В то же время сложные характеристики недр обусловили использование передовых технологий по увеличению нефтеотдачи пластов. [22]

15 февраля 2001 года на внеочередном собрании акционеров Самотлорнефтегаза, было принято решение об обмене акций компании на акции ТНК.

В 2011 году проведена сертификация на соответствие требованиям международных стандартов».

Таким образом, до марта 2013 года реализацией нефти, добываемой АО «Самотлорнефтегаз», занималась Тюменская нефтяная компания. В марте 2013

года АО «НК «Роснефть» завершило выкуп 100% акций ТНК-ВР. Контроль над компанией ТНК–ВР полностью перешел к АО «НК «Роснефть». [11]

«В 2014 году «Самотлорнефтегаз» приступил к реализации крупного инвестиционного проекта по строительству свыше 570 скважин, проектом предусматривается уплотняющее бурение центральной зоны Самотлорского месторождения мобильными установками, а также разбуривание краевых залежей посредством кустового бурения. Согласно прогнозам, это стабилизирует добычу нефти на период до 2019 года. Так же в 2014 году Компания приступила к экспериментальной добыче трудноизвлекаемых запасов газа туронской залежи на Харампурском месторождении, расположенном на территории Ямало-Ненецкого автономного округа.

Первый добытый газ уже поступает на дожимную компрессорную станцию Харампурского месторождения. На участках Пурнефтегаза проводится экспериментальная эксплуатация скважин, которая в дальнейшем даст возможность точно определить технологии, необходимые для эффективной промышленной эксплуатации туронских залежей на всех лицензионных участках Компании».

«В 2015 году меняется правовая форма организации, которая именуется Акционерное общество «Самотлорнефтегаз». По итогам 2015 года экономия общества от выполнения программы энергосбережения составила 171 млн. кВт/ч. Для сравнения, такой же объем за два месяца потребляет Нижневартовск, население которого почти 270 тысяч человек. В целом, в прошлом году на Самотлорском месторождении реализовано более 3 тысяч мероприятий, направленных на снижение энергозатрат».

В 2016 году происходит реализация инвестиционного проекта по бурению. Одновременно с интенсивным бурением будет вестись не менее интенсивный поиск и внедрение инноваций.

Повышение эффективности разработки запасов Самотлора – главная задача, которая стоит перед фирмой сегодня и на перспективу. [22]

1.2 Цель и виды деятельности

Цель компании - это основная часть корпоративной культуры. Выделяется стратегическое представление фирмы, ее места на рынке и разрабатывается основное направление развития. Основной целью коммерческой организации - получение прибыли.

К видам деятельности АО «Самотлорнефтегаз» относятся:

- нахождение и развитие нефтяных и газовых залежей, бурение параметрических, поисковых, разведочных, структурных,
- наблюдательных и эксплуатационных скважин на углеводородное сырье, воду;
- поиск, перевозка, разработка, переработка и осуществление углеводородного сырья и продуктов его переработки;
- поиск подземных вод, распространенных ископаемых (песок и др.);
- осуществление государственного баланса добытой нефти, газа, конденсата, попутных компонентов;
- подсчет вместе с ними расположенных важных ископаемых в области лицензионных участков;
- строительство и развитие нефтяных и газовых месторождений;
- реализация товаров народного потребления, продовольствия, продукции производственно-технического назначения, предоставление услуг населению;
- реализация топографо-геодезических и картографических работ в составе маркшейдерских работ;
- транспортная деятельность;
- материально - техническое помощь нефтяному делу;
- инвестирование, операции с ценными бумагами;
- контроль и управление акциями и другими ценными бумагами, относящимися к этому Обществу;

- осуществление строительных, монтажных и других видов работ;
- ремонт и содержание внутрипромысловых и межпромысловых автомобильных дорог и дорог общего пользования;
- проведение опасных (аварийных), спасательных и похожих видов работ;
- осуществление исследовательских работ;
- организация выполнения заказов для государства, всестороннее изучение конъюнктуры рынка;
- проведение выставок, аукционов, рекламной деятельности;
- посредническая, консультационная, маркетинговая деятельность, другие виды деятельности;
- предоставление услуг связи, экономическая деятельность за рубежом;
- благотворительность;
- осуществление экономической безопасности;
- защита коммерческой тайны;
- защита государственной тайны;
- реализация иных видов деятельности. [7]

Определенными видами деятельности с АО «Самотлорнефтегаз» можно заниматься только при получении определенного согласия (лицензии). Общество осуществляет деятельность, связанную с применением сведений, входящих в коммерческую тайну.

Для осуществления своих целей, фирма формирует работы по внедрению новейших технологий в области интенсификации добычи нефти и нефтеотдачи пластов, разработке и внедрению комплексной программы по экологии, а так же повышению квалификации персонала в области новейших методов производства и организации работ. [7]

1.3 Организационно-правовой статус

«Объект исследования создан в виде акционерного общества. Организационно – правовым статусом является признаваемая законодательством той или иной страны форма хозяйствующего субъекта, фиксирующая способ закрепления и использования имущества хозяйствующим субъектом и вытекающие из этого его правовое положение и цели деятельности».

Объект исследования зарегистрирован в виде АО «Самотлорнефтегаз». Согласно ГК РФ, акционерным обществом признается общество, уставный капитал которого разделен на определенное число акций; участники акционерного общества (акционеры) не отвечают по его обязательствам и несут риск убытков, связанных с деятельностью общества, в пределах стоимости принадлежащих им акций.

«В соответствии с Федеральным законом от 20.06.2015 №210-ФЗ внесены изменения в ст.92 ФЗ от 26.12.1995 №208-ФЗ «Об акционерных обществах». Общество относится к непубличным акционерным обществам с числом акционеров не более пятидесяти, публично не размещавшее и не размещающее облигации или иные ценные бумаги, отличные от акций, с 01.07.2015 обязанность раскрытия информации акционерным обществом предусмотренной ст.92 ФЗ от 26.12.1995 №208-ФЗ и разделом VII Положения Банка России от 30 декабря 2014 г. № 454-П «О раскрытии информации эмитентами эмиссионных ценных бумаг» отсутствует».

Число акционеров: для ПАО (публичное акционерное общество) не ограничено;

Преимущественное право на приобретение акций, отчуждаемых акционерами общества: для ПАО преимущественное право не допускается;

Распределение акций: для ПАО распределение акций среди неограниченного круга лиц (открытая подписка);

Уставный капитал: для ПАО от 100 000 руб».

«Учредители акционерного общества заключают между собой договор, определяющий порядок осуществления ими совместной деятельности по созданию общества, размер уставного капитала общества, категории выпускаемых акций и порядок их размещения, а также иные условия, предусмотренные законом об акционерных обществах. Учредительным документом акционерного общества является его устав, утвержденный учредителями».

«Уставный капитал – это стартовый капитал, который вносится при создании организации его учредителями для обеспечения первоначальной производственной деятельности организации с целью получения в дальнейшем прибыли от этой деятельности. Уставный капитал общества определяет минимальный размер имущества общества, гарантирующего интересы его кредиторов. Для АО «Самотлорнефтегаз» уставной капитал составляет 6.31581 млн. руб.».

«Высшим органом управления Общества является Общее собрание акционеров. Общество обязано ежегодно проводить годовое Общее собрание акционеров. Годовое Общее собрание акционеров проводится не ранее чем через 2 месяца и не позднее чем через 6 месяцев после окончания финансового года.

На годовом Общем собрании акционеров должны решаться вопросы об избрании Ревизионной комиссии Общества, утверждении аудитора Общества, утверждении годовых отчетов, годовой бухгалтерской отчетности, в том числе отчетов о прибылях и убытках (счетов прибылей и убытков) Общества, распределении прибыли (в том числе, о выплате (объявлении) дивидендов, за исключением прибыли, распределенной в качестве дивидендов по результатам первого квартала, полугодия, девяти месяцев финансового года) и убытков Общества по результатам финансового года, а также могут решаться иные вопросы, отнесенные к компетенции Общего собрания акционеров.

Проводимые помимо годового Общего собрания акционеров являются внеочередными». [23]

«Генеральный директор Общества назначается общим собранием акционеров Общества на три года. Генеральным директором АО «Самотлорнефтегаз на

сегодняшний день является Мамаев Валентин Геннадьевич. К компетенции Генерального директора относятся все вопросы руководства текущей деятельностью

Общества, за исключением вопросов, отнесенных к компетенции Общего собрания акционеров. Генеральный директор Общества организует выполнение решений Общего собрания акционеров, без доверенности действует от имени Общества, в том числе представляет его интересы, совершает сделки от имени Общества, утверждает штатное расписание, издает приказы и дает указания, обязательные для исполнения всеми работниками Общества».

В современной России акционерное общество - наиболее распространённая организационно-правовая форма для организаций крупного и среднего бизнеса и отлично подходит для такой компании, как АО «Самотлорнефтегаз». [23]

1.4 Структура предприятия

В АО «Самотлорнефтегаз» структура является линейно – функциональной и представлена в Приложении А - Структура предприятия АО «Самотлорнефтегаз». Линейно-функциональная организационная структура включает линейные подразделения, которые выполняют в организации основную работу, а также функциональные обслуживающие подразделения.

Линейные звенья занимаются принятием решений на своем уровне, подразделения же помогают руководителю принимать и вырабатывать решения, а также информируют его.

Генеральный директор:

- руководство текущей деятельностью;
- руководство разработкой плана, приносящего максимальную ценность от активов;
- организация разработки и поддержание бизнес планов, отвечающих стратегическим целям;
- ответственность за все меры по эффективности деятельности;

- формирование процессов, обеспечивающих целостность активов и уменьшающих главные риски и опасности;
- реализация плана по развитию потенциала кадров;
- обеспечение эффективного функционирования всех процессов финансового контроля.

В управление генерального директора попадают такие руководители функциональных подразделений, как: заместитель генерального директора – главный геолог, заместитель генерального директора по бурению, заместитель генерального директора по капитальному строительству, заместитель генерального директора – главный инженер, заместитель генерального директора по развитию производства, заместитель генерального заместитель генерального директора по экономике и финансам, заместитель генерального директора по персоналу и социальным программам, заместитель генерального директора по экономической безопасности.

Так же генеральный директор контролирует такие функциональные подразделения такие, как: управление корпоративной, правовой обеспеченностью и собственностью, управление стандартами бизнеса и расчета, отдел контроля и контрактования процедур, управление по региональной политике, отдел по секретной работе, отдел по мобильной работе, отдел землеустроительных работ. [1]

Заместитель генерального директора – главный геолог:

- организация контроля за разработкой месторождений и выработкой запасов;
- перспективное планирование добычи нефти;
- работа с блоком технологий по управлению разработкой месторождений;
- организация составления геологической отчетности;
- организация и контроль соблюдения лицензионных обязательств;
- контроль за ведением договорной и финансовой отчетности.

В управление главного геолога попадают такие функциональные подразделения, как: управление геологии и запасами, управление по разработке место-

рождений, управление геологического сопровождения, управление повышения производительности резервуаров.

Заместитель генерального директора по бурению:

- организация и полный контроль буровых работ на добывающем предприятии;
- руководство и планирование бюджета;
- выбор подрядчиков и контроль над ними;
- применение новых технологий при бурении.

В управление заместителя генерального директора по бурению попадают такие функциональные подразделения, как: управление организации буровых работ, управление технологий и инженеринг бурения, управление супервайзинга бурения работ, управление эффективностью и экономией анализа в бурение.

Заместитель генерального директора по капитальному строительству:

- обеспечение выполнения производственной программы капитального строительства и ремонта основных фондов, целевое и эффективное использование инвестиционных ресурсов;
- контроль соблюдения требований законодательства по охране окружающей среды, промышленной и пожарной безопасности подрядными организациями;
- обеспечение сокращения объемов незавершенного строительства;
- контроль за маркшейдерским обеспечением.

В управление заместителя генерального директора по капитальному строительству попадают такие функциональные подразделения, как: управление капитального строительства, управление подготовки производства, управление планирования и ценообразования.

Заместитель генерального директора – главный инженер:

- контроль и учет денежных затрат;
- планирование годовых и месячных объемов;
- ведение отчетов по договорам в отделе;

- месячное закрытие объемов работ с подрядными организациями.

В управление главного инженера попадают такие функциональные подразделения, как: управление добычи и нефти, управление эксплуатации трубопроводов, группа производственного контроля, служба по учету оборудования, испытательные лаборатории, управление подготовки нефти и газа, главный электрик, управление обеспечения энергосбережения.

В последнее подразделение входят: центральный склад, управление по эксплуатации электронных сетей и электрооборудования, управление теплоэнергетики и водоснабжения, управление скважинными технологиями и супервайзинг.

Заместитель генерального директора по развитию производства:

- организовывать систематическую работу по разработке планов развития предприятия (бизнес-планов), аккумулировать и анализировать предложения всех служб предприятия по совершенствованию деятельности предприятия, исполнению планов развития (бизнес-планов) предприятия и контролировать исполнение планов развития (бизнес планов);
- координировать деятельность всех подчиненных подразделений исполнению их основных функций.

В управление заместителя генерального директора по развитию производства входят такие функциональные подразделения, как: управления наземными сооружениями, управление перспективным планированием.

Заместитель генерального директора по транспорту:

- руководство службой транспорта состоящей из 8 департаментов;
- персонал службы в количестве более 200 человек, а транспорта более 170 ед;
- управление департаментом по закупке материалов;
- управление департаментом по закупке услуг;
- транспортное предприятие 170 автомобилей.

В управление заместителя генерального директора по материальнотехниче
ско-

го обеспечению (МТО) и транспорту входят такие функциональные подразделения: управление материально-технического обеспечения, управление по транспорту, управление сервисной поддержки.

Заместитель генерального директора по экономике и финансам:

- осуществление разработки и формирования бизнес-плана с разбивкой по месяцам;
- составление плановой и фактической сметы учета затрат в разрезе подрядчиков;
- проведение факторного анализа исполнения сметы затрат с пояснениями по отклонениям от факта;
- заполнение формы СОБИ (система сбора и обработки бюджетной информации) по бизнес-плану с разбивкой по кварталам.

В управление заместителя генерального директора по экономике и финансам входят такие функциональные подразделения, как:

- планово – экономическое управление;
- казначейско – финансовое управление;
- управление инвестиций;
- управление по договорной работе.

Заместитель генерального директора по персоналу и социальным программам:

- разработка мероприятий по подготовке кадров и повышению квалификации; организация выполнения программы подготовки и развития персонала;
- ведение договорной работы по направлению обучения и развития персонала;
- составление и контроль исполнения графика отпусков;
- контроль исполнения правил внутреннего трудового распорядка предприятия;
- ведение работы по размещению в гостиницах лиц прибывающих по приглашению;

- ведение договоров с подрядчиками по обслуживанию вахтовых поселков.

В управление заместителя генерального директора по персоналу и социальным программам входят такие функциональные подразделения, как: управление оценки и развития персонала, управление организации и труда и мотивации персонала, управление социальных программ и корпоративной культуры, сектор по управлению талантами, отдел обеспечения персоналом.

Заместитель генерального директора по экономической безопасности:

- накопление, обработка и анализ информации о функционировании системы обеспечения экономической безопасности предприятия, разработка предложений по усовершенствованию этой системы, а также организация подготовки программ ее обеспечения;
- осуществление комплексного анализа существующей ситуации в области защиты предприятия и незаконного захвата предприятия;
- обобщение опыта противодействия незаконному захвату предприятий и выработка, действенных мер в данной сфере;
- решение прочих задач в сфере обеспечения экономической безопасности предприятия.

В управление начальника входят такие функциональные подразделения, как: управление экономической безопасностью, бюро пропусков.

Заместитель генерального директора по:

- проведение работы по выбору подрядчиков и исполнителей;
- подготовка договоров с победителями конкурсов;
- контроль за разработкой и корректировкой и проведением тренировочных занятий;
- разработка и организация выполнения годовых и оперативных планов;
- подготовка и экспертиза локальных нормативных актов в вопросах охраны труда и промышленной безопасности (ОТ и ПБ);
- разработка и внесение изменений в инструкции по ОТ и ПБ;
- контроль за внесением изменений в технологические регламенты;

- разработка внутренних нормативных актов, опросников, билетов.

Все функциональные подразделения непосредственно связаны между собой и составляют единую производственную структуру предприятия. [1]

1.5 Отраслевые особенности функционирования организации

АО «Самотлорнефтегаз» является типичным представителем нефтяной отрасли топливно-энергетического комплекса. Топливо-энергетический комплекс представляет собой интегрированную систему угольной, газовой, нефтяной, торфяной, сланцевой промышленности, энергетики, отраслей по производству энергетического и других видов оборудования, объединенных общей целью в удовлетворении потребностей народного хозяйства в топливе, тепле, электроэнергии.

«Россия полностью обеспечивает себя топливом и энергией за счет собственных природных ресурсов и осуществляет экспорт топлива и электроэнергии в значительных объемах. При этом и в нашей стране наиболее экономное и рациональное использование топливно-энергетических ресурсов, как и всех других видов материальных ресурсов, приобретает особое народно-хозяйственное значение».

Положение в нефтегазовой сфере экономики в перспективе будет зависеть от положения в мировой экономике, при этом положение нефтегазодобывающей отрасли, как ключевой высокодоходной сферы промышленного производства и экономической основы сохраниться еще достаточно длительное время.

Вместе с тем, для повышения стратегической устойчивости города необходимо активно внедрять мероприятия по диверсификации его экономики и переходу в нефтегазовой сфере на инновационный путь развития.

Внедрение новых технологий в традиционную для города сферу экономики позволит обеспечить конкурентоспособность бизнеса, связанного с разработкой глубоких залежей нефти и утилизацией попутного газа:

- создание инновационных строительных технологий с целью снижения себестоимости материалов и строительства;
- освоение современных технологий по переработке бытовых и производственных отходов;
- расширение путей переработки и использования поверхностно залегающих полезных ископаемых (торф, сапрпель, песок);
- развитие малого и среднего бизнеса, в том числе в сфере информационно коммуникационных технологий.

Реализация указанных направлений требует серьезных изменений в подготовке и переподготовке кадров.

Нефтегазовая промышленность является одной из важнейших отраслей российской экономики, поскольку минерально-сырьевой потенциал государства обуславливает эффективность функционирования других отраслей промышленности и уровень развития социальной сферы, определяя, таким образом, место страны в мировой экономической системе.

Нефтегазодобывающая промышленность – отрасль промышленности, связанная с добычей нефти и природного газа из недр земли и их первичной переработкой.

Нефтегазовая отрасль России включает в себя 2352 разрабатываемых месторождения нефти. Крупнейшим нефтегазовым регионом России является Западная Сибирь, на нее приходится 60% всего добываемого черного золота. Значительная часть нефти и газа добывается в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах. [12]

Объем добычи продукта в других регионах РФ:

- Волго-Уральская база – 22%;
- Восточная Сибирь – 12%;
- Северные месторождения – 5%;
- Кавказ – 1%.

Доля Западной Сибири в добыче природного газа достигает почти 90%.

Самые большие залежи (порядка 10 трлн кубических метров) приходится на Уренгойское месторождение в Ямало-Ненецком Автономном округе.

Объем добычи газа в других регионах РФ:

- Дальний Восток - 4,3%;
- Волго-Уральские месторождения – 3,5%;
- Якутия и Восточная Сибирь – 2,8%;
- Кавказ – 2,1%.

1.6 SWOT анализ

Рыночная структура – сложное понятие, имеющее множество аспектов. Она может определяться характером объектов рыночных сделок. Конкуренность рынка – определяется тем, в какой степени его участники могут оказывать влияние на цены реализуемых товаров. Чем меньше фирмы оказывают свое воздействие на рынок, где они предлагают свои товары, тем более конкурентным является рынок. Высшая стадия конкурентности рынка достигается тогда, когда отдельная фирма не может оказать какого – либо влияния на рынок.

В наше время конкуренция между фирмами основывается именно в качестве продукции. Акт купли – продажи основывается на удовлетворенности обеих сторон всеми условиями сделки (ценной, качеством материалами товара и т.п.).

Совпадение характеристик товара и требований потребителя, при котором соблюдаются интересы производителя и потребителя, характеризуют полное соответствие товара условиям рынка, называется это конкурентоспособностью.

Для оценки «сильных» и «слабых» сторон предприятия, прибегаю к небольшому по содержанию, но значимому для дальнейшего развития фирмы SWOT – анализу. [10]

SWOT - анализ является необходимым элементом исследований, обязательным предварительным этапом при составлении любого уровня стратегических и маркетинговых планов.

Данные, полученные в результате ситуационного анализа, служат базисными элементами при разработке стратегических целей и задач компании. Стратегия должна быть направлена на эффективное использование имеющихся у организации конкурентных преимуществ, использование рыночных возможностей и избежание угроз.

Внутренняя среда организации является источником ее жизненной силы. Она заключает в себе потенциал, который дает возможность организации функционировать, а, следовательно, существовать и выживать в определенном промежутке времени. Но она может быть и источником проблем и даже гибели организации, если не обеспечивает необходимого функционирования организации.

Анализ внутренней среды помогает понять, какими сильными и слабыми сторонами обладает предприятие.

Сильные стороны служат основой, на которую фирма опирается в конкурентной борьбе.

Слабые стороны - это предмет повышенного внимания со стороны руководства, которое должно обязательно избавиться от них. После выявления внутренних сильных и слабых сторон организации, рассматриваются возможности и угрозы, как внешние факторы, которые могут повлиять на дальнейшую деятельность фирмы.

Внешняя среда является источником, питающим организацию ресурсами, необходимыми для поддержания ее жизнедеятельности, внутреннего потенциала на должном уровне.

При этом организация, в свою очередь, в качестве компенсации за это должна отдавать результаты своей деятельности во внешнюю среду.

Таким образом, организация находится в состоянии постоянного взаимодействия с внешней средой, и необходимо учитывать это в построение матрицы «SWOT». [10]

Матрица «SWOT» состоит из четырех полей:

- сильные стороны (от. англ. strengths) - преимущества организации;

- слабости (от. англ. weaknesses) - недостатки организации;
- возможности (от. англ. opportunities) - факторы внешней среды, использование которых создаст преимущества организации на рынке;
- угрозы (от. англ. threats) - факторы, которые могут потенциально ухудшить положение организации на рынке. [10]

Таблица 1.1 – SWOT анализ АО «Самотлорнефтегаз»

Сильные стороны	Слабые стороны
1. Развитая социальная политика; 2. Высокий уровень финансовой устойчивости; 3. Устойчивая тенденция роста собственного капитала; 4. Высокая инвестиционная активность	1. Зависимость от трубопроводной инфраструктуры Транснефти; 2. Динамика роста затрат; 3. Относительно невысокий средний дебет скважин 4. Увеличение затрат на геолого – технологические мероприятия;
Возможности	Угрозы
1. Государственные программы поддержки предприятий работающих с трудноизвлекаемыми запасами; 2. Благоприятная налоговая политика; 3. Ослабление санкционного давления; 4. Привлечение новых инвестиций;	1. Усиление санкционного давления; 2. Неблагоприятная налоговая политика; 3. Падение мировых цен на нефть; 4. Наступление глобального финансового экономического кризиса; обстановки в мире и в стране.

Исходя из выше перечисленных пунктов, можно сделать вывод о том, что наиболее подходящей стратегией для АО «Самотлорнефтегаз» является стратегия «Концентрированного роста». Данная стратегия связана с изменением продукта или рынка и не затрагивает отрасль, технологию, положение предприятия внутри отраслей.

Стратегии концентрированного роста поделили на три вида. К ним относятся:

- стратегия, направленная на развитие рынка;
- стратегия, направленная на усиление позиций на рынке (обработка рынка);
- стратегия, направленная на развитие самого выпускаемого продукта.

В нашем случае подходит больше всего «стратегия, направленная на усиления позиций на рынке». Главная цель в данной стратегии — объемы продаж

должны быть значительно увеличены. Данный тип стратегии осуществляется с уже существующим продуктом на определенном рынке. Риск при данной стратегии относительно других стратегий, минимален: все элементы взаимодействия, знакомы и проверены, худшее, что ожидает компанию, это возможность остаться на том же уровне что и до этого.

Для осуществления стратегии компании придется потратить значительные усилия в области маркетинга. Данная стратегия нацелена, в основном, на увеличение объемов продаж.

Оптимальными условиями для применения стратегии усиления позиций являются:

- развивающийся, перспективный рынок;
- хорошо зарекомендованная репутация предприятия;
- слабая, умеренная конкуренция.

Всем этим условия соответствует наша фирма, следовательно, мы можем смело использовать данную стратегию, без значительных потерь для предприятия.

2 АНАЛИЗ ФИНАНСОВО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

2.1 Основные показатели работы

Анализ динамики объемов добычи нефти.

На Самотлорском месторождении 8354 добывающих и более 3900 нагнетательных действующих скважин, большая часть которых оснащена новым высокотехнологичным оборудованием.

Анализ добычи нефти АО «Самотлорнефтегаз» за 2012-2017 года представлен в таблице 2.1 - Добыча нефти и ГК АО «Самотлорнефтегаз».

Таблица 2.1 - Добыча нефти и ГК АО «Самотлорнефтегаз»

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
100%, тыс. т	22194	21199	20213	18762	17445	22010
100%, млн. барр	166	158,6	151,2	140,3	130,8	163,8

В период 2014-2017 года наблюдается снижение темпов добычи нефти предприятием. Компенсация снижения добычи нефти могла обеспечиваться благодаря опережающему росту объемов бурения и ввода новых нефтяных скважин.

В 2017 году предприятие выполнило досрочно плановые показатели по добыче нефти и к концу года вышло с дополнительной добычей к бизнес-плану, таким образом по итогам 2017 года АО «Самотлорнефтегаз» и АО «РН-Нижневартовск» вместе добыли свыше 22 миллионов тонн нефти, пробурили более 100 новых скважин. Количество проведенных операций по зарезке боковых стволов превышает показатели бизнес-плана.

Анализ добычи и поставки попутного нефтяного газа.

После того как природное ископаемое поступило по скважине из недр земли, его необходимо доставить пользователю. Это может быть химический завод и другие газовые сети.

Добыча попутного нефтяного газа АО «Самотлорнефтегаз» в 2017 году составило 6000 млн. м³, а уровень использования попутного нефтяного газа равнялся 98% (таблица 2.2).

Таблица 2.2 - Добыча и поставка попутного нефтяного газа

Показатели	Ед. изм.	2015	2016	2017	Изменение (+,-) 2015/2016	Изменение (+,-) 2016/2017
Добыча попутного нефтяного газа, всего	млн., м ³	5648	5649	6000	1	351
Поставка газа на ГПЗ	млн., м ³	5317	5358	5500	41	142
Уровень использования попутного нефтяного газа	%	96,5	96,9	98	0,4	1,1

Данные таблицы показывают, что добыча попутного нефтяного газа с 2015 по 2017 год увеличилась. Так к 2017 году добыча попутного нефтяного газа превысила план на 351 млн. м³. Так же увеличились поставки газа, это непосредственно связано с увеличением добытого газа. К 2017 году объем поставки газа, составил 5500 млн. м³, что на 142 млн. м³ или 2,65 % выше уровня 2016 года.

Вследствие, чего фактический уровень использования попутного нефтяного газа выше планового уровня использования на 0,4% к 2016 году, и на 1,1% к 2017 году.

Из выше представленной таблицы видно, что добыча и показатели растут и это положительно сказывается на развитии предприятия и ее доходах.

Запасы АО «Самотлорнефтегаз».

Нефтяные запасы - это величина нефти, которая добывается и может быть добыта на всех известных месторождениях, на данный момент времени.

Возможные запасы - это запасы недоказанные, вероятность добычи которых меньше, чем вероятностных запасов. Когда используется вероятностный метод оценки, необходимо хотя бы 10 % вероятности, что фактически добытая величина нефти будет равна или превысит сумму доказанных, вероятных и возможных запасов.

Вероятностные запасы – запасы недоказанные, которые, по мнению исследователей, скорее извлекаемы, чем наоборот. В этом методе вероятность должна

быть хотя бы равна 50%, то есть фактическая добытая величина будет равна или превысит величину доказанных и вероятных запасов.

Доказанные запасы - это величина нефти, проанализированная с помощью геологических и инженерных данных, определена эффективно добываемое на сегодняшний день из открытых месторождений и учитывая экономические условия на сегодняшний день, технических средств и контролирующих мер правительства.

Таблица 2.3 - Запасы АО «Самотлорнефтегаз» на 31.12.2017 г.

Запасы	СНГ
Доказанные запасы углеводородов, млн. барр. н.э.	3 282
Доказанные запасы нефти, млн. барр.	2 846
Доказанные запасы газа, млрд. куб. м	74
Вероятные запасы углеводородов, млн. барр. н.э.	1 882
Вероятные запасы нефти, млн. барр.	1 429
Вероятные запасы газа, млрд. куб. м	77
Возможные запасы углеводородов, млн. барр. н.э.	1 348
Возможные запасы нефти, млн. барр.	1137
Возможные запасы газа, млрд. куб. м	36

2.2 Анализ финансового состояния

Анализ состава и структуры баланса.

Анализ динамики валюты баланса, структуры активов и пассивов предприятия позволяет сделать ряд важнейших выводов, необходимых как для осуществления текущей финансово – хозяйственной деятельности предприятия, так и для принятия управленческих решений на перспективу. [8]

Важным приемом этапа предварительной оценки является формирование аналитического баланса или уплотненного аналитического баланса – нетто.

Сравнительный аналитический баланс можно получить из исходного баланса с помощью уплотнения отдельных статей и дополнение его показателей структуры и динамики.

Из аналитического баланса можно получить ряд важнейших характеристик финансового состояния организации:

- величину внеоборотных и оборотных активов;
- собственного капитала организации;
- долгосрочных и краткосрочных обязательств.

При анализе структуры и состава баланса смотреть Приложение И – Бухгалтерский баланс АО «Самотлорнефтегаз» за 2015-2017 гг.

С помощью горизонтального (временного) и вертикального (структурного) анализа получим наиболее общее представление об имевших место качественных изменениях в структуре актива, а также динамике этих изменений. Данные анализа представлены в Приложении Б - Динамика и структура имущества АО «Самотлорнефтегаз» в 2015 - 2017 гг.

Таким образом, проанализировав изменения в составе и структуре активов и пассивов организации можно сделать вывод о том, что за рассматриваемый период имущество организации, то есть сумма активов, на 2016 год составляла 12%, а в 2017 году произошло увеличение почти на 7%, что является положительным фактором.

Рост величины активов организации связан, главным образом, с ростом следующих позиций актива бухгалтерского баланса (в скобках указан темп прироста положительно изменившихся статей):

- основные средства 13339563 тыс. руб. (10%);
- финансовые вложения 10999554 тыс. руб. (37%);
- отложенные налоговые активы 594878 тыс. руб. (27%);
- запасы 729689 тыс. руб. (14%);
- НДС по приобретенным ценностям 569826 тыс. руб. (155%).

Среди отрицательно изменившихся статей баланса можно выделить: «прочие внеоборотные активы», которые уменьшились на -145582 тыс. руб. (-10%), нематериальные активы 104419 тыс. руб. (2%).

Проанализировав изменения в составе и структуре активов и пассивов организации можно сделать вывод о том, что за рассматриваемый период имущество организации, то есть сумма активов, за период 2015-2017 гг. увеличилась на 7%, что является положительным фактором. Относительно структуры, в активах наибольший удельный вес занимают основные средства (34-35%), в пассивах - нераспределенная прибыль (68-68%).

Проведем анализ динамики состава и структуры внеоборотных активов АО «Самотлорнефтегаз». Данные анализа представлены в Приложении В – Динамика состава внеоборотных активов за 2015-2017 гг.

Таким образом, проведя анализ изменения состава и структуры внеоборотных активов организации на период 2015-2017 гг. происходит увеличение по всем показателям, за исключением "прочих внеоборотных активов", которые снизились на (-145582 тыс. руб.) и нематериальных активов, которые снизились на (-104419 тыс. руб.). Наибольший удельный вес в общей величине внеоборотных активов занимают основные средства -74%, а наименьший - нематериальные поисковые активы - не более 0,07%. В целом по сумме внеоборотных активов наблюдается увеличение (на конец 2017 г.) на 7%.

Проведем анализ динамики состава и структуры оборотных активов АО «Самотлорнефтегаз». Данные анализа представлены в Приложении Г – Динамика состава оборотных активов за 2015-2017 гг.

Таким образом, проанализировав изменения по оборотным активам организации можно сказать о том, что происходит снижение по прочим оборотным активам - 2017 г. на 30% (-6283 тыс. руб.). Дебиторская задолженность увеличилась на 222204347 тыс. руб., что является отрицательным фактором. Увеличение произошло среди запасов (на 14%), несмотря на то, что в период 2015-2016 гг. данный показатель увеличился на 21%. В целом наблюдается увеличение по сумме оборотных активов 2017 г. на 3%. Наибольший удельный вес в общей величине оборотных активов занимают дебиторская задолженность 95%, а наименьший - прочие оборотные активы и денежные средства - не более 0,01%.

Оценка динамики состава и структуры баланса.

Проведем анализ динамики состава и структуры капитала АО «Самотлорнефтегаз». Данные анализа представлены в Приложении Д– Динамика состава и структуры организации за 2015-2017 гг.

Таким образом, просмотрев динамику состава и структуры по капиталу и резервам можно сказать о том, что происходит увеличение нераспределенной прибыли 291935112 тыс. руб. (10%). Занимает наибольший удельный вес в общей величине - не более 83%. Наименьший удельный вес занимает резервный капитал 0,01%. Значения уставного и резервного капиталов в рассматриваемом периоде не изменяется.

Проведем анализ динамики состава и структуры обязательств АО «Самотлорнефтегаз». Данные анализа представлены в Приложении Е – Динамика состава обязательств за 2015-2017 гг.

Таким образом, проанализировав динамику состава и структуры обязательств организации можно сделать вывод о том, что на конец 2017 года происходит увеличение общей величины на 4%.

Наибольший прирост происходит по краткосрочным обязательствам (2016-2017 гг.) на 5%, и имеет удельный вес в общей величине - не более 69%. Так же стоит отметить снижение на период 2016-2017 гг. доходов будущих периодов на сумму -9816 тыс. руб. (-25%). Наибольший удельный вес в общей величине имеет краткосрочные обязательства 65-69%%, а наименьший - оценочные обязательства до 5%.

Далее дадим оценку изменения общей стоимости имущества. Данные представлены в Приложении Б - Динамика и структура имущества АО «Самотлорнефтегаз» в 2015 - 2017 гг.

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

Таблица 2.4 - Оценка выполнения «золотого правила экономики предприятия» для АО «Самотлорнефтегаз» в 2015 - 2017 гг.

Показатель	2016	2017	Темп роста, %
			2016/2017
Активы, тыс. руб.	394 852 293	425 398 928	1,077
Выручка, тыс. руб.	326 171 119	361 443 881	1,108
Прибыль от продаж, тыс. руб.	43 187 866	33 256 674	0,77

Оценка этих изменений осуществляется в следующей последовательности.

Темп изменения активов (имущества) предприятия:

$$T_A = A_K / A_H * 100 \%, \quad (1)$$

где A_K – величина активов на конец года,

A_H – величина активов на начало года.

$$T_A = 425398928 / 394852293 * 100\% = 1,077\%$$

Темп изменения выручки от продажи продукции (работ, услуг):

$$T_B = B_K / B_H * 100\%, \quad (2)$$

где $B_{K,H}$ – выручка от продажи продукции на конец и начало года.

$$T_B = 361443881 / 326171119 * 100\% = 1,108\%$$

Темп изменения прибыли:

$$T_{\Pi} = \Pi_K / \Pi_H * 100\%, \quad (3)$$

где $\Pi_{K,H}$ – нераспределенная прибыль отчетного периода соответственно на конец и на начало года.

$$T_{\Pi} = 33256674 / 43187866 * 100\% = 0,77\%$$

Считается «золотым правилом экономики предприятия» такое соотношение между названными результатами, когда темпы роста прибыли (T_{Π}) опережают

темпы роста выручки от реализации (T_B), а те в свою очередь опережают темпы роста актива баланса (T_A):

$$100\% < T_{Ак} < T_B < T_{П}, \quad (4)$$

где $T_{П} > T_B$ - должна расти отдача имущества;

$T_B > T_{Ак}$ - должна расти рентабельность предприятия.

Как видно: $100\% < 1,077 < 1,108 > 0,77$, т.е. в нашем случае неравенство не оптимальное.

Как видим, «золотое правило экономики» для АО «Самотлорнефтегаз» соблюдается не в полной мере. Так, темпы роста выручки существенно превышают темпы роста активов и чистой прибыли. Это свидетельствует о том, что имущество предприятия используется менее эффективно.

2.3 Анализ финансовой устойчивости предприятия

Абсолютные показатели финансовой устойчивости.

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

- Определяется наличие собственных оборотных средств на конец расчетного периода (СОС):

$$СОС = СК - ВОА = \text{стр.1300} - \text{стр.1100}, \quad (5)$$

где СК – собственный капитал;

ВОА – внеоборотные активы.

- Наличие собственных и долгосрочных заемных источников формирования запасов или функционирующий капитал (КФ):

$$КФ = (СК + ДО) - ВОА = (\text{стр. 1300} + \text{стр.1400}) - \text{стр.1100}, \quad (6)$$

где СК - собственный капитал;

ДО – долгосрочные обязательства;

ВОА - внеоборотные активы.

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

$$\text{ВИ} = (\text{СК} + \text{ДО} + \text{КО}) - \text{ВОА} = (\text{стр.1300} + \text{стр.1400} + \text{стр.1500}) - \text{стр. 1100}, \quad (7)$$

где СК – собственный капитал;

ДО – долгосрочные обязательства;

ВОА - внеоборотные активы;

КО – краткосрочные обязательства.

- Излишек (+) или недостаток (-) СОС.

$$\Delta \text{СОС} = \text{СОС} - \text{Зп} = \text{стр.1300} - \text{стр.1100} - \text{стр.1210}, \quad (8)$$

- Излишек или недостаток собственных и долгосрочных заемных источников формирования запасов (СД):

$$\Delta \text{СД} = \text{КФ} - \text{Зп} = (\text{стр. 1300} + \text{стр.1400}) - \text{стр.1100} - \text{стр.1210}, \quad (9)$$

- Излишек (+) или недостаток (-) общей величины основных источников покрытия запасов (ОИ):

$$\Delta \text{ОИ} = \text{ВИ} - \text{Зп} = (\text{стр.1300} + \text{стр.1400} + \text{стр.1500}) - \text{стр.1100} - \text{стр.1210}. \quad (10)$$

По трем показателям $\Delta \text{СОС}$, $\Delta \text{СД}$, $\Delta \text{ОИ}$ по обеспеченности запасов источниками формирования можно сделать вывод о том, что у предприятия хрониче-

ская нехватка финансирования, т. е. постоянно увеличиваются запасы при не-обеспеченности средствами.

Приведенные показатели обеспеченности запасов соответствующими источниками финансирования трансформируются в трехфакторную модель:

$M = (\Delta\text{COC}, \Delta\text{CD}, \Delta\text{OI})$. Данная модель характеризует тип финансовой устойчивости предприятия. На практике встречаются четыре типа финансовой устойчивости (таблица 2.5 - Типы финансовой устойчивости предприятия).

Таблица 2.5 - Типы финансовой устойчивости предприятия

Тип финансовой устойчивости	Трехмерная модель	Источники финансирования запасов	Краткая характеристика финансовой устойчивости
Абсолютная	$M = (1,1,1)$ $\Delta\text{COC} \geq 0,$ $\Delta\text{CD} \geq 0,$ $\Delta\text{OI} \geq 0$	Собственный оборотный капитал (чистый оборотный капитал).	Высокий уровень платежеспособности. Предприятие не зависит от внешних кредиторов.
Нормальная	$M = (0,1,1)$ $\Delta\text{COC} < 0,$ $\Delta\text{CD} \geq 0,$ $\Delta\text{OI} \geq 0$	Собственные оборотные средства и долгосрочные обязательства (долгосрочные кредиты и займы).	Гарантирует выполнение обязательств. Нормальная платежеспособность, рациональное использование заемных средств, высокая доходность текущей деятельности.
Неустойчивое финансовое состояние	$M = (0,0,1)$ $\Delta\text{COC} < 0,$ $\Delta\text{CD} < 0,$ $\Delta\text{OI} \geq 0$	Собственные оборотные средства и долгосрочные обязательства (долгосрочные кредиты и займы), краткосрочные кредиты и займы.	Нарушение нормальной платежеспособности, возникает необходимость привлечения доп. источников финансирования, возможно восстановление платежеспособности.
Кризисное финансовое состояние	$M = (0,0,0)$ $\Delta\text{COC} < 0,$ $\Delta\text{CD} < 0,$ $\Delta\text{OI} < 0$	—	Предприятие полностью неплатежеспособно и находится на грани банкротства.

Анализ финансовой устойчивости начнем с оценки типа финансовой устойчивости по абсолютным показателям.

Оценка типа финансовой устойчивости АО «Самотлорнефтегаз» на 2015 г:

1. $\text{COC} = 285241675 - 192150093 = 93091582$
2. $\text{КФ} = (285241675 + 22663399) - 192150093 = 115754981$
3. $\text{ВИ} = (285241675 + 22663399) - 192150093 = 115754981$

4. $\Delta \text{COC} = (285241675 - 192150093) - 4047630 = 89043952$
5. $\Delta \text{CD} = (285241675 + 22663399) - 192150093 - 4047630 = 111707351$
6. $\Delta \text{OI} = (285241675 + 5976619031) - 192150093 - 4047630 = 111707351$

Оценка типа финансовой устойчивости АО «Самотлорнефтегаз»
на 2016 г:

1. $\text{COC} = 322976504 - 170698124 = 152278380$
2. $\text{КФ} = (322976504 + 22120531) - 170698124 = 174398911$
3. $\text{ВИ} = (322976504 + 22120531) - 170698124 = 174398911$
4. $\Delta \text{COC} = (322976504 - 170698124) - 4902819 = 147375561$
5. $\Delta \text{CD} = (322976504 + 22120531) - 170698124 - 4902819 = 169496092$
6. $\Delta \text{OI} = (322976504 + 22120531) - 170698124 - 4902819 = 169496092$

Оценка типа финансовой устойчивости АО «Самотлорнефтегаз»
на 2017 г:

1. $\text{COC} = 350569286 - 195382133 = 155187153$
2. $\text{КФ} = (350569286 + 22748565) - 195382133 = 177935718$
3. $\text{ВИ} = (350569286 + 22748565) - 195382133 = 177935718$
4. $\Delta \text{COC} = (350569286 - 195382133) - 5632508 = 149554645$
5. $\Delta \text{CD} = (350569286 + 22748565) - 195382133 - 5632508 = 172303210$
6. $\Delta \text{OI} = (350569286 + 22748565) - 195382133 - 5632508 = 172303210$

По следующим данным мы можем охарактеризовать финансовую устойчивость предприятия АО «Самотлорнефтегаз» за анализируемый период:

2015 год: $93091582 > 0$;

$111707351 > 0$; (1,1,1)

$111707351 > 0$.

2016 год: $-152278380 < 0$;

$169496092 > 0$; (0,1,1)

$169496092 > 0$.

2017 год: $155187153 > 0$;

$172303210 > 0$; (1,1,1)

172303210 > 0.

Таблица 2.6 - Оценка типа финансовой устойчивости на 2015-2017 гг.

Показатели	2015	2016	2017
СОС = СК – ВОА= стр.1300 –1100	93091582	-152278380	155187153
КФ = (СК + ДО) – ВОА = (стр. 1300 +1400) –1100	115754981	174398911	177935718
ВИ = (СК + ДО + КО)– ВОА=(стр.1300+1400+1510) – 1100	115754981	174398911	177935718
ΔСОС = СОС-ЗП =(стр.1300 – 1100)-1210	89043952	147375561	149554645
ΔСД = КФ – Зп = (стр. 1300 +1400) –1100 -1210	111707351	169496092	172303210
ΔОИ = ВИ- Зп = (стр.1300 +1400+1510) – 1100 – 1210	111707351	169496092	172303210

По расчетам можно сделать вывод, что тип финансовой устойчивости в 2015 году и в 2017 году - абсолютный, что показывает высокий уровень платежеспособности. Предприятие не зависит от внешних кредиторов. В 2016 году тип финансовой устойчивости - нормальный, что гарантирует выполнение обязательств, нормальную платежеспособность, рациональное использование заемных средств, высокую доходность текущей деятельности. Более того все три показателя покрытия собственными оборотными средствами запасов в течение анализируемого периода (с 31.12.2015 по 31.12.2017) улучшили свои значения.

Относительные показатели финансовой устойчивости.

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

Финансовая устойчивость предприятия характеризуется состоянием собственных и заемных средств и анализируется с помощью системы финансовых

коэффициентов. Информационной базой для расчета таких коэффициентов являются абсолютные показатели актива и пассива бухгалтерского баланса.

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

Базисными величинами могут быть:

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

Далее рассчитаем относительные показатели финансовой устойчивости.

Относительные показатели финансовой устойчивости за 2015 год:

1. $285241675/351014212= 0,813$
2. $(22663399+43109138-50722-2522912) / 351014212= 0,180$
3. $(22663399+43109138)/285241675= 0,231$
4. $(285241675-192150093)/158864119= 0,586$
5. $(285241675-192150093)/285241675=0,326$

Относительные показатели финансовой устойчивости за 2016 год:

1. $322976504/394852293=0,818$
2. $(22748565+52081077-27984-3400172)/425398928= 0,175$
3. $(22120531+49755258)/322976504= 0,223$
4. $(322976504-170698124)/ 224154169= 0,679$
5. $(322976504-170698124)/322976504= 0,471$

Относительные показатели финансовой устойчивости за 2017 год:

1. $350569286/425398928= 0,824$
2. $(22748565+52081077-27984-3400172)/425398928= 0,168$
3. $(425398928+22748565)/350569286= 1,278$
4. $(350569286-195382133)/ 230016795= 0,675$

5. $(350569286-195382133)/350569286=0,443$

Таблица 2.7 - Относительные показатели финансовой устойчивости АО «Самотлорнефтегаз» на период 2015-2017 гг.

Показатель	2015	2016	2017	Изменение (+,-)	
				2016/ 2015	2017/ 2016
1. Коэффициент автономии= Соб. капитал /Активы =(стр 1300/стр 1600)	0,813	0,818	0,824	0,005	0,006
2. Коэффициент финансовой зависимости /активы = (стр 1400+стр1500-стр1530-стр 1540)/1600	0,180	0,175	0,168	-0,005	-0,007
3. Коэффициент соотношения заемного капитала и собственного (леверидж)= заемный кап. /соб. кап=(стр1500+стр1400)/стр1300	0,231	0,223	1,278	-0,008	1,056
4. Коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами= (Соб. кап-ВОА)/ОА= (стр.1300-стр 1100)/ стр 1200	0,586	0,679	0,675	0,093	-0,005
5. Коэффициент маневренности= Соб. оборот. средства/соб. кап= (стр1300-стр1100)/стр1300	0,326	0,471	0,443	0,145	-0,029

Коэффициент соотношения заемного и собственного капитала организации на 2017 составил 1,27%. Полученное значение говорит о слишком осторожном отношении АО «Самотлорнефтегаз» к привлечению заемных денежных средств. В течение анализируемого периода коэффициент составил 1,05, что является положительной тенденцией.

Коэффициент маневренности собственного капитала по состоянию на 2017 г. показывает 0,443 % собственного капитала направленно на финансирование оборотных средств.

Данное значение соответствует нормальному (0,05). В течение анализируемого периода коэффициент составил -0,029%, что является положительной чертой.

В течение анализируемого периода наблюдалось увеличение коэффициента обеспеченности собственными средствами с 0,58 до 0,675. На последний день анализируемого периода значение коэффициента можно характеризовать как соответствующее нормальному (0,1).

В целом, все рассчитанные показатели финансовой устойчивости имеют позитивную динамику, что положительно характеризует финансовое положение компании.

2.4 Анализ ликвидности и платежеспособности предприятия

В условиях массовой неплатежеспособности и применения ко многим предприятиям процедур банкротства объективная и точная оценка финансово-экономического состояния приобретает первостепенное значение. Главным критерием такой оценки являются показатели платежеспособности и степень ликвидности предприятия.

«Платежеспособность – это способность предприятия наличными денежными ресурсами своевременно погасить свои платежные обязательства. Платежность включает решение двух задач: оценка ликвидности баланса и оценка текущей платежеспособности предприятия.

Платежеспособность предприятия определяется его возможность и способностью своевременно и полностью выполнять платежные обязательства, вытекающие из торговых, кредитных и иных операций денежного характера». [13]

«Платежеспособность влияет на формы и условия коммерческих сделок, в том числе на возможность получения кредита. В основу анализа платежеспособности организации должно быть положено поступление и расходование денежных средств в течение года.

Отчет о движении денежных средств содержит сведения об их потоках (поступление и направление денежных средств) с учетом остатков на начало и конец отчетного периода в результате текущей, инвестиционной и финансовой деятельности:

- текущая деятельность – это деятельность организации, преследующая извлечение прибыли в качестве основной цели либо не имеющая извлечение прибыли в качестве такой цели в соответствии с предметом и целями дея-

тельности, т.е. производством промышленной продукции, выполнение строительных работ, сельским хозяйством, торговлей и т.п.;

- инвестиционная деятельность – деятельность организации, связанная с капитальными вложениями организации в связи с приобретением земельных участков, зданий и иной недвижимости, оборудования, нематериальных активов и других долгосрочных активов, а также с их продажей, с осуществлением долгосрочных финансовых вложений в другие организации, выпуском облигаций и других ценных бумаг долгосрочного характера и т.п.;
- финансовая деятельность – деятельность организации, связанная с осуществлением краткосрочных финансовых вложений, выпуском облигаций и иных ценных бумаг краткосрочного характера, выбытием ранее приобретенных на срок до 12 месяцев акций, облигаций и т.п.». [13]

«Ликвидность предприятия определяется наличием у него ликвидных средств, к которым относятся наличные деньги, денежные средства на счетах в банках и легко реализуемые элементы оборотных ресурсов.

Ликвидность отражает способность предприятия в любой момент совершать необходимые расходы». [21]

Для оценки платежеспособности и ликвидности могут быть использованы следующие приемы:

- структурный анализ изменений активных и пассивных платежей баланса, т. е. анализ ликвидности баланса;
- расчет финансовых коэффициентов ликвидности.

Оценка ликвидности баланса

Главная задача оценки ликвидности баланса - определить величину покрытия обязательств предприятия его активами, срок превращения которых в денежную форму (ликвидность) соответствует сроку погашения обязательств (срочности возврата).

Для проведения анализа данные актива и пассива баланса группируются по следующим признакам:

- по степени убывания ликвидности (актив);
- по степени срочности оплаты (погашения) (пассив).

Активы в зависимости от скорости превращения в денежные средства (ликвидности) разделяют на следующие группы:

- А1 – высоколиквидные активы (денежные средства + краткосрочные финансовые вложения);
- А2 – активы средней скорости реализации (краткосрочная дебиторская задолженность (до 12 месяцев) + прочие оборотные активы);
- А3 – медленно реализуемые активы (запасы, долгосрочная дебиторская задолженность (свыше 12 месяцев), НДС по приобретенным ценностям,);
- А4 – трудно реализуемые активы (внеоборотные активы).

Группировка пассивов происходит по степени срочности их возврата:

- П1 – наиболее срочные обязательства (кредиторская задолженность);
- П2 – краткосрочные обязательства (краткосрочные кредиты и займы + прочие обязательства);
- П3 – долгосрочные обязательства;
- П4 – постоянные пассивы (собственный капитал + доходы будущих периодов + оценочные обязательства).

При определении ликвидности баланса группы актива и пассива сопоставляются между собой.

Условия абсолютной ликвидности баланса:

- $A1 \geq П1$;
- $A2 \geq П2$;
- $A3 \geq П3$;
- $A4 \leq П4$.

Необходимым условием абсолютной ликвидности баланса является выполнение первых трех неравенств. Четвертое неравенство носит так называемый балансирующий характер: его выполнение свидетельствует о наличии у предприятия собственных оборотных средств.

Если любое из неравенств имеет знак, противоположный зафиксированному в оптимальном варианте, то ликвидность баланса отличается от абсолютной.

Теоретически недостаток средств по одной группе активов компенсируется избытком по другой, но на практике менее ликвидные средства не могут заменить более ликвидные.

Сопоставление $A1 - П1$ и $A2 - П2$ позволяет выявить текущую ликвидность предприятия, что свидетельствует о платежеспособности (неплатежеспособности) в ближайшее время.

Сравнение $A3 - П3$ отражает перспективную ликвидность. На ее основе прогнозируется долгосрочная ориентировочная платежеспособность.

Рассчитаем анализ ликвидности, и платежеспособности предприятия на начало 2015/2017 гг.

Данные оценки ликвидности бухгалтерского баланса АО «Самотлорнефтегаз» на начало 2015/2017 гг. представлены в Приложении Ж - Оценка ликвидности бухгалтерского баланса АО «Самотлорнефтегаз» на начало 2015-2017 гг. и в Приложении З - Оценка ликвидности бухгалтерского баланса АО «Самотлорнефтегаз» на конец 2015-2017 гг.

Анализ ликвидности и платежеспособности предприятия на начало 2015 г., руб.:

$$A1 = 2394 + 984168 = 986562$$

$$A2 = 3661 + 151943861 = 151947522$$

$$A3 = 1882405 + 5022509 = 6904914$$

$$A4 = 191175214$$

$$П1 = 40535504$$

$$П2 = 0$$

$$П3 = 22663399$$

$$П4 = 2522912 + 50722 + 285241675 = 287815309$$

Анализ ликвидности и платежеспособности предприятия на начало 2016 г., руб.:

$$A1 = 503$$

$$A2 = 20534 + 218864975 = 218885509$$

$$A3 = 365338 + 4902819 = 5268157$$

$$A4 = 6768716536$$

$$П1 = 47059762$$

$$П2 = 0$$

$$П3 = 22120531$$

$$П4 = 2657696 + 37800 + 322976504 = 325672000$$

Анализ ликвидности и платежеспособности предприятия на начало 2017 г., руб.:

$$A1 = 3641 + 935164$$

$$A2 = 14251 + 221687029 + 291700 = 221992980$$

$$A3 = 517318 + 935164 + 5632508 = 7085010$$

$$A4 = 195382133$$

$$П1 = 48652921$$

$$П2 = 0$$

$$П3 = 22748565$$

$$П4 = 3400172 + 27984 + 350569286 = 353997442$$

Проанализируем ликвидность баланса АО «Самотлорнефтегаз» за 2015/2017 гг.

Данные представлены в Приложении Ж - Оценка ликвидности бухгалтерского баланса АО «Самотлорнефтегаз» на начало 2015-2017 гг. и в Приложении З - Оценка ликвидности бухгалтерского баланса АО «Самотлорнефтегаз» на конец 2015-2017 гг.

Сопоставим итоги активов и пассивов для данного предприятия и получим следующее:

2015 год	2016 год	2017 год
A1 < П1	A1 > П1	A1 < П1
A2 > П2	A2 > П2	A2 > П2
A3 < П3	A3 < П3	A3 < П3
A4 < П4	A4 < П4	A4 < П4

По результатам сравнения, можно сделать вывод о том, что баланс АО «Самотлорнефтегаз» за все три года не совпадает с условием абсолютной ликвидности, если A2-П2 и A4-П4 соответствует условию, то A1-П1, A3-П3 не соответ-

ствуется условию ликвидности, следовательно, что баланс АО «Самотлорнефтегаз» за весь период исследования является неликвидным.

Оценка относительных показателей ликвидности и платежеспособности.

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

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

Исходя из данных баланса АО «Самотлорнефтегаз», рассчитаем необходимые коэффициенты:

Коэффициент текущей ликвидности характеризует обеспеченность краткосрочных обязательств предприятия всеми его оборотными активами. Характеризует запас прочности, возникающей вследствие превышения ликвидного имущества над имеющимися обязательствами.

$$K_{\text{тл}} = \text{Оборотные активы} / \text{Краткосрочные обязательства} \quad (11)$$

$$K_{\text{тл}} = \text{стр. 1200} / \text{стр. 1500}$$

$1 \geq K_{\text{тл}} \leq 2$ - нижняя граница указывает на то, что оборотных средств должно быть достаточно, чтобы покрыть свои краткосрочные обязательства.

Превышение оборотных активов над краткосрочными обязательствами более чем в два раза считается нежелательным, поскольку это свидетельствует о нерациональном вложении своих средств и неэффективном их использовании.

Коэффициент быстрой (срочной) ликвидности характеризует обеспеченность краткосрочных обязательств предприятия высоколиквидными активами (денежными средствами) и активами средней ликвидности (краткосрочными фи-

нансовыми вложениями и краткосрочной дебиторской задолженностью (до 12 месяцев)).

$$К_{бл} = \frac{\text{Ден. средства} + \text{Краткосроч. фин. влож.} + \text{Дебитор. задол.}}{\text{Краткосрочные обязательства}} \quad (12)$$

$$К_{бл} = (\text{стр. 1250} + \text{стр. 1240} + \text{стр. 1230}) / \text{стр. 1500}$$

$K_{бл} \geq 1$ - низкое значение указывает на необходимость постоянной работы с дебиторами, чтобы обеспечить возможность обращения наиболее ликвидной части оборотных средств в денежную форму для расчетов.

Коэффициент абсолютной ликвидности показывает, какая часть краткосрочных обязательств предприятия может быть погашена немедленно.

$$K_{ал} = \frac{\text{Денежные средства}}{\text{Краткосрочные обязательства}} \quad (13)$$

$$K_{ал} = \text{стр. 1250} / \text{стр. 1500}$$

$K_{ал} \geq 0,2 \dots 0,5$ - низкое значение указывает на снижение платежеспособности предприятия.

Далее рассчитаем и дадим оценку относительных показателей ликвидности и платежеспособности.

Относительные показатели ликвидности и платежеспособности за 2015 год:

$$K_{ал} = 2394 / 43109138 = 0,0001$$

$$K_{бл} = (2394 + 151943861) / 43109138 = 3,5247$$

$$K_{тл} = 158864119 / 43109138 = 3,6852$$

$$ЧОА = 158864119 - 43109138 = 115754981$$

Относительные показатели ликвидности и платежеспособности за 2016 год:

$$K_{ал} = 503 / 49755258 = 0,00001$$

$$K_{бл} = (503 + 218864975) / 49755258 = 4,3988$$

$$K_{тл} = 224154169 / 49755258 = 4,5051$$

$$ЧОА = 224154169 - 49755258 = 174398911$$

Относительные показатели ликвидности и платежеспособности за 2017 год:

$$\text{Кал} = 3641 / 52081077 = 0,0001$$

$$\text{Кбл} = (3641 + 222204347) / 52081077 = 4,2666$$

$$\text{Ктл} = 230016795 / 52081077 = 4,4165$$

$$\text{ЧОА} = 230016795 - 52081077 = 177935718$$

Таблица 2.8 - Оценка ликвидности АО «Самотлорнефтегаз» на период
2015-2017 гг.

Показатель	2015	2016	2017	Изменение (+,-)	
				2016/ 2015	2017/ 2016
1. Коэффициент абсолютной ликвидности (стр.1250+стр.1240)/стр.1500	0,0001	0,00001	0,0001	0	0,0001
2. Коэффициент быстрой ликвидности (стр.1250+стр.1240+стр.1230) /стр.1500	3,5247	4,3988	4,2666	0,8742	-0,1323
3. Коэффициент текущей ликвидности (стр.1200/стр.1500)	3,6852	4,5051	4,4165	0,8200	-0,0886
4. Чистые оборотные активы ЧОА= ОА-КО. (1200-1500)	115754981	174398911	177935718	58643930	3536807

По состоянию на 2017 коэффициент текущей (общей) ликвидности не укладывается в норму -0,08 (при нормативном значении 2).

Коэффициент быстрой ликвидности тоже имеет значение, не укладывающееся в норму (-0,13%).

Это означает, что у АО «Самотлорнефтегаз» не достаточно активов, которые можно в сжатые сроки перевести в денежные средства и погасить краткосрочную кредиторскую задолженность. В течение всего рассматриваемого периода коэффициент быстрой ликвидности укладывался в установленный норматив.

Третий из коэффициентов, характеризующий способность организации погасить всю или часть краткосрочной задолженности за счет денежных средств и краткосрочных финансовых вложений, имеет значение 0,0001 % (при нормативном значении 0,2).

В целом, по результатам анализа ликвидности и платежеспособности, можем сделать вывод о высокой ликвидности и платежеспособности компании.

2.5 Оценка деловой активности предприятия

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

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

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

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

Для расчета применяются абсолютные итоговые данные за отчетный период по выручке, прибыли т.п.

Но показатели баланса исчислены на начало и конец периода, т.е. имеют одномоментный характер. Это вносит некоторую неясность в интерпретацию данных расчета. Поэтому при расчете коэффициентов применяются показатели, рассчитанные к усредненным значениям статей баланса. Можно также использовать данные баланса на конец года.

Рассмотрим формулы расчета наиболее распространенных коэффициентов оборачиваемости (деловой активности):

1. Оборачиваемость совокупного капитала

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

$$\text{Коск} = \text{Выручка} / \text{Среднегодовая величина активов} \quad (14)$$

$$\text{Коск} = \text{стр. 2110 №2} / 0,5 * (\text{стр. 1600 нг} + \text{стр.1600 кг}) \text{ ф. №1}$$

где нг – данные на начало отчетного года;

кг – данные на конец отчетного периода.

$$2017/2016: \text{Коск} = 361443881 / (0,5 * (224154169 + 230016795)) = 11,93$$

$$2016/2015: \text{Коск} = 326171119 / (0,5 * (351014212 + 394852293)) = 0,87$$

$$2015/2014: \text{Коск} = 373241600 / (0,5 * (351014212 + 295277448)) = 1,16$$

Произошло увеличение оборачиваемости совокупного капитала на 11,06 говорит о повышении производственно - технического потенциала предприятия.

2. Оборачиваемость текущих активов (оборотных активов)

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

$$\text{Коа} = \text{Выручка} / \text{Среднегодовая стоимость оборотных активов} \quad (15)$$

$$\text{Коа} = \text{стр. 2110 №2} / 0,5 * (\text{стр. 1200 нг} + \text{стр.1200кг}) \text{ ф. №1}$$

где нг – данные на начало отчетного года;

кг – данные на конец отчетного периода.

2017/2016: $K_{oa} = 361443881 / (0,5 * (224154169 + 230016795)) = 1,59$

2016/2015: $K_{oa} = 326171119 / (0,5 * (158864119 + 224154169)) = 1,70$

2015/2014: $K_{oa} = 373241600 / (0,5 * (159838998 + 155667034)) = 2,37$

В 2015 оборачиваемость больше чем в 2016, но к 2017 году происходит снижение оборачиваемости на 0,11.

3. Оборачиваемость собственного капитала

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

$$K_{оск} = \text{Выручка} / \text{Средняя величина собственного капитала} \quad (16)$$

$K_{оск} = \text{стр. 2110 №2} / 0,5 * (\text{стр. 1300нг} + \text{стр.1300кг}) \text{ ф. №1}$

где нг – данные на начало отчетного года;

кг – данные на конец отчетного периода.

2017/2016: $K_{оск} = 361443881 / (0,5 * (322976504 + 350569286)) = 1,07$

2016/2015: $326171119 / (0,5 * (351014212 + 394852293)) = 0,87$

2015/2014: $K_{оск} = 373241600 / (0,5 * (285241675 + 223471812)) = 1,47$

Оборачиваемость собственного капитала в 2015 году составила 1,47, к 2017 году происходит снижение на 0,40. Это показывает снижение активности и скорости использования предприятием собственного капитала.

4. Оборачиваемость материальных запасов (запасов и затрат)

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

$$K_{омз} = \text{Выручка} / \text{Среднегодовая стоимость запасов} \quad (17)$$

$K_{омз} = \text{стр. 2110 №2} / 0,5 * ((\text{стр. 1210} + \text{стр. 1220})_{нг} + (\text{стр. 1210} + \text{стр. 1220})_{кг}) \text{ ф. №1}$

где нг – данные на начало отчетного года;

кг – данные на конец отчетного периода.

2017/2016: $K_{омз} = 361443881 / (0,5 * ((4902819 + 3653338) + (5632508 + 935164))) = 61,08$

2016/2015: $K_{омз} = 326171119 / (0,5 * ((4047630 + 1882405) + (4902819 + 3653338)))$
 $= 58,25$

2015/2014: $K_{омз} = 373241600 / (0,5 * ((4047630 + 1882405) + (4708640 + 1958225)))$
 $= 59,26$

Видно увеличение коэффициента по всем годам. Снижение этого показателя на 1,01 в 2016 году, говорит о накоплении избытка запасов на складах предприятия.

Средний срок оборота материальных оборотных средств (в днях):

$$P_{омз} = 365 / K_{омз} \quad (18)$$

2017/2016: $P_{омз} = 365 / 61,08 = 5,97$

2016/2015: $P_{омз} = 365 / 58,25 = 6,27$

2015/2014: $P_{омз} = 365 / 59,26 = 6,16$

Показатель к 2017 году стал меньше, чем в 2015 году и составил 5,97, что хорошо, так как повысится оборот материальных оборотных средств, что хорошо влияет на выручку и прибыль.

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:

$$K_{одз} = \text{Выручка} / \text{Среднегодовая величина дебиторской задолженности} \quad (19)$$

$K_{одз} = \text{стр. 2110 №2} / 0,5 \times (\text{стр. 1230нг} + \text{стр. 1230кг}) \text{ ф. №1}$

где нг – данные на начало отчетного года;

кг – данные на конец отчетного периода.

$$2017/2016: \text{Кодз} = 361443881 / (0,5 * (218864975 + 222204347)) = 1,64$$

$$2016/2015: \text{Кодз} = 326171119 / (0,5 * (151943861 + 218864975)) = 1,76$$

$$2015/2014: \text{Кодз} = 373241600 / (0,5 * (151943861 + 148996394)) = 2,48$$

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

$$\text{Пдз} = 365 / \text{Кодз} \quad (20)$$

$$2017/2016: \text{Пдз} = 365 / 1,64 = 222,56$$

$$2016/2015: \text{Пдз} = 365 / 1,76 = 207,38$$

$$2015/2014: \text{Пдз} = 365 / 2,48 = 147,15$$

Увеличение показателя, говорит об ухудшении условий оплаты продукции (услуг) по договорам, финансовых затруднениях у потребителей.

6. Оборачиваемость кредиторской задолженности

Коэффициент оборачиваемости кредиторской задолженности (Кокз) показывает, сколько раз (обычно, за год) предприятие оплачивает среднюю величину своей кредиторской задолженности, иными словами коэффициент показывает расширение или снижение коммерческого кредита, предоставляемого предприятию:

$$\text{Кокз} = \frac{\text{Выручка}}{\text{Среднегодовая величина кредиторской задолженности}} \quad (21)$$

$$\text{Кокз} = \text{стр. 2110 №2} / 0,5 \times (\text{стр. 1520}_{\text{нг}} + \text{стр. 1520}_{\text{кг}}) \text{ ф. №1}$$

где нг – данные на начало отчетного года;

кг – данные на конец отчетного периода.

2017/2016: $\text{Кокз} = 361443881 / (0,5 * (47059762 + 48652921)) = 7,55$

2016/2015: $\text{Кокз} = 326171119 / (0,5 * (40535504 + 47059762)) = 7,45$

2015/2014: $\text{Кокз} = 373241600 / (0,5 * (40535504 + 50821537)) = 8,17$

Уменьшение к 2017 году коэффициента на 0,62 выгодно для организации, он позволяет иметь остаток неоплаченной кредиторской задолженности в качестве бесплатного источника финансирования своей текущей деятельности.

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):

$$\text{Пкз} = 365 / \text{Кокз} \quad (22)$$

2017/2016: $\text{Пкз} = 365 / 7,55 = 48,34$

2016/2015: $\text{Пкз} = 365 / 7,45 = 48,99$

2015/2014: $\text{Пкз} = 365 / 8,17 = 44,67$

Увеличение периода оборачиваемости к 2017 году является отрицательной тенденцией, так как чем больше дней требуется для оборота кредиторской задолженности в части счетов к оплате, тем хуже.

7. Оборачиваемость денежных средств

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

$$\text{Кодс} = \text{Выручка} / \text{Средняя сумма денежных средств} \quad (23)$$

$\text{Кодс} = \text{стр. 2110 №2} / 0,5 \times (\text{стр. 1250нг} + \text{стр. 1250кг}) \text{ ф. №1}$

где нг – данные на начало отчетного года;

кг – данные на конец отчетного периода.

2017/2016: Кодс = $361443881 / (0,5 * (47059762 + 48652921)) = 174442,03$

2016/2015: Кодс = $326171119 / (0,5 * (2394+503)) = 225178,54$

2015/2014: Кодс = $373241600 / (0,5 * (2394+1582)) = 187747,28$

Увеличение коэффициента к 2017 году по сравнению с 2016 годом на 5,21 говорит о рациональной организации работы предприятия, допускающего ускорение использования высоколиквидных активов.

8. Фондоотдача основных средств

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

$$\text{Фондоотдача} = \text{Выручка} / \text{Среднегодовая стоимость основных средств} \quad (24)$$

$$\Phi_0 = \text{стр. 2110 №2} / 0,5 \times (\text{стр. 1130нг} + \text{стр. 1130кг}) \text{ ф. №1}$$

где нг – данные на начало отчетного года;

кг – данные на конец отчетного периода.

2017/2016: $\Phi_0 = 361443881 / (0,5 * (137834 + 137849)) = 2622,17$

2016/2015: $\Phi_0 = 326171119 / (0,5 * (36+137834)) = 4731,57$

2015/2014: $\Phi_0 = 373241600 / (0,5 * (36+36)) = 10367822,22$

Уменьшение фондоотдачи на -2109,4 говорит об уменьшении эффективности использования основных фондов.

Деловая активность предприятия в финансовом аспекте проявляется, прежде всего в скорости оборота его средств.

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

Одним из этапов анализа деловой активности является расчет производственного, операционного и финансового цикла.

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

$$\text{Цп} = \text{Помз} \quad (25)$$

Продолжительность операционного цикла (Цо) характеризует общее время, в течение которого финансовые ресурсы находятся в материальных средствах и дебиторской задолженности. Необходимо стремиться к снижению значения данного показателя.

$$\text{Цо} = \text{Пдз} + \text{Помз} \quad (26)$$

$$2017/2016: \text{Цо} = 222,56 + 5,97 = 228,53$$

$$2016/2015: \text{Цо} = 207,38 + 6,27 = 213,65$$

$$2015/2014: \text{Цо} = 147,15 + 6,16 = 153,31$$

Как видно показатель к 2017 году увеличился, что плохо скажется на компании, так как задержка операционного цикла задерживает все внутренние процессы, следовательно, и рост производительности предприятия.

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

$$\text{Цф} = \text{Цо} - \text{Пкз} \quad (27)$$

$$2017/2016: \text{Цф} = 228,53 - 48,34 = 180,19$$

$$2016/2015: \text{Цф} = 213,65 - 48,99 = 164,66$$

$$2015/2014: \text{Цф} = 153,31 - 44,67 = 108,64$$

Цель управления оборотными средствами - сокращение финансового цикла, т. е. сокращение операционного цикла и замедление срока оборота кредиторской задолженности до приемлемого уровня.

Можно заметить, что на протяжении всех годов финансовый цикл уменьшался, что хорошо скажется на предприятии.

Таблица 2.9 - Оценка деловой активности предприятия АО «Самотлорнефтегаз» за 2015-2017 гг.

Показатель	2015	2016	2017	Изменение (+,-)	
				2016/ 2015	2017/ 2016
1. Оборачиваемость совокупного капитала	1,16	0,87	11,93	-0,28	11,06
2. Оборачиваемость текущих активов (оборотных активов)	2,37	1,70	1,59	-0,66	-0,11
3. Оборачиваемость собственного капитала	1,47	1,07	1,07	-0,39	0,00
4. Оборачиваемость материальных запасов (запасов и затрат)	59,26	58,25	61,08	-1,01	2,82
5. Оборачиваемость дебиторской задолженности	2,48	1,76	1,64	-0,72	-0,12
6. Оборачиваемость кредиторской задолженности	8,17	7,45	7,55	-0,72	0,11
7. Оборачиваемость денежных средств	187747,28	225178,54	174442,03	37431,26	-50736,52
8. Фондоотдача основных средств	10367822,22	4731,57	2622,17	-10363090,65	-2109,40
9. Производственный цикл. Цп = Помз	6,16	6,27	5,97	0,11	-0,30
10. Продолжительность операционного цикла. Цо = Пдз+Помз	153,31	213,65	228,53	60,34	14,88
11. Продолжительность финансового цикла. Цф = Цо-Пкз	108,64	164,66	180,19	56,02	15,53

По результатам деятельности за 2017 г. оборачиваемость совокупного капитала увеличилась на 11,06 %, оборачиваемость текущих активов снизилась на -0,11%.

Производственный цикл на период 2017 г. составил 5,97 %.

Продолжительность операционного цикла характеризует общее время, в течении которого финансовые ресурсы находятся в материальных средствах и дебиторской задолженности.

Он составляет на период 2017 г - 228,53%. Показатель продолжительности финансового цикла составил рост на 180,19%.

2.6 Оценка рентабельности предприятия

В мировой практике для оценки финансового состояния предприятия предлагается использование системы показателей рентабельности, каждый из которых несет определенную смысловую нагрузку для пользователя.

Показатели рентабельности характеризуют работу предприятия в целом и доходность различных направлений деятельности. И поскольку показатели рентабельности – относительные показатели, то они практически не подвержены влиянию инфляции.

Показатели рентабельности измеряют с разных позиций. Общая формула расчета рентабельности:

$$P = \Pi / V \times 100\%, \quad (28)$$

где P – рентабельность;

Π – прибыль предприятия;

V – показатель, по отношению к которому рассчитывается рентабельность.

Основные показатели рентабельности представлены в таблице 2.10

Таблица 2.10 - Коэффициенты рентабельности

Показатель	Формула расчета	
Рентабельность собственного капитала	$\frac{\text{Чистая прибыль}}{\text{Средняя стоимость собственного капитала}}$	$\frac{\text{стр 2400 №2}}{1/2(\text{стр1300на начало года} + \text{стр1300на конец года})}$
Рентабельность внеоборотных активов	$\frac{\text{Чистая прибыль}}{\text{Средняя стоимость внеоборотных активов}}$	$\frac{\text{стр 2400 №2}}{1/2(\text{стр1100на начало года} + \text{стр1100на конец года})}$
Рентабельность оборотных активов	$\frac{\text{Чистая прибыль}}{\text{Среднее значение оборотных активов}}$	$\frac{\text{стр 2400 №2}}{1/2(\text{стр1200на начало года} + \text{стр1200на конец года})}$
Рентабельность активов	$\frac{\text{Чистая прибыль}}{\text{Среднее значение за период всех активов}}$	$\frac{\text{стр 2400 №2}}{1/2(\text{стр1600на начало года} + \text{стр1600на конец года})}$
Рентабельность основной деятельности (производства)	$\frac{\text{Прибыль от продаж}}{\text{Издержки}}$	$\frac{\text{стр 2200 №2}}{(\text{стр2120} + \text{стр2210} + \text{стр2220}) \text{ №2}}$

Продолжение таблицы 2.10

Показатель	Формула расчета	
Рентабельность продаж (по чистой прибыли)	$\frac{\text{Чистая прибыль}}{\text{Выручка от продаж}}$	стр 2400 №2 стр2110 №2
Рентабельность продаж (по прибыли от продаж)	$\frac{\text{Прибыль от продаж}}{\text{Выручка от продаж}}$	стр 2200 №2 стр2110 №2

Рассчитаем и дадим оценку рентабельности предприятия АО «Самотлорнефтегаз».

Анализ рентабельности за 2015 год:

1. $63620181 / (0,5 * (1434431053 + 13553807448)) = 0,008$
2. $63620181 / (0,5 * (139610414 + 191175214)) = 0,385$
3. $63620181 / (155667034 + 159838998) = 0,202$
4. $63620181 / (0,5 * (295277448 + 351014212)) = 0,197$
5. $63620181 / (63620181 + 251572477 + 56854832 + 2767447) = 0,170$
6. $63620181 / 373241600 = 0,170$
7. $61890250 / 373241600 = 0,166$

Анализ рентабельности за 2016 год:

1. $37735152 / (0,5 * (285241675 + 322976504)) = 0,124$
2. $37735152 / (0,5 * (192150093 + 170698124)) = 0,208$
3. $37735152 / (158864119 + 224154169) = 0,099$
4. $37735152 / (0,5 * (351014212 + 394852293)) = 0,101$
5. $37735152 / (240323112 + 39685881 + 2756148) = 0,133$
6. $37735152 / 326171119 = 0,116$
7. $43188262 / 326171119 = 0,132$

Анализ рентабельности за 2017 год:

1. $27705904 / (0,5 * (322976504 + 350569286)) = 0,082$
2. $27705904 / (0,5 * (170698124 + 195382133)) = 0,151$
3. $27705904 / (224154169 + 230016795) = 0,061$
4. $27705904 / (0,5 * (394852293 + 425398928)) = 0,068$
5. $27705904 / (299544913 + 25533710 + 2868024) = 0,084$

$$6. 27705904 / 361443881 = 0,077$$

$$7. 33256674 / 361443881 = 0,092$$

Для оценки рентабельности АО «Самотлорнефтегаз» за исследуемый период составим аналитическую таблицу.

Таблица 2.11- Анализ рентабельности АО «Самотлорнефтегаз» за 2015-2017 гг.

Показатель	2015	2016	2017	Изменение (+,-)	
				2016/2015	2017/2016
1. Рентабельность собственного капитала	0,008	0,124	0,082	0,116	- 0,042
2. Рентабельность внеоборотных активов	0,385	0,208	0,151	- 0,177	- 0,057
3. Рентабельность оборотных активов	0,202	0,099	0,061	- 0,103	- 0,038
4. Рентабельность активов	0,197	0,101	0,068	- 0,096	- 0,034
5. Рентабельность основной деятельности	0,170	0,133	0,084	- 0,036	- 0,049
6. Рентабельность продаж (по чистой прибыли)	0,170	0,116	0,077	- 0,055	- 0,039
7. Рентабельность продаж (по прибыли от продаж)	0,166	0,132	0,092	- 0,033	- 0,040

Все показатели рентабельности за 2015-2017 гг., 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.

За рассматриваемый период рентабельность собственного капитала снизилась на 4,2 %. Несмотря на это, рентабельность собственного капитала за 2017 год демонстрирует исключительно хорошее значение. Значение рентабельности активов за 2016 год составило 6,8 %. В течение анализируемого периода (с 2015 по 2017 гг.) снижение рентабельности активов, составившее - 3,2%.

Прибыль от продаж в анализируемом периоде составляет 7,7 % от полученной выручки. При этом имеет место снижение рентабельности обычных видов деятельности на -3,9%.

Рентабельность, рассчитанная как отношение чистой прибыли к выручке организации, за 2016 год составила 13,2 %.

В целом, показатели рентабельности положительно характеризуют финансовое положение АО «Самотлорнефтегаз».

2.7 Анализ затратности функционирования предприятия

Результаты финансово-хозяйственной деятельности предприятия определяют в первую очередь затраты, причем неважно, какой деятельностью занимается компания, какую имеет организационно-правовую форму.

Именно объем затрат является определяющим элементом при анализе и расчете основных показателей эффективности деятельности. Поэтому важно, чтобы управление затратами в хозяйствующем субъекте представляло собой единый и максимально скоординированный процесс.

Он предполагает наличие контроля над возникновением издержек еще на этапе осуществления планирования финансово-хозяйственной деятельности. Кроме того, для управления издержками на предприятии должны быть структурированы бизнес-процессы.

Природа возникновения затрат и издержек в каждой компании носит разный характер. С точки зрения стратегического анализа затрат и издержек необходимо провести исследования всех расходов.

Распределение затрат АО «Самотлорнефтегаз» по элементам.

По данным Пояснения к бухгалтерскому балансу (см. Приложение И - Бухгалтерский баланс АО «Самотлорнефтегаз» за 2015-2017 гг., Приложение К, Л - Отчет о финансовых результатах АО «Самотлорнефтегаз» за 2016- 2017 гг.) проанализируем состав и динамику расходов по обычным видам деятельности (таблица 2.12).

Таблица 2.12 - Горизонтально-вертикальный анализ расходов по обычным видам деятельности (по данным формы №5)

Показатели	Абсолютные величины, тыс. руб.			Относительные величины, %		
	2016 год	2017 год	Изменение (+,-)	2016 год	2017 год	Изменение (+,-)
Материальные затраты	48 392 554	54 499 991	6107437	19,54	19,27	-0,27
Амортизация	14 269 043	16 819 396	2550353	5,76	5,95	0,19
Затраты на оплату труда	3 910 481	4 551 726	641245	1,58	1,61	0,03
Отчисления на социальные нужды	878 226	1 123 513	245287	0,35	0,40	0,04
Прочие расходы	180 254 889	205 845 773	25590884	72,77	72,78	0,01
Итого по элементам	247 705 193	282 840 399	35135206	100	100	-
Изменение остатков (прирост [-], уменьшение [+]; незавершенного производства, готовой продукции, и др.	-780 618	-1 218 580	-437962	х	х	х
Итого расходы по обычным видам деятельности	246 924 575	281 621 819	34697244	х	х	х

Как видно из данных таблицы, общая сумма расходов по обычным видам деятельности увеличилась на 35135206 тыс. руб. Самая большая доля затрат приходится на материальные затраты, удельный вес которых составляет 19,27 % на конец 2017 года.

Материальные затраты также занимают существенную часть расходов по обычным видам деятельности, которые к концу отчетного периода увеличились на 6107437 тыс. руб.

Затраты на 1 руб. товарной (реализованной продукции) являются обобщающим показателем, характеризующим работу предприятия в целом.

Данный показатель с одной стороны характеризует уровень себестоимости, с другой стороны – уровень рентабельности продукции.

По данным Отчета о прибылях и убытках и Пояснения к бухгалтерскому балансу см. Приложение И - Бухгалтерский баланс АО «Самотлорнефтегаз» за 2015-2017 гг., Приложение К, Л - Отчет о финансовых результатах АО «Самот-

лорнефтегаз» за 2016- 2017 гг.) определим затраты на 1 рубль продукции, в том числе по элементам затрат (таблица 2.13).

Таблица 2.13 - Состав и динамика затрат на производство продукции (по данным формы №2 и формы №5)

Показатели	Сумма, тыс. руб.			Затраты на 1 руб. продукции, руб.		
	2016 год	2017 год	Изменение (+,-)	2016 год	2017 год	Изменение (+,-)
Материальные затраты	48 392 554	54 499 991	6107437	0,195	0,193	-0,003
Амортизация	14 269 043	16 819 396	2550353	0,058	0,059	0,002
Затраты на оплату труда	3 910 481	4 551 726	641245	0,016	0,016	0
Отчисления на социальные нужды	878 226	1 123 513	245287	0,004	0,004	0
Прочие расходы	180254889	205845 773	25590884	0,728	0,728	0
Итого по элементам	247705193	282 840399	35135206	1,000	1,000	0
Выручка от продаж	361443881	326171119	-35272762	X	X	X

Расчеты показывают, что происходит незначительное повышение амортизации на 1 руб. продукции на 0,002 и снижение на материальные затраты на - 0,003, по остальным элементам затрат наблюдается увеличение.

3 РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ПРЕДПРИЯТИЯ АО «СНГ»

3.1 Основные пути повышения эффективности деятельности

Акционерное общество «Самотлорнефтегаз» – одно из крупнейших добывающих предприятий НК «Роснефть», которое ведет разработку самого большого в России Самотлорского месторождения.

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

АО «Самотлорнефтегаз» в разработке Самотлора применяет передовые технологические процессы, позволяющие увеличить потенциал месторождения, а также использовать новые, более эффективные способы извлечения нефти.

Проблема перекачивания газожидкостных смесей (ГЖС) возникла давно и является важной для многих отраслей промышленности. Свои подходы к ее решению ищут как специалисты в области компрессоростроения, так и специалисты в области насосостроения.

Для предотвращения случаев потери работоспособности гидравлических сетей, работающих на газожидкостных смесях, как правило, используется специальное насосное оборудование, оснащенное дополнительными конструктивными узлами. Его применение позволяет исключить указанные случаи потери работоспособности, но одновременно ведет к повышению себестоимости и снижению надежности в работе таких сетей.

Перекачивание газожидкостных смесей требует широкого диапазона изменения напоров и подач используемого насосного оборудования, соответственно существует потребность в насосах с различными значениями коэффициента быстроходности.

Поэтому принимая во внимание необходимость обеспечения хотя бы относительно высокого уровня их коэффициента полезного действия, возникает вопрос об использовании насосов для заданных условий работы с разным конструктивным исполнением их проточной части.

На устранение указанного пробела, касающегося области перекачивания газожидкостных смесей, были проведены исследования свободновихревые насосы (СВН) типа «Turo» и установлено, что они хорошо работают на газожидкостных смесях.

Свободновихревые насосы СВН типа "Turo" (рисунок 3.1) получили широкую сферу применения: для перекачивания абразивных сред (благодаря простоте конструкции, высокой технологичности и возможности использовать абразивстойкие материалы), для перекачивания газожидкостной смеси, для перекачивания смесей "жидкость– твёрдые частицы" благодаря незабиваемости проточной части. Наиболее широко они применяются в составе насосных агрегатов блочно-модульного исполнения (со сменным рабочим колесом). Поэтому интерес к данному типу насосного оборудования неослабывает со стороны, как эксплуатации, так и его разработчиков.

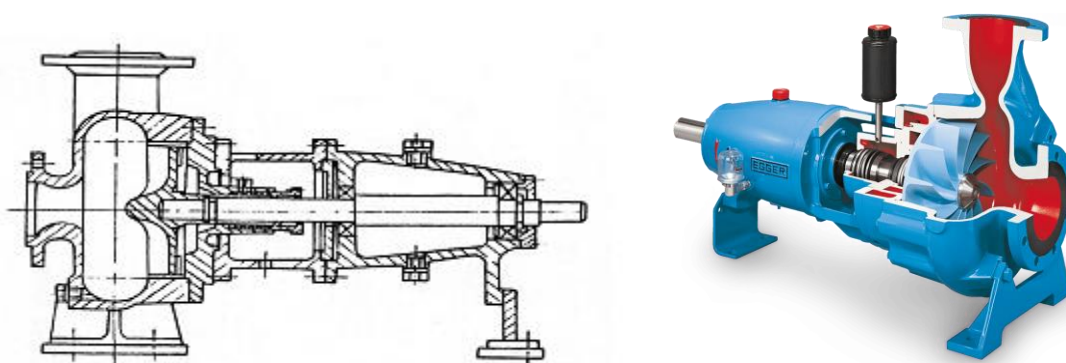


Рисунок. 3.1 – Свободновихревой насос СВН типа "Turo"

TURO - Насосы с утопленным вихревым рабочим колесом:

- Диаметры: DN 32-150 мм;
- Производительность: до 450 м³/ч;
- Высота подъема: до 150 м;

- Содержание газов: до 8% объема.

Применение:

- перекачка коммунальных и промышленных сточных вод;
- различных шламов;
- растворов с волокнами любой концентрации;
- химических и кристаллических взвесей;
- некоторых растворов с большой вязкостью;
- аккуратная перекачка чувствительных структур;
- коррозионных жидкостей и абразивных растворов.

Благодаря оптимальной конструкции рабочей крылатки и гидравлической части, насосы перекачивают сложные гидросмеси в следующих отраслях:

- целлюлозобумажное производство – полухимическая пульпа, сульфит-сульфатная пульпа, отвары, деревянная стружка, пульпа с нитью, осушение автоклавов, осколки точильного камня, макулатура, солома, ветошь, каолин 80%, выжимка, отбраковочный материал, отходы дефибрера;
- прядильное производство – прядильно-вяжущий отстой, кожаное волокно, стекловата, текстильное волокно, нитроцеллюлоза;
- текстильная индустрия – натуральная и искусственная нить, суспензии, сточные воды с волокнами;
- автомобильная индустрия – фосфатный отстой, пассивирующие (защитные) жидкости, обезжиривающие растворы, электростатические краски, лаки на водной основе, лаковый отстой;
- сахарная индустрия – чистая, грязная и промывочная вода, фильтрованный и нефильтранный сахарный сироп в любых концентрациях, известковое молоко;
- химическая отрасль – кристаллические суспензии, отфильтрованные отстои, полистирольный бисер в воде, 50% растворы каустической соды, горячий рассол, гидросмесь стирального порошка, гидросмесь с содержанием цинка, красящие суспензии, известковое молоко;

- нефтехимическая отрасль – углеводороды, помои, каталитические отстои, бензол, буровая грязь, гудрон, необогащенная руда, дробленый кокс, водомасляная эмульсия;
- борьба с загрязнением окружающей среды – коррозионные, абразивные, загрязненные и чистые жидкости;
- городская и промышленная водоподготовка – технологические сточные воды и отстои;
- тепловые станции – отстои пылевых фильтров, известковые суспензии и известковое молоко;
- металлургия – фабричные воды, промышленные сбросы, дробленая окалина, зола, сажа, кокс, охлаждающая вода со взвесями, бура.

Преимущества насосов с утопленным вихревым рабочим колесом:

- высокая эффективность
- экономичность
- свободный проход больших частиц
- предотвращение забивания частицами
- тихая работа насоса
- надежность и тихая работа насоса
- модульная конструкция насоса, упрощающая ремонт и модернизацию
- полностью утопленное рабочее колесо – всего 15% перекачиваемой жидкости находится в контакте с рабочим колесом, что уменьшает его износ;
- внутренний корпус насоса разработан для быстрого перекачивания и уменьшения рециркуляции жидкости (среды) в корпусе;
- специальный дизайн корпуса разработанный для уменьшения его износа при перекачивании мелкоабразивных твердых частиц
- рабочее колесо отцентрировано в корпусе – что позволяет избежать зон повышенного давления и износа в корпусе;
- «самовентилируемый» дизайн корпуса с аксиальным отцентрированным напорным патрубком без «мертвых» завоздушенных зон;

- рабочее колесо имеет репеллер на задней поверхности для уменьшения давления жидкости в зону механического уплотнения;

Существенной конструктивной особенностью гидравлики представляемого насоса является вихревое рабочее колесо TURO - полностью утопленное в заднюю часть корпуса насоса. Благодаря этому остается свободным все внутреннее сечение улиты насоса. Этот запатентованный механизм характеризуется следующими особенностями:

Свободный проход через корпус насоса:

Означает, что максимальный размер твердых частиц ограничен диаметром нагнетательного патрубка насоса. Происходит абсолютно беспроблемное откачивание взвесей состоящих из абразивных, коррозионных твердых частиц, кристаллов или волокнистых элементов, содержащихся в жидкости, которые в других видах рабочих колес ведут к закупориванию и наматыванию на гидравлические элементы.

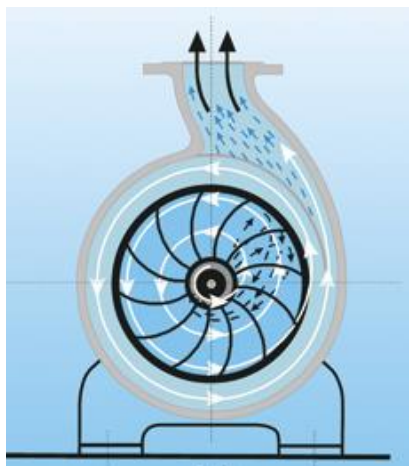


Рисунок. 3.2 - Спиральная геометрия корпуса насоса

Высокая абразивная стойкость - деликатное перекачивание. При перекачке смесей с наличием абразивных твердых частиц до 85 % перекачиваемой жидкости, благодаря вихревому потоку (VORTEX), проходит через насос без контакта с рабочим колесом. В результате этого значительно снижается абразивное воздействие на движущиеся части насоса, а чувствительные компоненты среды (например кристаллы или бактерии) не подвергаются механическому поврежде-

нию. Все это гарантирует качественную и надежную работу насоса даже в сложных условиях. Высокая эффективность при оптимальной геометрии потока.

Одним из достоинств системы Turo является запатентованная спиральная геометрия корпуса, специально разработанная под особенности функционирования вихревых рабочих колес. Оптимальное соответствие между крыльчаткой и корпусом обеспечивает высокие напорные характеристики и эффективность насоса. Все это, в совокупности с высокой износостойкостью гарантирует длительный срок службы насоса.

Напорный патрубок размещен на одной оси с всасывающим, что позволяет устанавливать его как в вертикальной, так и в горизонтальной плоскости (опоры корпуса не литые, а крепятся на болтах);

Стабильная работа при минимальной и максимальной производительности:

Вне зависимости от того с какой производительностью работает насос - минимальной, оптимальной или максимальной, вихревая крыльчатка Turo передает минимальную, практически постоянную нагрузку на вал. В совокупности со сбалансированной конструкцией насоса это гарантирует стабильную работу при различных режимах. В зависимости от характеристик перекачиваемой жидкости, параметров работы насоса и соответственно передаваемой нагрузки на вал, его опорная часть со стороны двигателя может иметь разные варианты исполнения по количеству опорных подшипников. Надежен в эксплуатации.

Практически не возникает неполадок в течение всего срока использования.

Низкие значения NPSH делают возможными геодезические высоты всасывания до 5-6 метров и состояние работы вблизи точки испарения всасываемой среды.

Беспроблемная работа при обратных течениях (потоках) – обороты в противоположном направлении не влияют на безопасность работы для гидравлики TURO.

Устройство, конструкция и технические характеристики.

Основными узлами вихревых насосов являются:

- Корпус насоса и суппорт двигателя изготовленные из чугуна. Корпус насоса также может изготавливаться из бронзы.
- Рабочее колесо изготовлено из латуни (бронзы). Особенность вихревых насосов заключается в том, что на периферии рабочего колеса имеются радиальные лопатки (на фото), передающие энергию перекачиваемой жидкости. Специальный профиль лопаток обеспечивает радиальную циркуляцию поступающей в насос жидкости между лопатками рабочего колеса и корпусом насоса. Эта особенность дает возможность постепенно повышать давление жидкости в процессе ее передвижения от всасывающего к напорному патрубку. Этим обеспечивается равномерный поток жидкости и отсутствие пульсаций, а также высокое давление и крутизна рабочей характеристики. У вихревых насосов используется цилиндрическая посадка рабочего колеса, позволяющая наиболее точно разместиться колесу в рабочей камере насоса.

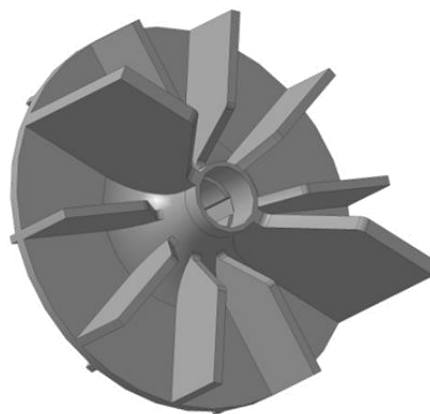


Рисунок. 3.3 - Рабочее колесо

- Механическое торцевое уплотнение состоит: неподвижная часть – резина/керамика, подвижная часть – нержавеющейка/графит.

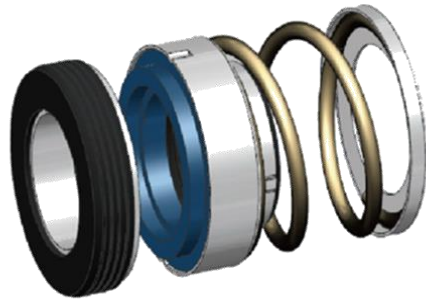


Рисунок. 3.4 - Механическое торцевое уплотнение

- Вал ротора – нержавеющая сталь.
- Электродвигатель – асинхронный, двухполюсный, закрытого типа с наружной вентиляцией, 2850 оборотов в минуту.

В работе освещена проблема единицы массового расхода газожидкостных смесей.

Бурение скважин в разрушенных и трещиноватых скальных породах связано со значительными сложностями:

- большие поглощения промывочной жидкости (вплоть до катастрофических) и связанные с этим значительные затраты на дополнительную доставку воды, химических реагентов, приготовление буровых растворов, проведение тампонажных работ, установку обсадных колонн и т. д.;
- размыв промывочной жидкостью слабых разностей пород, что затрудняет получение кондиционного выхода керна и ухудшает достоверность геологической информации;
- возникновение в процессе бурения скважин осложнений, связанных с размывом стенок скважин, кавернообразованием, накоплением на забое шлама, прихватами бурового снаряда и др.

Как показала практика работ, эти осложнения можно предотвратить применением в качестве циркулирующей среды газожидкостных смесей (ГЖС), обладающих целым рядом преимуществ по сравнению с промывочными жидкостями:

- значительно уменьшаются (вплоть до полной ликвидации) поглощения и связанные с этим затраты;
- сокращаются загрязнение и кольматация водоносных горизонтов, что упрощает освоение скважин и повышает их дебиты;
- уменьшаются загрязнение, размывание и растворение керна циркулирующим агентом;
- устраняются размыв стенок скважин, образование каверн; упрощаются конструкции скважин;
- улучшается вынос шлама, сокращается аварийность, повышаются механическая скорость бурения и проходка на породоразрушающий инструмент.

Характеристика газожидкостных смесей.

ГЖС являются дисперсными системами, состоящими из двух компонентов: газообразного и жидкого. В качестве газообразного в основном используется воздух, а жидкий компонент, как правило, представляет собой смесь воды и различных химических реагентов (поверхностно-активные вещества, ингибиторы, стабилизаторы и др.).

Перекачивание газожидкостных смесей требует широкого диапазона изменения напоров и подач используемого насосного оборудования, соответственно существует потребность в насосах с различными значениями коэффициента быстротности.

Поэтому принимая во внимание необходимость обеспечения хотя бы относительно высокого уровня их коэффициента полезного действия, возникает вопрос об использовании насосов для заданных условий работы с разным конструктивным исполнением их проточной части.

На устранение указанного пробела, касающегося области перекачивания газожидкостных смесей, были проведены исследования свободновихревые насосы (СВН) типа «Turo» и установлено, что они хорошо работают на газожидкостных смесях.

Можно выделить следующие преимущества использования свободновихревого насоса (СВН) типа «Туро»:

- благодаря оптимальной конструкции рабочей крылатки и гидравлической части, насосы перекачивают сложные гидросмеси;
- свободный проход через корпус насоса: означает, что максимальный размер твердых частиц ограничен диаметром нагнетательного патрубка насоса;
- высокая абразивная стойкость - деликатное перекачивание;
- высокая эффективность при оптимальной геометрии потока;
- стабильная работа при минимальной и максимальной производительности;
- надежен в эксплуатации.

Для реализации данного проекта в практике работы организации потребуются инвестиционные ресурсы в сумме 440 500 руб.

Таблица 3.1 – Капитальные вложения

Наименование	Сумма, руб.	Удельный вес в % к итогу
1. Оборудование		
1.1 Свободновихревой насос (СВН) типа "Turo"	440 500,00	100,00
1.2. Автомобильное шасси. Модель - Kenworth C500	0,00	0,00
1.3. Переносные дизель-генераторы	0,00	0,00
1.4 Строительно-монтажные работы	0,00	0,00
Итого	440 500,00	
2. Инструменты и приспособления	0,00	0,00
Всего	440 500,00	100,00

Единовременное осуществление затрат в свою очередь увеличивают начисление амортизации:

Таблица 3.2 – Амортизационные отчисления

Наименование	Сумма
Стоимость основных фондов, тыс.руб.	440 500,00
Амортизация	52 860,00

Амортизация начисляется линейным способом, исходя из обозначенной стоимости капитальных вложений в основные средства и нормой амортизации, которая составила 20% исходя из полезного использования оборудования сроком 5 лет.

Стоит отметить, что внедрение инвестиционного проекта кроме единовременных затрат приведет к росту текущих издержек.

Таблица 3.3 – Текущие издержки

Наименование	Всего текущих затрат, руб.
1. Материальные затраты	90 000,00
1.2 Сырье и материалы (топливные ресурсы)	60 000,00
1.3 Энергетические ресурсы	25 000,00
1.4 Транспортные расходы	15 000,00
2. Затраты на оплату труда	1 730 000,00
3. Социальные выплаты	522 460,00
4. Амортизация основных фондов	52 860,00
5. Прочие затраты	78 000,00
Итого затрат:	2 396 100,00
Текущие издержки без амортизации	2 343 240,00

Материальные затраты будут связаны с затратами на сырье и материалы, 60 000 руб; энергетические ресурсы 25 000 руб.; транспортные расходы 15 000 руб.

Материальные затраты, включающие в себя затраты на сырье и материалы, энергетические ресурсы и транспортные расходы, составят 90 000 рублей.

Затраты на оплату труда 1 730 000 рублей. Затраты на оплату труда считались исходя из данных:

Таблица 3.4 – Расчет затрат на оплату труда

Должность	Количество работников	Заработная плата в месяц + районный и северный коэффициент, руб.	Заработная плата в год, руб.
Помбуры	2	81 166	974 000
Мастер	1	63 000	756 000
Итого			1 730 000

Прочие затраты включают в себя оплату телефонной сети, охранные услуги и т.д. Они составят 78 000 рублей.

Таким образом, текущие издержки при осуществлении инвестиционного проекта составят 2 343 240,00 рублей (таблица 3.3.).

Несмотря на единовременные и текущие затраты, связанные с инвестиционным проектом, организация получит дополнительный экономический эффект в сумме 2 550 000 рублей.

3.2 Методические основы оценки эффективности инвестиционных проектов

Эффективность инвестиционного проекта – это категория, отражающая соответствие проекта, порождающего этот инвестиционный проект, целям и интересам участников проекта, под которыми понимаются субъекты инвестиционной деятельности (рассмотрены выше) и общество в целом. Поэтому в Методических рекомендациях термин эффективность инвестиционного проекта понимается как эффективность проекта. То же относится и к показателям эффективности.

Выделяют следующие показатели эффективности инвестиционного проекта относительно интересов его участников:

- Показатели финансовой эффективности – главное, на что смотрит инвестор при оценке инвестиционного проекта, и на основе этих показателей им принимается решение, либо о вхождении в данный инвестиционный проект, либо о коррекции в той или иной степени концепции инвестиционного проекта, либо о поиске другого инвестиционного проекта.

- Показатели Бюджетной эффективности — относительные показатели эффекта для бюджета в результате осуществления государственной функции, реализации программы, инвестиционного проекта, определяемый как отношение полученного бюджетом результата к затратам, расходам, обусловившим, обеспечившим его получение. [22]

• Показатели экономической эффективности, позволяет оценить работу предприятия. Они учитывают 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. [22]

Дисконтирование – приведение будущих прибылей (денежных потоков) к их настоящей (текущей) стоимости. Это используется для соизмерения текущих и будущих показателей.

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

$$\alpha_t = \frac{1}{(1+E)^t} \quad (29)$$

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

T - период планирования;

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

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

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

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t^+) * \alpha_t - K \quad (30)$$

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

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

α_t - коэффициент дисконтирования.

K - сумма дисконтированных капиталовложений, вычисляемая по формуле:

$$K = \sum_{t=0}^T K_t * \alpha_t \quad (31)$$

где K_t - капиталовложения на t -ом шаге.

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

Индекс доходности - это отношение приведенного эффекта к приведенным капиталовложениям:

$$\text{ИД} = 1 / K \cdot \sum (R_t - Z_t^+) \cdot 1 / (1+E)^t \quad (32)$$

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

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

$$\sum_{t=0}^T \frac{R_t - Z_t^+}{(1+E_{\text{внд}})^t} - \sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1+E_{\text{внд}})^t} = 0 \quad (33)$$

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.

3.3 Оценка эффективности предлагаемых мероприятий

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

- продолжительность периода планирования принята 5 лет (5 шагов);
- в качестве шага планирования принят один год;
- норма дисконта принята на уровне 14 % 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 – 7,25 % (по состоянию на 27.04.2018 г.);
- риск недополучения прибыли 6,5 %.

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

Результаты расчетов по оценке коммерческой эффективности проекта представлены в таблицах 3.5-3.11.

Чистый денежный поток определяется как суммарный денежный поток от операционной, инвестиционной и финансовой деятельности. Денежные потоки от инвестиционной деятельности связаны с приобретением, созданием или выбытием внеоборотных активов фирмы.

Денежный поток от инвестиционной деятельности представлен в таблице 3.5- поток денежных средств от инвестиционной деятельности

Таблица 3.5 – Поток денежных средств от инвестиционной деятельности

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0	1	2	3	4	
	2018	2019	2020	2021	2022	
1. Расходы на приобретение						
активов, всего	440 500					440 500
в том числе:						
за счет собственных средств	440 500					
за счет заемных средств.	0,00					0,00
2. Поток реальных средств						
2.1. По шагам	-440 500					-440 500
2.2. Нарастающим итогом	-440 500	-440500	-440500	-440 500	-440 500	
3. Поток дисконтированных средств						
3.1. По шагам	-440 500					-440 500
3.2. Нарастающим итогом	-440 500	-440500	-440500	-440 500	-440 500	

Денежные потоки от текущей деятельности связаны с осуществлением обычной деятельности фирмы. [14]

Денежный поток от операционной деятельности представлен в таблице 3.6

Таблица 3.6 – Поток денежных средств от операционной деятельности

В руб

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0	1	2	3	4	
	2018	2019	2020	2021	2022	
1. Экономический эффект	2550000	2 550 000	2 550 000	2 550 000	2 550 000	12750000
2. Текущие издержки	2 343 240	2 343 240	2 343 240	2 343 240	2 343 240	11716200
3. Амортизация основных средств	52 860	52 860	52 860	52 860	52 860	264 300
4. Валовый доход (валовая прибыль)	153 900	153 900	153 900	153 900	153 900	769 500
5. Налог на прибыль (20%)	30 780	30 780	30 780	30 780	30 780	153 900
6. Чистая прибыль	123 120	123 120	123 120	123 120	123 120	615 600
7. Поток реальных средств						
7.1. По шагам	175 980	175 980	175 980	175 980	175 980	879 900
7.2. Нарастающим итогом	175 980	351 960	527 940	703 920	879 900	
8. Поток дисконтированных средств						
8.1. По шагам	175 980	154 368,42	135 410,90	118 781,49	104 194,29	688 735,09
8.2. Нарастающим итогом	175 980	330 348,42	465 759,32	584 540,80	688 735,09	

Денежные потоки от финансовой деятельности — это платежи, приводящие к изменению величины и структуры капитала и заемных средств фирмы. Денежный поток от финансовой деятельности представлен в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Поток денежных средств от финансовой деятельности

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0	1	2	3	4	
	2018	2019	2020	2021	2022	
1. Собственный капитал.	440 500,00					440 500,00
2. Поток реальных средств						

Продолжение таблицы 3.7

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0	1	2	3	4	
	2018	2019	2020	2021	2022	
2.1. По шагам	440 500,00	0,00	0,00	0,00	0,00	440 500,00
2.2. Нарастающим итогом.	440 500,00	440500,00	440500,00	440 500,00	440500,00	
3. Поток дисконтированных средств						
3.1. По шагам	440 500,00	0,00	0,00	0,00	0,00	440 500,00
3.2. Нарастающим итогом.	440 500,00	440500,00	440 500,00	440 500,00	440 500,00	

Чистый дисконтированный доход определяется как разница денежных потоков будущих периодов, приведенных на текущий момент времени, и инвестиционных затрат.

Рассчитаем данный показатель:

ЧДД = 688 735,09 руб.

Таким образом, проведя анализ денежных потоков от инвестиционной деятельности, мы видим, что за период планирования, жизненный цикл (5 лет), инвестиционный проект потребует 440 500 руб. капитальных вложений и принесет 615 600,00 руб. чистой прибыли.

Исходя из данных таблицы по денежным потокам от операционной деятельности, можно сделать вывод, что чистый реальный доход (ЧРД) проекта составит 879 900 руб., а чистый дисконтированный доход (ЧДД) – 688 735,09 руб.

Таблица 3.8 – Инвестиционная и операционная деятельность

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0	1	2	3	4	
	2018	2019	2020	2021	2022	
1. Поток реальных средств (ЧРД)						
1.1. По шагам	-264 520,00	175 980,00	175 980,00	175 980,00	175 980	439400
1.2. Нарастающим итогом.	-264 520,00	-88 540,00	87 440,00	263 420,00	439 400	
2. Поток дисконтированных средств (ЧДД)						

Продолжение таблицы 3.8

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0	1	2	3	4	
	2018	2019	2020	2021	2022	
2.1. По шагам	-264 520,00	154 368,42	135 410,90	118 781,49	104194,29	248235
2.2. Нарастающим итогом.	-264 520,00	-110 151,58	25 259,32	144 040,80	248235,09	

Сальдо денежных средств представляет собой разницу между всей суммой поступивших и израсходованных денежных средств. Оно представлено в таблице 3.9- сальдо денежных потоков.

Таблица 3.9 – Сальдо денежных потоков

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0	1	2	3	4	
	2018	2019	2020	2021	2022	
1. Поток реальных средств						
1.1. По шагам	175980,00	175980,00	175980,00	175980,00	175980,00	879 900
1.2. Нарастающим итогом (СРД).	175980,00	351960,00	527940,00	703920,00	879900,00	

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

Индекс доходности показывает относительную прибыльность проекта или дисконтированную стоимость денежных поступлений от проекта в расчете на единицу вложений.

Индекс доходности по реальным потокам исчисляется по следующей формуле:

$$PI = \frac{\text{Приведенный эффект (ЧРД)}}{\text{Приведенные выплаты}} \quad (34)$$

Подставив наши значения получим:

$$PI = \frac{879\,900}{440\,500} = 1,99$$

Индекс доходности по дисконтированным потокам исчисляется по следующей формуле:

$$PI = \frac{\text{Приведенный эффект (ЧДД)}}{\text{Приведенные выплаты}} \quad (35)$$

Подставив наши значения получим:

$$PI = \frac{688\,735,09}{440\,500} = 1,56$$

Индекс доходности, исчисленный по реальным потокам равен 1,99, а исчисленный по дисконтированным потокам – 1,56. Это значит, что проект является эффективным т.к. данный показатель должен быть больше 1.

Внутреннюю норму доходности можно охарактеризовать как дисконтную ставку, при которой чистый приведенный доход в процессе дисконтирования будет приведен к нулю. Внутренняя норма доходности определяется либо методом простого подбора нормы дисконта, либо графически.

Таблица 3. 10 – Расчет значений чистого дисконтированного дохода в зависимости от ставки дисконтирования

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0	1	2	3	4	
	2018	2019	2020	2021	2022	
0	-264 520,00	175 980,00	175 980,00	175 980,00	175 980,00	439 400,00
0,1	-264 520,00	159 981,82	145 438,02	132 216,38	120 196,71	293 312,92
0,2	-264 520,00	146 650,00	122 208,33	101 840,28	84 866,90	191 045,51
0,3	-264 520,00	135 369,23	104 130,18	80 100,14	61 615,49	116 695,03
0,4	-264 520,00	125 700,00	89 785,71	64 132,65	45 809,04	60 907,41
0,5	-264 520,00	117 320,00	78 213,33	52 142,22	34 761,48	17 917,04
0,6	-264 520,00	109 987,50	68 742,19	42 963,87	26 852,42	-15 974,03
0,7	-264 520,00	103 517,65	60 892,73	35 819,26	21 070,15	-43 220,21
0,8	-264 520,00	97 766,67	54 314,81	30 174,90	16 763,83	-65 499,79
0,9	-264 520,00	92 621,05	48 747,92	25 656,80	13 503,58	-83 990,64
1	-264 520,00	87 990,00	43 995,00	21 997,50	10 998,75	-99 538,75
0,55002	-264 520,00	113 913,23	73 736,93	47 730,49	30 896,32	0,00

За период планирования, жизненный цикл (5 лет), инвестиционный проект потребует 440 500 рублей капитальных вложений и принесет 615600 рублей чистой прибыли.

Чистый реальный доход проекта составит 879 900 рублей, чистый дисконтированный доход 688 735,09 рублей.

Внутренняя норма доходности инвестиций представлена на рисунке 3.5

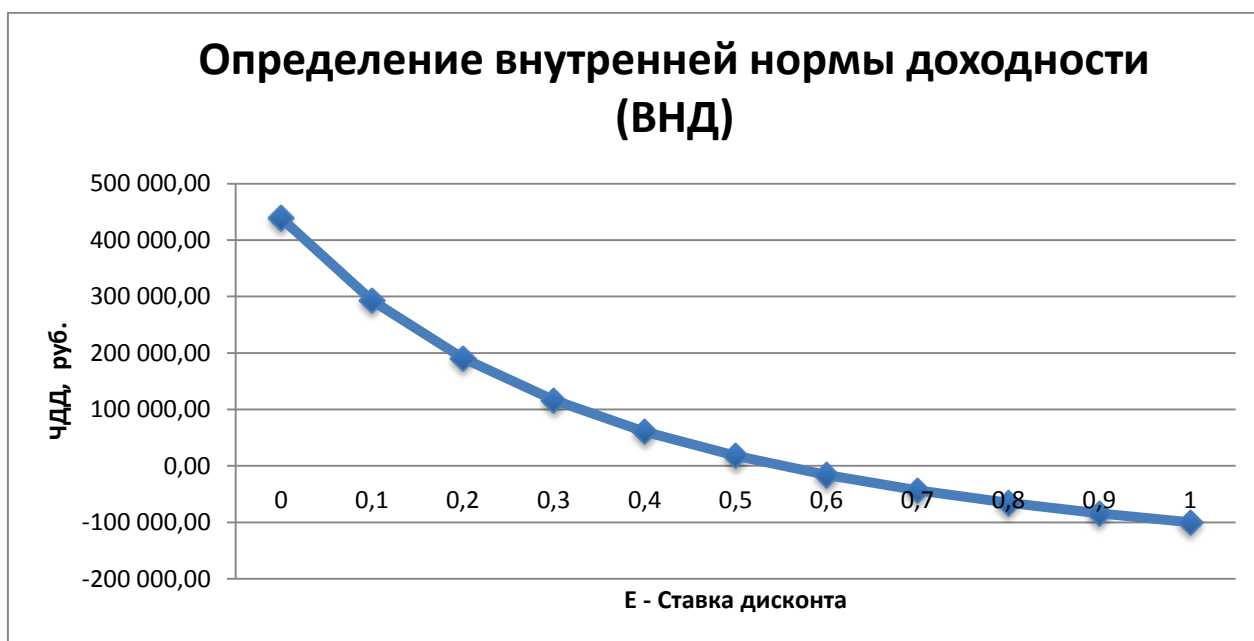


Рисунок 3.5 – Графическое представление ВНД

На графике внутренняя норма доходности – это точка пересечения кривой с осью абсцисс.

В данном случае ВНД составляет примерно 50 %, это означает, что в случае, если норма дисконта станет равной 50 %, то ЧДД по проекту будет равен нулю.

Стоит отметить, что к рассмотрению могут быть приняты только те проекты, по которым ВНД больше нормы дисконта.

В нашем случае выполняется данное условие т.к. ВНД (50 %) больше нормы дисконта (14%), следовательно, проект считается эффективным.

Таблица 3.11 – Показатели коммерческой эффективности инвестиционного проекта

В руб.

Показатель	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
Поток реальных средств от инвестиционной деятельности	-440 500,00				
Поток дисконтированных средств от инвестиционной деятельности	-440 500,00				
Поток реальных средств от операционной деятельности	175 980,00	175 980,00	175 980,00	175 980,00	175 980,00
Поток дисконтированных средств от операционной деятельности	175 980,00	151 706,90	130 781,81	112 742,94	97 192,19
Чистый реальный доход (ЧРД)	-264 520,00	-88 540,00	87 440,00	263 420,00	439 400,00
Чистый дисконтированный доход (ЧДД)	-264 520,00	-112 813,10	17 968,70	130 711,64	227 903,83
Сальдо денежных потоков (СДП)	175 980,00	351 960,00	527 940,00	703 920,00	879 900,00

Далее представим показатели коммерческой эффективности проекта в графическом виде (рисунок 3.6).

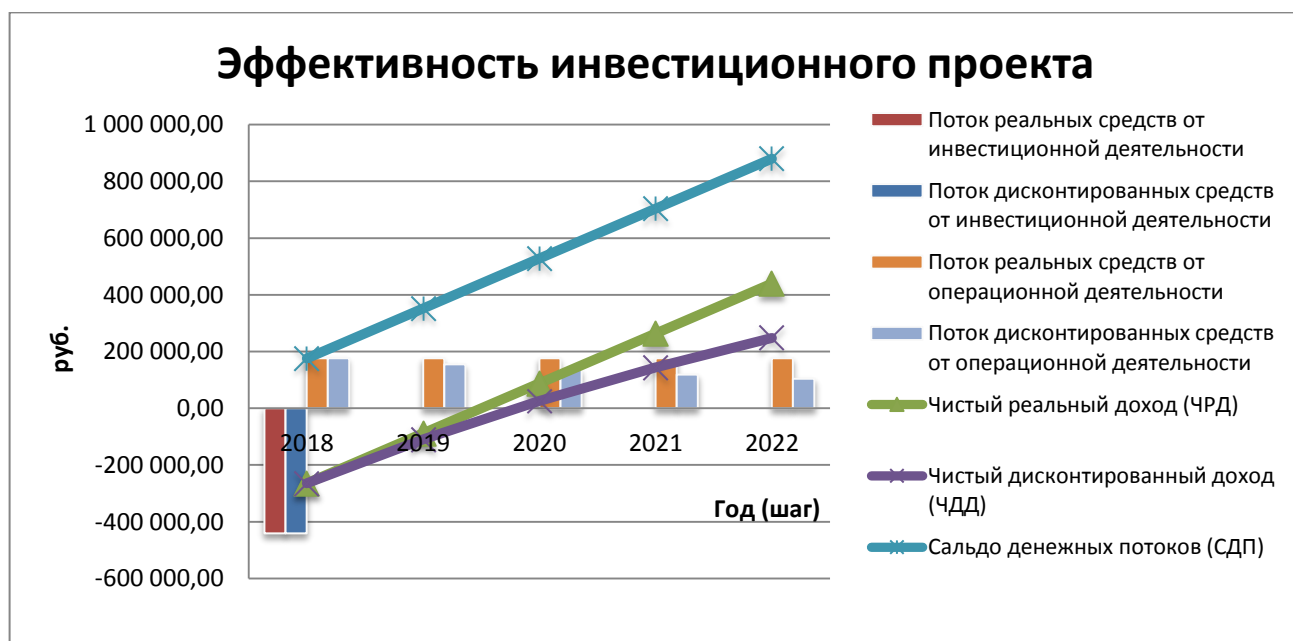


Рисунок 3.6 – Эффективность инвестиционного проекта

Срок окупаемости инвестиций – это период времени, за который вложенный в проект средства возвращаются инвестору в виде прибыли. [11]

Срок окупаемости проекта по реальным потокам рассчитывается по следующей формуле:

$$PP=t_{-} - \frac{ЧРД}{ЧРД_{+} - ЧРД_{-}} \quad (36)$$

где t_{-} - последний период реализации проекта, при котором разность накопленного реального дохода и реальных затрат принимает отрицательное значение;

$ЧРД_{-}$ - последнее отрицательное значение ЧРД;

$ЧРД_{+}$ - первое положительное значение ЧРД.

Срок окупаемости проекта по дисконтированным потокам рассчитывается по следующей формуле[4]:

$$DPP=t_{-} - \frac{ЧДД_{-}}{ЧДД_{+} - ЧДД_{-}} \quad (37)$$

где t_{-} - последний период реализации проекта, при котором разность накопленного дисконтированного дохода и дисконтированных затрат принимает отрицательное значение;

$ЧДД_{-}$ - последнее отрицательное значение ЧДД;

$ЧДД_{+}$ - первое положительное значение ЧДД.

В нашем случае срок окупаемости проекта по дисконтированным потокам равен:

Срок окупаемости проекта, исчисленный по реальным потокам составил 1,5 года, а исчисленный по дисконтированным потокам - 1,8 года.

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

Внутренняя норма доходности и срок окупаемости устраивает предприятие как инвестора.

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

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

Надёжность проекта при общей нестабильности характеризуется чувствительностью основных экономических критериев к изменению различных критериев.

Каждый инвестиционный проект весьма рискован, и для того чтобы понять, насколько он будет проблемным или прибыльным, проводится ряд процедур по выявлению тонких мест. [5]

Одно из подобных исследований называется анализом чувствительности. Анализ чувствительности проекта предполагает определение последствий реализации прогнозных характеристик инвестиционного проекта.

Он применяется в том случае, если необходимо выявить стабильность и силу влияния одной из составляющих проекта.

Из общей цепочки в закономерной очередности меняются величины элементов, и определяется, насколько эти перемены повлияли на весь механизм в целом. При этом базовый критерий, на котором основывается весь анализ чувствительности – NPV (чистый дисконтированный доход) - каждый раз высчитывается заново.

Для участников инвестиционного проекта максимизация этого показателя является главной целью, по этому показателю ими оценивается экономическая эффективность инвестиционного проекта. Поэтому если $NPV \leq 0$, проект снимается инвестором с рассмотрения, так как он является в данном случае убыточным. [15]

Для определения степени чувствительности проекта к риску строится диаграмма «Чувствительности проекта к риску». Для построения диаграммы вычисляем вариации значений ЧДД при изменении данных параметров.

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

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

Анализ чувствительности будет проводиться, опираясь на наиболее важные показатели, такие как: экономический эффект, текущие издержки и налоги.

Для их расчета мы определим следующие промежутки:

1. Экономический эффект (-15%; +15%);
2. Текущие издержки (-10%; +10%);
3. Налоги (-5%; +5%).

Рассчитав данные, занесем их в таблицу 3.12. Если рассчитанные данные имеют положительное значение, значит, проект не является рискованным в этом промежутке.

Если же проект имеет отрицательное значение, значит, следует пересмотреть исследуемый промежуток с учетом чувствительности проекта.

Таблица 3.12 – Значение ЧДД (NPV) при варьируемых показателях

В руб.

	-15%	-10%	-5%	0	5%	10%	15%
Экономический эффект	137747,02			688735,09			1239723,16
Текущие издержки		1088201,44		688735,09		289268,74	
Налоги			695622,44	688735,09	681847,74		

На рисунке 3.7 представлена диаграмма «Анализ чувствительности проекта к риску» для предлагаемого мероприятия.

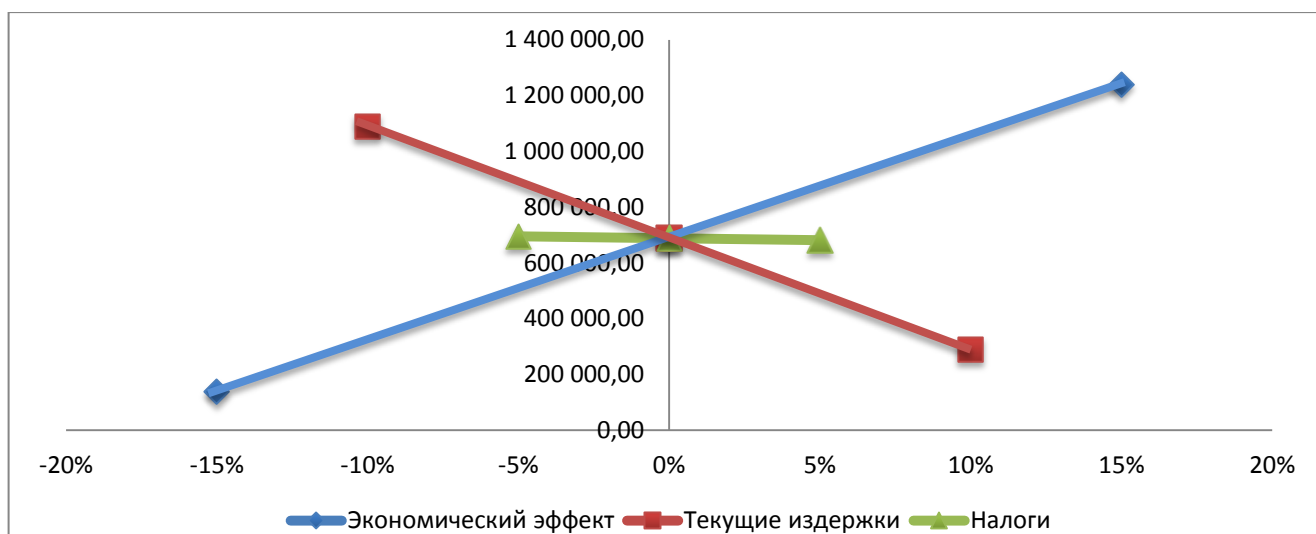


Рисунок 3.7 - Анализ чувствительности проекта к риску

Рассчитав изменение ЧДД при вариации факторов по диаграмме «Анализ чувствительности проекта к риску», мы можем сделать вывод, что данный проект имеет незначительный уровень риска, так как график находится в положительной области построения, что говорит об экономической целесообразности проведения мероприятия.

Рассчитав все показатели, можно сделать вывод, что инвестиционный проект «Технология увеличения дебита большинства скважин с использованием отстойника для воды гидрофобного горизонтального» является коммерчески эффективным.

3.5 Основные пути повышения эффективности деятельности

УЭЦН Насосный агрегат погружной ЭЦН5-60-2400.

Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти предназначены для эксплуатации нефтяных, подчас сильно обводненных, скважин малого диаметра и большой глубины, они должны обеспечивать безотказную и длительную работу в жидкостях, содержащих агрессивные пластовые воды с растворен-

ными в них различными солями, газы (в том числе сероводород), механические примеси, преимущественно в виде песка.

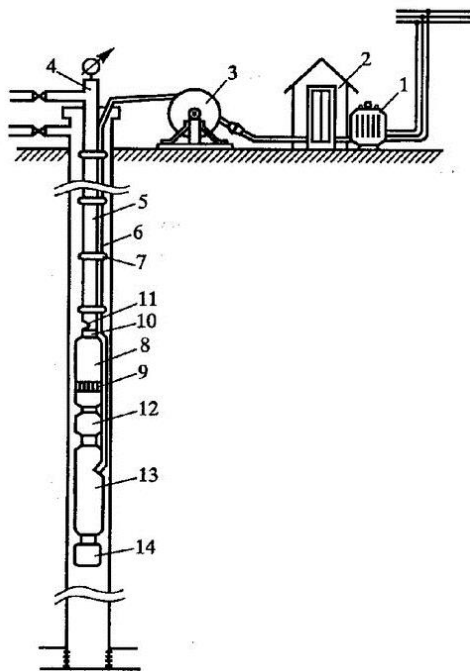


Рисунок 3.8- Принципиальная схема УЭЦН

Описание схемы УЭЦН: 1 - автотрансформатор; 2 - станция управления; 3 - кабельный барабан; 4 - оборудование устья скважины; 5 - колонна НКТ; 6 - бронированный электрический кабель; 7 - зажимы для кабеля; 8 - погружной многоступенчатый центробежный насос; 9 - приемная сетка насоса; 10 - обратный клапан; 11 - сливной клапан; 12 - узел гидрозащиты (протектор); 13 - погружной электродвигатель; 14 - компенсатор (рисунок 3.1).

Погружной агрегат включает в себя электроцентробежный насос, гидрозащиту и электродвигатель. Он (агрегат) спускается в скважину на колонне НКТ, которая подвешивается с помощью устьевого оборудования, устанавливаемого на колонной головке эксплуатационной колонны.

Электроэнергия от промышленной сети через трансформатор и станцию управления по кабелю, прикрепленному к наружной поверхности НКТ крепежными поясами (хомутами), подается на электродвигатель, с ротором которого связан вал центробежного электронасоса. ЭЦН подает жидкость по колонне НКТ на поверхность. Выше насоса установлен обратный клапан, облегчающий пуск уста-

новки после ее простоя, а над обратным клапаном –спускной клапан для слива жидкости из НКТ при их подъеме.

Погружной насос, электродвигатель и гидрозащита соединяются между собой фланцами и шпильками. Валы насоса, двигателя и гидрозащиты имеют на концах шлицы и соединяются между собой шлицевыми муфтами.

Насос погружают под уровень жидкости в зависимости от количества свободного газа на глубину до 250 - 300 м, а иногда до 600 м.

Для привода ЭЦН применяют асинхронные двигатели трехфазного тока с короткозамкнутыми роторами в герметичном исполнении, маслозаполненные.

Для предохранения электродвигателя от попадания в его внутреннюю полость пластовой жидкости и компенсации изменения объема масла в двигателе при его нагреве и охлаждении, а также при утечке масла через неплотности служит гидрозащита. Гидрозащита включает в себя протектор и компенсатор.

Электроэнергия подводится к погружному двигателю по специальному трехжильному кабелю. Сечение токопроводящих жил кабеля выбирают в зависимости от мощности погружного электродвигателя и глубины его спуска.

Для поддержания необходимого напряжения на зажиме погружного электродвигателя при изменениях потерь напряжения в кабеле и других элементах питающей сети, а также для возможности питания ПЭД с различными номинальными напряжениями при стандартных напряжениях промышленных сетей применяют автотрансформаторы и трансформаторы.

Управление и защита электродвигателей погружных центробежных насосов осуществляется с помощью комплекса аппаратуры, смонтированной в станции управления. Станция управления с помощью специального переключателя дает возможность установить три режима работы управления: ручной, автоматический и программный.

Основными параметрами центробежных насосов являются его подача Q (в м³/сут) и развиваемый напор H (в м). Величина напора характеризует высоту, на которую жидкость может быть поднята данным насосом. Напор насоса и его по-

дача взаимозависимые величины: чем выше развиваемый напор, тем ниже его подача. В паспортных данных насоса обычно указывается значения напора насоса и его подачи при максимальном к.п.д. установки.

Преимущества и недостатки УЭЦН.

Из приведенных выше описаний следует, что скважины, оборудованные УЭЦН, выгодно отличаются от скважин, оборудованных глубинонасосными установками.

Во-первых, погружной электродвигатель, расположенный в скважине, передает насосу более высокую мощность, и как следствие, установки электроцентробежных насосов более производительны и могут осуществлять подъем жидкости с больших глубин, чем установки штангового скважинного насоса.

Во-вторых, на поверхности нет механизмов с движущимися частями, отсутствуют громоздкие металлоемкие станки-качалки и массивные фундаменты, необходимые для их установки. Применение такого оборудования позволяет вводить скважины в эксплуатацию в любой период года без больших затрат времени и средств на сооружение фундаментов и монтаж тяжелого оборудования. Наземное оборудование, ввиду его малых габаритов, небольшого веса и наличия защитных кожухов, в зависимости от климатических условий может быть установлено непосредственно на открытом воздухе, либо в небольшой не отапливаемой будке.

В-третьих, при эксплуатации скважин установками электроцентробежных насосов устье легко поддается герметизации, что позволяет осуществлять сбор и отвод попутного газа.

В-четвертых, простота монтажа установки. Спуск насоса в скважину отличается от обычного спуска насосно-компрессорных труб лишь наличием кабеля и необходимостью его крепления к трубам, сборка же самого электронасоса на устье скважины проста и занимает по нормам времени не более 2 – 3 ч.

Характерной особенностью установок электроцентробежных насосов является простота обслуживания, экономичность и относительно большой межре-

монтажный период их работы, возможность автоматизации процесса управления электронасосом.

Но установки электроцентробежных насосов обладают и серьезными недостатками:

- существенное снижение эффективности их работы при откачке высоковязких жидкостей и водонефтяных эмульсий, а также при повышенном содержании в продукции скважины свободного газа;
- размещение погружного электродвигателя в скважине предъявляет высокие требования к надежности гидрозащиты;
- наличие длинного кабеля, помещенного в агрессивную среду, предъявляет высокие требования к его изоляции;
- ограничение области применения УЭЦН температурой откачиваемой продукции;
- сложность погружного оборудования, и как следствие высокая стоимость приобретения и ремонта;
- высокие требования по подбору типоразмера и выводу на режим установки.

Основные узлы УЭЦН:

- ЭЦН (электроцентробежный насос) – ключевой элемент установки, который собственно и осуществляет подъем жидкости из скважины на поверхность. Состоит он из секций, которые в свою очередь состоят из ступеней (направляющих аппаратов) и большого числа рабочих колес собранных на валу и заключенных в стальной корпус (трубу). Основные характеристики ЭЦН – это дебит и напор, поэтому в названии каждого насоса присутствуют эти параметры. Например, ЭЦН-60-1200 перекачивает 60 м³/сут жидкости с напором 1200 метров.
- ПЭД (погружной электродвигатель) – второй по важности элемент. Представляет собой асинхронный электродвигатель, заполненный специальным маслом.

- Протектор (или гидрозащита) – элемент, расположенный между электродвигателем и насосом. Отделяет электродвигатель, заполненный маслом от насоса заполненного пластовой жидкостью и при этом передает вращение от двигателя к насосу.
- Кабель, с помощью которого к погружному электродвигателю подводится электроэнергия. Кабель бронированный. На поверхности и до глубины спуска насоса он круглого сечения (КРБК), а на участке погружного агрегата вдоль насоса и гидрозащиты - плоский (КПБК).

Дополнительное оборудование:

- Газосепаратор – используется для снижения количества газа на входе в насос. Если необходимости в снижении количества газа нет, то используется простой входной модуль, через который в насос поступает скважинная жидкость.
- ТМС – термоманометрическая система. Градусник и манометр в одном лице. Выдает нам на поверхность данные о температуре и давлении той среды, в которой работает спущенный в скважину ЭЦН.

Вся эта установка собирается непосредственно при ее спуске в скважину. Собирается последовательно снизу вверх не забывая про кабель, который пристегивается к самой установке и к НКТ, на которых все это и висит, специальными металлическими поясами. На поверхности кабель запитывается на устанавливаемые вблизи куста повышающий трансформатор (ТМПН) и станцию управления.

Помимо уже перечисленных узлов в колонне насосно-компрессорных труб над электроцентробежным насосом устанавливаются обратный и сливной клапаны.

Обратный клапан (КОШ - клапан обратный шариковый) используется для заполнения насосно-компрессорных труб жидкостью перед пуском насоса. Он же не позволяет жидкости сливаться вниз при остановках насоса. Во время работы насоса обратный клапан находится в открытом положении под действием давления снизу.

Над обратным клапаном монтируется сливной клапан (КС), который используется для спуска жидкости из НКТ перед подъемом насоса из скважины.

Электроцентробежные погружные насосы имеют значительные преимущества перед глубинными штанговыми насосами:

- Простота наземного оборудования;
- Возможность отбора жидкости из скважин до 15000 м³/сут;
- Возможность использовать их на скважинах с глубиной более 3000 метров;
- Высокий (от 500 суток до 2-3 лет и более) межремонтный период работы ЭЦН;
- Возможность проведения исследований в скважинах без подъема насосного оборудования;
- Менее трудоемкие методы удаления парафина со стенок насосно-компрессорных труб.

Электроцентробежные погружные насосы могут применяться в глубоких и наклонных нефтяных скважинах (и даже в горизонтальных), в сильно обводненных скважинах, в скважинах с йодо-бромистыми водами, с высокой минерализацией пластовых вод, для подъема соляных и кислотных растворов. Кроме того, разработаны и выпускаются электроцентробежные насосы для одновременно-раздельной эксплуатации нескольких горизонтов в одной скважине со 146 мм и 168 мм обсадными колоннами.

Иногда электроцентробежные насосы применяются также для закачки минерализованной пластовой воды в нефтяной пласт с целью поддержания пластового давления.

Для реализации данного проекта в практике работы организации потребуются инвестиционные ресурсы в сумме 376 300 руб.

Таблица 3.13 – Капитальные вложения

Наименование	Сумма, руб.	Удельный вес в % к итогу
1. Оборудование		
1.1.УЭЦН Насосный агрегат погружной ЭЦН5-60-2400	376 300,00	100,00

Продолжение таблицы 3.13

Наименование	Сумма, руб.	Удельный вес в % к итогу
1.2.Газосепаратор	0,00	0,00
1.3. Переносные генераторы	0,00	0,00
1.4 Строительно-монтажные работы	0,00	0,00
Итого	376 300,00	
2. Инструменты и приспособления	0,00	0,00
Всего	376 300,00	100,00

Единовременное осуществление затрат в свою очередь увеличивают начисление амортизации:

Таблица 3.14 – Амортизационные отчисления

Наименование	Сумма
Стоимость основных фондов, тыс.руб.	376 300,00
Амортизация	45 156,00

Амортизация начисляется линейным способом, исходя из обозначенной стоимости капитальных вложений в основные средства и нормой амортизации, которая составила 20% исходя из полезного использования оборудования сроком 5 лет.

Стоит отметить, что внедрение инвестиционного проекта кроме единовременных затрат приведет к росту текущих издержек.

Таблица 3.15 – Текущие издержки

Наименование	Всего текущих затрат, руб.
1. Материальные затраты	80 000,00
1.2 Сырье и материалы (топливные ресурсы)	50 000,00
1.3 Энергетические ресурсы	23 000,00
1.4 Транспортные расходы	10 000,00
2. Затраты на оплату труда	1 620 000,00
3. Социальные выплаты	489 240,00
4. Амортизация основных фондов	45 156,00
5. Прочие затраты	680,00
Итого затрат:	2 235 076,00
Текущие издержки без амортизации	2 189 920,00

Материальные затраты будут связаны с затратами на сырье и материалы, 50 000 руб; энергетические ресурсы 23 000 руб.; транспортные расходы 10 000 руб.

Материальные затраты, включающие в себя затраты на сырье и материалы, энергетические ресурсы и транспортные расходы, составят 80 000 рублей.

Затраты на оплату труда 1 620 000 рублей. Таким образом, текущие издержки при осуществлении инвестиционного проекта составят 2 189 920 рублей (таблица 3.15.).

Затраты на оплату труда представлены в следующей таблице:

Таблица 3.16 – Расчет затрат на оплату труда

Должность	Количество работников	Зарботная плата в месяц + районный и северный коэффициент, руб.	Зарботная плата в год, руб.
Мастер	3	45 000	1 620 000

Социальные выплаты составляют 30% от всей суммы заработной платы.

Экономический эффект будет получен в результате прироста выручки от реализации продукции.

3.6 Оценка эффективности предлагаемых мероприятий

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

- продолжительность периода планирования принята 5 лет (5 шагов);
- в качестве шага планирования принят один год;
- норма дисконта принята на уровне 14 % 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 – 7,25 % (по состоянию на 27.04.2018 г.);
- риск недополучения прибыли 6,5 %.

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.

Чистый денежный поток определяется как суммарный денежный поток от операционной, инвестиционной и финансовой деятельности.

Денежные потоки от инвестиционной деятельности связаны с приобретением, созданием или выбытием внеоборотных активов фирмы.

Денежный поток от инвестиционной деятельности представлен в таблице 3.17 – поток денежных средств от инвестиционной деятельности.

Таблица 3.17 – Поток денежных средств от инвестиционной деятельности

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0	1	2	3	4	
	2018	2019	2020	2021	2022	
1. Расходы на приобретение						
активов, всего	376300					376 300,00
в том числе:						
за счет собственных средств	376300					
за счет заемных средств.	0,00					0,00
2. Поток реальных средств						
2.1. По шагам	-376300					-376 300,00
2.2. Нарастающим итогом	-376 300	-376300	-376300	-376 300	-376 300	
3. Поток дисконтированных средств						
3.1. По шагам	-376 300					-376 300,00
3.2. Нарастающим итогом	-376 300	-376300	-376300	-376 300	-376 300	

Денежные потоки от текущей деятельности связаны с осуществлением обычной деятельности фирмы. [14]

Денежный поток от операционной деятельности представлен в таблице 3.18- поток денежных средств от операционной деятельности.

Таблица 3.18 – Поток денежных средств от операционной деятельности

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0	1	2	3	4	
	2018	2019	2020	2021	2022	
1. Экономический эффект	2380 000	2 380 000	2 380 000	2 380 000	2 380 000	11900 000
2. Текущие издержки	2 189 920	2 189 920	2 189 920	2 189 920	2 189 920	10949 600
3. Амортизация основных средств	45 156	45 156	45 156	45 156	45 156	225 780
4. Валовый доход (валовая прибыль)	144 924,00	144 924,00	144 924,00	144 924,00	144 924,00	724 620
5. Налог на прибыль (20%)	28 984,8	28 984,8	28 984,8	28 984,8	28 984,8	144 924
6. Чистая прибыль	115 939,2	115 939,2	115 939,2	115 939,2	115 939,2	579 696
7. Поток реальных средств						
7.1. По шагам	161 095,2	161 095,2	161 095,2	161 095,2	161 095,2	805 476
7.2. Нарастающим итогом	161 095,2	322 190,4	483 285,6	644 380,8	805 476	
8. Поток дисконтированных средств						
8.1. По шагам	161 095,2	141 311,58	123 957,53	108 734,7	95 381,29	630480,27
8.2. Нарастающим итогом	161 095,2	302 406,78	426 364,30	535 098,98	630 480,27	

Денежные потоки от финансовой деятельности — это платежи, приводящие к изменению величины и структуры капитала и заемных средств фирмы. Денежный поток от финансовой деятельности представлен в таблице 3.19.

Таблица 3.19 – Поток денежных средств от финансовой деятельности

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0	1	2	3	4	
	2018	2019	2020	2021	2022	
1. Собственный капитал.	376 300,00					376 300,00
2. Поток реальных средств						
2.1. По шагам	376 300,00	0,00	0,00	0,00	0,00	376 300,00
2.2. Нарастающим итогом.	376 300,00	376 300,00	376 300,00	376 300,00	376 300,00	
3. Поток дисконтированных средств						
3.1. По шагам	376 300,00	0,00	0,00	0,00	0,00	376 300,00
3.2. Нарастающим итогом.	376 300,00	376 300,00	376 300,00	376 300,00	376 300,00	

Чистый дисконтированный доход определяется как разница денежных потоков будущих периодов, приведенных на текущий момент времени, и инвестиционных затрат.

Рассчитаем данный показатель:

ЧДД = 630 480, 27 руб.

Таким образом, проведя анализ денежных потоков от инвестиционной деятельности, мы видим, что за период планирования, жизненный цикл (5 лет), инвестиционный проект потребует 376 300 тыс. руб. капитальных вложений и принесет 579 696 тыс. руб. чистой прибыли. Исходя из данных таблицы по денежным потокам от операционной деятельности, можно сделать вывод, что чистый реальный доход (ЧРД) проекта составит 805 476 тыс. руб., а чистый дисконтированный доход (ЧДД) – 630 480,27 руб.

Таблица 3.20 – Инвестиционная и операционная деятельность

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0	1	2	3	4	
	2018	2019	2020	2021	2022	
1. Поток реальных средств (ЧРД)						
1.1. По шагам	-215 204,80	161095,20	161095,20	161095,20	161095,20	429 176
1.2. Нарастающим	-215 204,80	-54109,60	106985,60	268080,80	429176,00	

итогом.						
---------	--	--	--	--	--	--

Продолжение таблицы 3.20

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0	1	2	3	4	
	2018	2019	2020	2021	2022	
2. Поток дисконтированных средств (ЧДД)						
2.1. По шагам	-215204,80	141311,58	123957,53	108734,67	95 381,29	254180,27
2.2. Нарастающим итогом.	-215 204,80	-73893,22	50 064,30	158798,98	254180,27	

Сальдо денежных средств представляет собой разницу между всей суммой поступивших и израсходованных денежных средств. Сальдо денежных потоков представлено в таблице 3.21

Таблица 3.21 – Сальдо денежных потоков

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0	1	2	3	4	
	2018	2019	2020	2021	2022	
1. Поток реальных средств						
1.1. По шагам	161 095,20	161 095,20	161095,20	161095,20	161095,20	805476,00
1.2. Нарастающим итогом (СРД).	161 095,20	322 190,40	483285,60	644380,80	805476,00	

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

Индекс доходности показывает относительную прибыльность проекта или дисконтированную стоимость денежных поступлений от проекта в расчете на единицу вложений.

Индекс доходности по реальным потокам исчисляется по следующей формуле:

$$PI = \frac{\text{Приведенный эффект (ЧРД)}}{\text{Приведенные выплаты}} \quad (38)$$

Подставив наши значения получим:

$$PI = \frac{805476}{376300} = 2,14$$

Индекс доходности по дисконтированным потокам исчисляется по следующей формуле:

$$PI = \frac{\text{Приведенный эффект (ЧДД)}}{\text{Приведенные выплаты}} \quad (39)$$

Подставив наши значения получим:

$$PI = \frac{630480,27}{376300} = 1,67$$

Индекс доходности, исчисленный по реальным потокам равен 2,14, а исчисленный по дисконтированным потокам равен 1,67. Это значит, что проект является эффективным т.к. данный показатель должен быть больше 1. Внутреннюю норму доходности можно охарактеризовать как дисконтную ставку, при которой чистый приведенный доход в процессе дисконтирования будет приведен к нулю. Внутренняя норма доходности определяется либо методом простого подбора нормы дисконта, либо графически. [3]

Таблица 3. 22– Расчет значений чистого дисконтированного дохода в зависимости от ставки дисконтирования

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0	1	2	3	4	
	2018	2019	2020	2021	2022	
0	-215204,80	161 095,20	161 095,20	161 095,20	161 095,20	429 176,00
0,1	-215204,80	146 450,18	133 136,53	121 033,21	110 030,19	295 445,31
0,2	-215204,80	134 246,00	111 871,67	93 226,39	77 688,66	201 827,91
0,3	-215204,80	123 919,38	95 322,60	73 325,08	56 403,91	133 766,18
0,4	-215204,80	115 068,00	82 191,43	58 708,16	41 934,40	82 697,19
0,5	-215204,80	107 396,80	71 597,87	47 731,91	31 821,27	43 343,05
0,6	-215204,80	100 684,50	62 927,81	39 329,88	24 581,18	12 318,57
0,7	-215204,80	94 761,88	55 742,28	32 789,58	19 287,99	-12 623,07
0,8	-215204,80	89 497,33	49 720,74	27 622,63	15 345,91	-33 018,18
0,9	-215204,80	84 786,95	44 624,71	23 486,69	12 361,42	-49 945,04
1	-215204,80	80 547,60	40 273,80	20 136,90	10 068,45	-64 178,05
0,6467	-215204,80	97 824,29	59 403,33	36 072,39	21 904,79	0,00

За период планирования, жизненный цикл (5 лет), инвестиционный проект потребует 376 300 рублей капитальных вложений и принесет 579 696 рублей чистой прибыли.

Чистый реальный доход проекта составит 805 476 рублей, чистый дисконтированный доход 630 480, 27 рублей.

Внутренняя норма доходности инвестиций представлена на рисунке 3.9



Рисунок 3.9 – Графическое представление ВНД

На графике внутренняя норма доходности – это точка пересечения кривой с осью абсцисс.

В данном случае ВНД составляет примерно 64,67 %, это означает, что в случае, если норма дисконта станет равной 64,67 %, то ЧДД по проекту будет равен нулю.

Стоит отметить, что к рассмотрению могут быть приняты только те проекты, по которым ВНД больше нормы дисконта.

В нашем случае выполняется данное условие т.к. ВНД (64,67 %) больше нормы дисконта (14%), следовательно, проект считается эффективным. [22]

Таблица 3.23 – Показатели коммерческой эффективности инвестиционного проекта

В руб.

Показатель	2018	2019	2020	2021	2022
Поток реальных средств от инвестиционной деятельности	-376 300,00				
Поток дисконтированных средств от инвестиционной деятельности	-376 300,00				
Поток реальных средств от операционной деятельности	161 095,20	161 095,20	161 095,20	161 095,20	161 095,20
Поток дисконтированных средств от операционной деятельности	161 095,20	141 311,58	123 957,53	108 734,67	95 381,29
Чистый реальный доход (ЧРД)	-215 204,80	-54 109,60	106 985,60	268 080,80	429176
Чистый дисконтированный доход (ЧДД)	-215 204,80	-73 893,22	50 064,30	158 798,98	254 180,27
Сальдо денежных потоков (СДП)	161 095,20	322 190,40	483 285,60	644 380,80	805 476,00

Далее представим показатели коммерческой эффективности проекта в графическом виде (рисунок 3.10).

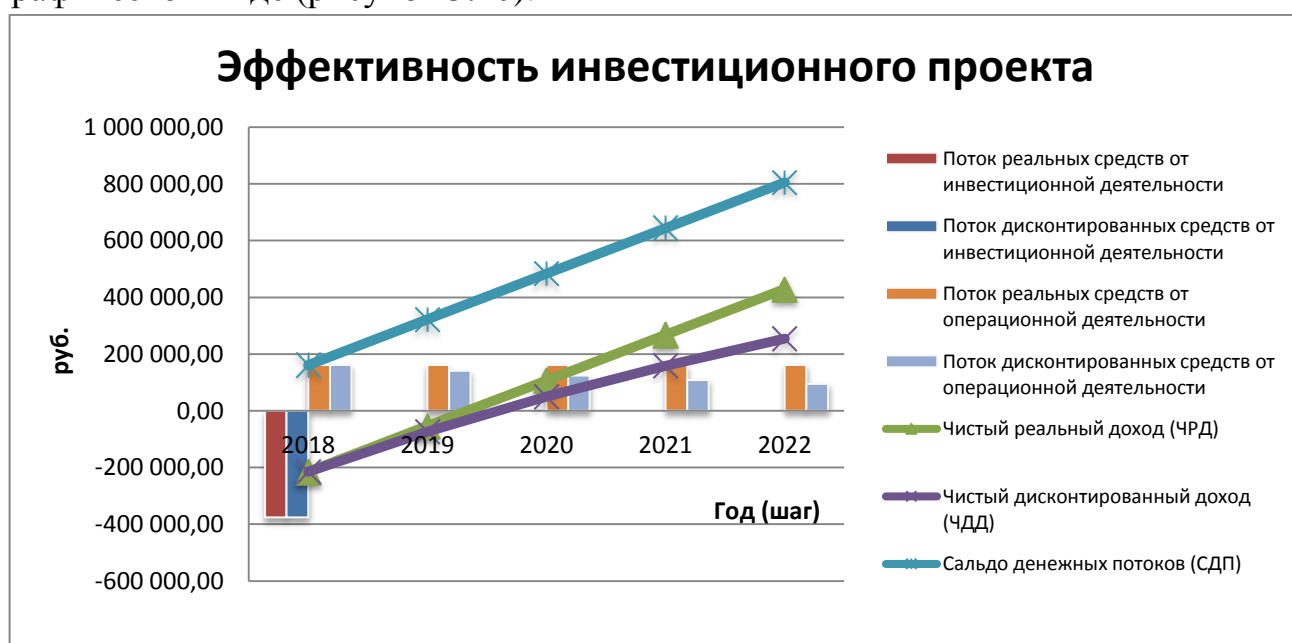


Рисунок 3.10 – Эффективность инвестиционного проекта

Срок окупаемости инвестиций – это период времени, за который вложенный в проект средства возвращаются инвестору в виде прибыли. [5]

Срок окупаемости проекта по реальным потокам рассчитывается по следующей формуле:

$$PP=t_{-} - \frac{ЧРД_{-}}{ЧРД_{+} - ЧРД_{-}} \quad (40)$$

где t_{-} - последний период реализации проекта, при котором разность накопленного реального дохода и реальных затрат принимает отрицательное значение;

$ЧРД_{-}$ - последнее отрицательное значение ЧРД;

$ЧРД_{+}$ - первое положительное значение ЧРД.

Срок окупаемости проекта по дисконтированным потокам рассчитывается по следующей формуле[4]:

$$DPP=t_{-} - \frac{ЧДД_{-}}{ЧДД_{+} - ЧДД_{-}} \quad (41)$$

где t_{-} - последний период реализации проекта, при котором разность накопленного дисконтированного дохода и дисконтированных затрат принимает отрицательное значение;

$ЧДД_{-}$ - последнее отрицательное значение ЧДД;

$ЧДД_{+}$ - первое положительное значение ЧДД.

В нашем случае срок окупаемости проекта по дисконтированным потокам равен:

Срок окупаемости проекта, исчисленный по реальным потокам составил 1,26 года, а исчисленный по дисконтированным потокам – 1,20 года.

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

Внутренняя норма доходности и срок окупаемости устраивает предприятие как инвестора.

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

Надёжность проекта при общей нестабильности характеризуется чувствительностью основных экономических критериев к изменению различных критериев.

Каждый инвестиционный проект весьма рискован, и для того чтобы понять, насколько он будет проблемным или прибыльным, проводится ряд процедур по выявлению тонких мест. [13]

Одно из подобных исследований называется анализом чувствительности. Анализ чувствительности проекта предполагает определение последствий реализации прогнозных характеристик инвестиционного проекта.

Он применяется в том случае, если необходимо выявить стабильность и силу влияния одной из составляющих проекта.

Из общей цепочки в закономерной очередности меняются величины элементов, и определяется, насколько эти перемены повлияли на весь механизм в целом. При этом базовый критерий, на котором основывается весь анализ чувствительности – NPV (чистый дисконтированный доход) - каждый раз высчитывается заново.

Для участников инвестиционного проекта максимизация этого показателя является главной целью, по этому показателю ими оценивается экономическая эффективность инвестиционного проекта. Поэтому если $NPV \leq 0$, проект снимается инвестором с рассмотрения, так как он является в данном случае убыточным. [15]

Для определения степени чувствительности проекта к риску строится диаграмма «Чувствительности проекта к риску». Для построения диаграммы вычисляем вариации значений ЧДД при изменении данных параметров.

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

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

Анализ чувствительности будет проводиться, опираясь на наиболее важные показатели, такие как: экономический эффект, текущие издержки и налоги.

Для их расчета мы определим следующие промежутки:

1. Экономический эффект (-15%; +15%);
2. Текущие издержки (-10%; +10%);
3. Налоги (-5%; +5%).

Рассчитав данные, занесем их в таблицу 3.24.

Если рассчитанные данные имеют положительное значение, значит, проект не является рискованным в этом промежутке. Если же проект имеет отрицательное значение, значит, следует пересмотреть исследуемый промежуток с учетом чувствительности проекта.

Таблица 3.24 – Значение ЧДД (NPV) при варьируемых показателях

В руб.

	-15%	-10%	-5%	0	5%	10%	15%
Экономический эффект	126096,05			630480,27			1134864,48
Текущие издержки		996158,82		630480,27		264801,71	
Налоги			636785,07	630480,27	624 175,46		

На рисунке 3.11 представлена диаграмма «Анализ чувствительности проекта к риску» для предлагаемого мероприятия.

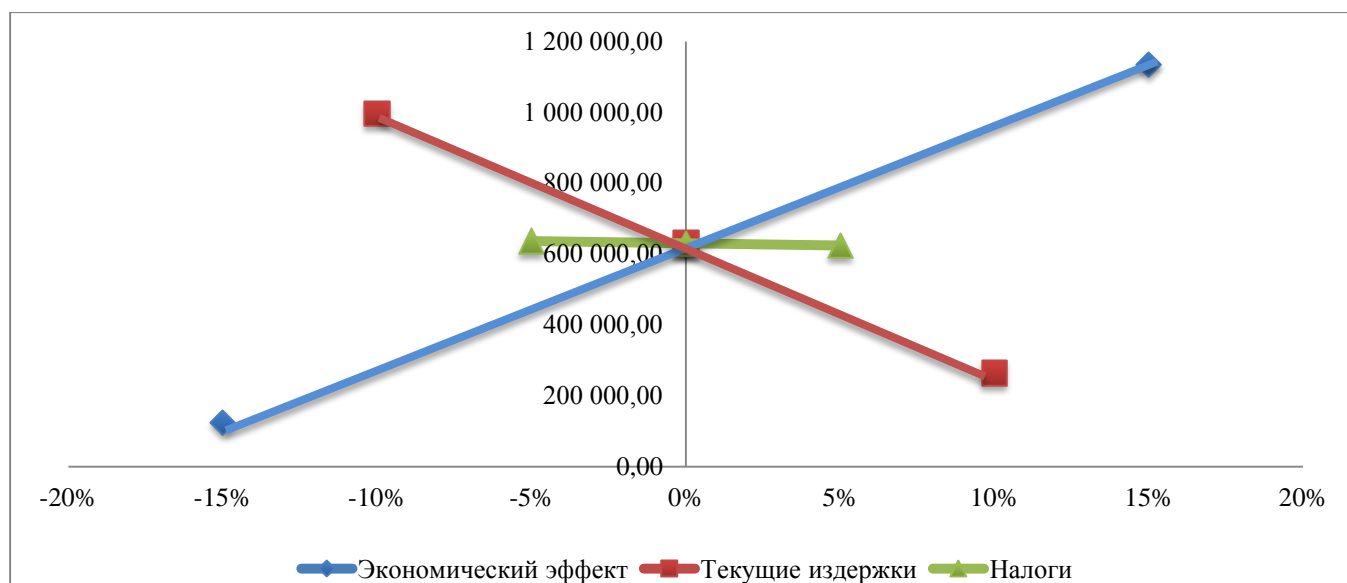


Рисунок 3.11 - Анализ чувствительности проекта к риску

Рассчитав изменение ЧДД при вариации факторов по диаграмме «Анализ чувствительности проекта к риску», мы можем сделать вывод, что данный проект имеет незначительный уровень риска, так как график находится в положительной области построения, что говорит об экономической целесообразности проведения мероприятия.

Рассчитав все показатели, можно сделать вывод, что инвестиционный проект «Технология увеличения дебита большинства скважин с использованием отстойника для воды гидрофобного горизонтального» является коммерчески эффективным.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Просчитав экономическую эффективность внедрения двух разных проектов, можно сделать вывод, что более выгодным является проект «УЭЦН Насосный агрегат погружной ЭЦН5-60-2400» потребует 376 300 рублей капитальных вложений и принесет 579 696 рублей чистой прибыли, тогда как проект «Свободновихревые насосы СВН типа Turbo» потребует 440 500 рублей капитальных вложений и принесет 615 600 рублей чистой прибыли,

Чистый реальный доход и чистый дисконтированный доход проекта «Свободновихревые насосы СВН типа Turbo » выше, чем у проекта «УЭЦН Насосный агрегат погружной ЭЦН5-60-2400».

Такие показатели, как индексы доходности затрат по реальным и дисконтированным потокам практически совпадают по обоим проектам.

Индекс доходности инвестиций по проекту «УЭЦН Насосный агрегат погружной ЭЦН5-60-2400» по реальным потокам равен 2,14, по дисконтированным 1,67, по проекту «Свободновихревые насосы СВН типа Turbo» по реальным потокам 1,9, по дисконтированным 1,5.

Срок окупаемости проекта «УЭЦН Насосный агрегат погружной ЭЦН5-60-2400», исчисленный по дисконтированным потокам равен 1,5 года, по реальным потокам – 1,3 года. Срок окупаемости по проекту «Свободновихревые насосы СВН типа Turbo», исчисленный по дисконтированным потокам равен 1,8 года, по реальным – 1,5 год.

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

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Афонасова, М.А. Бизнес-планирование: учебное пособие / М.А. Афонасова. – Томск: Эль Контент, 2015. – 108 с.
- 2 Балдин, К.В. Инвестиционный анализ: учебник / К.В. Балдин, В. А. Ногай. – М.: Флинта, 2016. – 304 с.
- 3 Баринов, В.А. Бизнес-планирование: учебное пособие / В.А. Баринов. – М.: Инфра-М, 2014. – 272 с.
- 4 Бекетова, О.Н. Бизнес-планирование: учебное пособие / О.Н. Бекетова, В.И. Найденков. – М.: Эксмо, 2013. – 160 с.
- 5 Борисова, О.В. Инвестиции. Инвестиционный анализ: учебник и практикум / О.В. Борисова, Н.И. Малых, Л.В. Овешникова.–Люберцы: Юрайт, 2016. – 218 с.
- 6 Бухалков, М.И. Планирование на предприятии: учебник / М.И. Бухалков. – М.: ИНФРА-М, 2014. – 416 с.
- 7 Верланов, А.Ю. Теория и практика бизнес-планирования: учебное пособие / А.Ю. Верланов. – Николаев, НУК, 2015. – 172 с.
- 8 Головань, С.И. Бизнес-планирование и инвестирование: учебное пособие / С.И. Головань, М.А. Спиридонов. – Ростов н/Д: Феникс, 2015. – 302 с.
- 9 Голубев, И.А. Пути и решения очистки промышленных вод для системы поддержания пластового давления // Нефтегазовое дело. – 2013. – №3. – с. 83-96
- 10 Горфинкель, В.Я. Бизнес-планирование: учебное пособие / В.Я. Горфинкель, Т.Г. Попадюк. – М.: Инфра-М, 2016. – 296 с.
- 11 Зяблицкая, Н.В. Методология комплексной оценки адаптационного потенциала предприятий нефтегазовой отрасли / Н.В. Зяблицкая. – Нижневартовск: Южно - Уральский государственный университет. 2016. – 303 с.
- 12 Касаткина, Е.В. Инвестиции и инвестиционный анализ: методические указания по выполнению курсовой работы для студентов очной и заочной

- форм обучения / Е.В. Касаткина. – Нижневартовск: Южно - Уральский государственный университет. 2014. – 12 с.
- 13 Колесников, Н.А. Бизнес-план: учебное пособие / Н.А. Колесников. – М.: Юрайт, 2014. – 256 с.
- 14 Кузнецов, Б.Т. Инвестиционный анализ: учебник и практикум для академического бакалавриата / Б.Т. Кузнецов. – Люберцы: Юрайт, 2016. – 361 с.
- 15 Липсиц, И.А. Бизнес-план – основа успеха: практическое пособие / И.А. Липсиц. – М.: Дело, 2014. – 112 с.
- 16 Патсула, П.Дж. Бизнес-план за 30 дней. Пошаговое руководство по успешному бизнес-планированию: учебное пособие / П.Дж. Патсула. – М.: Эксмо, 2015. – 420 с.
- 17 Пивоваров, К.В. Бизнес-планирование: учебно-методическое пособие / К.В. Пивоваров. – М.: Дашков и К, 2015. – 164с.
- 18 Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра.1988. под ред. Гиматудинова Ш.К.
- 19 Селезнева Н.Н. Финансовый анализ: учебное пособие/ Н.Н. Селезнева, А.Ф. Ионова. - М.: ЮНИТИ – ДАНА, 2012.
- 20 Скамай, Л.Г. Экономический анализ деятельности предприятия: учебное пособие/ Л.Г. Скамай. – М.: Инфра-М, 2014. – 296 с.
- 21 Стратегия социально – экономического развития города Нижневартовска до 2020 года и на период до 2030 года: коллективная монография/ В.Н. Борщеник, Н.В. Фролов, Н.В. Зяблицкая, О.В. Шульгин, А.Р. Ишниязова и др.; под. Ред. Н.Ч. Зяблицкой, О.В. Шульгин. – Екатеринбург: Форт ДИАЛОГ – Исеть, 2015. – 129 с.
- 22 Устав Открытого акционерного общества «Самотлорнефтегаз» [Текст]: утвержден решением единственного акционера АО «Самотлорнефтегаз» - АО «РН Холдинг» от 5 ноября 2013 года, С. 3-5, ст. 3.
- 23 Хейдервак, К. Финансовый и экономический анализ деятельности предприятий, М.: Финансы и Статистика - 2013. -165 с.

- 24 Чалдаева, Л.А. Экономика предприятия: учебник и практикум для академического бакалавриата / Л. А. Чалдаева. - Москва: Юрайт, 2015. - 435 с.
- 25 Чуев, И.Н. Комплексный экономический анализ хозяйственной деятельности: учебник для вузов. /И.Н. Чуев, Л.Н. Чуева - М.:Дашков и К, 2013.-368 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ А

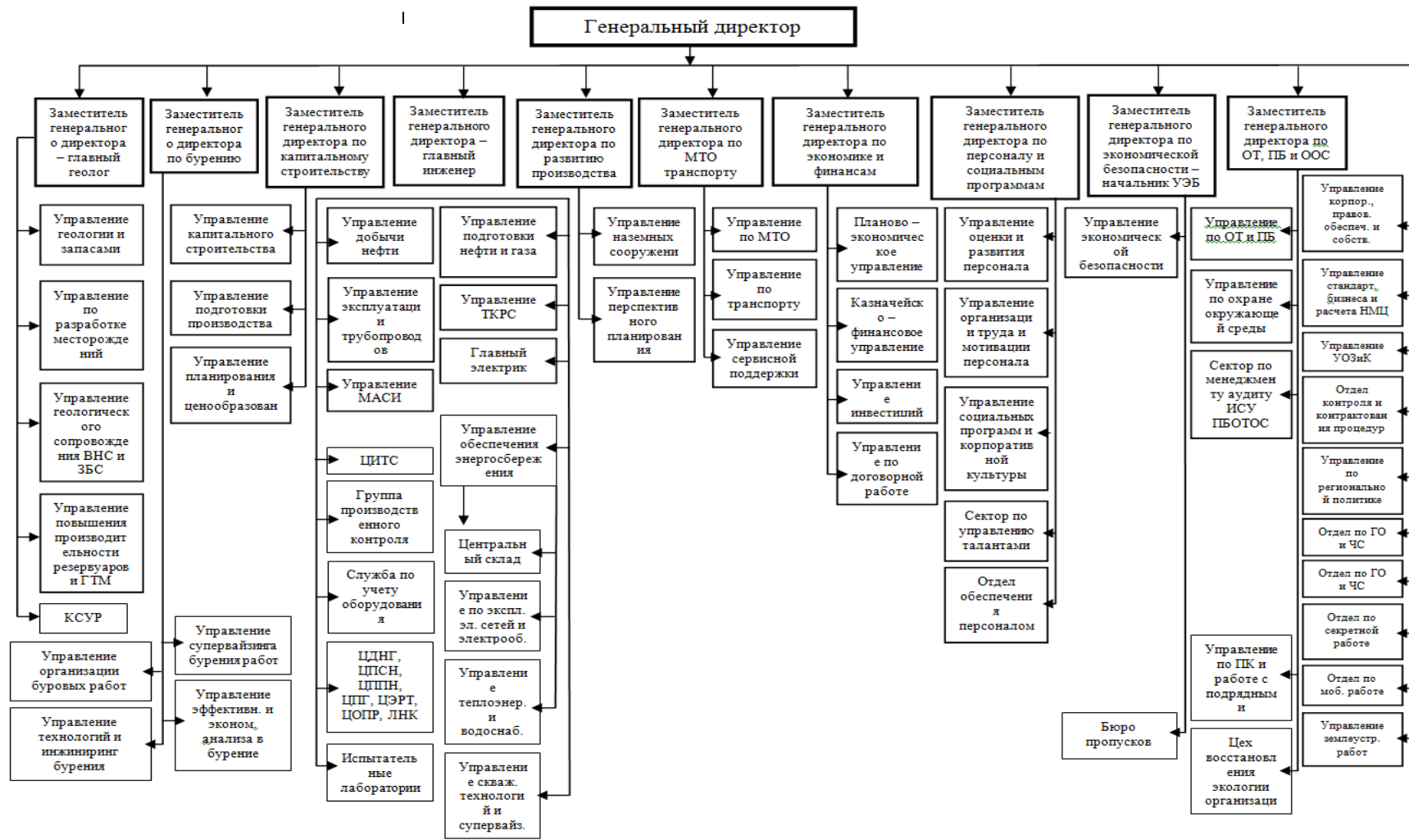


Рисунок А1. Структура предприятия АО «СНГ»

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица Б.1 Динамика и структура имущества АО «Самотлорнефтегаз» в 2015 - 2017 гг.

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс.руб.					Темп роста (снижения), %		Структура активов и пассивов, %				
	2015	2016	2017	Изменение (+,-)				2015	2016	2017	Изменение (+,-)	
				2016/2015	2017/2016	2016/ 2015	2017/ 2016				2016/ 2015	2017/ 2016
АКТИВЫ												
1. ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ - всего в том числе	192150093	170698124	195382133	-21451969	24684009	88,84	114,46	54,74	43,23	45,92	-11,51	2,70
1.1 Нематериальные активы	6151606	6273006	6168587	121400	-104419	101,97	98,34	1,75	1,58	1,45	-0,16	-0,14
1.2 Нематериальные поисковые активы	36	137834	137849	137798	15	382872,22	100,01	0	0,03	0,03	0,03	0,00
1.3 Основные средства	124741378	131443441	144783004	6702063	13339563	105,37	110,15	35,53	33,28	34,03	-2,24	0,75
1.4 Финансовые вложения	57310290	29210266	40209820	-28100024	10999554	50,97	137,66	16,32	7,39	9,45	-8,92	2,05
1.5 Отложенные налоговые активы	2396601	2197121	2791999	-199480	594878	91,68	127,08	0,68	0,55	0,65	-0,12	0,10
1.6 Прочие внеоборотные активы	1550182	1436456	1290874	-113726	-145582	92,66	89,87	0,44	0,36	0,30	-0,07	-0,06
2. ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ-всего в том числе	158864119	224154169	230016795	65290050	5862626	141,10	102,62	45,25	56,76	54,07	11,51	-2,70
2.1 Запасы	4047630	4902819	5632508	855189	729689	121,13	114,88	1,15	1,24	1,32	0,08	0,08
2.2 НДС по приобретенным ценностям	1882405	365338	935164	-1517067	569826	19,41	255,97	0,53	0,09	0,21	-0,44	0,13
2.3 Дебиторская задолженность	151943861	218864975	222204347	66921114	3339372	144,04	101,53	43,28	55,43	52,2	12,14	-3,20
2.4 Денежные средства	2394	503	3641	-1891	3138	21,01	723,86	0,0007	0,0001	0,0009	-0	0

Продолжение таблицы Б.1

Продолжение приложения Б

2.5 Прочие оборотные активы	3661	20534	14251	16873	-6283	560,89	69,40	0,001	0,0052	0,0034	0,0042	0
ИТОГО АКТИВОВ	351014212	394852293	425398928	43838081	30546635	112,49	107,74	100	100	100	x	x
ПАССИВЫ												
1. КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ - всего в том числе	285241675	322976504	350569286	37734829	27592782	113,23	108,54	81,26	81,79	82,41	0,53	0,61
1.1 Уставный капитал	6316	6316	6316	0	0	100	100	0,001	0,001	0,001	0	0
1.2 Добавочный капитал (без переоценки)	58214072	58214072	58214072	0	0	100	100,00	16,58	14,74	13,68	-1,84	-1,06
1.3 Резервный капитал	1579	1579	1579	0	0	100	100	0,0004	0,0004	0,0004	0	0
1.4 Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	226585613	264325510	291935112	37739897	27609602	116,66	110,45	64,55	66,94	68,62	2,39	1,68
2. ОБЯЗАТЕЛЬСТВА - всего в том числе	65772537	71875789	74829642	6103252	2953853	109,28	104,11	18,738	18,203	17,59	-0,53	-0,61
2.1 Долгосрочные обязательства	22663399	22120531	22748565	-542868	628034	97,60	102,84	6,4565	5,6022	5,34	-0,85	-0,25
2.1.1 Отложенные налоговые обязательства	15873278	15099712	15476722	-773566	377010	95,13	102,50	4,5221	3,8241	3,63	-0,70	-0,19
2.1.2 Оценочные обязательства	6790121	7020819	7271843	230698	251024	103,40	103,58	1,9344	1,7781	1,70	-0,16	-0,07
2.2 Краткосрочные обязательства	43109138	49755258	52081077	6646120	2325819	115,42	104,67	12,281	12,601	12,24	0,32	-0,36

Окончание таблицы Б.1

2.2.1 Кредиторская задолженность	40535504	47059762	48652921	6524258	1593159	116,10	103,39	11,548	11,918	11,43	0,37	-0,48
2.2.2 Доходы будущих периодов	50722	37800	27984	-12922	-9816	74,52	74,03	0,0145	0,0096	0,006	0	0
2.2.3 Оценочные обязательства	2522912	2657696	3400172	134784	742476	105,34	127,94	0,7187	0,6731	0,79	-0,05	0,13
ИТОГО ПАС-СИВОВ	351014212	394852293	425398928	43838081	30546635	112,49	107,74	100	100	100	x	x

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица В.1 Динамика состава внеоборотных активов за 2015-2017 гг.

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс.руб.					Темп роста (снижения), %		Удельный вес актива в общей величине активов, %				
	2015	2016	2017	Изменение (+,-)				2015	2016	2017	Изменение (+,-)	
				2016/2015	2017/2016	2016/2015	2017/2016					
1.1 Нематериальные активы	6151606	6273006	6168587	121400	-104419	101,97	98,34	3,20	3,675	3,157	0,47	-0,52
1.2 Нематериальные поисковые активы	36	137834	137849	137798	15	382872,22	100	0,00	0,081	0,071	0,08	-0,01
1.3 Основные средства	124741378	131443441	144783004	6702063	13339563	105,37	110,15	64,92	77,0	74,1	12,08	-2,90
1.4 Финансовые вложения	57310290	29210266	40209820	-28100024	10999554	50,97	137,66	29,83	17,11	20,58	-12,71	3,47
1.5 Отложенные налоговые активы	2396601	2197121	2791999	-199480	594878	91,68	127,08	1,25	1,287	1,429	0,04	0,14
1.6 Прочие внеоборотные активы	1550182	1436456	1290874	-113726	-145582	92,66	89,87	0,81	0,842	0,661	0,03	-0,18
Внеоборотные активы - ВСЕГО	192150093	170698124	195382133	-21451969	24684009	88,84	114,46	100	100	100	x	x

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица Г.1 Динамика состава оборотных активов за 2015-2017 гг.

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс. руб.					Темп роста (снижения), %		Удельный вес актива в общей величине активов, %				
	2015	2016	2017	Изменение (+,-)		2016/2015	2017/2016	2015	2016	2017	Изменение (+,-)	
				2016/2015	2017/2016						2016/2015	2017/2016
2.1 Запасы	4047630	4902819	5632508	855189	729689	121,13	114,88	2,55	2,19	2,45	-0,36	0,26
2.2 НДС по приобретённым ценностям	1882405	365338	935164	-1517067	569826	19,41	255,97	1,18	0,16	0,41	-1,02	0,24
2.3 Дебиторская задолженность	151943861	218864975	222204347	66921114	3339372	144,04	101,53	95,64	97,64	96,60	2,00	-1,04
2.4 Денежные средства	2394	503	3641	-1891	3138	21,01	723,86	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.5 Прочие оборотные активы	3661	20534	14251	16873	-6283	560,89	69,40	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00
ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ - всего	158864119	224154169	230016795	65290050	5862626	141,10	102,62	100	100	100	x	x

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Таблица Д.1 Динамика состава и структуры организации за 2015-2017 гг.

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс. руб.					Темп роста (снижения), %		Удельный вес актива в общей величине активов, %				
	2015	2016	2017	Изменение (+,-)		2016/2015	2017/2016	2015	2016	2017	Изменение (+,-)	
				2016/2015	2017/2016						2016/2015	2017/2016
1. Уставный капитал	6316	6316	6316	0	0	100	100	0,002	0,002	0,002	0	0
2. Добавочный капитал (без переоценки)	58214072	58214072	58214072	0	0	100	100	20,41	18,02	16,61	-2	-1
3. Резервный капитал	1579	1579	1579	0	0	100	100	0	0	0	0	0
4. Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	226585613	264325510	291935112	37739897	27609602	116,66	110,45	79,44	81,84	83,27	2	1
КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ - всего в том числе	285241675	322976504	350569286	37734829	27592782	113,23	108,54	100	100	100	x	x

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Таблица Е.1 Динамика состава обязательств за 2015-2017 гг.

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс.руб.					Темп роста (снижения), %		Удельный вес актива в общей величине активов, %				
	2015	2016	2017	Изменение (+,-)		2016/2015	2017/2016	2015	2016	2017	Изменение (+,-)	
				2016/2015	2017/2016						2016/2015	2017/2016
2.1 Долгосрочные обязательства	22663399	22120531	22748565	-542868	628034	97,60	102,84	34,46	30,78	30,40	-4	0
2.1.1 Отложенные налоговые обязательства	15873278	15099712	15476722	-773566	377010	95,13	102,50	24,13	21,01	20,68	-3	0
2.1.2 Оценочные обязательства	6790121	7020819	7271843	230698	251024	103,40	103,58	10,32	9,77	9,72	-1	0
2.2 Краткосрочные обязательства	43109138	49755258	52081077	6646120	2325819	115,42	104,67	65,54	69,22	69,60	4	0
2.2.1 Кредиторская задолженность	40535504	47059762	48652921	6524258	1593159	116,10	103,39	61,63	65,47	65,02	4	0
2.2.2 Доходы будущих периодов	50722	37800	27984	-12922	-9816	74,52	74,03	0,08	0,05	0,04	0	0
2.2.3 Оценочные обязательства	2522912	2657696	3400172	134784	742476	105,34	127,94	3,84	3,70	4,54	0	1
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА - всего в том числе	65772537	71875789	74829642	6103252	2953853	109,28	104,11	100	100	100	x	x

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Таблица Ж.1 Оценка ликвидности бухгалтерского баланса АО «СНГ» на начало 2015-2017 гг.

Актив	На начало года			Пассив	На начало года			Абсолютное отклонение, (+,-)		
	2015	2016	2017		2015	2016	2017	2015	2016	2017
A1	1582	986562	503	П1	50821537	40535504	47059762	50819955	39548942	47059259
A2	148998587	151947522	218885509	П2	0	0	0	-148998587	-151947522	-218885509
A3	6666865	6904914	5268157	П3	18298369	22663399	22120531	11631504	15758485	16852374
A4	139610414	191175214	170698124	П4	226157542	287815309	325672000	86547128	96640095	154973876

122

Продолжение таблицы Ж.1 Оценка ликвидности бухгалтерского баланса АО «СНГ» на начало 2015-2017 гг.

Актив	На начало года			Пассив	На начало года			Степень покрытия			
	2015	2016	2017		2015	2016	2017		2015	2016	2017
A1	1582	986562	503	П1	50821537	40535504	47059762	A1/П1	0	2,43	0
A2	148998587	151947522	218885509	П2	0	0	0	A2/П2	0	0	0
A3	6666865	6904914	5268157	П3	18298369	22663399	22120531	A3/П3	36,43	30,47	23,82
A4	139610414	191175214	170698124	П4	226157542	287815309	325672000	A4/П4	61,73	66,42	52,41

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Таблица 3.1 Оценка ликвидности бухгалтерского баланса АО «СНГ» на конец 2015-2017 гг.

Актив	На конец года			Пассив	На конец года			Абсолютное отклонение, (+,-)		
	2015	2016	2017		2015	2016	2017	2015	2016	2017
A1	986562	503	938805	П1	40535504	47059762	48652921	39548942	47059259	47714116
A2	151947522	218885509	221992980	П2	0	0	0	-151947522	-218885509	-221992980
A3	6904914	5268157	7085010	П3	22663399	22120531	22748565	15758485	16852374	15663555
A4	191175214	170698124	195382133	П4	287815309	325672000	353997442	96640095	154973876	158615309

123

Продолжение таблицы 3.1 Оценка ликвидности бухгалтерского баланса АО «СНГ» на конец 2015-2017 гг.

Актив	На конец года			Пассив	На конец года			Степень покрытия			
	2015	2016	2017		2015	2016	2017		2015	2016	2017
A1	986562	503	938805	П1	40535504	47059762	48652921	A1/П1	2,43	0	2
A2	151947522	218885509	221992980	П2	0	0	0	A2/П2	0	0	0
A3	6904914	5268157	7085010	П3	22663399	22120531	22748565	A3/П3	30,47	23,82	31,14
A4	191175214	170698124	195382133	П4	287815309	325672000	353997442	A4/П4	66,42	52,41	55,19

ПРИЛОЖЕНИЕ И

Бухгалтерский баланс АО «Самотлорнефтегаз»

Бухгалтерский баланс

На 31 декабря 2017 года

Организация АО «Самотлорнефтегаз»
 Идентификационный номер налогоплательщика _____
 Вид экономической деятельности Добыча сырой нефти
 Организационно-правовая форма/форма собственности _____
 Акционерное общество/частная собственность _____
 Единица измерения: тыс.руб.
 Местонахождение (адрес): 628606, РФ., ХМАО автономный округ, г. Нижневартовск, ул.Ленина,4

	Коды
Форма по ОКУД	710001
Дата (число, месяц, год)	31.12.2017
по ОКПО	41248781
ИНН	8603089934
по ОКВЭД	06.10.2011
по ОКОПФ/ОКФС	67/16
по ОКЕИ	384

Пояснения	Наименования показателя	Код показателя	на 31 декабря 2017 года	на 31 декабря 2016 года	на 31 декабря 2015 года
	Актив				
	I. ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ				
п.6	Нематериальные активы	1110	6 168 587	6 273 006	6 151 606
п.7	Нематериальные поисковые активы	1130	137 849	137 834	36
п.5	Основные средства	1150	144 783 004	131443 441	124 741 378
п.10	Финансовые вложения	1170	40 209 820	29 210 266	57 310 290
п.17	Отложенные налоговые активы	1180	2 791 999	2 197 121	2 396 601
п.8	Прочие внеоборотные активы	1190	1 290 874	1 436 456	1 550 182
	Итого по разделу I	1100	195 382 133	170698 124	192 150 093
	II. ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ				
п.9	Запасы	1210	5 632 508	4 902 819	4 047 630
	Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	1220	935 164	365 338	1 882 405
п.12	Дебиторская задолженность	1230	222 204 347	218864 975	151 943 861

Продолжение Приложения И

Пояснения	Наименования показателя	Код показателя	на 31 декабря 2017 года	на 31 декабря 2016 года	на 31 декабря 2015 года
п.12	в том числе: Дебиторская задолженность, платежи по которой ожидаются в течение 12 месяцев после отчетной даты	1231	221 687 029	215 990 336	144 986 968
п.12	в том числе: Дебиторская задолженность, платежи по которой ожидаются более чем через 12 месяцев после отчетной даты	1232	517 318	2 874 639	6 956 893
п.11	Денежные средства и денежные эквиваленты	1250	3 641	503	2 394
	Прочие оборотные активы	1260	14 251	20 534	3 661
	Итого по разделу II	1200	230 016 795	224 154 169	158 864 119
	БАЛАНС	1600	425 398 928	394 852 293	351 014 212
	ПАССИВ				
	III. КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ				
п.15	Уставный капитал (складочный капитал, уставный фонд, вклады товарищей)	1310	6 316	6 316	6 316
п.15	Переоценка внеоборотных активов	1340	412 207	429 027	434 095
п.15	Добавочный капитал (без переоценки)	1350	58 214 072	58 214 072	58 214 072
п.15	Резервный капитал	1360	1 579	1 579	1 579
п.16	Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	1370	291 935 112	264 325 510	226 585 613
	Итого по разделу III	1300	350 569 286	322 976 504	285 241 675
	IV. ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
п.17	Отложенные валовые обязательства	1420	15 476 722	15 099 712	15 873 278
п.20	Оценочные обязательства	1430	7 271 843	7 020 819	6 790 121
	Итого по разделу IV	1400	22 748 565	22 120 531	22 663 399
	V. КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
п.12	Кредиторская задолженность	1520	48 652 921	47 059 762	40 535 504
	Доходы будущих периодов	1530	27 984	37 800	50 722
п.20	Оценочные обязательства	1540	3 400 172	2 657 696	2 522 912
	Прочие обязательства	1550	-	-	-
	Итого по разделу V	1500	52 081 077	49 755 258	43 109 138
	БАЛАНС	1700	425 398 928	394 852 293	351 014 212

ПРИЛОЖЕНИЕ К

Приложение к бухгалтерскому балансу (форма 5) за 2016-2017 гг.

	Коды
Форма по ОКУД	710001
Дата (число, месяц, год)	31.12.2016
по ОКПО	41248781
ИНН	8603089934
по ОКВЭД	11.10.2011
по ОКОПФ/ОКФС	47/16

В тыс. руб.

Показатели	За 2017 год	За 2016 год
Материальные затраты	54 499 991	48 392 554
Амортизация	16 819 396	14 269 043
Затраты на оплату труда	4 551 726	3 910 481
Отчисления на социальные нужды	1 123 513	878 226
Прочие расходы	205 845 773	180 254 889
Итого по элементам	282 840 399	247 705 193
Изменение остатков (прирост [-], уменьшение [+]): незавершенного производства, готовой продукции, и др.	(1 218 580)	(780 618)
Итого расходы по обычным видам деятельности*	281 621 819	246 924 575

ПРИЛОЖЕНИЕ Л

Отчет о финансовых результатах за 2016 – 2017 гг.

Организация АО «Самотлорнефтегаз»

Идентификационный номер налогоплательщика _____

Вид экономической деятельности Добыча сырой нефти

Организационно-правовая форма/форма
собственности

Акционерное общество/частная собственность _____

Единица измерения: тыс.руб.

Пояснения	Наименование показателя	Код показателя	за январь - декабрь 2017 года	за январь - декабрь 2016 года
п.16	Выручка	2110	361 443 881	326 171 119
п.16	Себестоимость продаж	2120	(299 544 913)	(240 323 112)
	Валовая прибыль (убыток)	2100	61 658 408	85 630 291
п.16	Коммерческие расходы	2210	(25 533 710)	(39 685 881)
п.16	Управленческие расходы	2220	(2 868 024)	(2 756 544)
	Прибыль (убыток) от продаж	2200	33 256 674	43 187 866
	Доходы от участия в других организациях	2310	-	-
	Проценты к получению	2320	730 118	4 057 581
	Проценты к уплате	2330	(611 957)	(648 798)
п.16	Прочие доходы	2340	2 787 184	3 566 126
п.16	Прочие расходы	2350	(3 167 353)	(5 697 792)
	Прибыль (убыток) до налогообложения	2300	32 994 666	44 464 983
п.17	Текущий налог на прибыль	2410	(5471 912)	(7 349 740)
п.17	В т.ч. Постоянные налоговые активы (обязательства)	2421	1 312 921	1 546 946
п.17	Изменение отложенных налоговых обязательств	2430	(376 814)	773 566
п.17	Изменение отложенных налоговых активов	2450	557 842	(199 480)
	Прочее	2460	2 122	45 500
п.17	в том числе: Налог на прибыль прошлых лет	2461	2 122	45 500
	Чистая прибыль (убыток)	2400	27 705 904	37 734 829

ПРИЛОЖЕНИЕ М

Отчет о финансовых результатах за 2015 – 2016 гг.

Организация АО «Самотлорнефтегаз»

Идентификационный номер налогоплательщика _____

Вид экономической деятельности Добыча сырой нефти

Организационно-правовая форма/форма
собственности

Акционерное общество/частная собственность _____

Единица измерения: тыс.руб.

	Коды
Форма по ОКУД	710001
Дата (число, месяц, год)	31.12.2015
по ОКПО	41248781
ИНН	8603089934
по ОКВЭД	11.10.2011
по ОКОПФ/ОКФС	47/16
по ОКЕИ	384

Пояснения	Наименование показателя	Код показателя	за январь - декабрь 2016 года	за январь - декабрь 2015 года
п.16	Выручка	2110	326 171 119	373 241 600
п.16	Себестоимость продаж	2120	(240 323 112)	(251 572 477)
	Валовая прибыль (убыток)	2100	85 630 291	121 512 529
п.16	Коммерческие расходы	2210	(39 685 881)	(56 854 832)
п.16	Управленческие расходы	2220	(2 756 148)	(2 767 447)
	Прибыль (убыток) от продаж	2200	43 188 262	61 890 250
	Проценты к получению	2320	4 057 581	5 816 109
	Проценты к уплате	2330	(648 798)	(802 146)
п.16	Прочие доходы	2340	3 566 126	4 951 977
п.16	Прочие расходы	2350	(5 697 792)	(3 822 816)
	Прибыль (убыток) до налогообложения	2300	44 465 379	74 881 170
п.17	Текущий налог на прибыль	2410	(7 349 813)	(9 912 921)
п.17	В т.ч. Постоянные налоговые активы (обязательства)	2421	1 546 952	3 672 660
п.17	Изменение отложенных налоговых обязательств	2430	(773 566)	(1 470 107)
п.17	Изменение отложенных налоговых активов	2450	(199 480)	52 404
	Прочее	2460	45 500	69 635
п.17	в том числе: Налог на прибыль прошлых лет	2461	45 500	69 635
	Чистая прибыль (убыток)	2400	37 735 152	63 620 181