

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой

/А.В. Прохоров/

13 июня 2019 г.

Повышение рoфитабельности

ПАО «Варьеганнефтегаз»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 38.03.01.2019.539.ВКР

Консультанты, (должность)

_____ 2019 г.

Руководитель работы
д.э.н., профессор

/Н.В. Зяблицкая/

07 июня 2019 г.

Консультанты, (должность)

Автор работы
обучающийся группы ДО-414

/А.А. Смолин/

06 июня 2019 г.

Консультанты, (должность)

Нормоконтролер

/Н.В. Назарова/

07 июня 2019 г.

Челябинск 2019

АННОТАЦИЯ

Смолин А.А. Повышение
профитабельности ПАО
«Варьеганнефтегаз» – Челябинск:
ЮУрГУ, ДО - 414, 105 с., 20 ил., 43
таб., библиогр. список – 26 наим., 4
прил., 17 л. слайдов

Выпускная квалификационная работа выполнена с целью повышения профитабельности предприятия ПАО «Варьеганнефтегаз»

В выпускной квалификационной работе отражена история и основные виды деятельности предприятия ПАО «Варьеганнефтегаз», проанализирована его структура и организационно-правовая форма, изучены отраслевые особенности функционирования предприятия, а также проведён SWOT-анализ.

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

Разработано два проекта, направленные на повышение профитабельности предприятия ПАО «Варьеганнефтегаз», проведена оценка этих проектов и их сравнительный анализ.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПАО «ВАРЬЕГАННЕФТЕГАЗ» И ОТРАСЛЕВЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ЕГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ (РАЗРАБОТАЛА ЕГОРОВА Ю. В.)	10
1.1 История создания и развития организации	10
1.2 Цель и виды деятельности.....	14
1.3 Организационно-правовой статус	16
1.4 Структура предприятия и система управления	18
1.5 Отраслевые особенности функционирования.....	22
1.6 SWOT-анализ.....	31
2 АНАЛИЗ ФИНАНСОВО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПАО «ВАРЬЕГАННЕФТЕГАЗ» (РАЗРАБОТАЛ СМОЛИН А. А.).....	35
2.1 Анализ основных показателей деятельности предприятия	35
2.2 Анализ состава и структуры баланса предприятия	36
2.2.1 Анализ динамики и структуры актива бухгалтерского баланса	37
2.2.2 Анализ динамики и структуры пассива бухгалтерского баланса	39
2.2.3 Анализ финансовой устойчивости	41
2.2.4 Анализ ликвидности	46
2.2.5 Анализ деловой активности.....	52
2.2.6 Анализ финансовых результатов и рентабельности	57
2.3. Анализ затратности функционирования предприятия.....	60
3 РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ПРОФИТАБЕЛЬНОСТИ.....	64
3.1 Сущность «T-seismo» (разработал Смолин А. А.).....	64
3.2 Сущность «MARTin» (разработала Егорова Ю. В.).....	67
3.3 Методические основы оценки эффективности инвестиционных проектов	70

3.4 Оценка коммерческой эффективности «T-seismo» (разработал Смолин А. А.)	73
3.5 Оценка коммерческой эффективности «MARTin» (разработала Егорова Ю. В.)	80
3.6 Сравнительный анализ инвестиционных проектов MARTin и T-seismo....	87
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	92
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	94
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	97
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Организационная структура ПАО «Варьеганнефтегаз» ..	97
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Бухгалтерский баланс (Форма №1) ПАО «Варьеганнефтегаз»	98
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Отчет о финансовых результатах (Форма №2) ПАО «Варьеганнефтегаз»	100
ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Динамика состава и структуры имущества ПАО «Варьеганнефтегаз»	102

ВВЕДЕНИЕ

Основной целью любого коммерческого предприятия является максимизация прибыли. Данная цель достигается путём постоянного улучшения технологических, управленческих, финансовых и иных процессов организации. В зависимости от вида и специфики деятельности предприятия будут различаться способы и методы, при помощи которых предприятия будет увеличивать свою прибыль.

ПАО «Варьеганнефтегаз» - это крупная нефтегазодобывающая компания, основная деятельность которой направлена на добычу углеводородного сырья и его производных.

Актуальной проблемой для предприятия является сокращение рентабельности добычи углеводородного сырья. Так как нефть является невозобновляемым ресурсом, то с каждым годом процесс добычи становится всё сложнее. Затраты на добычу нефти увеличиваются, что негативно сказывается на рентабельности предприятия.

Данная проблема решается путём поиска, разработки, внедрения и освоения новых месторождений, либо повышением экономической эффективности добычи нефти на уже используемых скважинах, за счёт увеличения дебита скважин, либо сокращения затрат на добычу углеводородного сырья.

Освоение новых месторождений требует очень больших капитальных затрат, именно поэтому предприятию необходимо внедрять инновационные решения, которые позволят сохранить положительную динамику добычи нефти на уже существующих скважинах, сократить затраты на её добычу и тем самым повысить рентабельность деятельности предприятия.

Объектом исследования в данной выпускной квалификационной работе является предприятие ПАО «Варьеганнефтегаз». Предметом выступает

финансово-хозяйственная деятельность и варианты повышения рентабельности предприятия.

Целью работы является анализ финансово-хозяйственной деятельности и оценка повышения рентабельности ПАО «Варьеганнефтегаз» за счёт внедрения инвестиционных проектов. Для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- раскрыть информацию об организации ПАО «Варьеганнефтегаз»;
- провести SWOT-анализ предприятия;
- сделать анализ финансово-хозяйственной деятельности;
- рассчитать эффективность внедрённых проектов и рисков, связанных с их внедрением;
- оценить варианты повышения рентабельности организации и сделать выводы касательно внедрения проектов.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПАО «ВАРЬЕГАННЕФТЕГАЗ» И ОТРАСЛЕВЫЕ ОСОБЕННОСТИ ЕГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ (РАЗРАБОТАЛА ЕГОРОВА Ю. В.)

1.1 Цель создания и развития предприятия

Предприятие ПАО «Варьеганнефтегаз» - это одно из самых крупных нефтегазодобывающих предприятий Ханты-Мансийского автономного округа. Оно входит в число предприятий НК «Роснефть», занимается поиском новых месторождений, их разведкой и разработкой. В портфеле предприятия пять лицензионных месторождений: Бахилловское, Верхнеколик-Еганское, Северо-Хохряковское, Северо-Варьеганское и Сусликовское.

Само производственное объединение «Варьеганнефтегаз» появилось в 1985 году в посёлке «Радужный», однако изначально велась разработка Варьеганского месторождения. Первый газоносный пласт был вскрыт ещё в 1967 году, а первый фонтан нефти был получен уже в 1968 году. Активная промышленная эксплуатация месторождения начала в 1974 году.

Осенью 1976-го года было создано Нефтегазодобывающее Управление «Варьеганнефть». Активная работа управления привела к тому, что появилась необходимость в создании обособленного предприятия, так как объёмы добычи сильно увеличивались. Двадцать четвёртого сентября этого же года было принято решение об организации НГДУ «Варьеганнефть», которое начала свою работу уже первого ноября. Предприятие сразу стало градообразующим и дало активное развитие посёлку «Радужный», которой с течением времени преобразовался в город.

1978 год – из-за необходимости поддерживать пластовое давления, впервые произведена закачка жидкости. В этом же году началась подготовка нефти на центральном сборном пункте, а после были отправлены на экспорт первые тонны нефти. Также велась активная работа предприятия по развитию новых месторождений.

В 1985 году было образовано объединение «Варьеганнефтегаз», которое было составной частью Главтюменьгаза. В этом объединении, НГДУ «Варьеганнефть» являлось лишь структурной единицей. В этом составе предприятие просуществовало до 1993 года, после чего было преобразовано в новое предприятие.

В 1993 году ОАО «Варьеганнефтегаз» было преобразовано в акционерное общество открытого типа.

5 мая 1994г. ОАО «Варьеганнефтегаз» становится одним из основных дочерних предприятий вновь созданной нефтяной компании «СИДАНКО». В этом же году были проведены существенные улучшения, направленные на снижение затрат.

1998 год - на предприятии было уделено внимание более экономичному способу добычи нефти. Технологии того года, а именно глубинные штанговые насосы, позволили начать осуществление программы по переводу скважин на более механизированный способ добычи нефти.

В 2002 году ОАО «Варьеганнефть» также потерпело структурные изменения и стало частью АО НК «РуссНефть». В этом же году при участии компании в городе Радужный был создан благотворительный фонд «Элеэн».

В 2003 году было проведено мероприятие по объединению нефтяных компаний. ОАО «Варьеганнефтегаз» вошёл в новую структуру ТНК-ВР. В последствии предприятие стало одной из структурных подразделений бизнес-единицы восток. [22]

В 2004 году нефтяная компания ТНК-ВР и городская администрация Радужного заключили между собой партнёрские соглашения. Такое взаимоотношение предполагает, что компания оказывает всевозможную помощь городу, проведением различных программ и мероприятий.

2007 год - ввод в разработку Валюнинского, Калинового и Ново-Аганского месторождений.

В 2008 году компания уже рекультивировала более 13 гектаров загрязненных земель и реконструировала более 17 км. трубопроводов.

В 2009 году была создан геологический программный комплекс, который позволил создать единый крупный банк данных, в котором собрана геолого-геофизическая информация. Программный комплекс позволил не только хранить данные, но и вносить новые, что сильно помогло предприятию в работе.

В 2010 году 14 октября на Варьеганском месторождении накопленная добычи нефти составила 200 млн. тонн, что являлось одним из крупнейших показателей по всей России.

В 2011 году был построен крупный газопровод, который объединялся с газопроводом Рославльского месторождения. За этот год на месторождениях предприятия было добыто 2,872 млн. тонн нефти. Введение трубопровода также улучшило экологическую обстановку на месторождении.

В 2012 году уровень использования попутного нефтяного газа вырос до 95%. За этот год было добыто на 251 тыс. тонн больше, чем в предыдущем, а именно 3, 123 млн. тонн нефти. В этом же году ЦДО «Варьеганнефтегаз» приступил к завершению масштабных работ по удалению отходов производства и потребления с территорий лицензионных участков.

На тот момент в состав ЦДО «Варьеганнефтегаз» входили предприятия ТНК-ВР, ведущие добычу в ХМАО: ОАО «Варьеганнефтегаз», ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие,

ООО «СП «Ваньеганнефть», ООО «Северо-Варьеганское», ОАО «Ермаковское». [24]

В октябре 2012 года было объявлено о предстоящей покупке компании ТНК-ВР российским государственным нефтегазовым гигантом «Роснефть». НК «Роснефть» контролирует 93,89% акций ПАО «Варьеганнефтегаз».

В 2014 году из эксплуатационного бурения введены 20 скважин, проведено 220 геолого-технических мероприятий, внедрена технология резки боковых стволов, позволившая вернуть жизнь старым бездействующим скважинам. Все

эти мероприятия позволили акционерному обществу обеспечить добычу углеводородного сырья в размере 2,382млн. тонн нефти на месторождениях Варьеганского нефтяного блока.

В 2015 году Роснефть утвердила новый корпоративный Кодекс, в котором лаконично и четко обозначила главные ценности Компании. Ими стали: лидерство, результативность, добросовестность и безопасность. «Стоящая» на корпоративных ценностях Компания обеспечивает себе рост в настоящем и будущем. А тем самым гарантирует стабильность и своим сотрудникам.

В 2016 году на Варьеганской группе месторождений показатели добычи углеводородного сырья достигли 7,5 тыс. тонн нефти в сутки. В этом году предприятие продолжает осваивать лицензионные участки, вовлекая в разработку объекты, которые ранее не были освоены. В 2016 года активная работа велась на Таганском месторождении. Там были проведены многочисленные разрывы пласта, с количеством портов до 9 штук, и объемом проппанта – 1000 тонн.

В 2017 году на месторождениях ПАО «Варьеганнефть» было внедрено 75 новых скважин на Тагринском участке. Их внедрение позволило обществу повысить свои показатели по добыче на 540 тыс. тонн. В этом же году было успешно применен ряд технологий: резка боковых стволов и многостадийные ГРП. За этот год было добыто 2 783 тыс. тонн нефти. [17]

2018 год – выручка от продажи нефти по сравнению с предыдущем годом увеличилась на 37%. Выросли общие объёмы нефти, была проведена вторая ежегодная конференция по импортозамещению, вследствие которой были внедрены инновационные решения по добыче нефти. «Варьеганнефтегаз» вложил в реализацию своих программ в 2018 году 9,434 млрд. рублей. [19]

Сейчас деятельность ПАО «Варьеганнефтегаз» ориентирована на большое количество аспектов: Предприятие стремится усовершенствовать свою сырьевую базу, чтобы добывать более качественную продукцию; Совершенствует оборудование для увеличения объёмов добычи газа и нефти. Работает над повышением промышленной и экологической безопасности производства;

Развивает инфраструктуру, что обеспечит более быстрые сбор, подготовку и транспортировку нефти и газа; Внедряет информационные технологии управления производством, что позволяет более оперативно принимать различного рода решения; Проводит работу по более рациональному использованию природных ресурсов и обучает персонал.

За годы своей деятельности Общество внесло весомый вклад в развитие инфраструктуры нашего города, активно участвуя в жизни Радужного и каждого его жителя. При помощи и участии предприятия построены такие важные объекты, как ДК «Нефтяник», плавательный бассейн «Аган», хлебозавод, больничный комплекс, введена в действие школа спортивного мастерства «Спарта» и т. Д.

1.2 Цель и виды деятельности

Так как предприятие ПАО «Варьеганнефтегаз» является коммерческой организацией, то основной его целью является получение прибыли. Исходя из перечня видов деятельности предприятия, можно сделать вывод, что предприятие выполняет большое количество работ и услуг. Основными видами деятельности предприятия являются добыча углеводородного сырья и его производных, а также связанных с добычей нефти и попутного газа работ: разработка месторождений, их поиск и освоение, предоставление прочих услуг.

Таблица 1.1 - Виды деятельности ПАО «Варьеганнефтегаз»:

коды ОКВЭД	Расшифровка
06.10.1	Добыча сырой нефти
06.10.3	Добыча нефтяного (попутного) газа
06.20	Добыча природного газа и газового конденсата
08.12	Разработка гравийных и песчаных карьеров, добыча глины и каолина
09.10.9	Предоставление прочих услуг в области добычи нефти и природного газа
35.30.14	Производство пара и горячей воды (тепловой энергии) котельными
36.00	Забор, очистка и распределение воды
68.20	Аренда и управление собственным или арендованным недвижимым имуществом

Продолжение таблицы 1.1

коды ОКВЭД	Расшифровка
70.22	Консультирование по вопросам коммерческой деятельности и управления
71.11	Деятельность в области архитектуры
71.11.1	Деятельность в области архитектуры, связанная со зданиями и сооружениями
71.11.2	Деятельность по планировке городов и территорий
71.12	Деятельность в области инженерных изысканий, инженерно-технического проектирования, управления проектами строительства, выполнения строительного контроля и авторского надзора, предоставление технических консультаций в этих областях
71.12.1	Деятельность, связанная с инженерно-техническим проектированием, управлением проектами строительства, выполнением строительного контроля и авторского надзора
71.12.11	Разработка проектов тепло-, водо-, газоснабжения
71.20	Технические испытания, исследования, анализ и сертификация
77.39.1	Аренда и лизинг прочих сухопутных транспортных средств и оборудования

Чтобы эффективно осуществлять свою деятельность предприятие ведёт активную работу, по поиску, развитию и совершенствованию инновационных технологий. В течение трёх последних лет компания ежегодно устраивает конференцию, посвящённую поиску российских технологий, направленных на совершенствование технологического процесса добычи.

Предприятие рассматривает разработки в различных областях: интенсификации добычи нефти и нефтеотдачи пластов, разработке и внедрению комплексной программы по экологии, а также обучению персонала новейшим методам производства и организации работ. [18]

При разработке планов деятельности за основу была взята концепция поддержания объемов производства с одновременным снижением удельных затрат на добычу нефти. Поставленная задача достигается как за счет мероприятий по интенсификации выработки остаточных запасов на зрелых месторождениях и площадях, так и вовлечением в активную разработку новых залежей и пластов. Так же уделяется достаточно большое внимание

исследовательским работам. Построение геолого-гидродинамических моделей, специализированные гидродинамические исследования, исследование керна разведочных скважин, испытание новых залежей и пластов, в т.ч. с проведением ГРП – весь этот комплекс должен стать основой для рационального планирования развития активов предприятия в перспективе. [17]

Для более эффективного использования разработок на предприятии организован портал инноваций, в котором собраны все разработки, используемые на самом предприятии ПАО «Варьеганнефтегаз», и на прочих дочерних предприятиях НК «Роснефть». Это позволяет добиться синергетического эффекта и исключить повторное использование не эффективных разработок.

1.3 Организационно-правовой статус предприятия

Организационно-правовая форма – это юридически закреплённая форма собственности, способ формирования капитала предприятия, распределения результатов и ответственности за его деятельность.

С 1 сентября 2014 г. вступил в силу закон, который внёс изменения в Гражданский кодекс, в частности в названия и содержание определенных юридических форм собственности.

Общество зарегистрировано в виде публичного акционерного общества. Ранее ПАО «Варьеганнефтегаз» действовало в форме открытого акционерного общества (ОАО). [20]

Общество является юридическим лицом и имеет в собственности обособленное имущество, учитываемое на его балансе, может от своего имени приобретать и осуществлять имущественные и личные неимущественные права, от своего имени совершать любые допустимые законом сделки, нести обязанности, быть истцом и ответчиком в суде общей юрисдикции, арбитражном суде и третейском суде.

Общество несет ответственность по своим обязательствам всем принадлежащим ему имуществом. Общество не отвечает по обязательствам государства и его органов, равно как государство и его органы не несут ответственности по обязательствам Общества. Общество не отвечает по обязательствам акционеров. Уставный капитал Общества на 31.12.2018 составляет 2 397 тысяч рублей.

Общество может создавать филиалы и открывать представительства, как на территории Российской Федерации, так и за пределами Российской Федерации. Общество может иметь дочерние и зависимые общества с правами юридического лица на территории Российской Федерации и за ее пределами. Для обеспечения деятельности Общества создаются органы управления: Общее собрание акционеров и исполнительные органы: Генеральный директор и Правление.

Высшим органом управления Общества является Общее собрание акционеров. 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 Общества, распределение прибыли и убытков Общества по результатам финансового года, а также могут решаться иные вопросы, отнесенные к компетенции Общего собрания акционеров. Проводимые помимо годового, общие собрания акционеров являются внеочередными. Руководство текущей деятельностью Общества осуществляется единоличным исполнительным органом Общества – Генеральным директором и коллегиальным исполнительным органом Общества – Правлением. [9]

Функции председателя правления в Обществе выполняет Генеральный директор. Также в обществе есть исполнительные органы, основной деятельностью которых является руководство текущей деятельностью общества. Исключением являются вопросы, связанные с компетенцией Общего собрания акционеров Общества. Исполнительные органы организуют те решения, которые были приняты Общим собранием акционеров.

Генеральный директор и члены Правления Общества избираются Общим собранием акционеров Общества сроком на один календарный год. При этом избрание Генерального директора и членов Правления осуществляется в конце года, а в случае их избрания в течение года срок полномочий Генерального директора и членов Правления устанавливается с момента избрания по 31 декабря текущего года.

Для осуществления контроля за финансово-хозяйственной деятельностью Общества, Общим собранием акционеров избирается Ревизионная комиссия Общества. Количественный состав Ревизионной комиссии Общества определяется решением Общего собрания акционеров. Ответственность за организацию, состояние и достоверность бухгалтерского учета в Обществе, своевременное представление ежегодного отчета и другой финансовой отчетности в соответствующие органы, а также сведений о деятельности Общества, представляемых акционерам, кредиторам и в средства массовой информации, несет Генеральный директор Общества.

Общество может быть ликвидировано добровольно в порядке, установленном Гражданским кодексом Российской Федерации с учетом требований Федерального Закона «Об акционерных обществах». Общество может быть ликвидировано по решению суда по основаниям, предусмотренным Гражданским кодексом Российской Федерации. Ликвидация Общества влечет за собой его прекращение без перехода прав и обязанностей в порядке правопреемства к другим лицам. [3]

1.4 Структура компании и система управления

Неотъемлемым атрибутом всех реально существующих систем является структура. Именно она придает целостность всей организации. В теории под структурой понимается совокупность звеньев (подразделений) и связи между ними.

Организационная структура управления ПАО «Варьеганнефтегаз» по классификации относится к линейно-функциональной (см. приложение А). Такая структура характерна для нефтегазодобывающих компаний. В такой структуре чётко прослеживается вертикаль от управляющих блоков к управляемым и наличие функциональных блоков, которые выполняют свои задачи для организации в целом.

Преимущества линейно – функциональной структуры:

- стимулирует деловую и профессиональную специализацию;
- уменьшает дублирование усилий и потребление материальных ресурсов в функциональных областях;
- улучшает координацию в функциональных областях.

Недостатки данной структуры:

- отделы могут быть более заинтересованы в реализации целей и задач своих подразделений, чем общих целей всей организации. Это увеличивает возможность конфликтов между функциональными областями,
- в большой организации цепь команд от руководителя до непосредственного исполнителя становится слишком длинной.

Для нефтяной компании такая организационная структура является наиболее удобной. Линейная структура привела бы к большому количеству лишних блоков. Другие структуры усложнили бы взаимодействие между элементами структуры вовремя работы.

Рассмотрим задачи и функции основных подразделений предприятия ПАО «Варьеганнефтегаз»: Аппарат управления состоит из генерального директора, его заместителей, подчиненных непосредственно им функциональных отделов и служб.

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

директор руководит коллективом через своих заместителей, а также через соответствующие функциональные отделы и службы.

Главный инженер – заместитель генерального директора по управлению инфраструктурой и операционной поддержке, является первым заместителем генерального директора. Он осуществляет производственно-техническое руководство коллективом и наравне с генеральным директором несет полную ответственность за эффективность работы предприятия. [4]

Заместитель генерального директора по планированию, управлению эффективностью деятельности и контролю руководит планово-экономическим и финансовым департаментами. Он координирует и контролирует деятельность 17 всех экономических служб и отделов, обеспечивает методическое руководство в области экономики, планирования, финансирования и организации производственно-хозяйственной деятельности предприятия.

Главный геолог – заместитель генерального директора по геологии и разработке месторождений, обеспечивает руководство департаментом планирования и реализации ГТМ и департаментом по геологии и разработке месторождений. Обеспечивает контроль за разработкой всей геолого-технической документации и выполнением всех геологических работ и исследований.

Заместитель генерального директора по производственному планированию и технологии руководит и координирует работу отдела по производственному планированию.

Заместитель генерального директора по сервисной поддержке возглавляет департамент административного обеспечения, сервисных услуг и МТО. Он обеспечивает руководство МТО, складским хозяйством, административно-хозяйственной работой, жилищно-бытовым хозяйством, транспортными и прочими работами.

База подготовки и сдачи нефти (БПиСН) обеспечивает работы по подготовке, перекачке, сдаче нефти и газа, а также по подготовке производственно-ливневых и фекальных вод с целью их утилизации.

База эксплуатации и ремонта трубопроводов обеспечивает надежную и бесперебойную работу нефтепромыслового оборудования и проводит своевременное техническое обслуживание трубопроводов и запорной арматуры.

Основное производство:

1. Центральная инженерно-техническая служба (ЦИТС): Координация работы основных цехов Общества, осуществление круглосуточного оперативного контроля за выполнением производственных заданий, соблюдением технологических режимов и проведением аварийных работ.

2. Цех по добыче нефти и газа (3 цеха), Цех по подготовке, перекачке нефти и газа и поддержанию пластового давления (2 цеха), Цех по техническому обслуживанию, ремонту трубопроводов и ликвидации последствий аварий (2 цеха).

Цеха входят в состав двух крупных месторождений: Бахилловское месторождение (Укрупненный нефтепромысел № 2) и Северо-Варьеганское месторождение (Укрупненный нефтепромысел № 3). Основной задачей цехов по добыче нефти и газов является процесс добычи нефти при помощи фонтанных и механических скважин, обеспечение работы скважин в соответствии с установленным технологическим режимом, контроль за состоянием и обслуживание фонда скважин, контроль экологического состояния территории, на которой находятся объекты добычи нефти цеха.

Основными задачами цеха по подготовке, перекачке нефти и газа и поддержанию пластового давления является подготовка, перекачка и сдача нефти, подготовка производственно-ливневых и фекальных вод с целью их утилизации, доведение нефти до кондиции, соответствующей необходимым стандартам качества, контроль за состоянием оборудования – резервуаров, установок по подготовке нефти, отстойников, а также закачка в пласт рабочего агента для поддержания пластового давления, утилизация сточных вод, обслуживание насосных станций, производящих закачку жидкости, контроль за работой нагнетательных скважин.

3. Испытательная (химико-аналитическая) лаборатория №№ 1, 2.

Основной технологический процесс - исследование физико-химических свойств нефти и воды с целью контроля за разработкой месторождений и качества подготовки товарной нефти (КВЧ).

4. Цех по техническому обслуживанию, ремонту трубопроводов и ликвидации последствий аварий Основной технологический процесс - ремонт и ревизия нефтепроводов и запорной арматуры, проведение гидравлических испытаний нефтепроводов, производство ремонтных работ и ликвидация последствий аварий на нефтепроводах.

1.5 Отраслевые особенности функционирования

Ханты-Мансийский автономный округ является основным нефтегазоносным районом России и одним из крупнейших нефтедобывающих регионов мира, относится к регионам-донорам России и лидирует по целому ряду основных экономических показателей, а именно добычи нефти и газа.

Добыча нефти и газа приносит округу значительные результаты, такие как: быстрый подъем экономики ХМАО, повышение уровня жизни населения, заселение территории, образование посёлков, городов, возможность трудоустройства населения.

Таблица 1.2. – Данные отраслевой структуры промышленной продукции

Отрасль	Показатель, %
Нефтегазодобывающая промышленность	89,4
Электроэнергетика	5,5
Машиностроение и металлообработка	2,4
Газоперерабатывающая	1,6
Лесозаготовительная и деревообрабатывающая	0,24
Производство строительных материалов	0,24
Пищевая	0,17
Нефтеперерабатывающая	0,1

Специфика экономики округа связана с открытием здесь богатейших нефтяных и газовых месторождений.

Основной объём добычи в округе обеспечивают 10 нефтедобывающих компании, в том числе «Роснефть», «Сургутнефтегаз», «Лукойл», ТНК-ВР, «Славнефть», «Газпромнефть» и прочие.

ОАО «Варьеганнефть» - одно из ведущих предприятий нефтяной компании «РуссНефть», расположенных в Западной Сибири.

ОАО «Варьеганнефть» осуществляет добычу и подготовку углеводородного сырья на территории Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округах. [22]

Предприятие ведет разработку шести месторождений: Варьеганское, Новоаганское, Валюнинское, Тагринское, Западно-Варьеганское, Северная часть Тагринского месторождения.

В 2017 году на месторождениях Варьеганского нефтяного блока добыто более 2,783 млн. тонн нефти и 1 млрд. 797 млн. м. куб. попутного нефтяного газа. Численность персонала предприятия (с дочерними обществами) составляет более 2750 человек.

С первых дней своего образования «Варьеганнефтегаз» по праву именуется градообразующим предприятием. Нефтяники ОАО «Варьеганнефтегаз» внесли существенный вклад в развитие инфраструктуры Радужного. При их деятельном участии построены такие важные объекты соцкультбыта, как ДК «Нефтяник», плавательный бассейн «Аган», хлебозавод, больничный комплекс, введена в действие школа спортивного мастерства «Спарта» и многое другое. [17]

Ключевым моментом в развитии конструктивных взаимоотношений с городской администрацией стало в 2004 заключение партнерских соглашений между нефтяной компанией ТНК-ВР и городом. Согласно этому договору нефтяники оказывают финансовую помощь Радужному на осуществление различных программ и мероприятий.

В помощь городу в 2002 году создан нефтяниками благотворительный фонд «Элеэн». На его счету множество добрых дел: подарки детям школ и

интернатов, установка детских аттракционов в микрорайонах, поддержка детей с ограниченными возможностями

Нефтегазодобывающая промышленность является базовым сектором экономики округа и формирует основную долю валового регионального продукта, обеспечивает приток инвестиций в регион, определяет бюджетную ситуацию, инфраструктурное развитие, структуру экспорта и систему расселения жителей.

ХМАО является основным регионом деятельности НК «Роснефть», в котором осуществляют деятельность крупные нефтегазодобывающие предприятия. «Роснефть» является глобальной энергетической компанией с основными активами в России и диверсифицированным портфелем в перспективных регионах международного нефтегазового бизнеса. Зрелые добычные активы «НК Роснефть» расположены преимущественно в Западной Сибири и содержат более 3,5 млрд тонн доказанных запасов нефти. [22]

Объект исследования ПАО «Варьеганнефтегаз» осуществляет свою деятельность в нефтяной промышленности, которая являются частью топливно-энергетического комплекса.

Углеводородный потенциал России очень большой. Ряд компаний на территории России входят в число ведущих нефтегазодобывающих корпораций мира, удовлетворяя не только потребности страны в нефти и газе, так и нужды других стран.

Экспорт российской нефти в 2018 году с января по октябрь вырос на 38,6% за аналогичный период в 2017 году и составил в стоимостном выражении 106,59 млрд. долларов.

На данный момент Нефтегазовый комплекс всё ещё является одной из важнейших составляющих топливно-энергетической базы России. Стратегия его развития определяет особенности нефтегазовой отрасли и прогнозные показатели, а также систему взаимосвязанности решений по повышению энергетической независимости и безопасности государства, импортно-экспортной политики и возможностей нефтегазодобывающей отрасли. [22]

Таблица 1.3- Уровень добычи нефти в России за 2015-2018 годы

Год	2015	2016	2017	2018	Изменение, млн. тонн.		
					2016/2015	2017/2016	2018/2017
Добыча нефти, млн. тонн.	534	549	546,7	555,84	+15	-2,3	+9,14

Несмотря на всю важность отрасли, в ней существует много проблем, которые усложняют работу в этой сфере. Во-первых, это очень капиталоемкая отрасль. Для нефтедобычи и её производных требуется выполнение большого количества работ. Это разведка и геологический анализ для определения наличия нефти в земле, бурение и создание инфраструктуры для транспортировки нефти, выполнение экологических обязательств по переработке отходов и т.д. [17]

Вторым важным фактором, который усложняет работу, является естественное сокращение объёмов добычи нефти на используемых скважинах. С течением времени объёмы сокращаются, и добыча становится всё труднее. Поэтому затраты на добычу растут сильнее, чем объёмы, что увеличивает спрос на эффективные и недорогие решения по повышению нефтеотдачи скважин.

Также сильное влияние на нефтяную промышленность оказывают мировые цены на нефть, которые за последние 5 лет снизились на 30 процентов. Связанно это с возросшим предложением углеводородного сырья на рынке и политическими обстоятельствами.

В Ханты-Мансийском автономном округе у отрасли также есть трудности и об этом свидетельствует статистика по добыче. В регионе с 2008 года сохраняются тенденции к снижению нефтедобычи в среднем на 1,5% каждый год. В основном это связано с истощением эксплуатируемых месторождений, увеличением издержек на добычу нефти и изменения в структуре извлекаемых запасов. [23]

Несмотря на это в округе добывается огромное количество углеводородов, а именно около 43% от всей общероссийской добычи нефти. На социально-экономическое развитие округа, представители отрасли также оказывают сильное

влияние, участвуя в поддержке различных социальных программ, предоставляя большое количество рабочих мест жителям округа.

Учитывая отраслевую специфику региона, можно назвать предприятия нефтяной отрасли градообразующими. Ярким примером можно назвать организации, являющиеся дочерними обществами ПАО НК «Роснефть».

Сегодня топливно-энергетический потенциал Округа имеет огромную значимость в экономике России. На долю Югры приходится более половины общего объёма добычи нефти в стране.

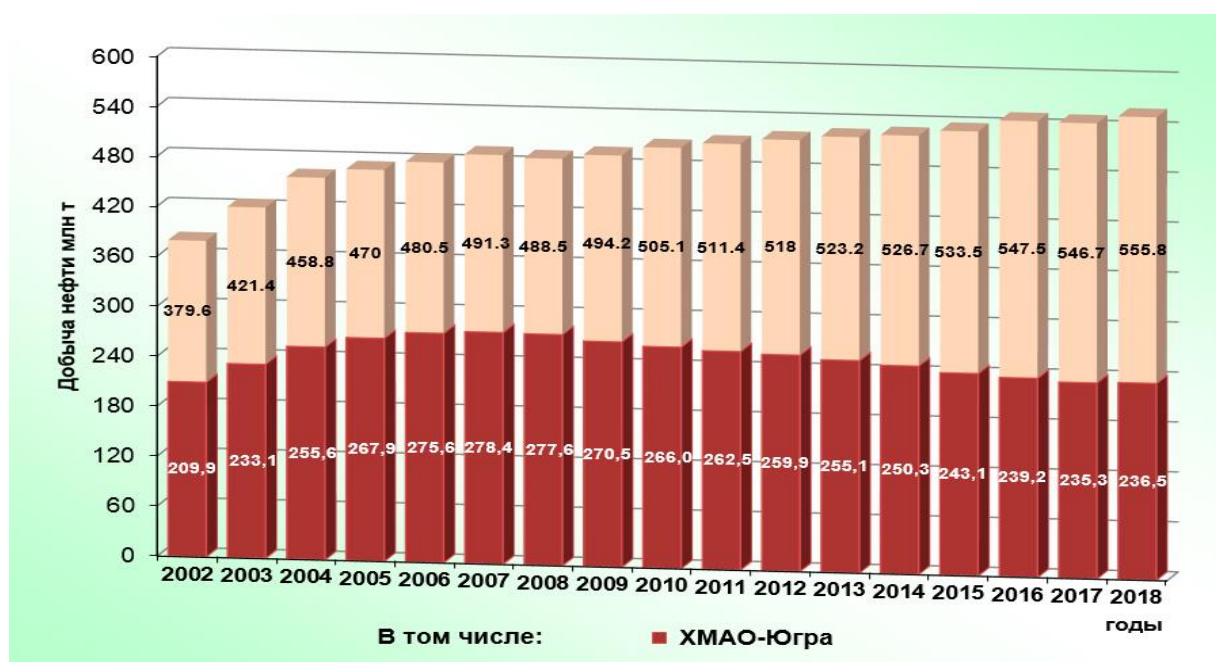


Рисунок 1.1 – Динамика добычи нефти и газового конденсата с 2002 года по 2018 год в России и ХМАО-Югре

Проблему увеличения добычи полезных ископаемых, в частности нефти и газа в России нужно решать не путем увеличения площадей добычи, а путем модернизации технической составляющей нефтегазового комплекса. В этом и состоят главные особенности нефтегазовой отрасли.

Для решения таких проблем многие предприятия разрабатывают новые технологии и методы, которые позволят сократить производственные затраты. Такие методы связаны не только с сокращением издержек на освоение новых месторождений, но и с сокращением затрат и повышением рентабельности от нефтедобычи уже существующих скважин.

Объект исследования ПАО «Варьеганнефтегаз» в 2018 году продолжает внедрять новые высокоэффективные технологии и оборудование для поддержания бесперебойной работы УЭЦН в условиях высокого газового фактора.

Для предотвращения газогидратных отложений в стволе скважины, достижения оптимального статического давления в затрубном пространстве и продления срока службы внутрискважинного оборудования, на Варьеганском нефтяном блоке применен метод имитации работы ЭЦН на пакере, разработанный специалистами ОАО «Варьеганнефть», который позволяет направлять до 90% свободного газа, выделившегося из пласта, в полость НКГ.

При эксплуатации УЭЦН на пакере, в целях максимальной разгрузки подпакерного пространства от избыточного газа совместно применяется газостабилизирующие модули Диспергатор + Фазопреобразователь. Также для решения данного вопроса с 2017 года в акционерном обществе проходят промысловые испытания двухпакерных компоновок с двухлифтовой системой для отвода газа. Благодаря дополнительному каналу в полости пакера, конструкция одновременно обеспечивает надежную изоляцию интервалов негерметичности эксплуатационной колонны и свободный проход избыточного газа из подпакерной зоны.

Кроме того, применяются сдвоенные вихревые газосепараторы. Такая компоновка позволяет максимально эффективно разгазировать добываемую жидкости путем отбрасывания большей части газа в затрубное пространство скважины. Для повышения эффективности эксплуатации УЭЦН в условиях высокого газосодержания с 2016 года внедряются в производство установки с диспергирующими рабочими колесами, изготовленными на производственной базе ООО «УАиЭНП». [17]

Инвестиции в инновационное развитие посредством внедрения новейших разработок и технологий добычи нефти в условиях высокого газового фактора являются одними из приоритетных направлений деятельности предприятия.

Также предприятием продолжается реализация программы энергосбережения и повышения энергоэффективности на месторождениях Варьеганского нефтяного блока. В комплекс мероприятий по энергосбережению, осуществленных в первом квартале текущего года, вошли работы по остановке нерентабельного фонда скважин общей мощностью 348 кВт, оптимизация режима работы скважин общей мощностью 1315 кВт.

В 2017 году успешное выполнение мероприятий программы по энергосбережению позволило обеспечить экономию электроэнергии в размере 20597 тыс. кВт*часов.

До конца текущего года «Варьеганнефть» продолжит реализацию основных направлений программы энергосбережения и повышения энергоэффективности, в том числе: - остановка нерентабельного фонда скважин; - оптимизация режима работы скважин; - внедрение вентильных УЭЦН; - замена насоса системы ППД; - установка возбуждителя тиристорного естественного воздушного охлаждения; - замена светильников на менее энергоёмкие (светодиодные), что позволит обеспечить экономию 7 725 тыс. кВт*часов на сумму более 27 млн. рублей. Предприятие планирует и в дальнейшем уделять особое внимание рациональному использованию электроэнергии.

Успешно реализуется работа с технологией ЗБС на месторождениях Варьеганского нефтяного блока.

Применение технологии ЗБС позволяет увеличивать добычу нефти на зрелых месторождениях и коэффициент извлечения углеводородного сырья из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами. Путем бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки продуктивных пластов.

С целью наращивания объемов добычи нефти, а также определения перспективы для дальнейшего эксплуатационного бурения и вовлечения в разработку запасов УВС, в марте 2018 года на 3 куполе (Северо-Ампутинское

локальное поднятие) Западно-Варьеганского месторождения была проведена реконструкция скважины №2138. Зарезка бокового наклонно-направленного ствола выполнена на пласт ЮВ-1 с последующим проведением ГРП. Скважина введена в эксплуатацию с параметрами 50 т/сут.

Благодаря бурению наклонно-направленной скважины №2138 методом ЗБС, определена перспектива для бурения новых скважин на 3 куполе Западно-Варьеганского месторождения.

С целью вовлечения в разработку запасов УВС, на 3 куполе рассматривается бурение 2 горизонтальных и 1 наклонно-направленной скважины с мобильной буровой установки.

Бурение новых скважин позволит обеспечить прирост суточной добычи нефти более чем на 30%.

ОАО «Варьеганнефть» в 2018 году продолжит реализацию мероприятий по стабилизации объемов добычи углеводородного сырья и формированию устойчивой тенденции роста производственных показателей.

Реализуется газовая программа, направленная на повышение уровня полезного использования попутного нефтяного газа (ПНГ) на месторождениях предприятия и улучшение экологической ситуации в районах разрабатываемых месторождений.

В рамках реализации газовой программы, акционерное общество завершило строительство самого крупного этапа инфраструктурного проекта - газопровод сУПН ДНС-1 Тагринского месторождения до КС-3 «Варьеганская». Протяженность линейной части составляет порядка 54 км. 694 м. Проектная мощность газопровода 0,7 млрд. м. куб. в год. Ввод нового газопровода, с уже действующей инфраструктурой, обеспечит поставку газа порядка 2 млрд. м. куб. в год. Суммарные инвестиции составили более 3 млрд. рублей.

В Варьеганском нефтяном блоке за 6 месяцев 2018 год добыто 1,016 млрд. м.куб. попутного нефтяного газа, что позволило ОАО «Варьеганнефть» выполнить плановые показатели по добыче газа и обязательства по поставке

гарантированных объемов попутного нефтяного газа перед ПАО «СИБУР Холдинг».

Развитие газозенергетики, эффективность использования попутного нефтяного газа, увеличение объемов поставки газа на переработку, улучшение экологической ситуации в районах разрабатываемых месторождений являются одними из приоритетных направлений деятельности предприятия.

Предприятием последовательно реализуется комплексная программа повышения надежности трубопроводов на месторождениях Варьеганского нефтяного блока.

Она включает в себя мониторинг, диагностику, защиту, ремонт и замену трубопроводов. В рамках реализации программы, за текущий период 2018 года акционерное общество провело экспертизу промышленной безопасности 345 км. трубопроводов, охватило ингибиторной защитой 326 км. и произвело замену 11 км. промысловых трубопроводов. Кроме того, реализованы мероприятия по оптимизации 3 км. промысловых трубопроводов. На эти цели предприятие направило порядка 235 млн. рублей.

На предприятии успешно применяется технология очистки внутренней полости трубопроводов. Показатель охвата парка нефтепромысловых трубопроводов очисткой составляет более 13 % или 233 км. По состоянию на 01.07.2018г. коэффициент эффективной регламентной очистки составил 100%.

Также акционерное общество широко применяет эффективные ингибиторы коррозии для защиты трубопроводов от внутренней коррозии; на эти цели в 2018 году «Варьеганнефть» планирует направить свыше 23 млн. рублей. В настоящее время охват защищаемых участков трубопроводов составляет более 326 км. Усиленный контроль по исполнению регламента дозировок использования ингибиторов коррозии позволил увеличить эффективность их использования и снизить темпы износа трубопроводов.

«Варьеганнефть» постоянно совершенствует систему контроля качества трубопроводных систем. В результате реализации комплекса мероприятий по

повышению надежности трубопроводов удалось снизить аварийность трубопроводных систем Общества более чем на 23 % по сравнению с аналогичным периодом 2017 года, а также значительно улучшить экологическую обстановку на территориях месторождений Варьеганского нефтяного блока, - подчеркнул первый заместитель генерального директора - главный инженер Сергей Кузнецов. ОАО «Варьеганнефть» и в дальнейшем продолжит вести работу, направленную на повышение надежности трубопроводов и поддержания их в безаварийном состоянии.

1.6 SWOT-анализ

SWOT –анализ представляет собой метод стратегического планирования, который позволяет оценить общее состояние объекта исследования, рассматривая внешние и внутренние факторы объекта, разделённые на четыре категории:

- Strengths – сильные стороны объекта исследования;
- Weaknesses – слабые стороны объекта исследования;
- Opportunities – возможности, которые могут быть использованы объектом исследования;
- Threats – угрозы, которые могут нанести ущерб объекту исследования.

Сильные и слабые стороны объекта относятся к внутренним факторам организации. Под внутренними факторами понимают те из них, которые оказывают прямое воздействие на деятельность организации, также, как и предприятие способно влиять и изменять эти факторы.

К внутренним факторам можно отнести кадровые процессы предприятия, организационную культуру предприятия, маркетинговые аспекты, финансовые потоки и т.п.

В кадровые процессы входит: взаимодействие между менеджерами и рабочими; обучение и продвижение сотрудников; оценка результатов труда, его

стимулирование и поощрение; создание и поддержание отношений между самими работниками.

К организационной культуре относятся все коммуникационные процессы, нормы правила и процедуры, распределение прав собственности, снабжение и ведение складского хозяйства, технологии производства и т.д.

Маркетинговые аспекты – это всё, то что касается реализации продукции. Это продвижение его на рынке, формирование его имиджа и ценообразования.

Эффективное использование и движение денежных средств, поддержание ликвидности и платёжеспособности предприятия, обеспечение его прибыльности, создание инвестиционных возможностей и т.д. Всё это относится к финансовым потокам предприятия.

Под сильными сторонами понимается конкурентное преимущество, которым обладает объект. У предприятия таким преимуществом могут быть особенности используемой технологий или реализуемого товара. За счёт сильных сторон организация обеспечивает себе наиболее выгодное положение на рынке по сравнению с другими предприятиями. Поэтому необходимо поддерживать, укреплять и постоянно улучшать эти стороны.

К слабым сторонам наоборот относят те стороны, по которым предприятие уступает конкурентам. Недостатки самих товаров, технологии производства продукции или иные факторы внутри организации. Данные факторы обычно мешают развитию компании и в перспективе могут нанести непоправимый ущерб. Поэтому необходимо отслеживать слабые стороны, работать над их устранением и осуществлять специальные мероприятия по снижению их влияния на деятельность организации.

К внешним факторам относятся угрозы и возможности предприятия. На них оно не может оказывать прямого воздействия, но может снизить или увеличить их влияние на деятельность организации.

К внешним факторам могут относиться макроэкономические показатели, такие как: политическая ситуация, экономическая ситуация, состояние отрасли в

целом. Также к внешним факторам можно отнести географическое положение, возможности население, действия поставщиков и т.д.

Под возможностями понимают благоприятные условия внешней среды, которые могут оказать положительное влияние на состояние организации. Для их использования необходимо проводить специальные мероприятия по оценке и использованию. Совместное использование с сильными сторонами организации может дать сильный положительный эффект. [3]

К угрозам относят негативные факторы внешней среды. Эти факторы могут ослабить организацию, негативно сказаться на реализации и производстве товара, снизить доходы организации. Несмотря на то, что предприятие не может оказать прямого воздействия на угрозы, оно может выявлять их предпринимать меры по их предотвращению.

SWOT-анализ имеет положительные и отрицательные аспекты. К положительным можно отнести:

Простота. Данный метод сравнительно прост и позволяет быстро оценить состояние предприятия и начать поиск решений по их устранению. При использовании данного метода не надо применять сложные вычислительные примеры и прибегать к масштабным маркетинговым исследованиям.

Широкая область использования. Данный метод можно использовать практически где угодно, вне зависимости от вашей деятельности и объекта исследования.

Позволяет выявить много полезных внутренних и внешних факторов. SWOT-анализ позволяет получить много различной информации. Анализ позволяет выявить факторы, которые оказывают влияние на организацию. Также он позволяет выявить информационную, которая описывает деятельность исследуемого объекта в прошлом. На основе полученных данных можно сделать соответствующие выводы и предпринять меры по развитию организации в будущем.

Основными минусами данного метода являются:

Данный метод не учитывает динамику во времени. Рынок – слишком изменчивая среда, и важно уметь оценивать не только сильные и слабые стороны, но и учитывать временной аспект.

Отсутствие количественных показателей и расчётов делает этот метод простым, но в тоже время недостаточно информативным при решении конкретных задач.

В большинстве случаев SWOT – анализ является достаточно субъективным методом. Он проводится экспертами и аналитиками, которые могут оценить предприятие с излишней долей субъективизма. На основе данных ПАО «Варьеганнефтегаз» можно составить матрицу SWOT-анализа, которая учитывает сильные, слабые стороны предприятия, а также учитывает его возможности и угрозы. [16]

Таблица 1.4 – SWOT-анализ ПАО «Варьеганнефтегаз»

Сильные стороны	Слабые стороны
Высокая платёжеспособность; Наличие лицензированных участков; Большая доля собственного капитала; Низкая текучесть кадров.	Увеличение затрат; Высокий уровень капиталовложений; Сокращение рентабельности производства.
Возможности	Угрозы
Модернизация нефтеперерабатывающих заводов; Непрерывная разработка и внедрение инновационных технологий; Разработка новых крупных месторождений.	Жесткая конкуренция на рынке; Сокращение в средней и долгосрочной перспективе запасов нефти и газа; Снижение значимости нефти в топливно-энергетическом комплексе.

Исходя из выше проведенных исследований можно сделать вывод, что наиболее приемлемой стратегией для предприятия ПАО «Варьеганнефтегаз» является оптимизации издержек.

2 АНАЛИЗ ФИНАНСОВО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ (РАЗРАБОТАЛ СМОЛИН А. А)

2.1 Анализ основных показателей деятельности предприятия

То насколько эффективно ведёт свою деятельность компания, можно судить по результатам её основных показателей. В зависимости от вида деятельности основные показатели компании могут быть разными. [1]

Так как предприятие ПАО «Варьеганнефтегаз» является нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей компанией, то следует рассмотреть фактические объёмы добычи углеводородного сырья.

Таблица 2.1 – Основные производственно-экономические показатели

Показатель	2016	2017	Изменение, (+/-)	Темпы роста, %
Добыча нефти тыс. т.н.э.	2 916,2	3 031,1	114,9	103,94
Нефть и газовый конденсат тыс.т.	1 718,7	1 788,7	70,0	104,07
Газ (используемый) млн. куб. м.	1 455,9	1 510,5	54,6	103,75
Технологические потери при добыче тыс. т.	0,218	0,006	-0,212	2,75
Сдача в ПАО «Транснефть» тыс.т.	1 709,2	1 778,0	68,8	104,03
Средний дебит скважин т/сут.	10,8	10,8	0,0	100,00
Затраты на производство и расходы, связанные с разведкой и оценкой запасов тыс. руб.	23 282 581	31 185 001	7 902 420	133,94

В целом, динамика показателей положительна, так как все они увеличились, кроме потерь.

Из таблицы видно, что фактический объём добычи нефти с газовым конденсатом в период с 2016 по 2017 год увеличился на 4,07%. Добыча газа увеличилась с 1 455,9 млн. куб. м. до 1 510 млн. куб. м. Потери сократились на 97,25%, что также является положительным фактором. За счёт увеличения объёмов, увеличилась и сдача нефти в ПАО «Транснефть» на 4,03%.

В 2018 году на Верхнеколик-Еганском месторождении добыто 902,3 тыс. тонн; Бахировском – 232,2 тыс. тонн; Северо-Хохряковском – 604,98 тыс. тонн.

2.2 Анализ состава и структуры баланса предприятия

Финансово-экономический анализ предприятия начинается с предварительного ознакомления с бухгалтерской отчетностью и прежде всего с балансом. Балансу присущи некоторые внутренние взаимосвязи, которые необходимо проверить в первую очередь.

Бухгалтерский баланс состоит из структуры активов и пассивов предприятия. Анализ активов и пассивов баланса позволяет проследить динамику их состояния в анализируемом периоде.

Сумма итогов пассива баланса характеризует средства предприятия по источникам образования, а сумма итогов актива баланса по составу и размещению средств. Для анализа предприятия ПАО «Варьеганнефтегаз» используется бухгалтерский баланс за представленный период организации (см. приложение Б) и отчет о прибылях и убытках (см. приложение В).

Горизонтальный анализ - это сравнение каждой позиции отчетности с предыдущим периодом, что позволяет выявить тенденции изменения статей баланса или их групп и на основании этого исчислить базисные темпы роста (прироста).

Вертикальный анализ проводится в целях определения структуры итоговых финансовых показателей, т. е. выявления удельного веса отдельных статей отчетности в общем, итоговом показателе (выявление влияния каждой позиции отчетности на результат в целом). [6]

Согласно методике вертикального и горизонтального анализа, можно сделать соответствующие выводы по самым значимым статьям баланса, а полный расчет показателей актива и пассива можно увидеть в приложении (см. приложение Г).

2.2.1 Анализ динамики и структуры актива бухгалтерского баланса

В процессе функционирования предприятия величина активов, их структура претерпевают постоянные изменения. Наиболее общее представление об имевших место качественных изменениях в структуре средств и их источниках, а также динамике этих изменений можно получить с помощью вертикального и горизонтального анализа отчетности.

Таблица 2.2 – Горизонтальный анализ внеоборотных и оборотных активов предприятия

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс.руб.					Темп роста (снижения), %	
	2016	2017	2018	Изменение, (+,-)		2017\ 2016	2018\ 2017
				2017\ 2016	2018\ 2017		
Внеоборотные активы, тыс. руб.	33211912	36729435	38107893	3517523	1378458	110,59	103,75
Оборотные активы, тыс. руб.	5931806	6671732	7426037	739926	754305	112,47	111,31
БАЛАНС	39143718	43401167	45533930	4257449	2132763	110,88	104,91

Горизонтальный анализ активов предприятия показывает, что совокупная стоимость активов увеличивается на протяжении всего анализируемого периода. В период с 2016 по 2017 год они увеличились 4257449 тыс. руб., а в период с 2017 года по 2018 их стоимость увеличилась на 2132763 тыс. руб.

Стоимость внеоборотных активов увеличилась к 2017 году на 10,59%, а с 2017 года по 2018 на 3,75%. Оборотные активы также возрастают на протяжении всего анализируемого периода. С 2016 по 2017 они увеличились на 12,47%, а с 2017 по 2018 год они возросли на 11,31%. Увеличение имущества предприятия является положительным критерием оценки баланса.

Так как темпы роста оборотных активов превышают темпы роста внеоборотных активов на протяжении всего анализируемого периода, то можно

сделать вывод, что предприятие наращивает своё имущество планомерно. Такая динамика является положительным критерием оценки баланса.

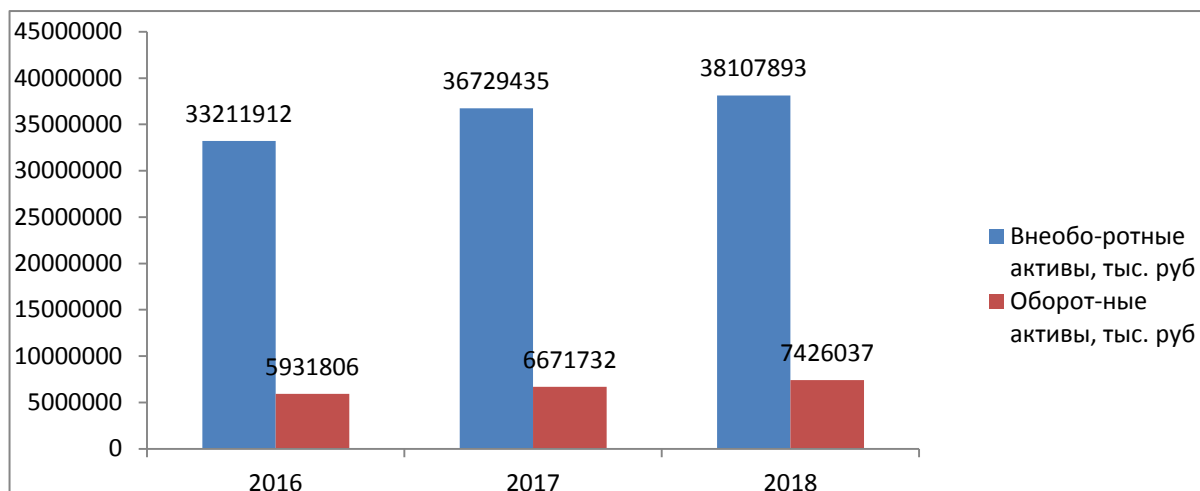


Рисунок 2.1 – Динамика активов предприятия по годам

Таблица 2.3 – Вертикальный анализ внеоборотных и оборотных активов предприятия

Статьи баланса	Структура активов, %				
	2016	2017	2018	Изменение (+,-)	
				2017\2016	2018\2017
Внеоборотные активы, тыс. руб.	84,85	84,63	83,69	-0,22	-0,94
Оборотные активы, тыс. руб.	15,15	15,37	16,31	0,22	0,94
БАЛАНС	100	100	100	-	-

Из таблицы видно, что в период с 2016 по 2018 год по статье внеоборотных активов наблюдается снижение удельного веса на 0,22% и на 0,94% за периоды с 2016 по 2017 год и с 2017 года по 2018 год соответственно.

Данная ситуация возникает вследствие увеличения доли оборотных активов за счёт их более быстрых темпов роста в абсолютном выражении. Их доля увеличилась на 0,22% в период с 2016 по 2017 год и на 0,94% в период с 2017 по 2018 год.

Доля внеоборотных активов значительно превышает долю оборотных активов. Такая разница возможна, так как деятельность предприятия относится к

фондоёмкой отрасли, поэтому высокая доля внеоборотных активов является нормой для данного предприятия. [7]

Таким образом, можно сделать вывод, что активы предприятия ПАО «Варьеганнефтегаз» растут, темпы роста оборотных активов выше, чем внеоборотных и их доля также растёт, что в целом показывает положительную динамику развития предприятия.

2.2.2 Анализ динамики и структуры пассива бухгалтерского баланса

Таблица 2.4 – Горизонтальный анализ собственного и заемного капитала предприятия

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс.руб.					Темп роста (снижения), %	
	2016	2017	2018	Изменение (+,-)		2017\2016	2018\2017
				2017\2016	2018\2017		
Собственный капитал, тыс. руб.	26304246	27369771	29857530	1065525	2487759	104,05	109,09
Заемный капитал, тыс. руб.	12839472	16031396	15676400	3191924	-354996	124,86	97,79
БАЛАНС	39143718	43401167	45533930	4257449	2132763	110,88	104,91

Проведя общий горизонтальный анализ заемного и собственного капитала предприятия можно сделать вывод о том, что пассивы баланса растут на протяжении всего анализируемого периода. С 2016 года по 2017 год пассивы выросли на 4257449 тыс. руб., а с 2017 года по 2018 на 2132763 тыс. руб. Собственный капитал увеличился на 1065525 тыс. руб. в период с 2016 года по 2017 год и на 2487759 тыс. руб. в период с 2017 года по 2018.

Заемный капитал также увеличивается на протяжении всего периода, однако в период с 2017 по 2018 год он снизился на 354996 тыс. руб., что является положительной тенденцией и говорит о том, что предприятие расплачивается по своим обязательствам.

Также на конец анализируемого периода темпы роста собственного капитала превышают темп роста заёмного капитала, что является положительным критерием оценки баланса и говорит о том, что предприятие становится более независимым.



Рисунок 2.2 - Динамика собственного и заёмного капитала предприятия

Из рисунка 2.2 видно, что собственный капитал значительно превышает заёмный. Это свидетельствует о финансовой устойчивости предприятия. Также это говорит о том, что предприятие может привлекать больше заёмных средств.

Таблица 2.5 – Вертикальный анализ собственного и заёмного капитала предприятия

Статьи баланса	Структура активов и пассивов, %				
	2016	2017	2018	Изменение (+,-)	
				2017\2016	2018\2017
Собственный капитал, тыс.руб.	67,20	63,06	65,57	-4,14	2,51
Заемный капитал, тыс.руб.	32,80	36,94	34,43	4,14	-2,51
БАЛАНС	100	100	100	-	-

Из таблицы видно, что в период с 2016 года по 2017 год доля собственного капитала сократилась на 4,14%. Это связано со значительным увеличением заёмного капитала в этот период.

К 2018 году доля собственного капитала опять выросла на 2,51%. Доля заёмного капитала в период с 2016 года по 2017 год выросла на 4,14%, а в период с 2017 года по 2018 год доля заёмного уменьшилась на 2,51%.

Можно сделать вывод, что доля собственного капитала предприятия выше, чем заёмного на протяжении всего анализируемого периода. Небольшое сокращение в 2017 году не сильно отразится на финансовом состоянии, ведь на конец 2018 года доля собственных средств предприятия выросла.

Таким образом, вертикальный и горизонтальный анализ бухгалтерского баланса показал, что баланс предприятия ПАО «Варьеганнефтегаз» удовлетворяет некоторым признакам «хорошего» баланса:

- валюта баланса стабильно увеличивается;
- темпы роста валюты баланса превышают уровень инфляции;
- в балансе отсутствуют непокрытые убытки;
- доля собственного капитала в валюте баланса превышает 50%;
- темпы роста оборотных активов выше, чем темпы роста внеоборотных активов и краткосрочных обязательств.

2.2.3 Анализ финансовой устойчивости

Под финансовой устойчивостью в экономике принято понимать итоговый показатель, который характеризует финансовое состояние организации. В целом в предприятие представляет собой комплекс и систему. Оно включает в себя различные аспекты деятельности: финансовые, экономические и организационные. Поэтому анализ финансовой устойчивости – это важный инструмент, который позволяет понять финансовое состояние предприятия и определить его влияние на другие аспекты деятельности.

В проведении финансового анализа заинтересовано не только само предприятие, но и внешние пользователи информации. Контрагенты могут принять для себя решение касательно дальнейшего сотрудничества с

предприятием. Собственники в свою очередь могут оценить эффективность своей деятельности, доходность вложений и правильность распределения финансовых ресурсов. Руководители на основе результатов финансового могут принять решения для повышения эффективности хозяйственной деятельности, путём перераспределения финансов. [14]

Финансовая устойчивость определяется степенью обеспечения запасов и затрат собственными и заемными источниками их формирования, соотношением собственных и заемных средств и характеризуется системой абсолютных и относительных показателей.

К абсолютным показателям финансовой устойчивости относятся [6]:

1) Наличие собственных оборотных средств на конец расчётного периода (СОС). Собственные оборотные средства формально показывают, способно ли предприятие покрыть оборотные активы.

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

где СК – собственный капитал;

ВОА – внеоборотные активы.

$$\text{СОС}(2016) = 26\,304\,246 - 33\,211\,912 = -6\,907\,666$$

$$\text{СОС}(2017) = 27\,369\,771 - 36\,729\,435 = -9\,359\,664$$

$$\text{СОС}(2018) = 29\,857\,530 - 38\,107\,893 = -8\,250\,363$$

За все три года показатель СОС является отрицательным, что является негативным показателем. Исходя из полученных данных можно сделать вывод, что предприятие не способно только за счёт собственных средств осуществлять свою деятельность.

2) Функционирующий капитал (ФК) [6]:

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

где СК - собственный капитал;

ДО – долгосрочные обязательства;

$$\text{ФК}(2016) = (26\,304\,246 + 5\,616\,601) - 33\,211\,912 = -1\,291\,065$$

$$\text{ФК}(2017) = (27\,369\,771 + 9\,483\,648) - 36\,729\,435 = 123\,984$$

$$\Phi K(2018) = (29\,857\,530 + 7\,974\,578) - 38\,107\,893 = -275\,785$$

Отрицательные показатели функционирующего капитала также являются негативными факторами и говорят о неустойчивом состоянии предприятия. Однако по сравнению с 2016 годом, к концу анализируемого периода, размер функционирующего капитала вырос.

3) Общая величина основных источников формирования запасов и затрат (ВИ) [6]:

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

где КО – краткосрочные обязательства.

$$ВИ(2016) = (26\,304\,246 + 5\,616\,601 + 7\,222\,871) - 33\,211\,912 = 5\,931\,806$$

$$ВИ(2017) = (27\,369\,771 + 9\,483\,648 + 6\,547\,748) - 36\,729\,435 = 6\,671\,732$$

$$ВИ(2018) = (29\,857\,530 + 7\,974\,578 + 7\,701\,822) - 38\,107\,893 = 7\,426\,037$$

По трем годам данный показатель является положительным, и с каждым последующим годом показатель увеличивается. Это говорит о том, что ПАО «Варьеганнефтегаз» имеет финансовые ресурсы для расширения деятельности в будущем, хоть и не способно осуществлять свою деятельность только за счёт собственных средств.

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

1) Излишек (+) или недостаток (-) СОС [6]:

$$\Delta СОС = СОС - Зп \quad (4)$$

где Зп - общая величина запасов

$$\Delta СОС(2016) = -6\,907\,666 - 531\,013 = -7\,438\,679$$

$$\Delta СОС(2017) = -9\,359\,664 - 877\,935 = -10\,237\,599$$

$$\Delta СОС(2018) = -8\,250\,363 - 1\,076\,931 = -9\,327\,294$$

2) Излишек или недостаток собственных и долгосрочных заемных источников формирования запасов (СД) [9]:

$$\Delta \text{СД} = \text{ФК} - \text{Зп} \quad (5)$$

$$\Delta \text{СД}(2016) = -1\,291\,065 - 531\,013 = -1\,822\,078$$

$$\Delta \text{СД}(2017) = 123\,984 - 877\,935 = -753\,951$$

$$\Delta \text{СД}(2018) = -275\,785 - 1\,076\,931 = -1\,352\,716$$

3) Излишек (+) или недостаток (-) общей величины основных источников покрытия запасов (ОИ) [9]:

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

$$\Delta \text{ОИ}(2016) = 5\,931\,806 - 531\,013 = 5\,400\,793$$

$$\Delta \text{ОИ}(2017) = 6\,671\,732 - 877\,935 = 5\,793\,797$$

$$\Delta \text{ОИ}(2018) = 7\,426\,037 - 1\,076\,931 = 6\,349\,106$$

По трем показателям $\Delta \text{СОС}$, $\Delta \text{СД}$, $\Delta \text{ОИ}$ по обеспеченности запасов источниками формирования можно сделать вывод о том, что тип финансовой устойчивости полностью соответствует абсолютному финансовому состоянию.

Трехмерная модель данного тип финансовой устойчивости выглядит следующим образом:

$$M(2016) = (0,0,1), \Delta \text{СОС} < 0, \Delta \text{СД} < 0, \Delta \text{ОИ} > 0;$$

$$M(2017) = (0,0,1), \Delta \text{СОС} < 0, \Delta \text{СД} < 0, \Delta \text{ОИ} > 0;$$

$$M(2018) = (0,0,1), \Delta \text{СОС} < 0, \Delta \text{СД} < 0, \Delta \text{ОИ} > 0.$$

Из данной трехмерной модели можно сделать вывод о том, что источниками финансовых запасов для ПАО «Варьеганнефтегаз» выступают собственный оборотный капитал, долгосрочные кредиты и займы, краткосрочные кредиты и займы.

Для предприятия нефтяной отрасли, такая ситуация возможна, так в его распоряжении находится большое число дорогостоящих внеоборотных активов. Поэтому для осуществления своей деятельности предприятие привлекает заёмные средства, которые направлены не только на покупку оборотных средств, но и на выплаты платежей за внеоборотные средства.

Относительные показатели финансовой устойчивости.

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.

В активе основных относительных показателей для оценки финансовой устойчивости используются следующие коэффициенты [6]:

1) Коэффициент автономии:

$$K_{авт} = \text{собственный капитал} / \text{активы} \quad (7)$$

$$K_{авт}(2016) = 26\,304\,246 / 39\,143\,718 = 0,67$$

$$K_{авт}(2017) = 27\,369\,771 / 43\,401\,167 = 0,63$$

$$K_{авт}(2018) = 29\,857\,530 / 45\,533\,930 = 0,66$$

2) Коэффициент финансовой зависимости:

$$K_{Фз} = \text{обязательства} / \text{активы} \quad (8)$$

$$K_{Фз}(2016) = (5\,616\,601 + 7\,222\,871 - 930\,282) / 39\,143\,718 = 0,304$$

$$K_{Фз}(2017) = (9\,483\,648 + 6\,547\,748 - 1\,008\,000) / 43\,401\,167 = 0,346$$

$$K_{Фз}(2018) = (7\,974\,578 + 7\,701\,822 - 1\,090\,487) / 45\,533\,930 = 0,32$$

3) Коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами:

$$K_{осос} = (\text{собственный капитал} - \text{ВОА}) / \text{ОА} \quad (9)$$

$$K_{осос}(2016) = -6\,907\,666 / 5\,931\,806 = -1,16$$

$$K_{осос}(2017) = -9\,359\,664 / 6\,671\,732 = -1,4$$

$$K_{осос}(2018) = -8\,250\,363 / 7\,426\,037 = -1,11$$

4) Коэффициент маневренности:

$$K_{м} = \text{соб. об. ср-ва} / \text{собственный капитал} \quad (10)$$

$$K_{м}(2016) = -6\,907\,666 / 26\,304\,246 = -0,26$$

$$K_{м}(2017) = -9\,359\,664 / 27\,369\,771 = -0,34$$

$$K_{м}(2018) = -8\,250\,363 / 29\,857\,530 = -0,28$$

5) Коэффициент соотношения собственного и заемного капитала:

$$K_{сзисс} = \text{заемный капитал} / \text{собственный капитал} \quad (11)$$

$$K_{сзисс}(2016) = (5\,616\,601 + 7\,222\,871) / 26\,304\,246 = 0,49$$

$$K_{сзисс}(2017) = (9\,483\,648 + 6\,547\,748) / 27\,369\,771 = 0,59$$

$$K_{\text{сзисс}}(2018) = (7\,974\,578 + 7\,701\,822) / 29\,857\,530 = 0,53$$

Исходя, из расчетов данных финансовых коэффициентов можно сделать следующие выводы (табл. 2.6):

Таблица 2.6 - Итоговые значения показателей финансовой устойчивости

Коэффициент	Показатель			Вывод
	2016	2017	2018	
1. Коэффициент финансовой зависимости	0,3	0,35	0,32	Нормальным считается коэффициент финансовой зависимости не более < 0.7 . В период с 2016-2018г. наблюдается абсолютное выполнение зависимости.
2. Коэффициент автономии	0,67	0,63	0,66	Нормативное ограничение $K_{\text{авт}} > 0.5$. В период за 2016-2018г. все показатели коэффициента оказались больше нормативного ограничения.
3. Коэффициент обеспеченности ОСОС	-1,16	-1,4	-1,11	$K_{\text{ОСОС}} \geq 0,1$. Все три года данный показатель ниже нормы, что говорит о финансовой зависимости предприятия.
4. Коэффициент соотношения заемных и собственных средств	0,49	0,59	0,53	$K_{\text{з/с}} < 0,7$. Следовательно, в период 2016-2018г. не происходит превышение указанной границы.
5. Коэффициент маневренности	-0,26	-0,34	-0,28	$K_{\text{м}} = 0,2-0,5$. В 2016-2018г. $K_{\text{м}}$ ниже нормы, что говорит о низкой маневренности предприятия.

Таким образом, хоть предприятие ПАО «Варьеганнефтегаз» и имеет высокую долю собственного капитала по отношению к заемному, оно всё равно зависимо, так как не может осуществлять свою деятельность без дополнительных источников финансирования.

2.2.4 Анализ ликвидности и платежеспособности предприятия

Для того чтобы провести анализ ликвидности бухгалтерского баланса, необходимо сгруппировать активы по степени их ликвидности, а пассивы по степени срочности их использования, с последующим сравнением ликвидных активов и срочных пассивов.

В современных условиях экономики, многие организации могут являться, неплатежеспособны или близки к банкротству, поэтому необходима оценка финансово-экономического состояния. Основные показатели, которые

характеризуют данное состояние- это платежеспособность и степень ликвидности предприятия.

Под платёжеспособностью понимают возможность предприятия своевременно и полностью расплатиться по своим обязательствам, которые являются следствием взаимодействия организации с различными финансовыми учреждениями и контрагентами. [10]

Ликвидность предприятия зависит от наличия у него ликвидных средств. К ним можно отнести: денежные средства, как наличные, так и те, которые находятся на счетах в банках; денежные эквиваленты; ресурсы, которые легко реализуются. Степень ликвидности отражает способность предприятия расплачиваться в любой момент времени. Чем выше ликвидность, тем быстрее предприятие способно нести необходимые расходы.

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

A1 – высоколиквидные активы (денежные средства + краткосрочные финансовые вложения);

A2 – активы средней скорости реализации (краткосрочная дебиторская задолженность (до 12 месяцев) + прочие оборотные активы);

A3 – медленно реализуемые активы (запасы, долгосрочная дебиторская задолженность (свыше 12 месяцев), НДС по приобретенным ценностям,);

A4 – 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 (СК + доходы будущих периодов + оценочные обязательства). [6]

Условия абсолютной ликвидности баланса:

$$A1 > П1, A2 > П2, A3 > П3, A4 < П4 \quad (12)$$

Необходимым условием абсолютной ликвидности баланса является выполнение первых трех неравенств. Выполнение первых двух неравенств, свидетельствует о платежеспособности на ближайшее время. Выполнение третьего неравенства, свидетельствует о прогнозируемой платежеспособности. Выполнение четвертого неравенства свидетельствует о наличии собственных оборотных средств. Если любое из неравенств имеет знак, противоположный зафиксированному в оптимальном варианте, то ликвидность баланса отличается от абсолютной.

По данным годового бухгалтерского баланса можно оценить ликвидность бухгалтерского баланса и представить расчеты в таблицах 10.7. – 10.9.

Рассчитаем группы активов и пассивов за 2016 год и представим результаты расчетов в таблице 2.7.

$$\begin{aligned} A1 &= 951 & П1 &= 4\,009\,074 \\ A2 &= 5\,363\,965 & П2 &= 2\,283\,515 \\ A3 &= 566\,890 & П3 &= 5\,616\,601 \\ A4 &= 33\,211\,912 & П4 &= 27\,314\,52 \end{aligned}$$

Таблица 2.7 - Степень покрытия по соответствующим группам активов и пассивов баланса на начало года, тыс. руб.

Актив	2016	Сравнение	Пассив	2016	Абсолютное нение, (+,-)	Степень покрытия, %
A1	951	<	П1	4009074	-4008123	0,024
A2	5363965	>	П2	22835515	3080450	234,90
A3	566890	<	П3	5616601	-5049711	10,09
A4	33211912	>	П4	27234528	5977384	121,95

Рассчитаем группы активов и пассивов за 2017 год и представим расчеты в таблице 2.8.

$$\begin{aligned} A1 &= 869 & П1 &= 5539748 \\ A2 &= 5726560 & П2 &= 9483648 \\ A3 &= 944303 & П3 &= 28377771 \\ A4 &= 36729435 & П4 &= 43401167 \end{aligned}$$

Таблица 2.8 - Степень покрытия по соответствующим группам активов и пассивов баланса на конец года, тыс. руб.

Актив	2017	Сравнение	Пассив	2017	Абсолютное отклонение (+,-)	Степень покрытия, %
A1	869	<	П1	5539748	-5538879	0,0157
A2	5726560	>	П2	-	5726560	-
A3	944303	<	П3	9483648	-8539345	9,96
A4	36729435	>	П4	28377771	8351664	129,43

Рассчитаем группы за 2018 год и представим расчеты в таблице 2.9.

A1 = 573	П1 = 6611335
A2 = 6279304	П2 = 0
A3 = 1146160	П3 = 7974578
A4 = 38107893	П4 = 30948017

Таблица 2.9 - Степень покрытия по соответствующим группам активов и пассивов баланса на конец года, тыс. руб.

Актив	2018	Сравнение	Пассив	2018	Абсолютное отклонение (+,-)	Степень покрытия, %
A1	573	<	П1	6611335	-6610762	0,00867
A2	6279304	>	П2	-	6279304	-
A3	1146160	<	П3	7974578	-6828418	14,37267
A4	38107893	>	П4	30948017	7159876	123,13517

В целом, можно сделать вывод, что баланс предприятия не является ликвидным на протяжении всего анализируемого периода, так как не выполняются условия ликвидности баланса. $A1 < П1$, что говорит о невозможности предприятия оплатить задолженность перед кредиторами из собственных средств.

$A3 < П3$ также является негативным фактором и говорит нам о том, что предприятие не может рассчитаться по долгосрочным обязательствам посредством преобразования медленно реализуемых активов в денежные средства.

$A4 > П4$ показывает, что финансирование основных средств и труднореализуемых активов предприятия происходит за счёт, как собственных, так и заемных средств. Это делает предприятием, зависимым от заёмных источников финансирования.

Положительным показателем является то, что группа А2 превышает группу П2. Это значит, что предприятие может оплатить все текущие обязательства посредством преобразования быстро реализуемых активов в денежные средства. [6]

Относительные показатели оценки ликвидности предприятия:

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

$$K_{\text{тл}} = \text{ОА} / \text{Краткосрочные обязательства} \quad (13)$$

$$K_{\text{тл}}(2016) = 5931806/7222871 = 0,8213$$

$$K_{\text{тл}}(2017) = 6671732/6547748 = 1,0189$$

$$K_{\text{тл}}(2018) = 7426037/7701822 = 0,9642$$

Нормативное значение для коэффициента текущей ликвидности является

$1 \geq K_{\text{тл}} \leq 2$. За анализируемый период только в 2017 году значение было в пределах нормы. На конец 2018 года, оно незначительно ниже нормы, что показывает не способность предприятия погасить краткосрочные обязательства за счёт текущих активов.

2) Коэффициент быстрой ликвидности характеризует обеспеченность краткосрочных обязательств, предприятия высоколиквидными активами (денежными средствами) и активами средней ликвидности (краткосрочными финансовыми вложениями и краткосрочной дебиторской задолженностью (до 12 месяцев)).

$$K_{\text{бл}} = (\text{Ден.сред.} + \text{Кр.фин.влож.} + \text{Кр.р. Дебитор.задол.}) / \text{Кр. обязательства} \quad (14)$$

$$K_{\text{бл}}(2016) = (5363955+0+951)/7222871 = 0,74$$

$$K_{\text{бл}}(2017) = (5725763+0+869)/6547748 = 0,87$$

$$K_{\text{бл}}(2018) = (6278985+0+573)/7701822 = 0,82$$

Нормальным значение для коэффициента быстрой (срочной) ликвидности является $K_{\text{бл}} \geq 1$. Следовательно, можно сделать вывод о том, что в период с 2016-

2018г. наши значения не находятся в пределах нормы. Это значит, что ликвидные активы не покрывают краткосрочные обязательства и существует риск потери платёжеспособности.

3) Коэффициент абсолютной ликвидности показывает, какая часть краткосрочных обязательств предприятия может быть погашена немедленно [15].

$$K_{ал} = \text{Ден. средства} / \text{Краткоср. обязательства} \quad (15)$$

$$K_{ал}(2016) = 951/7222871 = 0,00013$$

$$K_{ал}(2017) = 869/6547748 = 0,00013$$

$$K_{ал}(2018) = 573/7701822 = 0,00007$$

Нормальным значение для коэффициента абсолютной ликвидности является $K_{ал} \geq 0,2 \dots 0,5$. На протяжении всего периода этот показатель гораздо ниже нормы, что говорит о невозможности погасить краткосрочные обязательства за счёт денежных средств.

4) Чистые оборотные активы.

$$\text{ЧОА} = \text{ОА} - \text{КО} \quad (16)$$

$$K_{\text{ЧОА}}(2016) = 5931806 - 7222871 = -1291065$$

$$K_{\text{ЧОА}}(2017) = 6671732 - 6547748 = 123984$$

$$K_{\text{ЧОА}}(2018) = 7426037 - 7701822 = -275785$$

Рекомендуемое значение для организации, когда чистые оборотные активы (ЧОА) > 0 . В период с 2016 – 2018 год, показатель ЧОА ниже оптимальной величины, что делает предприятие финансово неустойчивым. Одной из важнейших характеристик организации является ее платёжеспособность. [13]

5) Коэффициент общей платёжеспособности предприятия.

$$K_{об.пл} = \text{Активы} / \text{Обязательства} \quad (17)$$

$$K_{об.пл}(2016) = 39143718/(5616601+7222871) = 3,05$$

$$K_{об.пл}(2017) = 43401167/(9483648+6547748) = 2,71$$

$$K_{об.пл}(2018) = 45533930/(7974578+7701822) = 2,90$$

Оптимальный показатель коэффициента больше одного. Следовательно, можно сделать вывод о том, что за период с 2016 – 2018 год, коэффициент

платежеспособности выше оптимального, что является положительным фактором для предприятия.

Коэффициенты текущей, быстрой и абсолютной ликвидности предприятия на конец года находятся ниже нормы, поэтому для проверки наличия у предприятия реальной возможности восстановить свою платежеспособность должен быть рассчитан коэффициент восстановления платежеспособности на 6 месяцев.

$$K_B = \frac{K_{ТЛК} + \frac{6}{T}(K_{ТЛК} - K_{ТЛН})}{2}, \quad (18)$$

где $K_{ТЛК}$ - коэффициент текущей ликвидности на конец периода;

$K_{ТЛН}$ - коэффициент текущей ликвидности на начало периода;

T - продолжительность отчетного периода (месяцев);

6 (месяцев) - период восстановления платежеспособности.

$$K_B = \frac{0,9642 + \frac{6}{12}(0,9642 - 1,0189)}{2} = 0,4684$$

Так как значение коэффициента менее 1, то можно сделать вывод, что динамика изменения показателя текущей ликвидности с начала года до отчетной даты показывает, что у предприятия в ближайшее время нет реальной возможности восстановить платежеспособность.

Следует отметить, что коэффициент восстановления платежеспособности нельзя считать достаточно надежным показателем. Он построен на анализе тренда коэффициента текущей ликвидности всего по двум точкам (на начало года и на конец отчетного периода).

2.2.5 Анализ деловой активности

Анализ деловой активности предприятия можно представить как систему качественных и количественных критериев.

Качественные критерии - это широта рынков сбыта (внутренних и внешних), репутация предприятия, конкурентоспособность, наличие стабильных поставщиков и потребителей и т. п. Такие неформализованные критерии необходимо сопоставлять с критериями других предприятий, аналогичных по сфере приложения капитала. [12]

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. Используемая система показателей деловой активности базируется на данных бухгалтерской (финансовой) отчетности предприятий. В расчете деловой активности предприятия была задействована форма №2 бухгалтерского баланса (см. приложение Б).

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

1) Оборачиваемость совокупного капитала

Коэффициент оборачиваемости совокупного капитала ($K_{оск}$) отражает скорость оборота всего капитала предприятия (количество оборотов за период):

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

$$K_{оск}(2016) = 27161947 / (0,5 * (37335052 + 39143718)) = 0,71$$

$$K_{оск}(2017) = 32883956 / (0,5 * (39143718 + 43401167)) = 0,8$$

$$K_{оск}(2018) = 42984638 / (0,5 * (43401167 + 45533930)) = 0,97$$

2) Оборачиваемость текущих активов (оборачиваемость оборотных активов). Коэффициент оборачиваемости оборотных активов ($K_{оа}$) характеризует скорость оборота всех мобильных средств предприятия:

$$K_{оа} = \text{Выручка} / \text{Среднегодовая стоимость оборотных активов} \quad (20)$$

$$K_{оа}(2016) = 27161947 / (0,5 * (6492581 + 5931806)) = 4,37$$

$$K_{оа}(2017) = 32883956 / (0,5 * (5931806 + 6671732)) = 5,22$$

$$K_{oa}(2018) = 42984638 / (0,5 * (16671732 + 7426037)) = 6,1$$

3) Оборачиваемость собственного капитала

Коэффициент оборачиваемости собственного капитала ($K_{оск}$) показывает скорость оборота собственного капитала или активность средств, которыми рискуют акционеры:

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

$$K_{оск}(2016) = 27161947 / (0,5(23779414 + 26304246)) = 1,08$$

$$K_{оск}(2017) = 32883956 / (0,5(26304246 + 27369771)) = 1,23$$

$$K_{оск}(2018) = 42984638 / (0,5(27369771 + 29857530)) = 1,50$$

4) Оборачиваемость материальных запасов (запасов и затрат)

Коэффициент оборачиваемости запасов и затрат ($K_{омз}$) отражает число оборотов запасов предприятия за анализируемый период:

$$K_{омз} = \text{Выручка} / \text{Среднегодовая стоимость запасов} \quad (22)$$

$$K_{омз}(2016) = 27161947 / (0,5((688573 + 77548) + (531013 + 829))) = 41,85$$

$$K_{омз}(2017) = 32883956 / (0,5((531013 + 829) + (877935 + 25991))) = 45,81$$

$$K_{омз}(2018) = 42984638 / (0,5((877935 + 25991) + (1076931 + 26120))) = 42,84$$

Средний срок оборота материальных оборотных средств (в днях):

$$P_{омз} = 365 / K_{омз} \quad (23)$$

$$P_{омз}(2016) = 365 / 41,85 = 8,72$$

$$P_{омз}(2017) = 365 / 45,81 = 7,97$$

$$P_{омз}(2018) = 365 / 42,84 = 8,52$$

5) Оборачиваемость дебиторской задолженности

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

$$K_{одз} = \text{Выручка} / \text{Среднегодовая величина деб. задолженности} \quad (24)$$

$$K_{одз}(2016) = 27161947 / (0,5(5725556 + 5399003)) = 4,88$$

$$K_{одз}(2017) = 32883956 / (0,5(5399003 + 5766140)) = 5,89$$

$$K_{\text{одз}}(2018) = 42984638 / (0,5(5766140 + 6322094)) = 7,11$$

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

$$P_{\text{дз}} = 365 / K_{\text{одз}} \quad (25)$$

$$P_{\text{дз}}(2016) = 365 / 4,88 = 74,8$$

$$P_{\text{дз}}(2017) = 365 / 5,89 = 61,97$$

$$P_{\text{дз}}(2018) = 365 / 7,11 = 51,34$$

6) Оборачиваемость кредиторской задолженности

Это показатель скорости погашения предприятием своей задолженности перед поставщиками и подрядчиками.

$K_{\text{окз}}$ показывает, сколько раз (обычно, за год) предприятие оплачивает среднюю величину своей кредиторской задолженности, иными словами коэффициент показывает расширение или снижение коммерческого кредита, предоставляемого предприятию:

$$K_{\text{окз}} = \text{Выручка} / \text{Среднегодовая величина кредит. задолженности} \quad (26)$$

$$K_{\text{окз}}(2016) = 27161947 / (0,5(4351020 + 4009074)) = 6,50$$

$$K_{\text{окз}}(2017) = 32883956 / (0,5(4009074 + 5539748)) = 6,89$$

$$K_{\text{окз}}(2018) = 42984638 / (0,5(5539748 + 6611335)) = 7,08$$

Период оборота кредиторской задолженности (в днях). Данный показатель отражает средний срок возврата долгов предприятия:

$$P_{\text{кз}} = 365 / K_{\text{окз}} \quad (27)$$

$$P_{\text{кз}}(2016) = 365 / 6,5 = 56,15$$

$$P_{\text{кз}}(2017) = 365 / 6,89 = 52,99$$

$$P_{\text{кз}}(2018) = 365 / 7,08 = 51,59$$

7) Оборачиваемость денежных средств

Коэффициент оборачиваемости денежных средств ($K_{\text{одс}}$) указывает на характер использования денежных средств на предприятии:

$$K_{\text{одс}} = \text{Выручка} / \text{Средняя сумма денежных средств} \quad (28)$$

$$K_{\text{одс}}(2016) = 27161947 / (0,5(866 + 951)) = 29897,58$$

$$K_{\text{одс}}(2017) = 32883956 / (0,5(951+869)) = 36136,22$$

$$K_{\text{одс}}(2018) = 42984638 / (0,5(869+573)) = 59618,08$$

8) Фондоотдача основных средств

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

$$\text{Фондоотдача} = \text{Выручка} / \text{Среднегодовая стоимость основных средств} \quad (29)$$

$$\Phi_o(2016) = 27161947 / (0,5(27687378+30230562)) = 0,94$$

$$\Phi_o(2017) = 32883956 / (0,5(30230562+33489157)) = 1,03$$

$$\Phi_o(2018) = 42984638 / (0,5(33489157+34755355)) = 1,26$$

Исходя, из расчетов данных коэффициентов оборачиваемости можно сделать следующие выводы: ускорение оборачиваемости текущих активов приводит к уменьшению потребности предприятия в ОС.

Увеличение коэффициента оборачиваемости дебиторской задолженности может говорить о том, что компания увеличила долю платежеспособных покупателей.

Показатели оборачиваемости материальных запасов держатся на высоком уровне, следовательно, производство и реализация являются более динамичными и эффективными.

Увеличение оборачиваемости кредиторской задолженности за 2018г. по сравнению с 2016г. в динамике оборачиваемости показывает, что предприятие быстрее расплачивается по долгам.

Оборачиваемость денежных средств за 2018г по сравнению с 2016г. выросло, что свидетельствует о росте эффективности использования высоколиквидных активов предприятия.

Фондоотдача основных средств незначительно увеличилась, что также характеризуется в росте доли части оборудования, снижению простоев, наличием излишков устаревшего оборудования. Таким образом, все коэффициенты оборачиваемости выросли, что говорит о росте использования активов предприятием.

2.2.6 Анализ финансовых результатов и рентабельности

Об успешности деятельности предприятия можно судить исходя из анализа его основных финансовых показателей: выручки, себестоимости и чистой прибыли.

Таблица 2.10 – Динамика основных финансовых показателей

ПАО «Варьеганнефтегаз»

Показатели	2016	2017	2018	Изменение (+/-)	
				2017/2016	2018/2017
Выручка (тыс. руб.)	27 161 947	32 883 956	42 984 638	5 722 009	10 100 682
Себестоимость продаж (тыс. руб.)	21 456 126	29 560 753	37 731 512	8 104 627	8 170 759
Чистая прибыль (тыс. руб.)	2 524 832	1 065 525	2 488 724	-1 459 307	1 423 199

Из таблицы видно, что выручка предприятия ПАО «Варьеганнефтегаз» увеличивается на протяжении всего анализируемого периода. Однако чистая прибыль предприятия сократилась, из-за сильно возросшей себестоимости продукции.

Таблица 2.11 – Структура выручки предприятия ПАО «Варьеганнефтегаз»

Показатели	2016	2017	2018	Изменение	
				2017/2016	2018/2017
Себестоимость продаж (%)	78,99	89,89	87,78	10,90	-2,12
Чистая прибыль (%)	9,30	3,24	5,79	-6,06	2,55
Другие расходы (%)	11,71	6,87	6,43	-4,85	-0,43

На протяжении всего анализируемого периода наибольшую долю в выручке предприятия занимает именно себестоимость. С 2016 по 2018 год она увеличилась на 8,79%. Доля чистой прибыли сократилась на 3,51%. Доля прочих расходов также сократилась на 5,28%.

Значительное увеличение доли себестоимости оказало прямое влияние на чистую прибыль. Именно поэтому, хоть выручка предприятия за анализируемый период и выросла, но за счёт значительного увеличения себестоимости чистая прибыль всё равно сократилась.

Профитабельность (рентабельность) – это относительный показатель, который обладает свойством сравнимости, может быть использован при сравнении деятельности разных хозяйствующих субъектов.

Профитабельность (Pr) в отличие от прибыли полнее отражает окончательные результаты хозяйственной деятельности, так как показывает соотношение эффекта с наличными или потребленными ресурсами. Предприятие считается рентабельным, если результаты от реализации продукции покрывают издержки производства и, кроме того, образуют сумму прибыли, достаточную для нормального функционирования предприятия. [14]

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

Коэффициенты профитабельности:

1) Профитабельность собственного капитала:

$$Pr_{СК} = ЧП / \text{Средняя стоимость собственного капитала} \quad (30)$$

$$Pr_{СК}(2016) = 2524832 / (0,5(23779414 + 26304246)) = 0,1$$

$$Pr_{СК}(2017) = 1065525 / (0,5(26304246 + 27369771)) = 0,0397$$

$$Pr_{СК}(2018) = 2488724 / (0,5(27369771 + 29857590)) = 0,0870$$

2) Профитабельность внеоборотных активов:

$$R_{ВОА} = ЧП / \text{Средняя стоимость внеоборотных активов} \quad (31)$$

$$Pr_{ВОА}(2016) = 2524832 / (0,5(30842471 + 33211912)) = 0,0788$$

$$Pr_{ВОА}(2017) = 1065525 / (0,5(33211912 + 36729435)) = 0,0305$$

$$Pr_{ОА}(2018) = 2488724 / (0,5(36729435 + 38107893)) = 0,0665$$

3) Профитабельность оборотных активов:

$$Pr_{ОА} = ЧП / \text{Средняя стоимость оборотных активов} \quad (32)$$

$$Pr_{ОА}(2016) = 2524832 / (0,5(6492581 + 5931806)) = 0,40643$$

$$Pr_{ОА}(2017) = 1065525 / (0,5(5931806 + 6671732)) = 0,1691$$

$$PP_{OA}(2018) = 2488724 / (0,5(6671732 + 7426037)) = 0,3531$$

4) Профитабельность активов:

$$R_{акт} = ЧП / \text{Среднее значение за период всех активов} \quad (33)$$

$$PP_{акт}(2016) = 2524832 / (0,5(37335052 + 39149718)) = 0,066$$

$$PP_{акт}(2017) = 1065525 / (0,5(39149718 + 43401167)) = 0,0258$$

$$PP_{акт}(2018) = 2488724 / (0,5(43401167 + 45533930)) = 0,0560$$

5) Профитабельность основной деятельности (производства):

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

$$PP_{од}(2016) = 3879366 / ((21456123 + 115771 + 1694702)) = 0,16673$$

$$PP_{од}(2017) = 1698955 / ((29560753 + 113023 + 1457870)) = 0,0546$$

$$PP_{од}(2018) = 3541044 / ((37731512 + 92321 + 1530155)) = 0,08997$$

6) Профитабельность продаж (по чистой прибыли):

$$Pr_{по ЧП} = \text{Чистая прибыль} / \text{Выручка от продаж} \quad (35)$$

$$PP_{по ЧП}(2016) = 2524832 / 27161947 = 0,0930$$

$$PP_{по ЧП}(2017) = 1065525 / 32883956 = 0,0324$$

$$PP_{по ЧП}(2018) = 2488724 / 42984638 = 0,0579$$

7) Профитабельность продаж (по прибыли от продаж):

$$PP_{по прибыли от продаж} = \text{Прибыль от продаж} / \text{Выручка от продаж} \quad (36)$$

$$PP_{по прибыли от продаж}(2016) = 3879366 / 27161947 = 0,14282$$

$$PP_{по прибыли от продаж}(2017) = 1698955 / 32883956 = 0,05167$$

$$PP_{по прибыли от продаж}(2018) = 3541044 / 42984638 = 0,08238$$

Таким образом, из расчетов данных финансовых коэффициентов можно сделать следующие выводы (табл. 2.12):

Таблица 2.12 - Итоговые значения коэффициентов рентабельности предприятия

Показатель	Год			Изменение (+,-)	
	2016	2017	2018	2017/2016	
				2018/2017	
1. Профитабельность собственного капитала	10	3,9704	8,6977	-6,0296	4,7273
2. Профитабельность внеоборотных активов	7,88	3,0469	6,6510	-4,8331	3,6041
3. Профитабельность оборотных активов	40,64	16,9083	35,3066	-23,7317	18,3983

Продолжение таблицы 2.12

Показатель	Год			Изменение (+,-)	
	2016	2017	2018	2017/2016	2018/2017
4. Профитабельность активов	6,6	2,5817	5,5967	-4,0183	3,015
5. Профитабельность продаж (по прибыли от продаж)	14,28	5,17	8,2379	-9,11	3,0679
6. Профитабельность основной деятельности (производства)	16,67	5,46	8,9979	-11,21	3,5379
7. Профитабельность продаж (по чистой прибыли)	9,3	3,2403	5,79	-6,0597	2,5497

Несмотря на снижение показателей профитабельности в 2017 году, можно заметить, что на конец анализируемого периода все показатели профитабельности выросли. Данный рост связан с увеличением чистой прибыли предприятия в 2018 году, после значительного снижения в 2017.

Более чем в два раза увеличилась рентабельность всех активов и собственного капитала.

Профитабельность основной деятельности увеличилась меньше, на 3,54%, что говорит о не только о значительном росте прибыли, но и о значительном увеличении издержек. С этим связано и менее значительное по сравнению с профитабельностью активов, увеличение профитабельности продаж.

2.3 Анализ затратности функционирования предприятия

На результаты хозяйственно-экономической деятельности предприятия прямое влияние оказывают затраты. Затраты — это денежная оценка стоимости материальных, трудовых, финансовых и других видов ресурсов на производство и реализацию продукции за определенный период времени.

Затраты характеризуются:

- денежной оценкой ресурсов, обеспечивая принцип измерения различных видов ресурсов;
- целевой установкой, т.е. затраты должны быть направлены на какую-то конкретную деятельность;

- определенным периодом времени, т. е. должны быть отнесены на продукцию за данный период времени.

Наибольшую долю затрат предприятия составляют затраты на осуществление основного вида деятельности: производства продукции, оказания работ, выполнения услуг. Совокупность всех затрат определяет себестоимость продукции, работ или услуг.

Под себестоимостью в экономике понимают стоимостную оценку используемых в процессе производства природных ресурсов, сырья, материалов, основных фондов, трудовых ресурсов и других затрат на ее производство и реализацию.

Выделяют два основных вида себестоимости:

- Производственная себестоимость – все затраты, так или иначе связанные с производством продукции.
- Полная себестоимость – сумма расходов, связанных с производством продукции и расходами по реализации этой продукции.

Рассмотрим динамику изменений в затратах по обычным видам деятельности ПАО «Варьеганнефтегаз» за 2016-2018 гг.

Таблица 2.13 - Динамика изменений в затратах по обычным видам деятельности ПАО «Варьеганнефтегаз» за 2016-2018 гг. (тыс. руб.)

Показатели	2016	2017	2018	Изменение (+/-)	
				2017/2016	2018/2017
Материальные затраты	2 149 185	2 259 977	1 923 049	110 792	-336 928
Затраты на оплату труда	2 053 413	2 308 794	2 444 443	255 381	135 649
Отчисления на социальные нужды	490 357	544 814	586 033	54 457	41 219
Амортизация	5 135 766	6300995	7 374 683	1 165 229	1 073 688
Прочие затраты	13 885 799	20349271	27 640 657	6 463 472	7 291 386
Итого по элементам затрат	23 714 520	31 763 851	39 968 865	8 049 331	8 205 014

Можно заметить, что за весь анализируемый период затраты увеличиваются. С 2016 года по 2017 затраты увеличились на 8 049 331 тыс. руб. С 2017 по 2018 год затраты увеличились ещё на 8 205 014 тыс. руб.

Некоторые элементы сократились, например, материальные затраты с 2149185 тыс. руб. до 1923049 тыс. руб. Затраты на оплату труда выросли на 391 030 тыс. руб. Соответственно отчисления на социальные нужды также выросли до 586033 тыс. руб.

Амортизационные отчисления увеличиваются на протяжении всего анализируемого периода, с 5135766 тыс. руб. до 7374683 тыс. руб., что связано с увеличением основных средств и прочих внеоборотных активов.

Значительное увеличение коснулось и прочих затрат, которые выросли 16254345 тыс. руб. за весь анализируемый период.

Таблица 2.14 – Структура затрат по обычным видам деятельности

ПАО «Варьеганнефтегаз» за 2016-2018 гг. (%)

Показатели	2016	2017	2018	Изменение (+/-)	
				2017/2016	2018/2017
Материальные затраты	9,06	7,11	4,81	-1,95	-2,30
Затраты на оплату труда	8,66	7,27	6,12	-1,39	-1,15
Отчисления на социальные нужды	2,07	1,72	1,47	-0,35	-0,25
Амортизация	21,66	19,84	18,45	-1,82	-1,39
Прочие затраты	58,55	64,06	69,16	5,51	5,09
Итого по элементам затрат	100	100	100	0,00	0,00

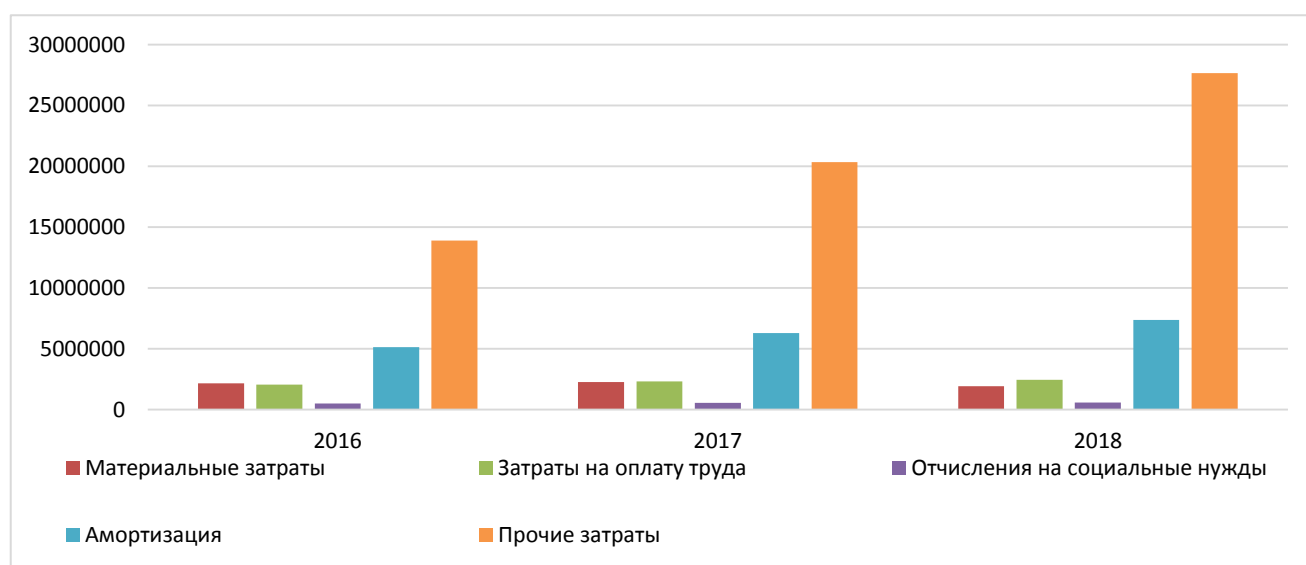


Рисунок 2.3 – Динамика затрат ПАО «Варьеганнефтегаз» за 2016-2018 гг.

Доля материальных затрат предприятия сократилась на 4,25% за весь анализируемый период, что может быть связано с их сокращением в абсолютном выражении. Также сократились доли затрат на оплату труда, отчисление на социальные нужды и амортизацию.

Но сильно возросла доля прочих затрат, которые имеют наибольший удельный вес в структуре затрат. Она увеличилась с 58,55% до 69,16%. Т.е. за весь анализируемый период доля прочих затрат возросла на 10,61%.

Прочие затраты включают в себя все налоговые платежи, прочие сборы, установленные государством, оплату процентов по кредитам и другие затраты, которые не относятся к другим элементам затрат включают в себя все налоговые платежи, прочие сборы, установленные государством, оплату процентов по кредитам и другие затраты, которые не относятся к другим элементам затрат

3 РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ПРОФИТАБЕЛЬНОСТИ

3.1 Сущность мероприятия T-seismo (разработал Смолин А. А)

На скважинах, которые эксплуатируются долгое время, со временем снижается проницаемость вокруг нагнетательных скважин. Данный процесс является естественным и неизбежным.

Данная проблема важна, так как бурение новой скважины требует больше затрат, чем увеличение нефтеотдачи на уже существующей скважине.

Для решения этой проблемы предприятия используют различные методы, например, плазменно-импульсивный метод. Данный метод предполагает, что в скважину подается ток, что как следствие приводит к образованию плазмы и быстрому повышению температуры внутри пласта. Давление сильно увеличивается и когда плазма охлаждается, то за счёт обратного давления увеличивается нефтеотдача.

Решить данную проблему можно и другим методом – гидроударным импульсным. Данный метод предполагает использование жидкости, как реагента. Минусом этого метода является повышенная вероятность повредить скважину и его низкая энергетика.

Технология T-seismo имеет большое количество преимуществ в использовании. Эффективность данного метода выше, чем у вышеуказанных способов. Также технология не использует в качестве реагента жидкость, что делает данный способ абсолютно безопасными для элементов скважины. За всю историю использования не было ни одного разрушения скважины. [26]

Работа осуществляется всё за несколько часов. Её выполнение производится с поверхности земли, устьевым способом, поэтому нет необходимости в бригаде КРС.

Простой скважины будет всего несколько часов. Для подготовки скважины к удару не требуется много времени, а продолжить работу скважина может сразу после воздействия.

Технологический цикл работы T-seismo следующий.

Сначала перекрывается водовод, поддерживающий пластовое давление. После производится монтаж ударного модуля на фланец фонтанной арматуры.

Затем осуществляется непосредственный удар по столбу воды в насосно-компрессорной трубе. Удар осуществляется резким вбросом газа высокого давления ($P=100-150$ атм) при помощи ударного модуля. Гидроимпульсные и сейсмические колебания в призабойной зоне пласта (длится 10-12 секунд). Ударная волна несколько раз отражается от устья и забоя и затухает. [26]

Вследствие эффекта свабирования происходит резкий выброс пачки газа из насосно-компрессорной трубы в бак-глушитель. Освобожденные частицы кольматанта выносятся из пласта, оседают в зумпф или выносятся на поверхность кратковременным восходящим потоком воды.

Дальше производится демонтаж и осуществляется продолжение нормальной работы в режиме поддержания пластового давления с пониженным устьевым давлением и увеличенным темпом закачки.

Для внедрения инновации требуется купить специализированное оборудование, капитальные затраты на которые представлены в Таблице 3.1

Таблица 3.1 – Капитальные вложения на приобретение инновации

Наименование	Сумма (в руб.)
1. Оборудование	2 301 000,00
1.1. Ударный модуль T-seismo	1 035 000,00
1.2. Бак Глушитель Terratec	480 000,00
1.3 Расчётно-измерительное оборудование	786 000,00
2. Транспортные расходы	227 000,00
3. Дополнительные комплектующие	654 000,00
3.1 Погрузочная установка	654 000,00
Итого	3 182 000,00

На стоимость оборудования начисляется амортизация линейным способом. Итоговая сумма амортизации равняется 3 182 000 рублей. Расчёт амортизации представлен в таблице 3.2

Таблица 3.2 – Амортизационные отчисления

Наименование	Сумма	Норма амортизации
Стоимость основных фондов, тыс.руб.	3 182 000,00	20%
Амортизация	636 400,00	

Применение технологии предполагает наличие издержек, связанных с эксплуатацией:

- Материальные затраты в размере 72 900 рублей, куда входят баллоны с газом, затраты на электроэнергию и затраты на обслуживание.
- Затраты на оплату труда группы рабочих в размере 349 000 рублей, которые осуществляют: монтаж и демонтаж оборудования; подготовку к операции; непосредственно саму операцию; отслеживание эффективности.
- Страховые отчисления с заработной платы в размере 105 398 рублей.
- Прочие затраты в размере 3 891 000, где основную долю занимает налог на добычу нефти.

Таблица 3.3 – Текущие затраты

Наименование	Всего текущих затрат, руб.
1. Материальные затраты	72 900,00
1.1. Затраты на баллоны с газом	38 400,00
1.2. Затраты на электроэнергию	14 000,00
1.3 Затраты обслуживание	20 500,00
2. Затраты на оплату труда	349 000,00
3. Страховые взносы (30,2)	105 398,00
4. Амортизация основных фондов	636 400,00
5. Прочие затраты	3 891 000,00
Итого затрат:	5 054 698,00
Текущие издержки без амортизации	4 418 298,00

Объём выручки, которое получит предприятие увеличится за счёт увеличения объёмов добычи нефти. Увеличение объёмов в стоимостном выражении отражено в таблице 3.4 в виде выручки.

Таблица 3.4 – Выручка от реализации дополнительного объёма нефти

Наименование	Значение
1. Дополнительная нефтеотдача от регаирующей скважины в месяц	498 000,00
2. Количество месяцев	12,00
Итого	5 976 000,00

3.2 Сущность мероприятия MARTin (разработала Егорова Ю. В.)

Основными проблемами при чистке РВС являются: невозможность вернуть остатки нефтепродукта с одна резервуара, вредное воздействие углеводородов на здоровье персонала, нарушение промышленной и экологической безопасности, низкая скорость и эффективность работы. Данные проблемы очень актуальны, так как в настоящее время многие компании просто смывают нефтяные отходы водой.

Для очистки резервуаров успешно применяют пожарные пено-генераторы ПГ-50 и ПГ-100. При подаче воды под давлением до 8 кг/см² - в генераторе образуется сильный вакуум. Под его действием нефтяные отложения поднимаются по конусу и далее захватываются сильным потоком воды.

Химико-механизированный способ основывается на применение моющих средств. В последнее время для очистки резервуаров применяют различные моющие средства типа МЛ, представляющие композиции синтетических поверхностно-активных веществ с добавками электролитов. Такой метод очистки основан на гидродинамическом и физико-химическом воздействии струи моющего раствора на нефтяные остатки.

Преимущества данных способов – это небольшие затраты на одну уборку. Но процесс чистки всё равно производится людьми напрямую. Поэтому все вышеуказанные проблемы не решаются.

Технология роботизированной зачистки РВС от нефтешламов MARTin решает проблему комплексно. Затраты на чистку требуют меньше энергии и воды, люди не задействуются напрямую, что положительно сказывается на здоровье работников. Технология позволяет в десятки раз уменьшать объём полученных от зачистки нефтеотходов, что благоприятно отражается на окружающей среде региона. [21]

Благодаря возможности проведения работ в круглосуточном и круглогодичном режиме предлагаемая технология позволяет значительно сократить сроки очистки нефтяных резервуаров и увеличить период работ в северных регионах. Использование мобильного автономного роботизированного комплекса очистки нефтяных резервуаров сокращает затраты заказчика на зачистку РВС до 70%. Технология позволяет возвращать заказчику нефтепродукт, извлеченный из донных нефтеотложений при очистке РВС и кратно сокращать объём полученного нефтеотхода.

Сущность инвестиционного проекта «MARTin» - это быстрая и безопасная чистка нефтяных резервуаров, нефтепромысловго и нефтехимического оборудования, переработка нефтешламов и выделение из него нефтепродукта, который возвращается заказчику.

Инвестиционные издержки включают в себя: Блок извлечения донных отложений и замыва внутренних поверхностей от нефтеотложений, блок отчистки и переработки нефтяных отложений, блок хранения и транспортировки дополнительного оборудования и обвязочных материалов, транспортные расходы и дополнительные комплектующие (таблица 6.1).

В таблице 6.2 представлен расчет суммы амортизационных отчислений основных фондов, которая составила 3 012 400,00 рублей в год.

В целом потребность в капитале на осуществление инвестиционного проекта составит 15 062 000 рублей.

Особенностью данного проекта является то, что влияние инвестиций на операционную деятельность проявится через экономию на очистке РВС.

Основными затратами на выполнение инвестиционного проекта «MARTin» являются: затраты на содержание персонала (зарплата с отчислениями), на материалы, амортизация и прочие затраты.

Для проведения очистки РВС нужно принять новых работников. В состав группы входит:

- специалист - 1 чел;
- оператор - 1 чел.

Таблица 3.5 – Капитальные вложения на приобретение инновации

Наименование	Сумма, руб.
1. Оборудование	14 760 000,00
1.1. Блок извлечения донных отложений и замыва внутренних поверхностей от Нефтеотложений	6 530 000,00
1.2 Блок отчистки и переработки нефтяных отложений	3 420 000,00
1.3 Блок хранения и транспортировки дополнительного оборудования и обвязочных материалов	4 810 000,00
2. Транспортные расходы	130 000,00
3. Дополнительные комплектующие	
3.1 Комплект запасных шин для блоков 8 шт.	172 000,00
Итого	15 062 000,00

Таблица 3.6 – Амортизационные отчисления

Наименование	Сумма, руб	Норма амортизации
Стоимость основных фондов, тыс.руб.	15 062 000,00	20%
Амортизация	3 012 400,00	

На момент реализации будут представлены текущие затрат в которые входят:

- Материальные затраты: на дизельное топливо, электроэнергию, воду в сумме составляющие 115 970 рублей;
- Затраты на оплату труда в сумме 440 000 рублей;

Для выполнения работ потребуются: дистанционный оператор и специалист по MARTin.

- Социальные выплаты в сумме 132 880 рублей;
- Амортизация основных фондов 3 012 400 рублей;
- Прочие затраты – 210 500 рублей.

К прочим затратам можно отнести, неустойки связанные с невыполненными договоренностями, которые имеют определенный срок. Все текущие затраты представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Текущие затраты

Наименование	Всего текущих затрат, руб.
1. Материальные затраты	115 970,00
1.1. Затраты на дизельное топливо	21 120,00
1.2. Затраты на электроэнергию	74 350,00
1.3 Затраты на воду	20 500,00
2. Затраты на оплату труда	440 000,00
3. Страховые взносы (30,2)	132 880,00
4. Амортизация основных фондов	3 012 400,00
5. Прочие затраты	210 500,00
Итого затрат:	3 911 750,00
Текущие издержки без амортизации	899 350,00

Однако производственные единовременные и текущие издержки позволяют получить организации дополнительный экономический эффект в сумме 9 242 000 руб.

Таблица 3.8 – Объем предоставляемых услуг и выручка от реализации

Наименование	Значение, руб.
1. Экономия на очистке РВС и хранении шламов	5 342 000,00
2. Доход от остатков нефти	3 900 000,00
Итого	9 242 000,00

Данный экономический эффект достигается в результате экономии на очистке РВС и хранении шламов, дохода от остатков нефти (таблица 3.8)

3.3 Методические основы оценки эффективности инвестиционных проектов

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

Выделяют следующие показатели эффективности инвестиционного проекта относительно интересов его участников:

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

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

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

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

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

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

$$\alpha_t = \frac{1}{(1+E)^t}, \quad (37)$$

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:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t) * \alpha_t - K, \quad (38)$$

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:

$$K = \sum_{t=0}^T K_t * \alpha_t, \quad (39)$$

где K_t - капиталовложения на t -ом шаге.

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

Индекс доходности - это отношение приведенного эффекта к приведенным капиталовложениям:

$$\text{ИД} = \frac{1}{K} * \sum (R_t - Z_t) * \frac{1}{(1 - E)^t}, \quad (40)$$

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

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

$$\sum_{t=0}^T \frac{R_t - Z_t}{(1 + E_{\text{внд}})^t} = \sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1 + E_{\text{внд}})^t}, \quad (41)$$

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 их в расчетах эффективности.

3.4 Оценка коммерческой эффективности «T-seismo»

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 15 % в год;
- цены, тарифы и нормы не изменяются на протяжении всего периода планирования;

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

Норма дисконтирования установлена из условий:

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

Сделанные предположения характеризуют оценку эффективности проекта как предварительную, требующую уточнения в дальнейшем. [11]

Результаты расчетов по оценке коммерческой эффективности проекта представлены в таблицах 3.9-3.14

Таблица 3.9 - Поток денежных средств от инвестиционной деятельности

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0 2019	1 2020	2 2021	3 2022	4 2023	
1. Расходы на приобретение активов, всего	3 182 000,00					3 182 000,00
в том числе:						
за счет собственных средств	3 182 000,00					
за счет заемных средств.	0,00					0,00
2. Поток реальных средств						
2.1. По шагам	-3 182 000,00					-3 182 000,00
2.2. Нарастающим итогом	-3 182 000,00	-3 182 000,00	-3 182 000,00	-3 182 000,00	-3 182 000,00	
3. Поток дисконтированных средств						
3.1. По шагам	-3 182 000,00					-3 182 000,00
3.2. Нарастающим итогом	-3 182 000,00	-3 182 000,00	-3 182 000,00	-3 182 000,00	-3 182 000,00	

Таблица 3.10 – Поток денежных средств от операционной деятельности

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0 2019	1 2020	2 2021	3 2022	4 2023	
1. Экономический эффект	5 976 000,00	5 976 000,00	5 976 000,00	5 976 000,00	5 976 000,00	29 880 000,00
2. Текущие издержки	4 418 298,00	4 418 298,00	4 418 298,00	4 418 298,00	4 418 298,00	22 091 490,00
3. Амортизация основных средств	636 400,00	636 400,00	636 400,00	636 636 400,00	636 400,00	3 182 000,00
4. Валовый доход	921 302,00	921 302,00	921 302,00	921 921 302,00	921 302,00	4 606 510,00
5. Налог на прибыль (20%)	184 260,40	184 260,40	184 260,40	184 184 260,40	184 260,40	921 302,00
6. Чистая прибыль	737 041,60	737 041,60	737 041,60	737 737 041,60	737 041,60	3 685 208,00
7. Поток реальных средств						
7.1. По шагам	1 373 441,60	1 373 441,60	1 373 441,60	1 373 441,60	1 373 441,60	6 867 208,00
7.2. Нарастающим итогом	1 373 441,60	2 746 883,20	4 120 324,80	5 493 766,40	6 867 208,00	
8. Поток дисконтированных средств						
8.1. По шагам	1 373 441,60	1 194 297,04	1 038 519,17	903 060,15	785 269,69	5 294 587,65
8.2. Нарастающим итогом	1 373 441,60	2 567 738,64	3 606 257,81	4 509 317,96	5 294 587,65	

Таблица 3.11 – Поток денежных средств от финансовой деятельности

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0 2019	1 2020	2 2021	3 2022	4 2023	
1. Собственный капитал.	3 182 000,00					3 182 000,00
2. Поток реальных средств						
2.1. По шагам	3 182 000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3 182 000,00
2.2. Нарастающим итогом.	3 182 000,00	3 182 000,00	3 182 000,00	3 182 000,00	3 182 000,00	

Продолжение таблицы 3.11

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0 2019	1 2020	2 2021	3 2022	4 2023	
3. Поток дисконтированных средств						
3.1. По шагам	3 182 000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3 182 000,00
3.2. Нарастающим итогом.	3 182 000,00	3 182 000,00	3 182 000,00	3 182 000,00	3 182 000,00	

Таблица 3.12 – Поток денежных средств от инвестиционной и операционной деятельности

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0 2019	1 2020	2 2021	3 2022	4 2023	
1. Поток реальных средств (ЧРД)	-1 808 558,40	1 373 441,60	1 373 441,60	1 373 441,60	1 373 441,60	3 685 208,00
1.1. По шагам	-1 808 558,40	-435 116,80	938 324,80	2 311 766,40	3 685 208,00	
1.2. Нарастающим итогом.						
2. Поток дисконтированных средств (ЧДД)	-1 808 558,40	1 194 297,04	1 038 519,17	903 060,15	785 269,69	2 112 587,65
2.1. По шагам	-1 808 558,40	-614 261,36	424 257,81	1 327 317,96	2 112 587,65	
2.2. Нарастающим итогом.						

Таблица 3.13 – Сальдо денежных потоков

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0 2019	1 2020	2 2021	3 2022	4 2023	
1. Поток реальных средств						
1.1. По шагам	1 373 441,60	1 373 441,60	1 373 441,60	1 373 441,60	1 373 441,60	6 867 208,00
1.2. Нарастающим итогом (СРД).	1 373 441,60	2 746 883,20	4 120 324,80	5 493 766,40	6 867 208,00	

Таблица 3.14 – Период окупаемости

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0 2019	1 2020	2 2021	3 2022	4 2023	
0	-1 808 558,40	1 373 441,60	1 373 441,60	1 373 441,60	1 373 441,60	3 685 208,00
0,1	-1 808 558,40	1 248 583,27	1 135 075,70	1 031 887,00	938 079,09	2 545 066,67
0,2	-1 808 558,40	1 144 534,67	953 778,89	794 815,74	662 346,45	1 746 917,35
0,3	-1 808 558,40	1 056 493,54	812 687,34	625 144,11	480 880,08	1 166 646,66
0,4	-1 808 558,40	981 029,71	700 735,51	500 525,36	357 518,12	731 250,31
0,5	-1 808 558,40	915 627,73	610 418,49	406 945,66	271 297,11	395 730,59
0,6	-1 808 558,40	858 401,00	536 500,63	335 312,89	209 570,56	131 226,67
0,7	-1 808 558,40	807 906,82	475 239,31	279 552,53	164 442,67	-81 417,07
0,8	-1 808 558,40	763 023,11	423 901,73	235 500,96	130 833,87	-255 298,73
0,9	-1 808 558,40	722 864,00	380 454,74	200 239,34	105 389,12	-399 611,20
1	-1 808 558,40	686 720,80	343 360,40	171 680,20	85 840,10	-520 956,90
0,6592	-1 808 558,40	827 773,38	498 899,10	300 686,53	181 223,80	24,42

За период планирования, жизненный цикл (5 лет), инвестиционный проект потребует 3 182 000 руб. капитальных вложений и принесет 3 685 208 руб. чистой прибыли.

Чистый реальный доход проекта составит 6 867 208 руб., чистый дисконтированный доход – 5 294 587,65 руб.

Индекс доходности исчисленный по реальным потокам равен 2,16, а исчисленный по дисконтированным потокам – 1,66

Внутренняя норма доходности инвестиций составляет 68% в год (рисунок 3.1).

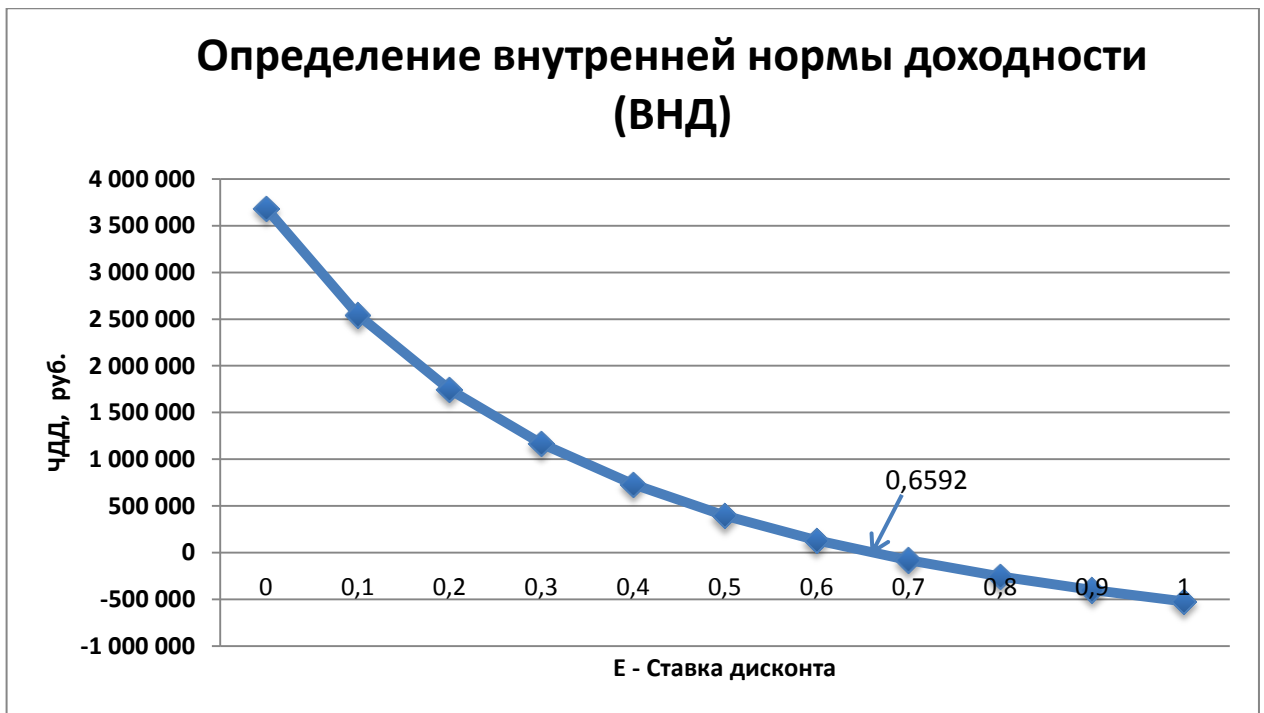


Рисунок 3.1 - Внутренняя норма доходности

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

Наглядно о формировании показателей эффективности проекта можно судить по рисунку 3.2.

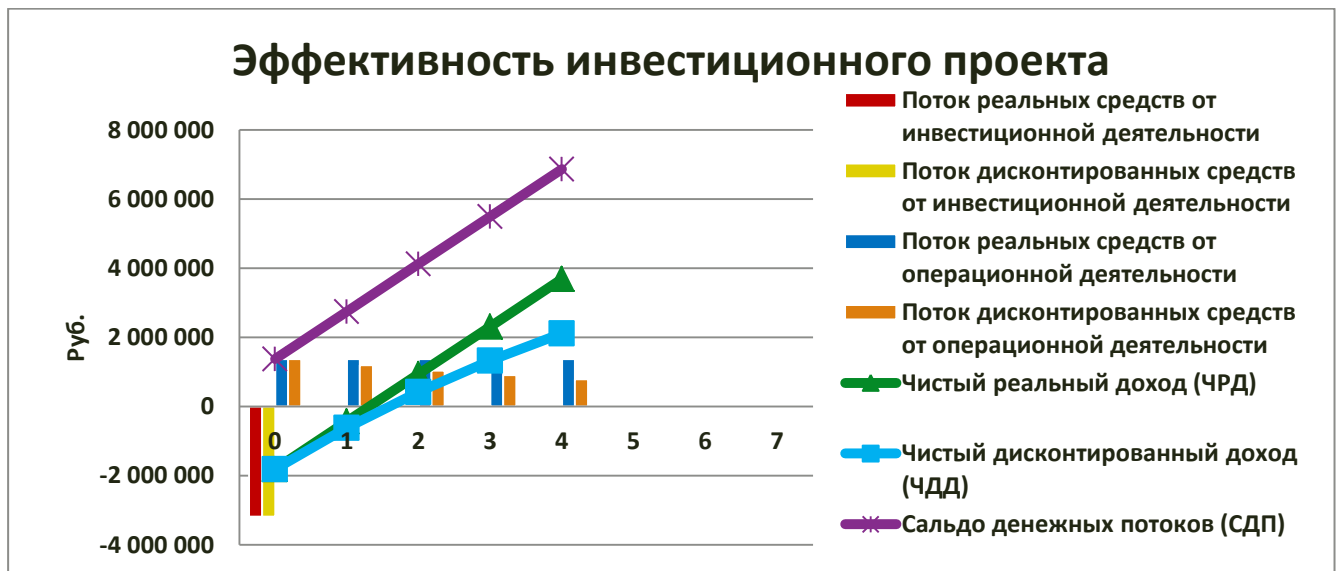


Рисунок 3.2 – Показатели эффективности проекта

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

Внутренняя норма доходности равняется 65,92%, а срок окупаемости равен 1,4 года, что делает данный проект привлекательным для инвестора.

Денежные потоки на всех шагах внедрения проекта положительны, что позволяет внедрить проект по избранной схеме финансирования.

Данная оценка эффективности предварительна, однако она характеризует проект, как эффективный. Поэтому можно провести более точные расчёты, которые позволят оценить проект с учётом сложившейся экономической ситуации в стране.

Так как абсолютной любой проект подвержен определённому риску, который может быть связан с различными факторами: природными условиями; чрезвычайными происшествиями; рыночными просадками, поэтому следует провести анализ чувствительности проекта к риску при его внедрении. Надёжность проекта можно оценить, исходя из чувствительности основных экономических критериев к изменению различных критериев.

Анализ и оценка проекта к риску – это важное мероприятие, которое необходимо проводить при внедрении любой новой инвестиционной идеи. Инвесторы склонны оценивать риск и при прочих равных условиях склоняться к менее рисковому предложению. В некоторых ситуациях, даже большая прибыль не станет достаточным фактором, для того чтобы выбрать высоко рисковый проект.

Под риском понимается вероятность получения меньшего экономического эффекта, чем того ожидал инвестор. В следствие чего предприятие может понести потери, которые негативно скажутся на прочей его деятельности.

Несмотря на то, что дальнейшее развитие рынка достоверно неизвестно, принято считать, что анализ инвестиций производится в условиях риска, так как хозяйственные субъекты способны собирать достаточно много достоверной информации для того чтобы судить о вероятности наступления тех или иных событий.

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

Таблица 3.15- Значение ЧДД при варьируемых показателях

	-15%	-10%	-5%	0	5%	10%	15%
Экономический эффект	2 530 105,57			5 294 587,65			8 059 069,73
Текущие издержки		6 657 183,11		5 294 587,65		3 931 992,20	
Налоги			5 472 167,61	5 294 587,65	5 117 007,69		

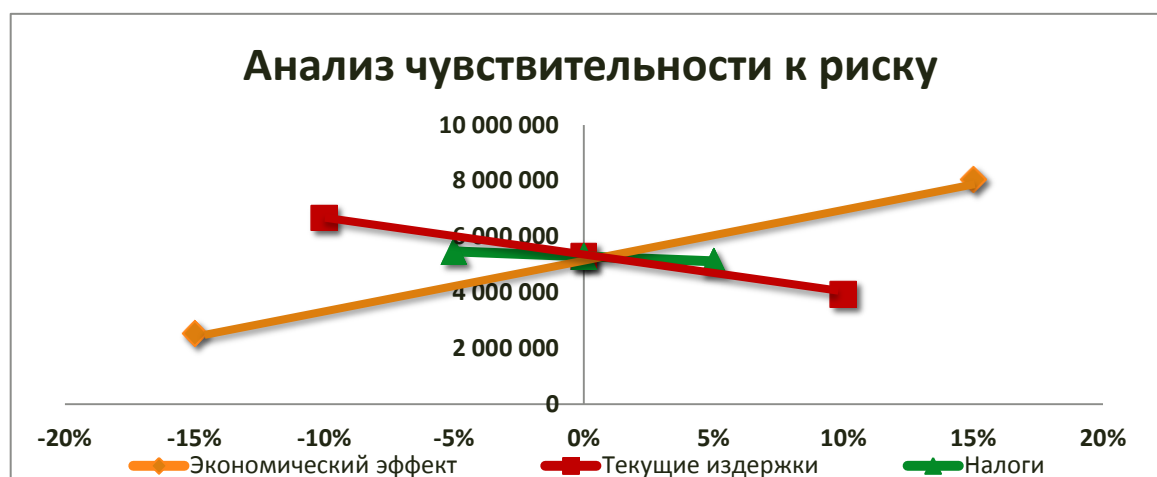


Рисунок 3.3 – Анализ чувствительности проекта к риску

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

3.5 Оценка коммерческой эффективности «MARTin»

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 15 % в год;
- цены, тарифы и нормы не изменяются на протяжении всего периода планирования;

- продолжительность периода определена исходя из среднего срока службы технологических машин и оборудования.

Норма дисконтирования установлена из условий:

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

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

Результаты расчетов по оценке коммерческой эффективности проекта представлены в таблицах 3.16-3.21

Таблица 3.16 - Поток денежных средств от инвестиционной деятельности

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0 2019	1 2020	2 2021	3 2022	4 2023	
1. Расходы на приобретение активов, всего	15 062 000,00					15 062 000,00
в том числе:						
за счет собственных средств	15 062 000,00					
за счет заемных средств.	0,00					0,00
2. Поток реальных средств						
2.1. По шагам	-15 062 000,00					-15 062 000,00
2.2. Нарастающим итогом	-15 062 000,00	-15 062 000,00	-15 062 000,00	-15 062 000,00	-15 062 000,00	
3. Поток дисконтированных средств						
3.1. По шагам	-15 062 000,00					-15 062 000,00
3.2. Нарастающим итогом	-15 062 000,00	-15 062 000,00	-15 062 000,00	-15 062 000,00	-15 062 000,00	

Таблица 3.17 – Поток денежных средств от операционной деятельности

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0 2019	1 2020	2 2021	3 2022	4 2023	
1. Экономический эффект	9 242 000,00	9 242 000,00	9 242 000,00	9 242 000,00	9 242 000,00	46 210 000,00
2. Текущие издержки	899 350,00	899 350,00	899 350,00	899 350,00	899 350,00	4 496 750,00
3. Амортизация основных средств	3 012 400,00	3 012 400,00	3 012 400,00	3 012 400,00	3 012 400,00	15 062 000,00
4. Валовый доход	5 330 250,00	5 330 250,00	5 330 250,00	5 330 250,00	5 330 250,00	26 651 250,00
5. Налог на прибыль (20%)	1 066 050,00	1 066 050,00	1 066 050,00	1 066 050,00	1 066 050,00	5 330 250,00
6. Чистая прибыль	4 264 200,00	4 264 200,00	4 264 200,00	4 264 200,00	4 264 200,00	21 321 000,00
7. Поток реальных средств						
7.1. По шагам	7 276 600,00	7 276 600,00	7 276 600,00	7 276 600,00	7 276 600,00	36 383 000,00
7.2. Нарастающим итогом	7 276 600,00	14 553 200,00	21 829 800,00	29 106 400,00	36 383 000,00	
8. Поток дисконтированных средств						
8.1. По шагам	7 276 600,00	6 327 478,26	5 502 155,01	4 784 482,62	4 160 419,67	28 051 135,55
8.2. Нарастающим итогом	7 276 600,00	13 604 078,26	19 106 233,27	23 890 715,89	28 051 135,55	

Таблица 3.18 – Поток денежных средств от финансовой деятельности

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0 2019	1 2020	2 2021	3 2022	4 2023	
1. Собственный капитал.	15 062 000,00					15 062 000,00
2. Поток реальных средств						
2.1. По шагам	15 062 000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	15 062 000,00
2.2. Нарастающим итогом.	15 062 000,00	15 062 000,00	15 062 000,00	15 062 000,00	15 062 000,00	

Продолжение таблицы 3.18

3. Поток дисконтированных средств						
3.1. По шагам	15 062 000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	15 062 000,00
3.2. Нарастающим итогом.	15 062 000,00	15 062 000,00	15 062 000,00	15 062 000,00	15 062 000,00	

Таблица 3.19 – Поток денежных средств от инвестиционной и операционной деятельности

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0 2019	1 2020	2 2021	3 2022	4 2023	
1. Поток реальных средств (ЧРД)						
	-7 785 400,00	7 276 600,00	7 276 600,00	7 276 600,00	7 276 600,00	21 321 000,00
1.1. По шагам						
1.2. Нарастающим итогом.	-7 785 400,00	-508 800,00	6 767 800,00	14 044 400,00	21 321 000,00	
2. Поток дисконтированных средств (ЧДД)						
	-7 785 400,00	6 327 478,26	5 502 155,01	4 784 482,62	4 160 419,67	12 989 135,55
2.1. По шагам						
2.2. Нарастающим итогом	-7 785 400,00	-1 457 921,74	4 044 233,27	8 828 715,89	12 989 135,55	

Таблица 3.20 – Сальдо денежных потоков

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0 2019	1 2020	2 2021	3 2022	4 2023	
1. Поток реальных средств						
	7 276 600,00	7 276 600,00	7 276 600,00	7 276 600,00	7 276 600,00	36 383 000,00
1.1. По шагам						
1.2. Нарастающим итогом (СРД).	7 276 600,00	14 553 200,00	21 829 800,00	29 106 400,00	36 383 000,00	

Таблица 3.21 – Период окупаемости

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0 2019	1 2020	2 2021	3 2022	4 2023	
0	-7 785 400,00	7 276 600,00	7 276 600,00	7 276 600,00	7 276 600,00	21 321 000,00
0,1	-7 785 400,00	6 615 090,91	6 013 719,01	5 467 017,28	4 970 015,71	15 280 442,91
0,2	-7 785 400,00	6 063 833,33	5 053 194,44	4 210 995,37	3 509 162,81	11 051 785,96
0,3	-7 785 400,00	5 597 384,62	4 305 680,47	3 312 061,90	2 547 739,93	7 977 466,92
0,4	-7 785 400,00	5 197 571,43	3 712 551,02	2 651 822,16	1 894 158,68	5 670 703,29
0,5	-7 785 400,00	4 851 066,67	3 234 044,44	2 156 029,63	1 437 353,09	3 893 093,83
0,6	-7 785 400,00	4 547 875,00	2 842 421,88	1 776 513,67	1 110 321,04	2 491 731,59
0,7	-7 785 400,00	4 280 352,94	2 517 854,67	1 481 090,98	871 229,99	1 365 128,59
0,8	-7 785 400,00	4 042 555,56	2 245 864,20	1 247 702,33	693 167,96	443 890,05
0,9	-7 785 400,00	3 829 789,47	2 015 678,67	1 060 883,51	558 359,74	-320 688,60
1	-7 785 400,00	3 638 300,00	1 819 150,00	909 575,00	454 787,50	-963 587,50
0,859	-7 785 400,00	4 097 646,13	2 307 493,03	1 299 410,43	731 732,42	-323,01

За период планирования, жизненный цикл (5 лет), инвестиционный проект потребует 15 062 000 руб. капитальных вложений и принесет 4 264 200 руб. чистой прибыли.

Чистый реальный доход проекта составит 21 321 000 руб., чистый дисконтированный доход – 12 989 135,55 руб.

Индекс доходности, исчисленный по реальным потокам равен 2,42, а исчисленный по дисконтированным потокам – 1,86.

Внутренняя норма доходности инвестиций составляет 85,9% в год (рисунок 3.4).

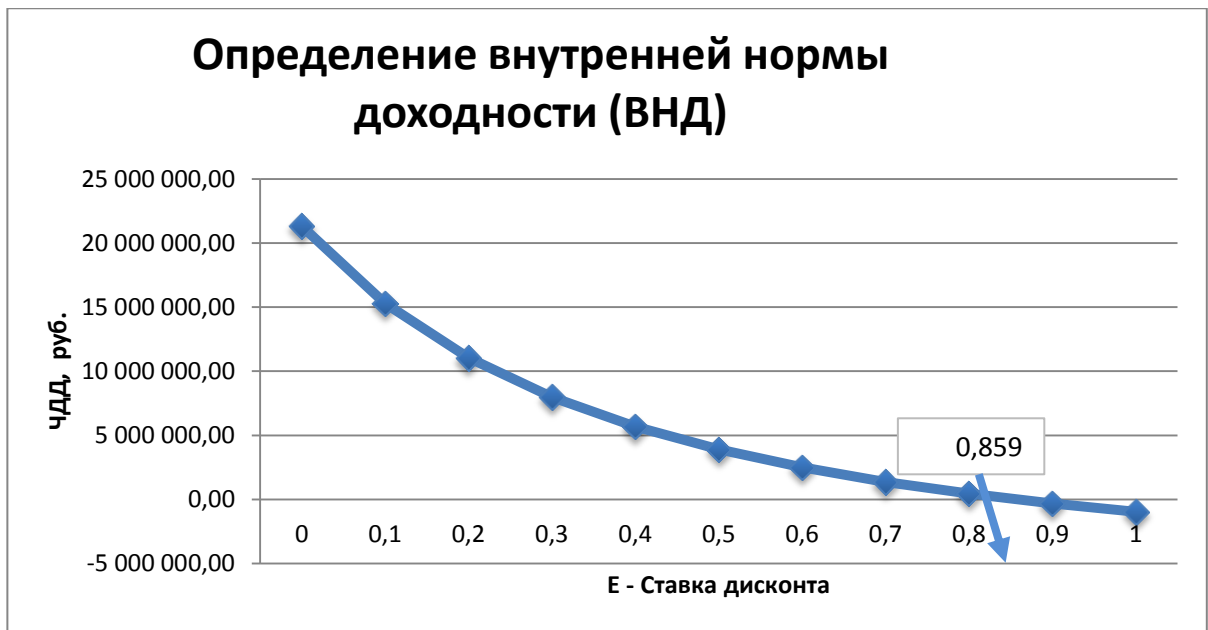


Рисунок 3.4 - Внутренняя норма доходности

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

$$\text{Ср. ок.} = t' - \frac{\text{чдд}'}{\text{чдд} - \text{чдд}'} = 1 - \frac{-1457921,74}{4044233,27 - (-1457921,74)} = 1,26 \quad (42)$$

Наглядно о формировании показателей эффективности проекта можно судить по рисунку 3.5.

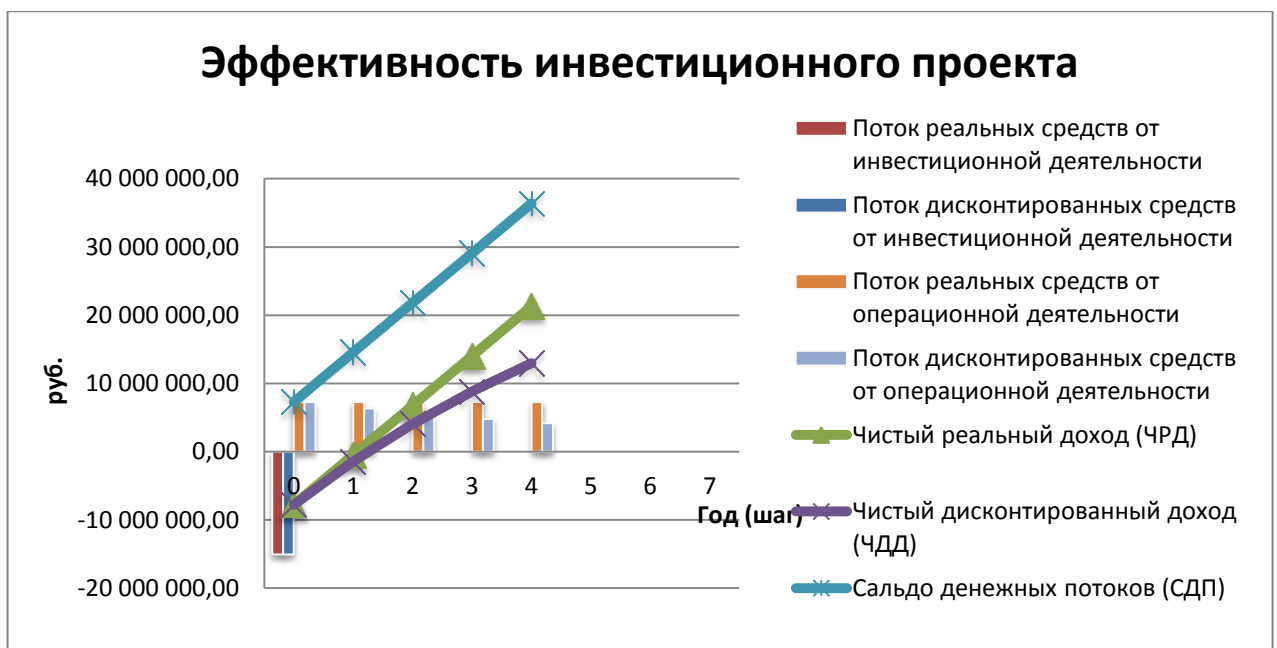


Рисунок 3.5 - Показатели эффективности проекта

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

Внутренняя норма доходности равняется 85,9%, а срок окупаемости равен 1,26 года, что делает данный проект привлекательным для инвестора.

Денежные потоки на всех шагах внедрения проекта положительны, что позволяет внедрить проект по избранной схеме финансирования.

Данная оценка эффективности предварительна, однако она характеризует проект, как эффективный. Поэтому можно провести более точные расчёты, которые позволят оценить проект с учётом сложившейся экономической ситуации в стране.

Финансовое состояние является важнейшей характеристикой деятельности предприятия, отражающей уровень его конкурентоспособности, деловой активности и надёжности. В основе устойчивого финансового состояния лежит эффективное использование ресурсов, достаточность собственных средств для исключения высокого риска, хорошие перспективы для получения прибыли и др. Неустойчивое финансовое положение выражается в неудовлетворительной платежеспособности, в низкой эффективности использования ресурсов, в неэффективном размещении средств. [5]

Анализ чувствительности показателей эффективности инвестиционного проекта позволяет на количественной основе оценить влияние на инвестиционный проект изменения его главных переменных. Особенность данного метода заключается в том, что в нем допускается изменение одного параметра изолированно от всех остальных, т.е. все остальные параметры инвестиционного проекта остаются неизменными. [2]

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

Таблица 3.22- Значение ЧДД при варьируемых показателях

	-15%	-10%	-5%	0	5%	10%	15%
Экономический эффект	23 775 810,35			28 051 135,55			32 326 460,76
Текущие издержки		28 328 493,54		28 051 135,55		27 773 777,57	
Налоги			29 078 535,48	28 051 135,55	27 023 735,63		

На рисунке 3.6 представлена чувствительность проекта к риску для предлагаемого мероприятия.

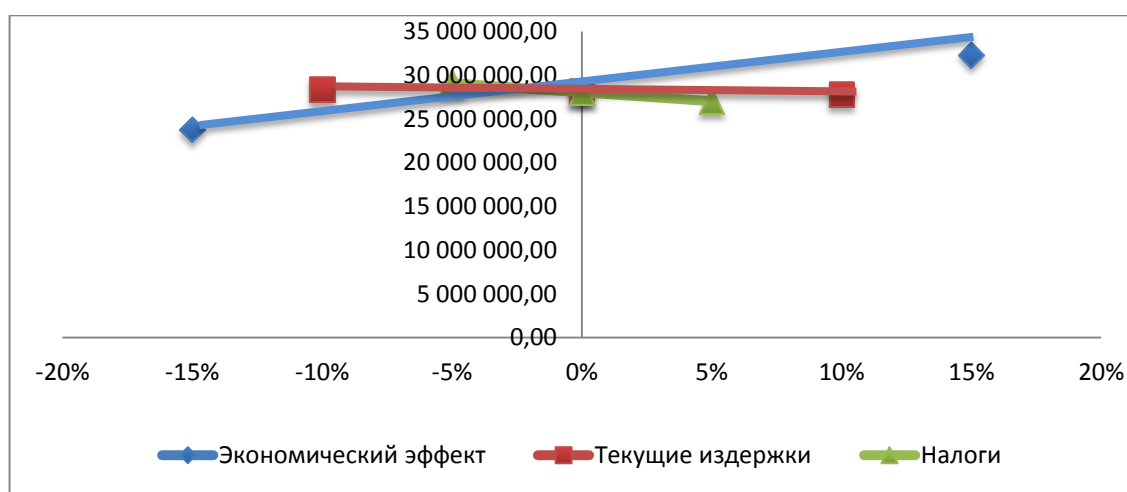


Рисунок 3.6 – Анализ чувствительности проекта к риску

Рассчитав изменение NPV при вариации факторов по рис. 3.6, нам явно видно, что мероприятие имеет незначительный уровень предпринимательского риска - так как график находится в положительной области построения, что говорит об экономической целесообразности проведения мероприятия.

3.6 Сравнительный анализ инвестиционных проектов MARTin и T-seismo

Просчитав экономическую эффективность двух проектов: работа MARTin и технологии T-seismo, суть которых была в сокращении издержек при добыче нефти и увеличению дебита добычи нефти, можно сделать вывод, что наиболее выгодным является проект MARTin.

Проект T-seismo при его внедрении потребует 3 182 000 рублей капитальных вложений, и принесёт чистой прибыли 3 685 208 рублей за весь период. Проект MARTin же потребует 15 062 000 руб. капитальных вложений, а чистая прибыль составит 21 321 000 руб.

руб.

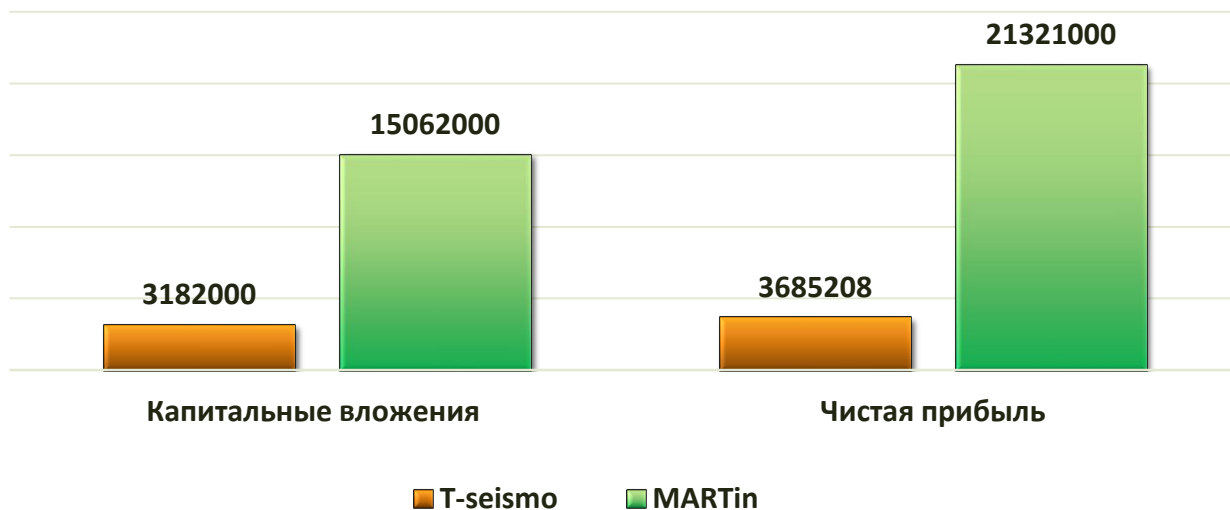


Рисунок 3.7 – Капитальные вложения и чистая прибыль инвестиционных проектов

Чистый реальный доход и чистый дисконтированный доход у проекта MARTin выше, чем у проекта T-seismo.



Рисунок 3.8 – Чистый реальный доход и чистый дисконтированный доход инвестиционных проектов

Такие показатели, как индекс доходности по дисконтированным доходам и внутренняя норма доходности у проекта MARTin также выше.



Рисунок 3.9 – Индекс доходности инвестиционных проектов



Рисунок 3.10 - Внутренняя норма доходности инвестиционных проектов
 Срок окупаемости проекта T-seismo, исчисленный по дисконтированным потокам составляет 1,59 года, а срок окупаемости проекта MARTin составляет 1,26 года.

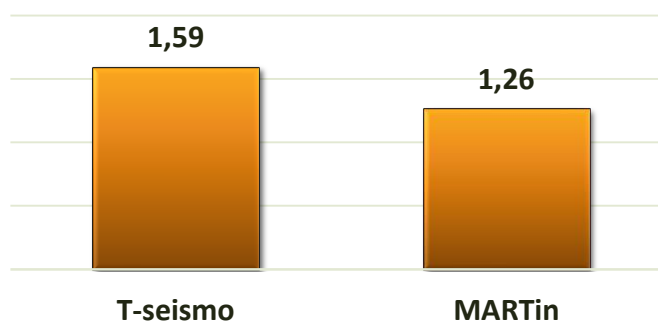


Рисунок 3.11 – Срок окупаемости проектов

Положительный чистый дисконтированный доход и индекс доходности, который превышает единицу, позволяют охарактеризовать оба проекта, как эффективные. Также сравнение обоих проектов показывает, что проект MARTin является более выгодным, чем проект T-seismo.

Таблица 3.23 – Прирост абсолютных показателей в результате внедрения проектов MARTin и T-seismo

Показатели	Факт за 2018 год	Прирост при внедрении MARTin	Изменение (+;-)	Прирост при внедрении T-seismo	Изменение (+;-)
Выручка	42984638000	42993880000	9242000	42990614000	5976000
Себестоимость	37731512000	37735423750	3911750	37736566698	5054698
Чистая прибыль	2488724000	2492988200	4264200	2489461041	737041

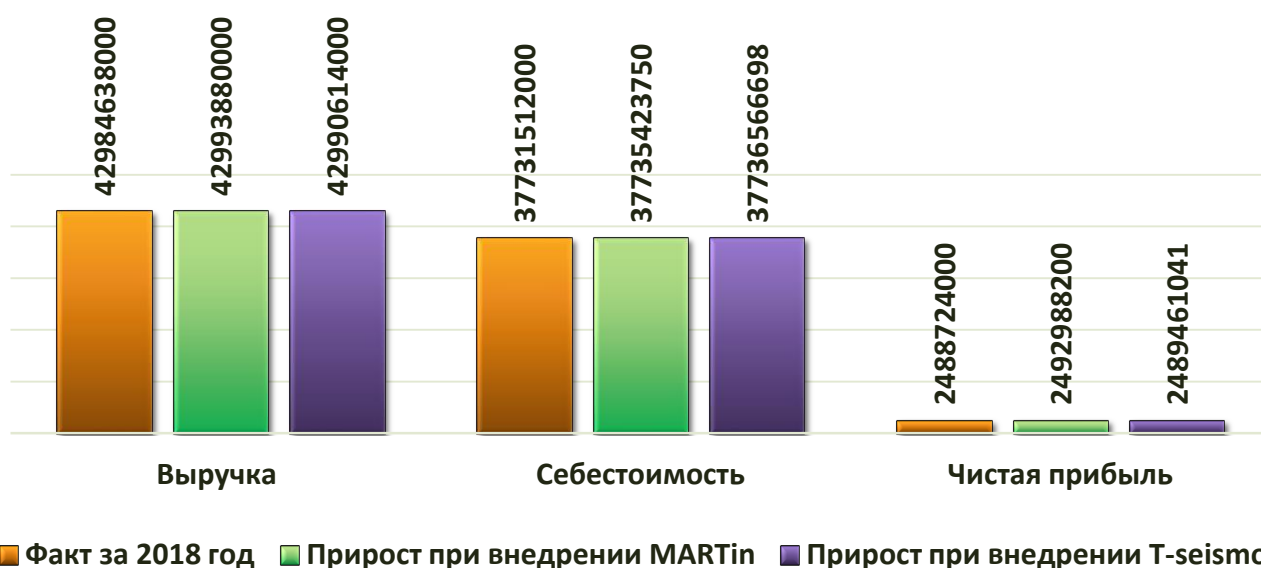


Рисунок 3.12 – Изменение основных показателей при внедрении проектов

Таблица 3.24 – Прирост относительных показателей в результате внедрения инвестиционных проектов

Показатель, %	Факт за 2018 год	Прирост при внедрении MARTin	Изменение (+;-)	Прирост при внедрении T-seismo	Изменение (+;-)
Профитабельность активов	5,5967	5,6054	0,0087	5,5982	0,0015
Профитабельность продаж по чистой прибыли	5,7898	5,7985	0,0087	5,7907	0,0009
Профитабельность основной деятельности	8,9979	9,3980	0,4001	9,3860	0,3881

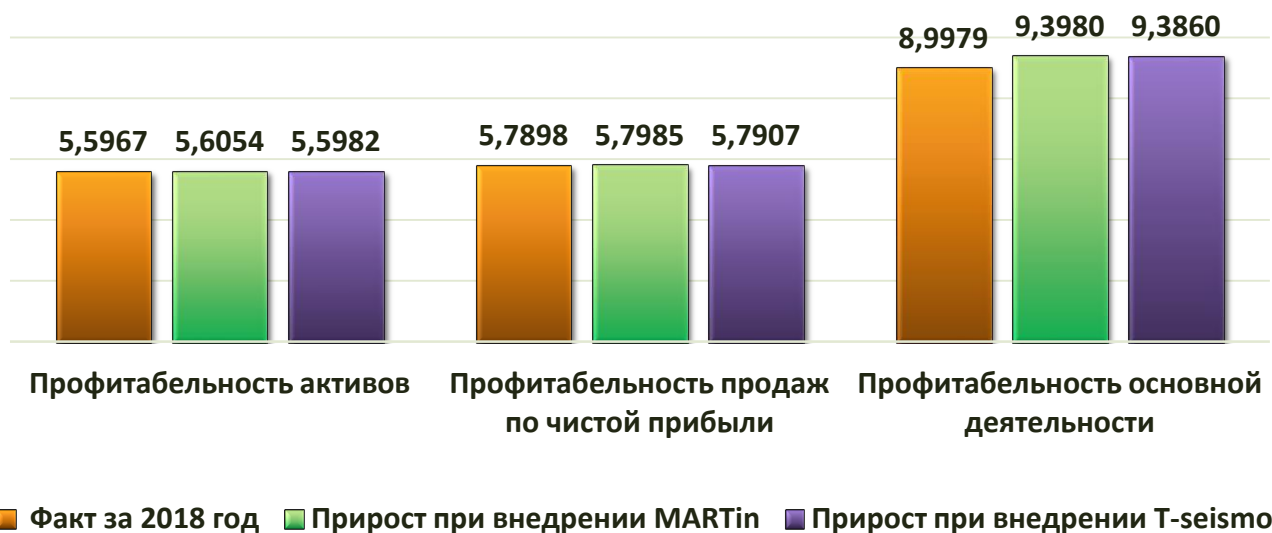


Рисунок 3.13 – Изменение основных показателей при внедрении проектов

Как видно из выше приведенных таблиц, выручка при внедрении проектов увеличилась на 9 242 000 руб. при внедрении проекта MARTin и на 5 976 000 руб. при внедрении проекта T-seismo. Но также и увеличилась себестоимость добычи нефти от проекта MARTin до 37 735 423 750 руб. и от проекта T-seismo до 37 736 566 698 руб. При использовании обоих проектов рост выручки более значительный, поэтому прибыль растёт при внедрении обоих проектов, что положительно сказывается на профитабельности проектов и она увеличивается на 0,4% при внедрении проекта MARTin и 0,3881% при внедрении проекта T-seismo/

Так же происходит рост процента профитабельности активов предприятия, профитабельности продаж по чистой прибыли и профитабельности собственного капитала, что показывает эффективное использование вложенных средств.

Таким образом, при внедрении любого из этих двух проектов профитабельность предприятия вырастит не значительно, однако тиражирование данных проектов окажет более сильное положительное влияние на деятельность предприятия. Оба проекта можно внедрять параллельно, так как их использование решает разные проблемы предприятия.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, предприятие ПАО «Варьеганнефтегаз» является представителем нефтегазодобывающей отрасли, которая играет важную роль в экономике нашего региона и всей страны в целом.

Отрасль, в которой предприятие осуществляет свою деятельность подвержена некоторому количеству типичных для отрасли проблем, которые ПАО «Варьеганнефтегаз» решает за счёт совершенствования технологического процесса добычи, сокращения затрат на производство и поиска, разработки, внедрения и освоения новых месторождений.

Оценка финансово-хозяйственной деятельности предприятия показала, что на данный момент оно испытывает некоторые трудности с платежеспособностью и финансовой устойчивостью. Несмотря на это детальность предприятия эффективна и его рентабельность выросла на конец анализируемого периода. Это связано с ростом чистой прибыли за счёт увеличения трансфертных цен на нефть.

В ходе выпускной квалификационной работы было представлено два проекта. Проект MARTin направлен на сокращение затрат, путём более эффективной чистки РВС и переработки нефтешламов, которые ранее просто утилизировались. Проект T-seismo направлен на повышение дебита добычи нефти, путём воздействия импульсного удара на пласт.

Оценка обоих проектов показала их эффективность. Капитальные затраты на проект MARTin составили 15 062 000 рублей, а ежегодная чистая прибыль составит 4 264 200 рублей. Срок окупаемости данного проекта равен 1,26 года. Чистый дисконтированный доход данного проекта равен 28 051 135,55 за весь период. Анализ чувствительности риска показал, что проект является низко рисковым, о чём также свидетельствует внутренняя норма доходности, равная 85,9%. Индекс доходности данного проекта по дисконтированным потокам равняется 1,86, что говорит об его экономической эффективности.

Капитальные затраты на проект T-seismo составили 3 182 000 рублей. А ежегодная чистая прибыль составит 737 041,60. Срок окупаемости данного проекта равен 1,4 года. Чистый дисконтированный доход за весь период по проекту составит 5 294 587,65. Внутренняя норма доходности данного проекта равняется 68%, а анализ чувствительности проекта к риску характеризует его как низко рисковый. Индекс доходности по чистым дисконтированным потокам составит 1,66, что также говорит об экономической эффективности внедрения данного проекта.

Оценка деятельности предприятия после внедрения показывает увеличение рентабельности основной деятельности на 0,4% при внедрении проекта MARTin и на 0,3881% при внедрении проекта T-seismo.

Из сравнительного анализа предлагаемых проектов можно сделать вывод, что проект MARTin является более эффективным, чем проект T-seismo. Несмотря на это предприятие может осуществить внедрение этих проектов параллельно, так как они направлены на решение разных задач и оба положительно сказываются на динамике рентабельности ПАО «Варьеганнефтегаз».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Абдукаримов, И.Т. Финансово-экономический анализ хозяйственной деятельности коммерческих организаций (анализ деловой активности): Учебное пособие / И.Т. Абдукаримов. - М.: НИЦ ИНФРА-М, 2014. - 320 с.
- 2 Ахмадеев, А.М. Сущность и экономическое содержание инвестиций и процесса инвестирования/ А.М. Ахмадеев, Э.Р. Сагатгареев.– 2015. - №1. – 69 с.
- 3 Барышникова, Н.А. Экономика предприятия: учебное пособие / Н.А. Барышникова, Т.А. Матеуш, М.Г. Миронов. – М.: Юрайт, 2014. – 192 с.
- 4 Баскакова, О.В. Экономика предприятия (организации): Учебник / О.В. Баскакова, Л.Ф. Сейко. - М.: Дашков и К, 2014. - 372 с.
- 5 Бирюков, А.Н. Анализ чувствительности для критерия оценки инвестиционного проекта // Иннов: электронный научный журнал/ А.Н. Бирюков, Г.Н. Раянова. 2017. №2
- 6 Виноградова, М.В. Проектно-экономический анализ : учебное пособие / М.В. Виноградова, Н.М. Корсунова. — Электрон. дан. — Москва : РТА, 2015. — 200 с.
- 7 Грузинова, В.П. Экономика предприятия: Учебник для вузов./В.П. Грузинова. – М.: Банки и биржи, Юнити, 2014. – 535с.
- 8 Зяблицкая, Н.В. Общие методические указания по оформлению письменных работ для обучающихся очной и заочной форм обучения по направлениям подготовки 38.03.01 Экономика, 38.03.02 Менеджмент, 38.03.04 Государственное и муниципальное управление / Н.В. Зяблицкая, Н.В. Назарова, Г.Г. Шаповалова. – Нижневартовск, 2018. – 25 с.
- 9 Зяблицкая, Н.В. Экономика предприятия (организации): учебное пособие / Н.В. Зяблицкая. – Екатеринбург: ФОРТ ДИАЛОГ-Исеть, 2015. – 203 с.
- 10 Клочкова, Е. Н. Экономика предприятия : учебник для бакалавров / Е. Н. Клочкова, Т. Е. Платонова, В. И. Кузнецов ; под редакцией Е. Н. Клочковой. — Москва : Издательство Юрайт, 2017. — 447 с.

- 11 Ковалев, В.В. Управление денежными потоками, прибылью и рентабельностью/ В.В. Ковалев. – М.: Проспект, 2015. -336 с.
- 12 Крылов, С.И. Финансовый анализ: Учебное пособие / С.И. Крылов, - 2-е изд., стер. - М.:Флинта, Изд-во Урал. ун-та, 2017. - 160 с.
- 13 Любушин, Н.П Экономический анализ / Н.П Любушин., - 2-е изд. - М.:ЮНИТИ-ДАНА, 2015. - 441 с
- 14 Маркарьян, Э.А. Экономический анализ хозяйственной деятельности: учеб. пособие / Э.А. Маркарьян, Г.П. Герасименко, С.Э. Маркарьян. — Москва: КноРус, 2015. — 534 с.
- 15 Савиных, А.Н. Анализ и диагностика финансово-хозяйственной деятельности предприятия (для бакалавров и магистров): учеб. пособие / А.Н. Савиных. — Москва : КноРус, 2015. — 300 с.
- 16 Фетисов, В.Д. Финансовый менеджмент: учебное пособие / В. Д. Фетисов, Т. В. Фетисова. – М.: Юнити, 2014. – 167 с.
- 17 Главная - ПАО «Вареганнефтегаз» [Электронный ресурс]: официальный сайт / ПАО «Вареганнефтегаз». – Электрон. дан. – Режим доступа: <https://vareganneft.rosneft.ru>
- 18 Гарант [Электронный ресурс]: официальный сайт / Гарант. – Электрон. дан. – Режим доступа: <http://base.garant.ru/12185475/b6e02e45ca70d110df0019b9fe339c70/>
- 19 Каталог организаций List-Org - Организация ПАО "ВАРЬЕГАННЕФТЕГАЗ" [Электронный ресурс]: официальный сайт. – Электрон. дан. – Режим доступа: <https://www.list-org.com/company/308>
- 20 КонсультантПлюс [Электронный ресурс]: Официальный сайт компании «КонсультантПлюс» – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_12561/90499822e53242f24e911854e6b53927d9470a97/
- 21 Миррико [Электронный ресурс]: официальный сайт / Миррико. – Электрон. дан. – Режим доступа: <https://www.mirrico.ru/innovation/innovative->

developments/oil-and-gas/construction-wells/catalog-of-reagents-for-cementing/technology-robotic-stripping-rvs-sludge-from-marti/#description

22 Роснефть [Электронный ресурс]: официальный сайт / ПАО «НК «Роснефть». – Электрон. дан. – Режим доступа: https://vareganneft.rosneft.ru/about/Glance/OperationalStructure/Dobicha_i_razrabotka/Zapadnaja_Sibir/vareganneft

23 Росстат [Электронный ресурс]: официальный сайт / Росстат. – Электрон.дан. – Режим доступа: http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/enterprise/industrial

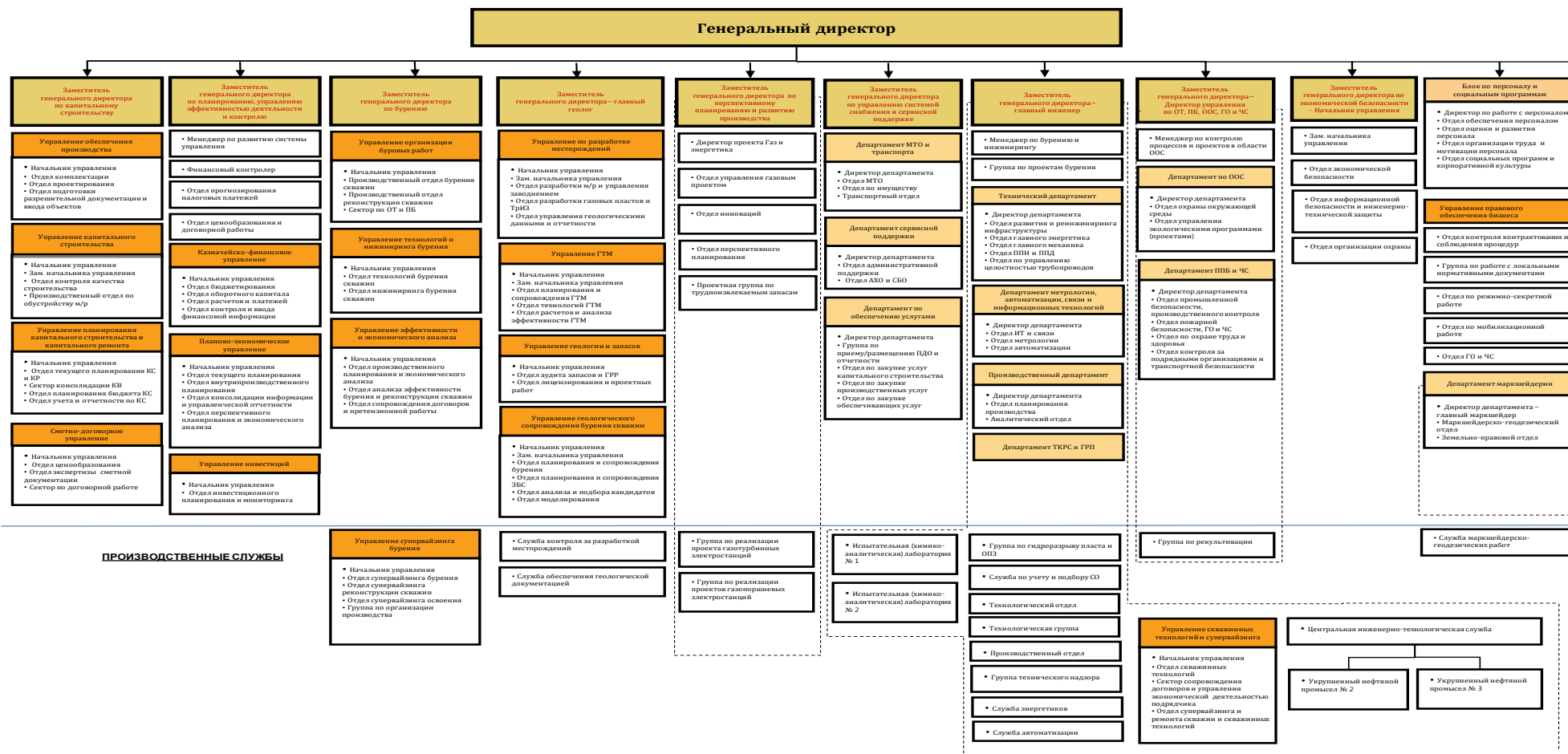
24 EnergyLand.info [Электронный ресурс]: официальный сайт / EnergyLand.info. – Электрон. дан. – Режим доступа: <http://www.energyland.info/analitic-show-120034>

25 Studbooks.net [Электронный ресурс]: официальный сайт / Studbooks.net – Электрон. дан. – Режим доступа: <https://studbooks.net>

26 Terratec [Электронный ресурс]: официальный сайт / Terratec. – Электрон. дан. – Режим доступа: <http://terratecglobal.com/technologies>



ПРИЛОЖЕНИЯ
ПРИЛОЖЕНИЕ А
Организационная структура ПАО «Варьеганнефтегаз»



ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Рисунок Б.1 – Бухгалтерский баланс (Форма №1) ПАО «Варьганнефтегаз»

Бухгалтерский баланс		на 31 декабря 2018 года	
Организация	ПАО "Варьганнефтегаз"	Дата (число, месяц, год)	31 12 2018
Идентификационный номер налогоплательщика		по ОКПО	05794051
Вид экономической деятельности	Добыча сырой нефти	ИНН	8609000160
Организационно - правовая форма / форма собственности публичное акционерное общество / частная собственность		по ОКВЭД	06.10.1
Единица измерения:	тыс. руб.	по ОКФС/ОКФС	1 22 47/16
Местонахождение (адрес):	628464, РФ, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г. Радужный, 2 микрорайон, д.21	по ОКЕИ	384

Пояснения	Наименование показателя	Код показателя	на 31 декабря 2018 года	на 31 декабря 2017 года	на 31 декабря 2016 года
	АКТИВ				
	I. ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ				
п.6	Нематериальные активы	1110	648 029	672 392	689 426
	Результаты исследований и разработок	1120	-	-	-
	Нематериальные поисковые активы	1130	-	-	-
	Материальные поисковые активы	1140	-	-	-
п.5	Основные средства	1150	34 755 355	33 489 157	30 230 562
	Доходные вложения в материальные ценности	1160	-	-	-
п.10	Финансовые вложения	1170	370 000	370 000	370 000
п.18	Отложенные налоговые активы	1180	848 040	655 161	349 976
п.8	Прочие внеоборотные активы	1190	1 486 469	1 542 725	1 571 948
	Итого по разделу I	1100	38 107 893	36 729 435	33 211 912
	II. ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ				
п.9	Запасы	1210	1 076 931	877 935	531 013
	Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	1220	26 120	25 991	829
п.12	Дебиторская задолженность	1230	6 322 094	5 766 140	5 399 003
	в том числе:				
п.12	- Дебиторская задолженность, платежи по которой ожидаются в течение 12 месяцев после отчетной даты	1231	6 278 985	5 725 763	5 363 955
п.12	- Дебиторская задолженность, платежи по которой ожидаются более чем через 12 месяцев после отчетной даты	1232	43 109	40 377	35 048
	Финансовые вложения (за исключением денежных эквивалентов)	1240	-	-	-
	Краткосрочные производные финансовые инструменты, признаваемые по справедливой стоимости через Отчет о финансовых результатах	1241	-	-	-
	Долгосрочные производные финансовые инструменты, признаваемые по справедливой стоимости через Отчет о финансовых результатах	1242	-	-	-
п.11	Денежные средства и денежные эквиваленты	1250	573	869	951
	Прочие оборотные активы	1260	319	797	10
	в том числе:				
	- Не предъявленная к оплате начисленная выручка по договорам строительного подряда	1261	-	-	-
	Итого по разделу II	1200	7 426 037	6 671 732	5 931 806
	БАЛАНС	1600	45 533 930	43 401 167	39 143 718

Окончание рисунка Б.1

Форма 0710001 с.2

	Наименование показателя	Код показателя	на 31 декабря 2018 года	на 31 декабря 2017 года	на 31 декабря 2016 года
	ПАССИВ				
	III. КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ				
п.16	Уставный капитал (складочный капитал, уставный фонд, вклады товарищей)	1310	2 397	2 397	2 397
	Собственные акции, выкупленные у акционеров	1320	-	-	-
п.16	Переоценка внеоборотных активов	1340	2 173 647	2 177 704	2 185 268
	Добавочный капитал (без переоценки)	1350	-	-	-
п.16	Резервный капитал	1360	360	360	360
п.17	Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	1370	27 681 126	25 189 310	24 116 221
	Итого по разделу III	1300	29 857 530	27 369 771	26 304 246
	IV. ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
п.13	Заемные средства	1410	-	2 472 090	-
п.18	Отложенные налоговые обязательства	1420	3 390 913	3 460 801	3 423 417
п.21	Оценочные обязательства	1430	4 583 665	3 550 757	2 193 184
	Долгосрочные производные финансовые инструменты, признаваемые по справедливой стоимости через Отчет о финансовых результатах	1440	-	-	-
	Прочие обязательства	1450	-	-	-
	Итого по разделу IV	1400	7 974 578	9 483 648	5 616 601
	V. КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
	Заемные средства	1510	-	-	2 283 515
п.12	Кредиторская задолженность	1520	6 611 335	5 539 748	4 009 074
	Доходы будущих периодов	1530	65 721	68 368	69 687
п.21	Оценочные обязательства	1540	1 024 766	939 632	860 595
	Краткосрочные производные финансовые инструменты, признаваемые по справедливой стоимости через Отчет о финансовых результатах	1545	-	-	-
	Прочие обязательства	1550	-	-	-
	Итого по разделу V	1500	7 701 822	6 547 748	7 222 871
	БАЛАНС	1700	45 533 930	43 401 167	39 143 718

Заместитель генерального директора-
главный геолог
по доверенности № 24 от 08.02.2019г.

Заместитель начальника территориального
управления по бухгалтерскому учету
и отчетности ТУ г. Нижневартовск
филиала ООО «РН-Учет» в г. Тюмени
по доверенности № 206 от 06 декабря 2018 г.


М.А. Романчев
(подпись) (расшифровка подписи)
2019 г.




Е.Н. Горина
(подпись) (расшифровка подписи)

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Рисунок В.1 – Отчет о финансовых результатах (Форма №2) ПАО «Варьеганнефтегаз»

Отчет о финансовых результатах

за 2018 г.

Коды		
Форма по ОКУД		
0710002		
Дата (число, месяц, год)		
31	12	2018
ОКПО		
05794051		
ИНН		
8609000160		
ОКВЭД		
06.10.1		
ОКОПФ/ОКФС		
1 22 47/16		
ОКЕИ		
384		

Организация **ПАО "Варьеганнефтегаз"**
Идентификационный номер налогоплательщика

по ОКПО 05794051
ИНН 8609000160

Вид экономической деятельности **Добыча сырой нефти**
Организационно - правовая форма / форма собственности публичное
акционерное общество / частная собственность
Единица измерения **тыс. руб.**

по ОКВЭД 06.10.1
по ОКОПФ/ОКФС 1 22 47/16
по ОКЕИ 384

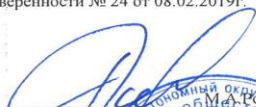
Пояснения	Наименование показателя	Код показател	за 2018 г.		за 2017 г.	
п.17	Выручка	2110	42 984 638		32 883 956	
п.17	Себестоимость продаж	2120	(37 731 512)		(29 560 753)	
п.17	Расходы, связанные с разведкой и оценкой запасов нефти и газа	2130	(89 606)		(53 355)	
	Валовая прибыль (убыток)	2100	5 163 520		3 269 848	
п.17	Коммерческие расходы	2210	(92 321)		(113 023)	
п.17	Общехозяйственные и административные расходы	2220	(1 530 155)		(1 457 870)	
	Прибыль (убыток) от продаж	2200	3 541 044		1 698 955	
	Доходы от участия в других организациях	2310	-		-	
	Проценты к получению	2320	-		-	
п.17	Проценты к уплате	2330	(288 068)		(192 798)	
	Доходы от изменения справедливой стоимости производных финансовых инструментов	2333	-		-	
	Расходы от изменения справедливой стоимости производных финансовых инструментов	2334	-		-	
п.17	Прочие доходы	2340	404 126		194 159	
п.17	Прочие расходы	2350	(719 577)		(469 233)	
	Прибыль (убыток) до налогообложения	2300	2 937 525		1 231 083	
п.18	Текущий налог на прибыль	2410	(733 655)		(433 940)	
п.18	В т.ч. постоянные налоговые активы (обязательства)	2421	144 335		80 496	
п.18	Изменение отложенных налоговых обязательств	2430	69 888		(37 384)	
п.18	Изменение отложенных налоговых активов	2450	192 638		305 185	
	Прочее	2460	22 328		581	
	Налог на прибыль прошлых лет	2461	22 328		581	
	Налог на вмененный доход	2464	-		-	
	Перераспределение налога на прибыль внутри КГН	2465	-		-	
	Чистая прибыль (убыток)	2400	2 488 724		1 065 525	

Окончание рисунка В.2

Форма 0710002 с.2

Пояснения:	Наименование показателя	Код показателя	за 2018 г.	за 2017 г.
	СПРАВОЧНО			
	Результат от переоценки внеоборотных активов, не включаемых в чистую прибыль (убыток) периода	2510	-	-
	Результат от прочих операций, не включаемых в чистую прибыль (убыток) периода	2520	-	-
	Совокупный финансовый результат периода	2500	2 488 724	1 065 525
п.19	Базовая прибыль (убыток) на акцию	2900	0,138	0,059
	Разводненная прибыль (убыток) на акцию	2910	-	-

Заместитель генерального директора-
главный геолог
по доверенности № 24 от 08.02.2019г.


(подпись) (расшифровка подписи)
"М." Серебряников



Заместитель начальника территориального
управления по бухгалтерскому учету
и отчетности ТУ г. Нижневартовск
филиала ООО «РН-Учет» в г. Тюмени
по доверенности № 206 от 06 декабря 2018 г.


(подпись) (расшифровка подписи)
Е.Н.Горина

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица Г.1 – Динамика состава и структуры имущества ПАО «Варьеганнефтегаз» за 2016-2018г.

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс.руб.					Темп роста (снижения), %		Структура активов и пассивов, %				
	2016	2017	2018	Изменение (+,-)		2017\ 2016	2018\ 2017	2016	2017	2018	Изменение (+,-)	
				2017\ 2016	2018\ 2017						2017\ 2016	2018\ 2017
АКТИВЫ												
1. ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ - ВСЕГО	3321191 2	36729435	38107893	3517523	1378458	110,59	103,75	84,8 5	84,63	83,69	-0,22	-0,94
Нематериальные активы	689426	672392	648029	-17034	-24363	97,53	96,38	1,76	1,55	1,42	-0,21	-0,13
Нематериальные поисковые активы	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Основные средства	3023056 2	33489157	34755355	3258595	1266198	110,78	103,78	77,2 3	77,16	76,33	-0,07	-0,83
Финансовые вложения	370000	370000	370000	0	0	100,00	100,00	0,95	0,85	0,81	-0,09	-0,04
Отложенные налоговые активы	349976	655161	848040	305185	192879	187,20	129,44	0,89	1,51	1,86	0,62	0,35
Прочие внеоборотные активы	1571948	1542725	1486469	-29223	-56256	98,14	96,35	4,02	3,55	3,26	-0,46	-0,29
2. ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ - ВСЕГО	5931806	6671732	7426037	739926	754305	112,47	111,31	15,1 5	15,37	16,31	0,22	0,94
Запасы	531013	877935	1076931	346922	198996	165,33	122,67	1,36	2,02	2,37	0,67	0,34
НДС по приобретенным ценностям	829	25991	26120	25162	129	3135,2 2	100,50	0,00	0,06	0,06	0,06	0,00

Продолжение таблицы Г.1

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс.руб.					Темп роста (снижения), %		Структура активов и пассивов, %				
	2016	2017	2018	Изменение (+,-)				2016	2017	2018	Изменение (+,-)	
				2017\ 2016	2018\ 2017	2017\ 2016	2018\ 2017					
Дебиторская задолженность	5399003	5766140	6322094	367137	555954	106,80	109,64	13,79	13,29	13,88	-0,51	0,60
Финансовые вложения (за исключение денежных эквивалентов)	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Денежные средства и денежные эквиваленты	951	869	573	-82	-296	91,38	65,94	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие оборотные активы	10	797	319	787	-478	7970,0 0	40,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ИТОГО АКТИВОВ	39143718	43401167	45533930	4257449	2132763	110,88	104,91	100,00	100,00	100,0 0	0,00	0,00

Продолжение таблицы Г.1

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс.руб.					Темп роста (снижения), %		Структура активов и пассивов, %				
	2016	2017	2018	Изменение (+,-)		2017\ 2016	2018\ 2017	2016	2017	2018	Изменение (+,-)	
				2017\ 2016	2018\ 2017						2017\ 2016	2018\ 2017
ПАССИВ												
1. КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ - всего	26304246	27369771	29857530	1065525	2487759	104,0 5	109,0 9	67,20	63,06	65,57	-4,14	2,51
Уставный капитал	2397	2397	2397	0	0	100,0 0	100,0 0	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00
Переоценка внеоборотных активов	2185268	2177704	2173647	-7564	-4057	99,65	99,81	5,58	5,02	4,77	-0,57	-0,24
Добавочный капитал	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резервный капитал	360	360	360	0	0	100,0 0	100,0 0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	24116221	25189310	27681126	1073089	2491816	104,4 5	109,8 9	61,61	58,04	60,79	-3,57	2,75

Окончание таблицы Г.1

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс.руб.					Темп роста (снижения), %		Структура активов и пассивов, %				
	2016	2017	2018	Изменение (+,-)		2017\ 2016	2018\ 2017	2016	2017	2018	Изменение (+,-)	
				2017\ 2016	2018\ 2017						2017\ 2016	2018\ 2017
2.1 Долгосрочные обязательства:	5616601	9483648	7974578	3867047	-1509070	168,85	84,09	14,35	21,85	17,51	7,50	-4,34
Заемные средства	0	2472090	0	2472090	-2472090	0,00	0,00	0,00	5,70	0,00	5,70	-5,70
Отложенные налоговые активы	3423417	3460801	3390913	37384	-69888	101,09	97,98	8,75	7,97	7,45	-0,77	-0,53
Оценочные обязательства	2193184	3550757	4583665	1357573	1032908	161,90	129,09	5,60	8,18	10,07	2,58	1,89
2.2 Краткосрочные обязательства:	7222871	6547748	7701822	-675123	1154074	90,65	117,63	18,45	15,09	16,91	-3,37	1,83
Заемные средства	2283515	0	0	-2283515	0	0,00	0,00	5,83	0,00	0,00	-5,83	0,00
Кредиторская задолженность	4009074	5539748	6611335	1530674	1071587	138,18	119,34	10,24	12,76	14,52	2,52	1,76
Доходы будущих периодов	69687	68368	65721	-1319	-2647	98,11	96,13	0,18	0,16	0,14	-0,02	-0,01
Оценочные обязательства	860595	939632	1024766	79037	85134	109,18	109,06	2,20	2,16	2,25	-0,03	0,09
ИТОГО ПАССИВОВ	39143718	43401167	45533930	4257449	2132763	110,88	104,91	100	100	100	0,00	0,00