

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой

/Н.Г.Деменкова/

8 июня 2018 г.

Проекты повышения прибыльности деятельности

ПАО «Варьеганнефтегаз»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 38.03.02.2018.538.ВКР

Консультанты, (должность)

д.э.н., профессор

/Н.В. Зяблицкая/

2018 г.

Руководитель работы
зам. дир. по экон. и фин. ОАО
«ИМКХ»

/С.В. Солнцева/

2 июня 2018 г.

Консультанты, (должность)

Автор работы
обучающийся группы ДО – 459

/А.В. Серебрякова/

1 июня 2018 г.

Консультанты, (должность)

Нормоконтролер

/Н.В.Назарова/

2 июня 2018 г.

Челябинск 2018

АННОТАЦИЯ

Серебрякова А.В. Проекты повышения прибыльности деятельности ПАО «Варьеганнефтегаз» – Челябинск: ЮУрГУ, ДО - 459, 119 с., 29 ил., 35 таб., библиогр. список – 27 наим., 1 прил., 16 л. слайдов

Выпускная квалификационная работа выполнена с целью повышения прибыльности деятельности ПАО «Варьеганнефтегаз».

В данной работе проанализирована организационная структура предприятия, выявлены сильные и слабые стороны ПАО «Варьеганнефтегаз», а так же возможные угрозы и дополнительный потенциал предприятия. Изучены отраслевые особенности функционирования организации.

Так же произведен анализ финансово – хозяйственной деятельности предприятия, финансовой устойчивости, ликвидности, платежеспособности, деловой активности и рентабельности предприятия.

Предложено внедрение новых технологий, таких как «Расширитель раздвижной №530» и технология «Проведение обработки призабойной зоны с применением гибкой насосно-компрессорной трубы и эмульсионного отклонителя в виде кислотного состава повышенной вязкости в горизонтальных скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта».

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПАО «ВАРЬЕГАННЕФТЕГАЗ» И ОТРАСЛЕВЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ЕГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ (Разработала Серебрякова А.В.)	8
1.1 История создания и развития организации	8
1.2 Цель и виды деятельности	11
1.3 Организационно – правовой статус	12
1.4 Структура компании и система управления	14
1.5 Отраслевые особенности функционирования	16
1.5.1 Характеристика нефтегазовой отрасли	16
1.5.2 Специфика развития региона	19
1.6 SWOT анализ	21
2 АНАЛИЗ ФИНАНСОВО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ (Разработала Булычева В.А.)	25
2.1 Основные показатели работы	25
2.2 Анализ финансового состояния	27
2.2.1 Анализ состава и структуры баланса	27
2.2.2 Анализ финансовой устойчивости предприятия	37
2.2.3 Анализ ликвидности и платежеспособности предприятия	44
2.2.4 Оценка деловой активности предприятия	53
2.2.5 Оценка рентабельности предприятия	61
2.3 Анализ затратности функционирования	64
3 РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ПРИБЫЛЬНОСТИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПАО «ВАРЬЕГАННЕФТЕГАЗ»	68
3.1 Методические основы оценки эффективности инвестиционных проектов	68

3.2	Сущность инвестиционного мероприятия «Технология Проведение обработки призабойной зоны с применением гибкой насосно-компрессорной трубы и эмульсионного отклонителя в виде кислотного состава повышенной вязкости в горизонтальных скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта» (Разработала Булычева В.А.)	73
3.3	Оценка эффективности предлагаемых мероприятий (Разработала Булычева В.А.)	81
3.4	Анализ чувствительности проекта к риску (Разработала Булычева В.А.)	87
3.5	Сущность инвестиционного мероприятия «Расширитель раздвижной №530» (Разработала Серебрякова А.В.)	90
3.6	Оценка эффективности предлагаемых мероприятий (Разработала Серебрякова А.В.)	97
3.7	Анализ чувствительности проекта к риску (Разработала Серебрякова А.В.)	103
3.8	Сравнительный анализ проектов	104
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	109
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	113
	ПРИЛОЖЕНИЯ	116
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Организационная структура ПАО «Варьеганнефтегаз»	116

ВВЕДЕНИЕ

В современном мире для предприятий и их собственников очень важно достигать высоких экономических показателей, это является первоочередным стимулом к поиску и предложению инновационных проектов по повышению прибыльности деятельности. Прибыль является источником производственного и социального развития, занимая ведущее место в обеспечении самофинансирования предприятий, объединений, возможности которых в большинстве определяются тем, насколько доходы превышают затраты.

Экономическая состоятельность предприятия – это важнейшая характеристика его деловой активности и надежности. Она является важной составляющей в оценке потенциала предприятия, в определении его конкурентоспособности. Экономическая состоятельность характеризует устойчивое положение предприятия, его способность работать прибыльно.

Прибыль является объективной экономической категорией товарно-денежных отношений. Формирование регулируемого рынка товаров сопровождается повышением роли прибыли и рентабельности в системе показателей экономической характеристики деятельности предприятий.

Актуальность выбора темы данной выпускной квалификационной работы (ВКР) определяется тем, что в настоящее время повышение прибыльности и конкурентоспособности российской промышленности возможно только через развитие инновационной деятельности.

Анализ прибыли позволяет выявить основные факторы ее роста, эффективное использование ресурсов, потенциальные возможности предприятия, а также определить влияние внешних и внутренних факторов на размер прибыли, порядок ее распределения.

Объектом исследования в данной ВКР является ПАО «Варьеганнефтегаз».

Предметом исследования являются теоретические и методические основы оценки эффективных вариантов вложения средств в ПАО «Варьеганнефтегаз».

Предметом исследования является обоснование и оценка инвестиционных вложений в предлагаемые мероприятия по повышению прибыльности работы .

Целью данной ВКР выступает оценка финансово-хозяйственной деятельности ПАО «Варьеганнефтегаз» и внедрении новых технологий, таких как «Расширитель раздвижной №530» и технология «Проведение обработки призабойной зоны с применением гибкой насосно-компрессорной трубы и эмульсионного отклонителя в виде кислотного состава повышенной вязкости в горизонтальных скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта». Достижение поставленной цели предполагает постановку и решение следующих задач:

- Изучение истории и общей характеристики ПАО «Варьеганнефтегаз» и отраслевых особенностей его функционирования;
- Проведение анализа основных показателей производственно-экономической деятельности ПАО «Варьеганнефтегаз» и финансового состояния предприятия: анализ ликвидности, платежеспособности, финансовой устойчивости, деловой активности и рентабельности предприятия;
- Разработка и оценка инвестиционных проектов, направленных на повышение прибыльности ПАО «Варьеганнефтегаз».

Теоретической основой исследования данной ВКР служили:

- Труды отечественных и зарубежных ученых;
- Статьи в периодических изданиях;
- Устав ПАО «Варьеганнефтегаз» ;
- Положение об оплате труда;
- Руководство по качеству;
- Данные бухгалтерской отчетности предприятия;
- Материалы статистической и финансовой отчетности предприятия.

Основные применяемые методы исследования в ВКР:

- Анализ.

Предполагает рассмотрение предмета или явления с учетом его индивидуальных свойств или признаков.

- Сравнение.

Предполагает сравнение определенного числа предметов между собой по отдельно взятому свойству.

- Синтез.

Объединяет отдельные элементы (признаки, свойства) в одно целое.

- Обобщение.

Рассматривается множество признаков, чтобы сделать общий вывод о явлении или предмете.

- Измерение.

Основывается на точных расчетах и числовых показателях.

- Метод финансовых коэффициентов.

Позволяет дать более объективную оценку финансовому состоянию предприятия.

- Метод прогнозирования экономических явлений.

Методология прогнозирования раскрывает основные принципы, методы и подходы проведения расчетов, определяет логику формирования прогнозов и осуществления планов.

- Метод «при прочих равных условиях».

Допускается, что все другие переменные, за исключением тех, которые в данный момент рассматриваются, остаются неизменными.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПАО «ВАРЬЕГАННЕФТЕГАЗ» И ОТРАСЛЕВЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ЕГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ

1.1 История создания и развития организации

ПАО «Варьеганнефтегаз» — одно из крупнейших добывающих предприятий Западной Сибири. Принадлежит компании «Роснефть».

ПАО «Варьеганнефтегаз» Образовано в 1993 году в городе Радужном Ханты-Мансийского автономного округа — Югры на базе одноименного производственного объединения. Публичное акционерное общество «Варьеганнефтегаз» занимается разведкой и разработкой группы нефтегазоконденсатных месторождений на территории Западной Сибири в Ханты-Мансийском автономном округе — Югре. ПАО «Варьеганнефтегаз» входит в число крупнейших добывающих предприятий региона, является градообразующим предприятием для г. Радужный.

В портфеле активов ПАО «Варьеганнефтегаз» пять лицензионных участков. Добыча ведется на Бахиловском, Верхнеколик-Еганском, Северо-Хохряковском, Северо-Варьеганском и Сусликовском месторождениях.

Основная часть текущих извлекаемых запасов нефти сосредоточена на Верхнеколик-Еганском нефтегазоконденсатном месторождении, которое было введено в разработку в 1990 году. Перспективы развития месторождения связываются с интенсивным разбуриванием, наращиванием объема проводимых геолого-технических мероприятий, вовлечением в работу неразрабатываемых пластов.

Самый зрелый актив предприятия, Северо-Варьеганское месторождение. В 1994-м здесь были проведены первые в истории предприятия пять гидроразрывов пласта на водной основе.

Самое молодое — Сусликовское нефтяное месторождение — введено в работу в 1996 году.

В 1997 году на производстве внедряются в эксплуатацию подъемники

«Айрай», новая измерительная аппаратура и азотные установки. Это оборудование заменило компрессоры, запрещенные в соответствии с правилами безопасности при работе по освоению скважин. Время на обработку одной скважины сократилось до шести часов.

С мая 1999 года предприятие приступило к самостоятельной реализации нефти. Стержнем политики стало повсеместное сокращение затрат и себестоимости добываемой нефти.

В 2000 году под проекты, в той или иной степени связанные с природоохранной деятельностью, было заложено около 200 миллионов рублей.

11 ноября 2001 года нефтедобывающее предприятие извлекло 111 111 111 тонн нефти. Увеличив свою рыночную стоимость за год на 650%, Варьеганнефтегаз занял 11 место в рейтинге 2 000 крупнейших компаний России.

В 2002 году ОАО «Варьеганнефтегаз» приступило к разработке системы экологического менеджмента в соответствии с международными стандартами ISO 14001.

В 2007 году на лицензионном участке Бахиловского нефтегазоконденсатного месторождения возобновилось бурение.

Наиболее перспективным по потенциалу ввода новых запасов является Северо – Хохряковское месторождение (порядка 142 млн тонн геологических запасов и 50 млн тонн извлекаемых запасов нефти промышленной категории). Часть запасов площади относится к категории трудно извлекаемых. Применение инновационных методов нефтеотдачи пластов, внедренных в 2013 году, предполагает увеличение текущей добычи в 10 раз. Подготовку к полномасштабной разработке всех залежей и обустройство месторождения на полное развитие планируется осуществить к 2020 году.

ПАО «Варьеганнефтегаз» располагает ресурсной базой по запасам свободного газа и газа газовых шапок. В планах на ближайшие годы реализация проекта по увеличению его добычи.

На 14 октября 2010 года было зафиксировано значимое событие в деятель-

ности исследуемого предприятия – накопленная добыча нефти на Варьеганском месторождении достигла 200 млн. тонн.

В 2011 году на месторождениях Варьеганского нефтяного блока добыто 2672 тыс. тонн нефти. Кроме того, предприятием активно велась работа по осуществлению газовой программы. Завершены проектные работы по строительству газопровода «УПСВ Западно-Варьеганского месторождения – КС-3 «Варьеганская» с подводным газопроводом Рославльского месторождения.

Ввод газопровода в 2012 году позволил ПАО «Варьеганнефтегаз» довести уровень использования попутного нефтяного газа до 95% на Западно-Варьеганском лицензионном участке и улучшить экологическую обстановку на месторождениях. Кроме того, на Варьеганских месторождениях в 2012 году было добыто 2923 тыс. тонн нефти, что выше аналогичного показателя прошлого года. В процентном отношении объем добычи увеличился на 9,4%, при этом объем добытой нефти увеличился на 251 тыс. тонн.

В 2013 году на месторождениях Варьеганского нефтяного блока добыто 3,09 млн. тонн нефти. Основной рост объема добычи нефти был обеспечен успешной реализацией программы эксплуатационного бурения и геолого-технических мероприятий (ГТМ).

В 2013 году предприятие активно работало над реализацией газовой программы. Введен в эксплуатацию газопровод УПСВ Западно-Варьеганского участка до КС-3 «Варьеганская» с подводным газопроводом «ДНС – Рославльское месторождение – точка врезки».

В 2014 году на месторождениях ПАО «Варьеганнефтегаз» фактически добыто 3,22 млн. тонн нефти, что на 4,2% превышает объем добычи в 2013 году. Кроме того, в 2014 году проведено 110 геолого-технических мероприятий.

С 2016г. успешно внедряется технология зарезки боковых горизонтальных стволов с проведением многостадийных ГРП. Подготовку к полномасштабной разработке всех залежей и обустройство месторождения на полное развитие планируется осуществить к 2020 году.

1.2 Цель и виды деятельности

Основной целью организации, ПАО «Варьеганнефтегаз», является получение прибыли.

Основное направление деятельности: добыча сырой нефти. Так же разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений, бурение скважин на углеводородное сырье и воду. Добыча, транспортировка, подготовка, переработка и реализация углеводородного сырья и продуктов его переработки.

ПАО «Варьеганнефтегаз» осуществляет, следующие виды деятельности:

- Геологическое изучение недр, включая поиски и оценку месторождений полезных ископаемых, поиск, разведка, разработка нефтяных и газовых месторождений;
- Разведка, добыча, транспортировка, хранение, переработка и реализация полезных ископаемых, в том числе нефти, газа и нефтепродуктов, ведение связанных с этим работ;
- Выполнение проектно-изыскательных работ, связанных с использованием земель;
- Бурение параметрических, поисковых, разведочных, структурных, наблюдательных и эксплуатационных скважин на углеводородное сырье, воду;
- Выполнение маркшейдерских работ, геодезической деятельности, картографической деятельности и земельно-правового обеспечения;
- Инженерные изыскания, проектирование, выполнение строительномонтажных работ;
- Материально-техническое снабжение и маркетинг, складские услуги, в том числе по временному хранению таможенных грузов, погрузо-разгрузочные работы;
- Производство, передача и распределение электрической и тепловой энергии;

- Внешнеэкономическая, коммерческая, инвестиционная деятельность;
- Осуществление любых иных видов деятельности, не запрещенных российским законодательством.

1.3 Организационно – правовой статус

Объект исследования зарегистрирован в виде ПАО «Варьеганнефтегаз».

Публичное акционерное общество в России — форма организации акционерного общества, при котором его акционеры пользуются правом отчуждать свои акции. Организация и деятельность публичных акционерных обществ регулируется федеральным законом Российской Федерации.

Поскольку открытое акционерное общество рассматривается законодателем как публичное, для него предусматривается обязанность по раскрытию информации в более широком формате по сравнению с непубличным акционерным обществом. Данная норма предназначена для повышения публичности и прозрачности процессов инвестирования.

Высшим органом управления публичного акционерного общества является общее собрание акционеров. Исключительная компетенция Общего собрания установлена Законом. Общее собрание акционеров не вправе рассматривать и принимать решения по вопросам, не отнесённым к его компетенции Законом. Число акционеров общества не ограничено, акции могут свободно продаваться на рынке.

Руководство текущей деятельностью общества осуществляется единоличным исполнительным органом общества — директором, генеральным директором, или коллегиальным исполнительным органом общества (правлением, дирекцией). Исполнительные органы подотчётны совету директоров (наблюдательному совету) общества и общему собранию акционеров.

Совет директоров (наблюдательный совет) общества и исполнительный орган общества. Совет директоров публичного акционерного общества осуще-

ствяет общее руководство деятельностью общества, за исключением решения вопросов, отнесённых к компетенции общего собрания акционеров.

Для осуществления контроля за финансово-хозяйственной деятельностью общества общим собранием акционеров избирается ревизионная комиссия (ревизор) общества. Члены ревизионной комиссии (ревизор) общества не могут одновременно являться членами совета директоров (наблюдательного совета), а также занимать иные должности в органах управления общества. Акции, принадлежащие членам совета директоров или лицам, занимающим должности в органах управления, не могут участвовать в голосовании при избрании членов ревизионной комиссии (ревизора) общества.

Общество обязано ежегодно проводить годовое общее собрание акционеров. Годовое общее собрание акционеров проводится в сроки, устанавливаемые уставом общества, но не ранее чем через два месяца и не позднее чем через шесть месяцев после окончания финансового года. На годовом общем собрании акционеров должны решаться такие вопросы, как избрание совета директоров, утверждение ревизионной комиссии (ревизора) и аудитора, утверждение годовых отчётов, годовой бухгалтерской отчётности, распределение прибыли, вопросы выплаты дивидендов.

Руководство текущей деятельностью ПАО «ВАРЬЕГАННЕФТЕГАЗ» осуществляется Генеральным директором (единоличный исполнительный орган) и Правлением (коллегиальный исполнительный орган).

Организация 'Публичное акционерное общество "ВАРЬЕГАННЕФТЕГАЗ"' зарегистрирована 31 июля 2002 года по адресу 628464, Ханты-Мансийский Автономный округ - Югра АО, Радужный Г, 2-й МКР, 21.

Компании был присвоен ОГРН 1028601465067 и выдан ИНН 8609000160. Основным видом деятельности является добыча сырой нефти.

Компанию возглавляет Онешко Игорь Владимирович.

1.4 Структура компании и система управления

Известны следующие организационные структуры управления предприятиями:

- Линейная организационная структура управления характеризуется тем, что во главе каждого подразделения стоит руководитель, осуществляющий все функции управления и руководство подчиненными работниками. То есть в основе линейной организационной структуры предприятия лежит принцип единоначалия, в соответствии с которым каждый сотрудник имеет только одного непосредственного руководителя.

- Функциональная организационная структура управления предполагает формирование отдельных подразделений в аппарате управления по направлениям деятельности. Руководителями этих подразделений назначаются специалисты, наиболее квалифицированные в соответствующей области.

На практике обычно используется линейно-функциональная организационная структура управления, предусматривающая создание при основных звеньях линейной структуры управления функциональных подразделений.

- Матричная структура управления — структура, сочетающая вертикальные линейные и функциональные связи управления с горизонтальными. Персонал функциональных подразделений, оставаясь в их составе и подчинении, обязан также выполнять указания руководителей проектов или специальных штабов, советов и т.п., образованных для руководства отдельными проектами и работами.

- Дивизиональная организационная структура управления предполагает выделение относительно обособленных и наделенных большими правами в осуществлении своей деятельности структурных подразделений, называемых дивизионами. Различные типы дивизиональной структуры имеют одну и ту же цель — обеспечить оперативную реакцию на изменение факторов внешней среды.

Организационная структура управления ПАО «Варьеганнефтегаз» является линейно-функциональной, она представлена в Приложении А.

Директор компании является Онешко Игорь Владимирович. Так же является руководителем предприятий :

- АО «ННП»

Должность: Генеральный директор

628616, Ханты-Мансийский Автономный округ - Югра, город Нижневартовск, улица Ленина, дом 17 корпус п.

- ПАО "Варьеганнефтегаз"

Должность: Генеральный директор

628464, Ханты-Мансийский Автономный округ - Югра, город Радужный, 2-й микрорайон, 21.

- ООО "Северо-Варьеганское"

Должность: Генеральный директор

628616, Ханты-Мансийский Автономный округ - Югра, город Нижневартовск, улица Ленина, дом 17/п.

Это структура, которая обеспечивает такое разделение труда, при котором линейные звенья призваны командовать, а функциональные - помогать в развитии конкретных вопросов, планов и программ. Функциональные службы осуществляют всю техническую подготовку производства, подготавливают варианты решения разных вопросов. Руководители отделов осуществляют влияние на подразделения и, как правило, не могут самостоятельно отдавать распоряжения. Здесь линейные руководители освобождаются от решения многих вопросов, связанных с планированием, материально–техническим обеспечением, финансовыми расчётами.

Наряду с линейными руководителями (директорами, начальниками филиалов и цехов) существуют руководители функциональных подразделений (планового, технического, финансового отделов, бухгалтерии), подготавливающие проекты планов, отчетов, которые превращаются в официальные документы после подписания линейными руководителями.

Эта система имеет две разновидности: цеховую структуру управления,

характеризующуюся созданием при начальнике цеха функциональных подразделений по важнейшим функциям производства, и безцеховую структуру управления, применяющуюся на небольших предприятиях и характеризующуюся делением не на цехи, а на участки.

Основным достоинством этой структуры является то, что она, сохраняя целенаправленность линейной структуры, дает возможность специализировать выполнение отдельных функций и тем самым повысить компетентность управления в целом.

Характер делегирования полномочий - вышестоящие передают определенные полномочия нижестоящим, наделяя их ответственностью и правами.

1.5 Отраслевые особенности функционирования

1.5.1 Характеристика нефтегазовой отрасли

Топливные ресурсы обеспечивают энергией не только всю промышленность любой страны мира, но и практически все сферы человеческой жизнедеятельности. Важнейшей частью топливно-энергетического комплекса России являются нефтяной и газовый сектор.

Нефтегазовая отрасль – это обобщенное название комплекса промышленных предприятий по добыче, транспортировке, переработке и распределению конечных продуктов переработки нефти и газа. Это одна из мощнейших отраслей Российской Федерации, в значительной степени формирующая бюджет и платежный баланс страны, обеспечивающая валютные поступления и поддержание курса национальной валюты.

Существует несколько структурных основных процессов, из которых состоит нефтегазовая отрасль: промышленности по добыче нефти и газа, транспортировки и переработки.

Добыча углеводородов – сложный процесс, включающий в себя разведку месторождений, бурение скважин, непосредственно добычу и первичную очистку

от воды, серы и других примесей. Добычей и перекачкой нефти и газа до узла коммерческого учета занимаются предприятия или структурные подразделения, в инфраструктуру которых входят дожимные и кустовые насосные станции, установки сброса воды и нефтепроводы.

Транспортировка нефти и газа от мест добычи до узлов учета, на перерабатывающие предприятия и конечному потребителю осуществляется при помощи трубопроводного, водного, автомобильного и железнодорожного транспорта. Трубопроводы (промысловые и магистральные) являются наиболее экономичным способом транспортирования углеводородов, несмотря на весьма дорогостоящие сооружения и обслуживание. Трубопроводным транспортом нефть и газ перемещаются на большие расстояния, в том числе и разные континенты. Транспортировка по водным путям с использованием танкеров и барж с водоизмещением до 320 тыс. тонн осуществляется в междугородних и международных сообщениях. Железнодорожный и грузовой автотранспорт также может быть использован для перевозок сырой нефти на большие расстояния, но наиболее экономически эффективен на относительно коротких маршрутах.

Переработка сырых углеводородных энергоносителей производится с целью получения различных типов нефтепродуктов. Прежде всего, это разные виды топлива и сырье для последующей химической переработки. Процесс осуществляется на нефтеперерабатывающих предприятиях НПЗ. Конечные продукты переработки, в зависимости от химического состава, подразделяются на разные марки. Завершающей стадией производства является смешение различных полученных компонентов с целью получения необходимого состава соответствующего определенной марке нефтепродукта.

Нефтегазовая отрасль России включает в себя 2352 разрабатываемых месторождения нефти. Крупнейшим нефтегазовым регионом России является Западная Сибирь. Значительная часть нефти и газа добывается в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах. Объем добычи продукта в других регионах РФ:

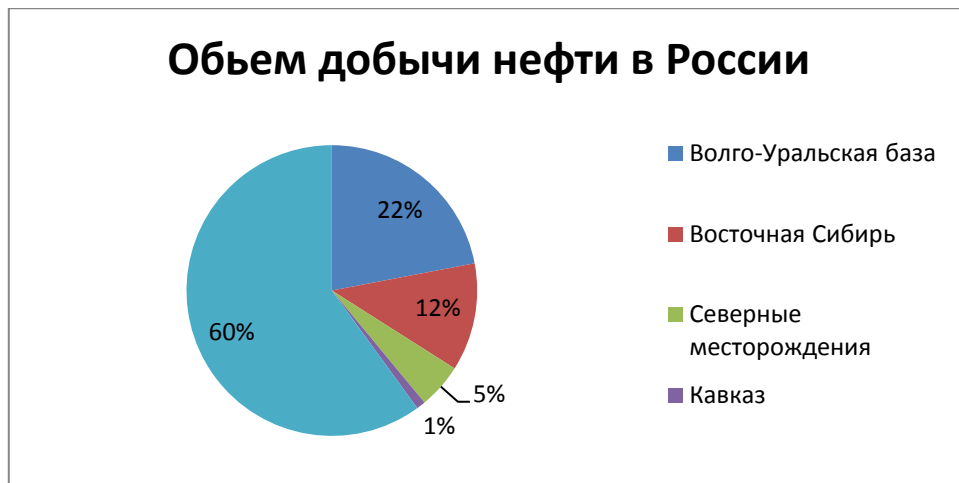


Рисунок 1.1 – Объем добычи нефти в России

Доля Западной Сибири в добыче природного газа достигает почти 90%. Самые большие залежи (порядка 10 трлн кубических метров) приходится на Уренгойское месторождение в Ямало-Ненецком Автономном округе. Объем добычи газа в других регионах РФ:

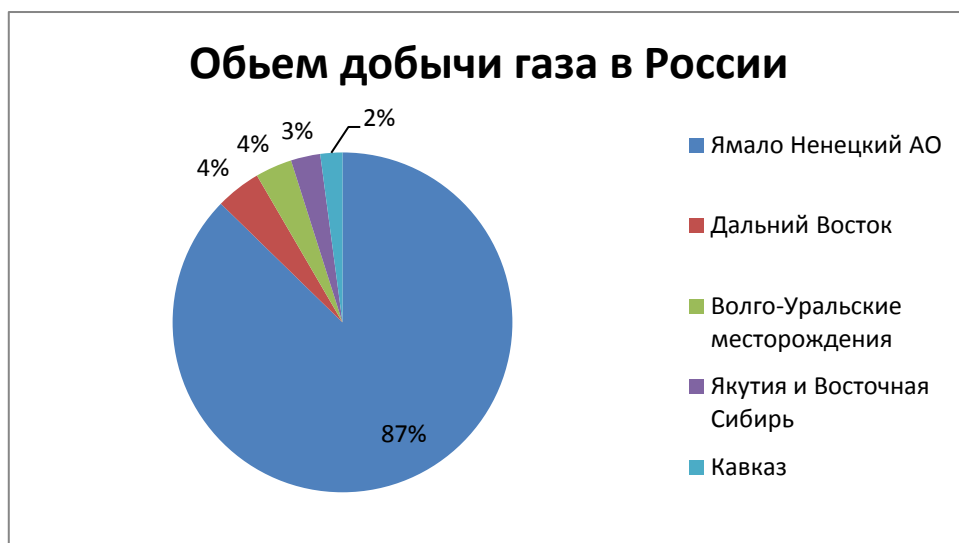


Рисунок 1.2 – Объем добычи газа в России

По количеству доказанных запасов нефти Российская Федерация занимает шестое место в мире. Доказанными запасами считаются те, которые возможно добыть с использованием современных технологий. Лидирующую позицию в мире занимает Венесуэла. Количество запасов нефти в этой стране – 298 млрд баррелей. Доказанные запасы природного газа в России составляют 47,6 трлн кубических метров. Это первый показатель в мире и 32% от всего мирового объема. Вторым поставщиком газа в мире являются страны Ближнего Востока.

Нефтегазовая отрасль Российской Федерации во многом зависит от поведения на рынке главных конкурентов по добыче: Саудовской Аравии и США. Само по себе общее количество добытых углеводородов не определяет мировые цены. Доминирующим показателем является процентное соотношение добычи в отдельно взятой нефтяной державе. Себестоимость добычи 1 барреля в разных странах-лидерах по добыче существенно различается: самая низкая на Ближнем Востоке, самая высокая в США. При разбалансировании объема нефтедобычи цены могут изменяться как в одну, так и в другую сторону.

1.5.2 Специфика развития региона.

Округ является основным нефтегазоносным районом России и одним из крупнейших нефтедобывающих регионов мира, относится к регионам-донорам России. С начала разработки нефтяных месторождений на территории автономного округа (с 1964 года) по состоянию на 1 января 2017 года накопленная добыча нефти - 11207,4 млн. тонн. Доля Югры в общероссийской добыче нефти - 43,7%. Югра занимает лидирующие позиции по выработке электроэнергии, доля которой в общероссийском объеме выработки электроэнергии - 8,6%, что обеспечивается ежегодной выработкой более 90,0 млрд. кВтч электроэнергии.

Округ расположен в срединной части России. Он занимает центральную часть Западно-Сибирской равнины. На севере округ граничит с Ямало-Ненецким автономным округом, на северо-западе - с Республикой Коми, на юго-западе со Свердловской областью, на юге - с Тобольским и Уватским районами Тюменской области, на юго-востоке и востоке - с Томской областью и Красноярским краем.

Основными полезными ископаемыми являются нефть и газ. Наиболее крупные месторождения нефти и газа - Самотлорское, Федоровское, Мамонтовское, Приобское.

Экономическое развитие новых отраслей во многом соответствует совре-

менным тенденциям развития мировой экономики: их конкурентное преимущество определяется не сырьем, а знаниями и компетенциями, активным инновационным поиском, а вместо немногих мощных предприятий отрасль комплектуется зачастую сетью из числа небольших, но гибких производителей.

Природный потенциал определяется крупными и уникальными месторождениями: на 10 месторождений с запасами выше 300 млн. т нефти приходится около половины начальных извлекаемых запасов.

Большая часть нефти добывается из запасов, введенных в разработку до 1996 г. За 2015 год добыча нефти из этих месторождений составила 80,9% (196,6 млн. т) от общего объема. Несмотря на высокую обводненность продукции, запасы длительно разрабатываемых месторождений еще значительны - 6.2 млрд т (83,3%) и являются одним из факторов поддержания уровня добычи нефти в автономном округе.

В 2016 году на территории Югры производили добычу нефти 9 вертикально интегрированных компаний: ПАО "НК "Роснефть", ПАО "ЛУКОЙЛ", ОАО "Сургутнефтегаз", ОАО НК "Славнефть", ПАО НК "РуссНефть", ОАО "Газпром нефть", Компания "Салым Петролеум Девелопмент Н.В.", ОАО "Томскнефть" ВНК и ОАО АНК "Башнефть", а также независимые недропользователи. По добыче нефти автономный округ занимает первое место по России. В 2016 году добыча нефти на территории автономного округа составила 239,2 млн. тонн. Потенциал развития минерально-сырьевого комплекса - это расширение горнорудной промышленности. Развитие горнорудной базы окажет положительный эффект на развитие Югры в целом за счет освоения бурогоугольных месторождений (Люльинское и др.), укрепления строительной и создание стекольной промышленности. Особенностью в долгосрочном периоде станет большая, чем ранее ориентация минерально-сырьевого комплекса на внутриокружного потребителя в промышленности строительных материалов, стройиндустрии, местной обрабатывающей промышленности. При благоприятном сценарии минеральные ресурсы смогут обеспечить часть потребностей ста-

ропромышленных районов Урала.

ПАО «Варьеганнефтегаз» является типичным представителем нефтяной и газовой отрасли.

ПАО «Варьеганнефтегаз» принимает меры для улучшения экологической безопасности и осуществляет постоянный контроль состояния водоемов, почв, сточных вод и иных параметров на всех территориях добычи. Также специализируется на бурении скважин по специальной - безамберной технологии, создает очистные сооружения для сточных вод.

За 2017 год прибыль компании составила 2524.83 млн.руб.

1.6 SWOT анализ

SWOT-анализ — метод стратегического планирования, заключающийся в выявлении факторов внутренней и внешней среды организации и разделении их на четыре категории:

- 1) Сильные стороны (от. англ. Strengths) - преимущества организации;
- 2) Слабости (от. англ. Weaknesses) - недостатки организации;
- 3) Возможности (от. англ. Opportunities) - факторы внешней среды, использование которых создаст преимущества организации на рынке;
- 4) Угрозы (от. англ. Threats) - факторы, которые могут потенциально ухудшить положение организации на рынке.

Анализ внешней среды обычно считается исходным процессом стратегического управления, так как обеспечивает базу для определения как миссии и целей фирмы, так и для выработки стратегий поведения, позволяющих фирме выполнить миссию и достичь своих целей. Он представляет собой процесс, посредством которого разработчики стратегического плана контролируют внешние по отношению к организации факторы, чтобы определить возможные угрозы для фирмы.

Изучение внутренней среды направлено на уяснение того, какими сильны-

ми и слабыми сторонами обладает предприятие. Сильные – такие внутренние характеристики компании, которые обеспечивают конкурентное преимущество на рынке или более выгодное положение в сравнении с конкурентами, другими словами те области, в которых товар компании чувствует себя лучше и стабильнее конкурентов. Слабые стороны - это предмет пристального внимания со стороны руководства, которое должно делать все возможное, чтобы избавиться от них. После выявления внутренних сильных и слабых сторон организации, ее внешних возможностей и угроз разрабатывается матрица «SWOT», призванная выявить связи между четырьмя частями списка.

При построении матрицы лонгетюдного исследования: проводились анкетирование и опрос сотрудников ПАО «Варьеганнефтегаз» (Таблица 1.1)

Таблица 1.1 – SWOT – анализ ПАО «Варьеганнефтегаз»

Преимущества (S)	Недостатки (W)
<ul style="list-style-type: none"> - Высокий уровень платежеспособности; - Наличие свободных денежных средств для инвестирования; - Большой объем производства; 	<ul style="list-style-type: none"> - Степень выработанности запасов месторождений более 70%; - Большой удельный вес изношенного оборудования; - Снижение среднего дебита по большинству эксплуатируемых скважин;
Возможности (O)	Угрозы (T)
<ul style="list-style-type: none"> - Выход на новые рынки за пределы региона; - Повышение качества выпускаемого сырья; - Поиск новых источников доходов и внутренних резервов; - Использование новых технологий при добычи и переработке нефти и газа; 	<ul style="list-style-type: none"> - Появление сильных конкурентов на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югре; - Ужесточение налогового законодательства в области добычи нефти и газа; - Альтернативные источники энергии; - Изменение курса валют.

После выявления сильных и слабых сторон, а также угроз и возможностей устанавливается цепочка связей между ними, которая в дальнейшем может быть использована для формулирования стратегий организации.

Когда таблица готова, можно перейти конкретно к составлению выводов по ней. На практике выделяют 10 направлений, в каких рекомендуется сделать выводы:

1. Какое конкурентоспособное преимущество продукта следует крепить и развивать?

2. Какие сильные стороны компании не так явны для покупателей? Какие сильные стороны нуждаются в более действенной коммуникации?
3. Что нужно сделать, чтоб в очень маленький срок воплотить способности роста компании?
4. Как в развитии способностей использовать сильные стороны продукта?
5. Как минимизировать воздействие слабых сторон на продукт?
6. Разработка плана действий по устранению слабых сторон либо превращению слабых сторон в сильные.
7. Как скрыть те слабые стороны, которые нереально поменять?
8. Каким образом можно нейтрализовать опасности?
9. Можно ли конвертировать опасности в способности бизнеса и в источники роста продаж?
10. Что нужно сделать, чтоб защититься от угроз в очень маленький срок?

Таким образом, проведенный выше анализ показал, что предприятие имеет множество как сильных, так и слабых сторон.

Видно, что основную угрозу для предприятия представляет появление сильных конкурентов на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югре, но имеется и множество возможностей, того, чтобы добиться повышения конкурентоспособности, а именно: использование новых технологий при добычи и переработке нефти и газа, повышение качества выпускаемого сырья, поиск новых источников доходов и внутренних резервов, все это положительно повлияет на увеличение показателей

Виды стратегических альтернатив:

1. Стратегия концентрированного роста: связана с изменением продукта или рынка и не затрагивает технологию, отрасль и положение предприятия внутри отрасли.
2. Стратегия интегрированного роста: эта стратегия реализуется путем ежегодного повышения темпов продаж по сравнению с предшествующим периодом.

3. Стратегия диверсифицированного роста: такая стратегия реализуется в том случае, если предприятие не может развиваться на рынке с ранее выпускаемым продуктам.

4. Стратегия сокращения: применяется в случаях, когда необходима реструктуризация, в связи с необходимостью повышения эффективности в период спада.

Исходя из выше перечисленных исследований можно сделать вывод о том, что наиболее приемлемой стратегией для ПАО «Варьеганнефтегаз» является стратегия концентрированного роста.

Суть стратегии состоит в приращении показателей функционирования организации, в том числе, посредством осуществления предложенного варианта диверсификации деятельности.

ПАО «Варьеганнефтегаз» должно стремиться стать производителем с низкими издержками, за счет использования новых технологий при добыче нефти и энергоэффективного оборудования.

Преимущества выбранной стратегии:

- базируется на известных способностях и возможностях организации;
- может эффективно развивать имеющиеся навыки для создания конкурентных преимуществ;
- высокая чувствительность к потребностям рынка и возможность завоевать репутацию в этой области;
- невысокий риск;
- легко управляемый постепенный рост.

2 АНАЛИЗ ФИНАНСОВО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

2.1 Основные показатели работы

Анализ производственно-хозяйственной деятельности предприятий представляет собой важнейшее средство для дальнейшего развития производства за счет использования выявленных резервов. В результате анализа производственно-хозяйственной деятельности вскрывают причины отклонения от плановых показателей, выявляют недостатки в планировании, определяют резервы для дальнейшего улучшения работы предприятия. Посредством анализа намечают исходные показатели для разработки плана на тот или иной расчетный период в перспективе.

Таким образом, анализ и планирование органически связаны друг с другом и составляют единый инструмент, предназначенный для выбора наиболее эффективных путей развития общественного производства. Вместе с тем анализ является действенным орудием внедрения хозрасчета и режима экономии на предприятиях.

Основным направлением деятельности предприятия является добыча сырой нефти.

Динамика финансовых показателей ПАО «Варьеганнефтегаз» представлена в таблице 2.1

Таблица 2.1 – Динамика финансовых показателей ПАО «Варьеганнефтегаз» за 2015-2017гг.

Показатель	Финансовый результат, в тыс. руб.					Темп роста (снижения), %	
	На 2015г.	На 2016г.	На 2017г.	Изменение (+,-)		2016/ 2015г г.	2017/ 2016г г.
				2016/2015 гг.	2017/2016 гг.		
Выручка	27675107	27161947	32883956	(513160)	5722009	0,98	1,22
Чистая прибыль	2598608	2524832	1065525	(73776)	(1459307)	0,97	0,42
Себестоимость	(21 843 562)	(21 456 126)	(29 560 753)	387436	(8104627)	0,98	1,37

Отообразим динамику финансовых показателей ПАО «Варьеганнефтегаз» на рисунке 2.1.

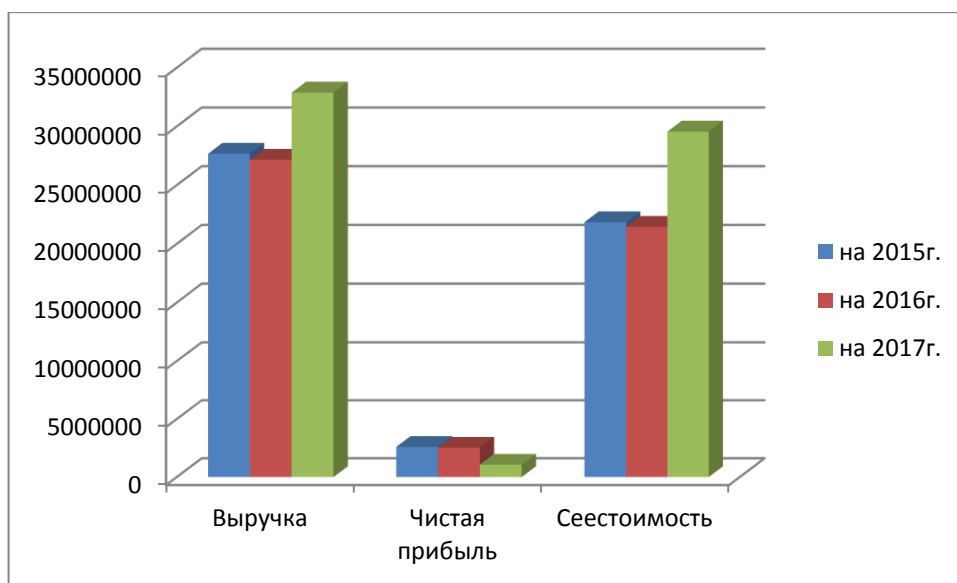


Рисунок 2.1 – Динамика финансовых показателей ПАО «Варьеганнефтегаз» за 2015-2017 гг.

Из выше представленных данных видно, что к концу 2017 года темп прироста выручки составлял 22% по отношению к 2016 году.

При анализе себестоимости можно сделать вывод о том, что на данный финансовый показатель уменьшили сумму выручки при расчете прибыли и разница изменения в 2016 году с 2017 годом составила 37% это 8104627 тыс. руб.

В 2017 году показатель чистой прибыли по отношению к 2016 (2524832 тыс.) году значительно уменьшился на 1459307 тыс. руб. это на 58% и составил 1065525 тыс. руб. Следует обратить внимание на снижение производительности труда и качества выпускаемого продукта, нарушение условий труда и другие факторы.

Показатели чистой прибыли являются более низкими по отношению к выручке по причине того, что при расчете чистой прибыли, из выручки вычитаются: НДС, налог на прибыль, другие налоги, заработная плата работникам, отчисления во внебюджетные фонды, себестоимость продаж, затраты на аренду и электроэнергию, транспортные расходы, и прочие расходы.

Доля чистой прибыли, оставшейся в распоряжении предприятия после

уплаты налогов и других обязательных платежей, должна быть достаточной для финансирования расширения производственной деятельности, научно-технического и социального развития предприятия или материального поощрения работников.

2.2 Анализ финансового состояния

2.2.1 Анализ состава и структуры баланса

Данные бухгалтерской отчетности позволяют получить обобщенную оценку финансового состояния организации, характеризующегося размещением средств (собственных и заемных) и использованием активов, величина которых представлена в бухгалтерском балансе.

Финансовое состояние коммерческой организации – это экономическая категория, представляющая собой степень способности коммерческой организации финансировать свою деятельность и характеризующаяся обеспеченностью коммерческой организации финансовыми ресурсами, необходимыми для ее нормального функционирования, целесообразностью их размещения, интенсивностью и эффективностью использования, а также устойчивостью положения на рынке ценных бумаг.

Анализ финансово-экономического состояния предприятия следует начинать с общей характеристики состава и структуры актива (имущества) и пассива (обязательств) баланса. Анализ актива баланса дает возможность установить основные показатели, характеризующие производственно-хозяйственную деятельность предприятия:

1. стоимость имущества предприятия;
2. общий итог баланса;
3. внеоборотные и оборотные активы, и их стоимость.

С помощью горизонтального и вертикального анализа можно получить наиболее общее представление об имевших место качественных изменениях в

структуре актива, а также динамике этих изменений.

Проанализируем данные бухгалтерской отчетности объекта анализа за исследуемый период времени (2015г., 2016г.,2017г.), их изменение, удельный вес, темпы роста либо снижения, и сделаем определенные выводы по анализу структуры баланса ПАО «Варьеганнефтегаз»:

Таблица 2.2 – Динамика состава и структуры имущества предприятия

Показатели	На 2015г.		На 2016г.		На 2017г.		Отклоне ния в структур е 2016 г. от 2015 г. (+,-) %	Отклоне ния в структур е 2017 г. от 2016 г. (+,-)%
	тыс. руб.	Уд. Вес, %	тыс. руб.	Уд. Вес, %	тыс. руб.	Уд. Вес, %		
АКТИВЫ								
1 ВНЕОБОРОТН ЫЕ АКТИВЫ – всего в том числе	31 121 674	0,834	33 211 912	0,848	36 72 9 435	0,846	0,014	(0,002)
1.1 Нематериальн ые активы	704 561	0,018	689 426	0,017	672 392	0,015	(0,001)	(0,002)
1.2 Основные средства	27 966 581	0,749	30 230 562	0,772	33 48 9 157	0,771	0,023	(0,001)
1.3 Финансовые вложения	370 000	0,0099	370 000	0,009 4	370 000	0,008 5	(0,0005)	(0,0009)
1.4 Отложенные налоговые активы	480 780	0,012	349 976	0,008 9	655 161	0,015	(0,0031)	0,0061
1.5 Прочие внеоборотные активы	1 599 752	0,043	1 571 948	0,041	1 542 725	0,035	(0,002)	(0,006)
2 ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ- всего в том числе	6 213 378	0,166	5 931 806	0,152	6 671 732	0,154	(0,014)	0,002
2.1 Запасы	409 370	0,011	531 013	0,014	877 935	0,021	0,003	0,007
2.2 НДС по приобретенным ценностям	77 548	0,002	829	0	25 991	0,000 59	0	0
2.3 Дебиторская задолженность	5 725 556	0,153	5 399 003	0,138	5 766 140	0,132		
В том числе: - Дебиторская задолженность, платежи по которой ожидаются в течение 12 месяцев после	5 694 066	0,152	5 363 955	0,137	5 725 763	0,132	(0,015)	(0,005)

Продолжение таблицы 2.2

Показатели	На 2015г.		На 2016г.		На 2017г.		Отклоне ния в структур е 2016 г. от 2015 г. (+,-),%	Отклоне ния в структур е 2017 г. от 2016 г. (+,-),%
	тыс. руб.	Уд. Вес, %	тыс. руб.	Уд. Вес, %	тыс. руб.	Уд. Вес, %		
отчетной даты								
- Дебиторская задолженность, платежи по которой ожидаются более чем 12 месяцев после отчетной даты	31 490	0,00084	35 048	0,00089	40 377	0,00093	0,00005	0,00004
2.4 Денежные средства и денежные эквиваленты	866	0	951	0	869	0	0	0
2.5 Прочие оборотный активы	38	0	10	0	797	0	0	0
ИТОГО АКТИВОВ	37 335 052	100	39 143 718	100	43 40 1 167	100	-	-

Динамика состава и структуры имущества предприятия показана графически на рисунке 2.2.

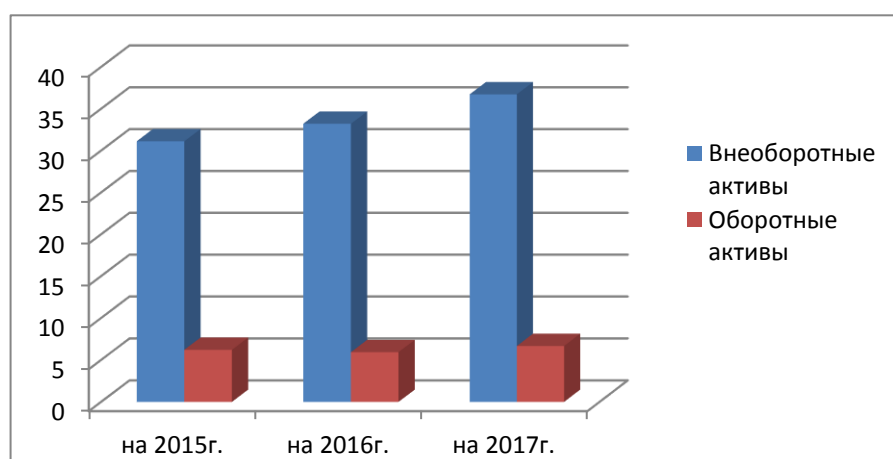


Рисунок 2.2 – Динамика имущества ПАО «Варьеганнефтегаз»

Увеличение стоимости внеоборотных активов обусловлено увеличением величины таких статей как «Основные средства» и «Отложенные налоговые ак-

ТИВЫ».

Увеличение статьи «Основные средства» за анализируемый период с 2015 – 2017 гг. на 5 522 576 тыс. руб. или 19,74%. Это свидетельствует о приобретении имущества или осуществления инвестиций в строительство. Увеличение статьи «Отложенные налоговые активы» темп роста на 2017 год составил 87,21% или 655161 тыс. руб. (в 2016 году – 349976 тыс. руб.). Знаменует собой инвестиционную политику организации, поскольку он непосредственно связан с работой предприятия, ведущей к переменам капиталовложений в работу компании. Также влияет на повышение величины налога на доход за текущий период времени. В ходе этого, чистая прибыль будет снижаться со временем.

Статья «Отложенные налоговые активы» влечет за собой увеличение доли активов находящихся вне оборота и в имуществе предприятия, а также ухудшению уровня их качества. Так происходит уменьшение суммы личного капитала, снижается часть оборотных активов и падает уровень их ликвидности. А это влечет за собой обязательное и неизбежное снижение рентабельности работы предприятия.

Также можно рассчитать темп роста оборотных активов на 2016 и 2017 года. Темп роста на 2016 год составил (-4,54)% (5 931 806 тыс. руб.), а на 2017 год 12,47% (6 671 732 тыс. руб.).

Можно сделать вывод, что опережение темпов роста внеоборотных активов над оборотными свидетельствует о положительной тенденции для ПАО «Варьеганнефтегаз», то есть компания рационально использует собственные средства, что говорит о капитализации прибыли и инвестиционной направленности политики предприятия.

В заключение анализа состава и структуры актива баланса установим изменение реальных активов предприятия, определяющих его производственный потенциал. Величина реальных активов определяется как сумма стоимостей основных средств, запасов сырья и материалов и затрат в незавершенном производстве.

2015 год

РА=27966581+409370=28375951

2016 год

РА=30230562+531013=30761575

2017 год

РА=33489157+877935=34367092

Как мы видим, величина реальных активов стабильно увеличиваться. Доля реальных активов в имуществе отражает удельный вес реальных активов в имуществе промышленного предприятия. Ее уменьшение рассматривается как негативное явление, свидетельствующее о снижении производственного потенциала промышленного предприятия.

Таблица 2.3 – Динамика состава и структуры источников средств ПАО

«Варьеганнефтегаз»

Показатели	На 2015г.		На 2016г.		На 2017г.		Отклоне ния в структур е 2016 г. от 2015 г. %	Отклонен ия в структур е 2017 г. от 2016 г. %
	тыс. руб.	Уд. Вес, %	тыс. руб.	Уд. Вес, %	тыс. руб.	Уд. Вес, %		
ПАССИВЫ								
1 КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ – всего в том числе	23 779 414	0,636	26 304 246	0,672	27 36 9 771	0,631	0,036	(0,041)
1.1 Уставный капитал	2 397	0	2 397	0	2 397	0	-	-
1.2 Переоценка внеоборотных активов	2 186 192	0,058	2 185 268	0,055	2 177 704	0,051	(0,003)	(0,004)
1.3 Резервный капитал	360	0	360	0	360	0	0	0
1.4 Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	21 590 465	0,578	24 116 221	0,616	25 18 9 310	0,581	0,038	(0,035)
2 Долгосрочные обязательства	8 336 569	0,223	5 616 601	0,143	9 483 648	0,218	(0,08)	0,075
2.1 Заемные средства	2 089 284	0,055	-	-	2 472 090	0,056	-	-

Продолжение таблицы 2.3

Показатели	На 2015г.		На 2016г.		На 2017г.		Отклонения в структуре 2016 г. от 2015 г. %	Отклонения в структуре 2017 г. от 2016 г. %
	тыс. руб.	Уд. Вес, %	тыс. руб.	Уд. Вес, %	тыс. руб.	Уд. Вес, %		
2.2 Отложенные налоговые обязательства	3 332 809	0,089	3 423 417	0,087	3 460 801	0,079	(0,002)	(0,008)
2.3 Оценочные обязательства	2 914 476	0,078	2 193 184	0,056	3 550 757	0,081	(0,022)	0,025
3 Краткосрочные обязательства	5 219 069	0,139	7 222 871	0,184	6 547 748	0,151	0,045	(0,033)
3.1 Заемные средства	-	-	2 283 515	0,058	-	-	-	-
3.2 Кредиторская задолженность	4 351 020	0,116	4 009 074	0,102	5 539 748	0,127	(0,014)	0,025
3.3 Доходы будущих периодов	71 660	0,0019	69 687	0,0017	68 368	0,0015	(0,0002)	(0,0002)
3.4 Оценочные обязательства	796 389	0,0213	860 595	0,0219	939 632	0,0216	0,0006	(0,0003)
ИТОГО ПАССИВОВ	37 335 052	100	39 143 718	100	4 340 1167	100	-	-

Как видно из таблицы статья «Капитал и резервы» за два года увеличились на 3 590 357 тыс. руб., темп роста увеличился на 15,09%. Большую долю в «Капитал и резервы» составила статья «Нераспределенная прибыль» 92,03% , это может рассматриваться как источник пополнения оборотных средств предприятия и снижения уровня краткосрочной кредиторской задолженности.

Обязательства за два года увеличились на (18,26%) 2475758 тыс. руб. Увеличение кредиторской задолженности на 27,32% это говорит о наличии отложенных обязательств. Например, если организация производит оплату за сырье и материалы не по факту поставки, а спустя оговоренный срок.

Увеличение темпа роста капитала и резервов является положительной тенденцией в работе предприятия.

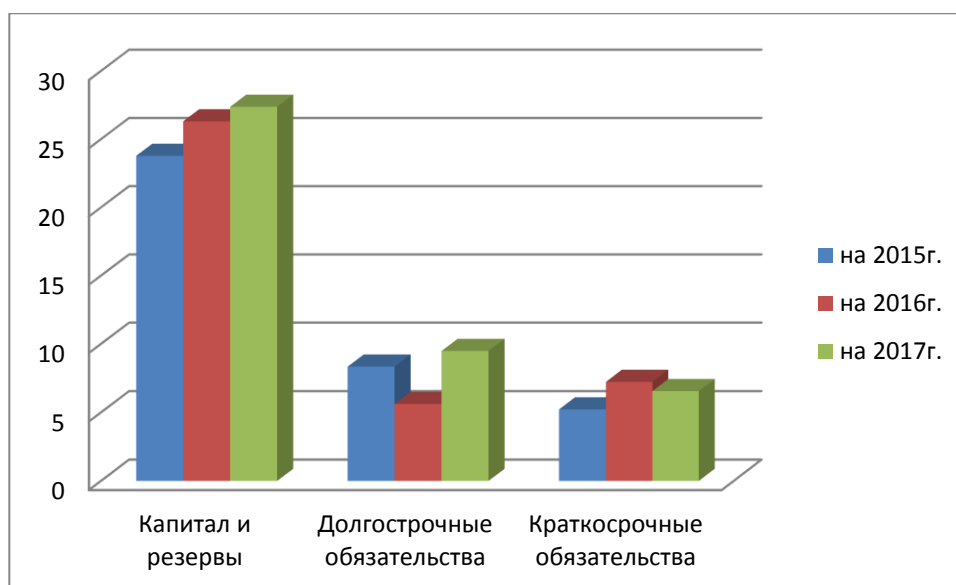


Рисунок 2.3 – Динамика пассивов ПАО «Варьеганнефтегаз»

Стоит отметить что, увеличение удельного веса собственного капитала в общей величине капитала способствует росту финансовой устойчивости предприятия. Рост непокрытого убытка - ослабляет.

Уставный капитал общества по состоянию на отчетную дату составил 2 397 тыс. руб. и разделен на 18 091 110 обыкновенных акций номинальной стоимостью 0,10 руб. и 5 883 050 привилегированных акций номинальной стоимостью 0,10 руб. каждая.

Капитал общества включает в себя также суммы добавочного и резервного капиталов. Резервный капитал общества представляет собой резервный капитал, образованный в соответствии с учредительными документами (15% уставного капитала). На 31 декабря 2017г. Резервный капитал сформирован в сумме 360 тыс. руб.

Чистые активы общества на отчетную дату составили 27 371 106 тыс. руб. Увеличение чистых активов по сравнению с предыдущей отчетной датой (26 306 532 тыс. руб.) составило 1 064 574 тыс. руб. или 4%. Чистые активы общества на отчетную дату превышает его уставный капитал на 27 368 709 тыс. руб.

По формуле, которая ранее использовалась для расчёта внеоборотных и

оборотных активов можно рассчитать темп роста капитала и резервов, долгосрочных и краткосрочных обязательств на 2016-2017 года. На 2016 год темп роста капитала и резервов составил 110,61% (2524832 тыс. руб.), а на 2017 год 104,05% (1065525 тыс. руб.).

Темп снижения долгосрочных обязательств на 2016 год равен 67,37% (-2719968 тыс. руб.), а в 2017 году темп роста составил 168,85% (3867047 тыс. руб.). Темп роста краткосрочных обязательств на 2016 год составил 138,39% (2003802 тыс. руб.), темп снижения на 2017 год 90,65% (-675123 тыс. руб.).

Увеличение долгосрочных обязательств в основном связано с увеличением заемных средств. В 2017 году по сравнению с 2016 годом увеличение произошло на 2472090 тыс. руб. так как в 2016 году наблюдаем отсутствие заемных средств. Это говорит о недостатке собственных оборотных средств и как следствие о финансовой зависимости предприятия от внешних источников, но т.к. она используется для покрытия затрат и эти средства можно приравнять к собственному капиталу, это не ухудшает финансовое состояние и устойчивость организации.

Преобладание краткосрочных заимствований повышает риск утраты финансовой устойчивости, долгосрочных - снижает. Оптимальное соотношение в структуре капитала 60% заемного и 40% собственного.

Данные баланса позволяют предварительно оценить платежеспособность компании на отчетную дату. Для этого следует вычесть из суммы оборотных активов величину краткосрочных обязательств. Полученный результат можно назвать «запасом прочности» компании по платежеспособности.

Следовательно, «запас прочности» ПАО «Варьеганнефтегаз» на 2015 год составлял – 994309 тыс. руб., на 2016 год – (-1291065) тыс. руб., а на 2017 – 123984 тыс. руб.

Можно сделать промежуточный вывод о том, что платежеспособность организации снизилась.

Дадим оценку изменения общей стоимости имущества. В качестве крите-

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

Оптимальное соотношение: $100 \% < T_{ак} < T_{в} < T_{п}$,

где $T_{п}$ - темп изменения прибыли;

$T_{в}$ - темп изменения выручки от продажи продукции (работ, услуг);

$T_{ак}$ - темп изменения активов (имущества) предприятия.

Приведенное соотношение получило название «золотого правила экономики предприятия»: прибыль должна возрастать более высокими темпами ($T_{п}$, %), чем объемы реализации ($T_{в}$, %) и имущества предприятия ($T_{ак}$, %).

Найдем необходимые темпы изменения:

2015/2016 год

$T_{п}=(2598608/2524832) * 100\%=102,92\%$

$T_{в}=(27675107/27161947) * 100\%=101,88\%$

$T_{ак}=(37335052/39143718) * 100\%=95,37\%$

$100\% < 95,37\% < 101,88\% < 102,92\%$

2016/2017 год

$T_{п}=(2524832/ 1065525) * 100\%=236,95\%$

$T_{в}=(27161947/32883956) * 100\%=82,59\%$

$T_{ак}=(39143718/43401167) * 100\%=90,19\%$

$100\% < 90,19\% < 82,59\% < 236,95\%$

В 2016 году соотношение соответствует оптимальному, то есть «золотое правило экономики» выполняется. Это означает, что издержки производства и обращения снижаются, а ресурсы предприятия используются более эффективно. В 2017 году же видим что темп изменения выручки от продаж меньше чем темп изменения активов предприятия, это свидетельствует о снижении эффективности деятельности предприятия. Тем не менее, наблюдается рост экономического потенциала предприятия, т.к. темпы роста прибыли и объёмов реализации превышают 100%.

Так же наблюдается снижение темпов роста стоимости активов по сравнению с предыдущим периодом.

Данные для расчета, а именно: чистая прибыль, выручка и валюта баланса были взяты из бухгалтерского баланса и отчета о финансовых результатах.

Особое внимание уделяется ряду важнейших показателей, характеризующих финансово - экономическое состояние предприятия. Данные показатели представим в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Показатели, характеризующие финансово – экономического состояние предприятия (тыс. руб.)

Показатель	На 2015г.	На 2016г.	На 2017г.
Величина собственного капитала организации	23779414	26304246	27369771
Величина заемного капитала	13555638	12839472	16031396
Величина собственных средств в обороте	(7342260)	(6907666)	(9359664)
Рабочий капитал	994309	(1291065)	123984
Долгосрочные заемные средства	8336569	5616601	9483648
Краткосрочные заемные средства	6547748	7222871	6547748

Отрицательный показатель собственных оборотных средств крайне негативно характеризует финансовое положение организации. Однако есть примеры отраслей где фирма может успешно работать даже с отрицательным показателем. Также видно из таблицы увеличение собственного капитала, является позитивным фактором и свидетельствует о росте его финансовой устойчивости.

Подводя итог анализа формы №1 бухгалтерской отчетности ПАО «Варьеганнефтегаз», необходимо проверить баланс на признаки «хорошего баланса»:

Таблица 2.5 – Признаки хорошего баланса

№	Признак хорошего баланса	Наличие признака
1	Увеличение валюты баланса на конец периода	Да
2	Темп роста оборотных активов должен быть больше темпа роста внеоборотных активов	Нет
3	Собственный капитал должен быть больше заемного капитала	Да

Продолжение таблицы 2.5

№	Признак хорошего баланса	Наличие признака
4	Дебиторская задолженность должна быть приблизительно равна кредиторской задолженности	Да
5	Доля собственных средств в оборотных активах должна быть более 10%	Да
6	Отсутствие в балансе статьи «непокрытый убыток»	Нет

Исходя из таблицы 2.5, отметим следующее:

1. Валюта баланса по окончании анализируемого периода относительно 2015 года увеличилась, что свидетельствует об эффективном развитии предприятия;

2. Темпы прироста оборотных активов на конец 2017 года ниже темпов прироста внеоборотных активов, что не является положительным качеством для предприятия;

3. Собственный капитал превышает заемный капитал предприятия, это свидетельствует о малом привлечении заемных средств;

4. Темпы прироста дебиторской и кредиторской задолженности на 2017 год примерно одинаковые

5. Наличие в балансе статьи «непокрытый убыток»

Таким образом, видно, что не все признаки баланса соответствуют признакам «хорошего» баланса.

2.2.2 Анализ финансовой устойчивости предприятия

Одной из основных задач анализа финансово-экономического состояния является исследование показателей, характеризующих финансовую устойчивость предприятия. Финансовая устойчивость предприятия определяется степенью обеспечения запасов и затрат собственными и заемными источниками их формирования, соотношением объемов собственных и заемных средств и характеризуется системой абсолютных и относительных показателей.

Абсолютные показатели финансовой устойчивости.

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

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

$$\text{СОС} = \text{СК} - \text{ВОА} = \text{стр.1300} - \text{стр.1100} \quad (1)$$

где СК – собственный капитал;

ВОА – внеоборотные активы.

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

$$\text{КФ} = (\text{СК} + \text{ДО}) - \text{ВОА} = (\text{стр.1300} + \text{стр.1400}) - \text{стр.1100} \quad (2)$$

ДО – долгосрочные обязательства;

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

$$\text{ВИ} = (\text{СК} + \text{ДО} + \text{КО}) - \text{ВОА} = (\text{стр.1300} + \text{стр.1400} + \text{стр.1510}) - \text{стр.1100} \quad (3)$$

КО – краткосрочные обязательства;

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

1) Излишек (+) или недостаток (-) СОС.

$$\Delta \text{СОС} = \text{СОС} - \text{Зп} = \text{стр.1300} - \text{стр.1100} - \text{стр.1210} \quad (4)$$

где Зп - общая величина запасов.

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

$$\Delta \text{СД} = \text{КФ} - \text{Зп} = (\text{стр.1300} + \text{стр.1400}) - \text{стр.1100} - \text{стр.1210} \quad (5)$$

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

$$\Delta \text{ОИ} = \text{ВИ} - \text{Зп} = (\text{стр.1300} + \text{стр.1400} + \text{стр.1510}) - \text{стр.1100} - \text{стр.1210} \quad (6)$$

2015 год:

$$\text{СОС} = 23779414 - 31121674 = -7342260$$

$$\text{КФ} = (23779414 + 8336569) - 31121674 = 994309$$

$$\text{ВИ} = (23779414 + 8336569 + 0) - 31121674 = 994309$$

$$\Delta \text{СОС} = 23779414 - 31121674 - 409370 = -7751630$$

$$\Delta \text{СД} = (23779414 + 8336569) - 31121674 - 409370 = 584939$$

$$\Delta \text{ОИ} = (23779414 + 8336569 + 0) - 31121674 - 409370 = 584939$$

2016 год:

$$\text{СОС} = 26304246 - 33211912 = -6907666$$

$$\text{КФ} = (26304246 + 5616601) - 33211912 = -1291065$$

$$\text{ВИ} = (26304246 + 5616601 + 2283515) - 33211912 = 992450$$

$$\Delta \text{СОС} = 26304246 - 33211912 - 531013 = -7438679$$

$$\Delta \text{СД} = (26304246 + 5616601) - 33211912 - 531013 = -760052$$

$$\Delta \text{ОИ} = (26304246 + 5616601 + 2283515) - 33211912 - 531013 = 1523463$$

2017 год:

$$\text{СОС} = 27369771 - 36729435 = -9359664$$

$$\text{КФ} = (27369771 + 9483648) - 36729435 = 123984$$

$$\text{ВИ} = (27369771 + 9483648 + 0) - 36729435 = 123984$$

$$\Delta \text{СОС} = 27369771 - 36729435 - 877935 = -10237599$$

$$\Delta \text{СД} = (27369771 + 9483648) - 36729435 - 877935 = -753951$$

$$\Delta \text{ОИ} = (27369771 + 9483648 + 0) - 36729435 - 877935 = -753951$$

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

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

Данная модель характеризует тип финансовой устойчивости предприятия. На практике встречаются четыре типа финансовой устойчивости (табл. 2.6).

Таблица 2.6 – Типы финансовой устойчивости предприятия

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

Из данных в таблице 2.6 определим тип финансовой устойчивости для каждого рассматриваемого отчетного года:

На 2015 год: $\Delta \text{СОС} < 0$ (–7751630), $\Delta \text{СД} \geq 0$ (584939), $\Delta \text{ОИ} \geq 0$ (584939);

На 2016 год: $\Delta \text{СОС} < 0$ (–7438679), $\Delta \text{СД} < 0$ (–760052), $\Delta \text{ОИ} \geq 0$ (1523463);

На 2017 год: $\Delta \text{СОС} < 0$ (–10237599), $\Delta \text{СД} < 0$ (–753951), $\Delta \text{ОИ} < 0$ (–753951).

Данные расчетов указывает в последние годы на неустойчивое и кризисное финансовое состояние ПАО «Варьеганнефтегаз». У организации есть определенные проблемы с платежеспособностью. Оценим финансовую устойчивость с помощью относительных показателей.

Относительные показатели финансовой устойчивости.

Одна из основных характеристик финансово-экономического состояния предприятия - степень зависимости от кредиторов и инвесторов. Владельцы предприятия заинтересованы в минимизации собственного капитала и в макси-

мизации заемного капитала в финансовой структуре организации. Заемщики оценивают устойчивость предприятия по уровню собственного капитала и вероятности банкротства.

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

В активе основных относительных показателей для оценки финансовой устойчивости могут быть использованы следующие коэффициенты:

1. Коэффициент обеспеченности собственными средствами показывает наличие у предприятия собственных оборотных средств, необходимых для его финансовой устойчивости.

$$K_o = E_c / R_a = (\text{стр } 1300 - \text{стр } 1100) / \text{стр } 1200 \quad (7)$$

E_c - величина собственных оборотных средств предприятия

R_a - общая величина оборотных средств предприятия

2. Коэффициент маневренности

$$K_m = E_c / I_c = (I_c - F) / I_c = (\text{стр } 1300 - \text{стр } 1100) / \text{стр } 1300 \quad (8)$$

I_c - общая величина собственных средств предприятия

3. Коэффициент соотношения заемных и собственных средств

$$K_{z/c} = (K_T + K_t) / I_c = (\text{стр } 1410 + \text{стр } 1510 + \text{стр } 1520) / \text{стр } 1300 \quad (9)$$

K_T - долгосрочные кредиты и займы;

K_t - краткосрочные кредиты и займы, кредиторская задолженность

4. Коэффициент соотношения долгосрочных и краткосрочных обязательств

$$K_{д/к} = K_T / K_t = \text{стр } 1410 / (\text{стр } 1510 + \text{стр } 1520) \quad (10)$$

Предприятие является финансово устойчивым, если оно независимо от заемных источников финансирования. Проверка соблюдения этого требования осуществляется с помощью относительных показателей финансовой устойчивости.

2015 год:

$$K_o = (23779414 - 31121674) / 6213378 = -6,19 \quad K_o \geq 0,1.$$

$$K_M = (23779414 - 31121674) / 23779414 = -0,31 \quad K_M = 0,2 \dots 0,5$$

$$K_{з/с} = (2089284 + 0 + 4351020) / 23779414 = 0,27 \quad K_{з/с} < 0,7$$

$$K_{д/к} = 2089284 / (0 + 4351020) = 0,48$$

2016 год:

$$K_o = (26304246 - 33211912) / 5931806 = -1,16 \quad K_o \geq 0,1.$$

$$K_M = (26304246 - 33211912) / 26304246 = -0,29 \quad K_M = 0,2 \dots 0,5$$

$$K_{з/с} = (0 + 2283515 + 4009074) / 26304246 = 0,24 \quad K_{з/с} < 0,7$$

$$K_{д/к} = 0 / (2283515 + 4009074) = 0$$

2017 год:

$$K_o = (27369771 - 36729435) / 6671732 = -1,4 \quad K_o \geq 0,1.$$

$$K_M = (27369771 - 36729435) / 27369771 = -0,34 \quad K_M = 0,2 \dots 0,5$$

$$K_{з/с} = (2472090 + 0 + 5539748) / 27369771 = 0,29 \quad K_{з/с} < 0,7$$

$$K_{д/к} = 2472090 / (0 + 5539748) = 0,44$$

Полученные данные из расчетов внесем в таблицу.

Таблица 2.7 – относительных показателей финансовой устойчивости

Показатель, тыс. руб.	На 2015г.	На 2016г.	На 2017г.
Коэффициент соотношения заемных и собственных средств	0,27	0,24	0,29
Коэффициент соотношения долгосрочных и краткосрочных обязательств	0,48	0	0,44
Коэффициент маневренности	(0,31)	(0,29)	(0,34)
Коэффициент обеспеченности собственными средствами	(6,19)	(1,16)	(1,4)

Относительные показатели финансовой устойчивости графически представлены на рисунке 2.6.

На основе приведенных в таблице 2.7 показателей необходимо сделать выводы о степени зависимости предприятия от кредиторов:

1) На 31.12.2015 г. на 1 руб. собственного капитала приходилось 27 коп. заемного капитала; за год эта величина снизилась до 24 коп. на 1 руб. собственных источников, а на 31.12.2017 г. тенденция улучшения финансового

состояния продолжила укрепляться, и на 1 руб. собственного капитала приходилось 29 коп. обязательств предприятия;

2) По значению коэффициента соотношения долгосрочных и краткосрочных обязательств можно отметить, что в 2017 году у предприятия увеличились текущие финансовые затруднения.

3) Высокое значение коэффициента маневренности положительно характеризует финансовое состояние предприятия. В данном случае полученное значение является предельно низким, что не дает возможность совершить достаточный финансовый маневр предприятию.

4) Рекомендуемое значение коэффициента обеспеченности запасов собственными средствами составляет не менее 1. Это означает, что формирование запасов полностью обеспечивается собственными оборотными средствами. В данном случае норматив по данному показателю не соблюдается. Можно отметить, что по сравнению этого показателя на начало 2015 год с концом 2017 года, значительный его рост и разница его в 4,79 единиц.

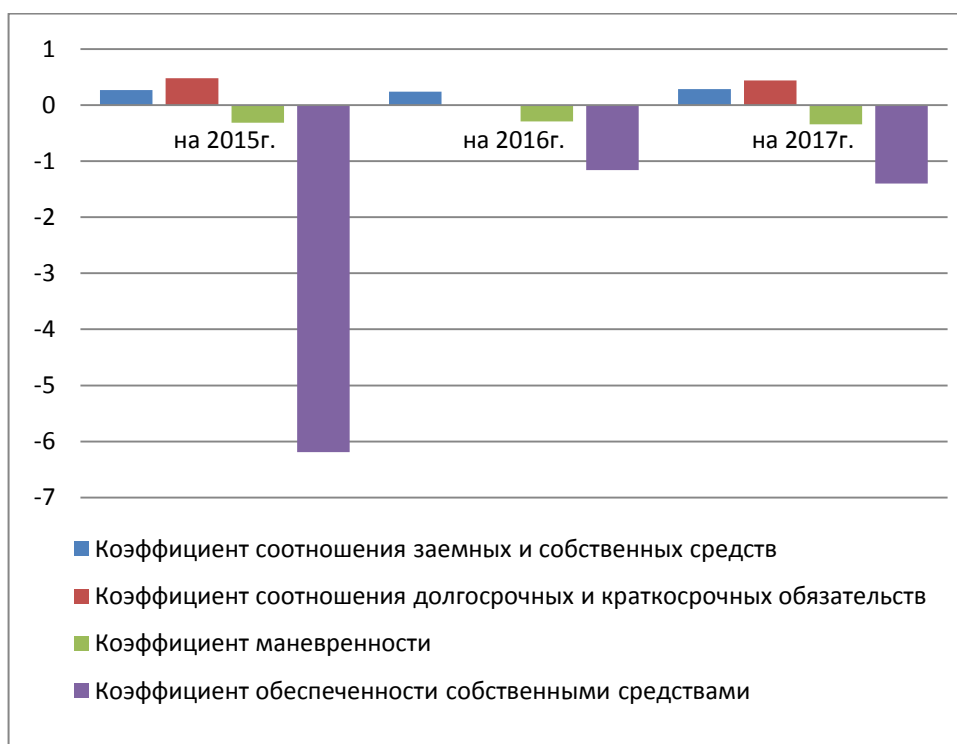


Рисунок 2.6 – Динамика относительных показателей финансовой устойчивости

Таким образом, предприятие не может производить независимую финан-

совою политику (неплатежеспособно). Неспособно поддерживать уровень собственного оборачиваемого капитала и пополнять оборотные средства за счет собственных источников. Зависимость от внешних источников средств, потеря финансовой устойчивости(автономности).

2.2.3 Анализ ликвидности и платежеспособности предприятия

Анализ финансовой отчетности необходим всем субъектам хозяйственных отношений. По отчетности акционеры и инвесторы делают выводы о возможностях получения доходов от вложений в организацию, поставщики и покупатели — оценивают стабильность коммерческих связей, выявляют способность партнера своевременно и в полной мере выполнять обязательства, кредиторы — прогнозируют оценку платежеспособности организации при оценке риска предоставления ей заемных средств.

В связи с тем, что в состав оборотных активов входят не только легко реализуемые активы, но и труднореализуемые, организация может обладать не только большей, но и меньшей ликвидностью. В составе пассивов выделяют обязательства различной степени срочности. На основании этого основывается методика оценка ликвидности Баланса.

Ликвидность Баланса — соотношение активов и пассивов, обеспечивающее своевременное покрытие краткосрочных обязательств оборотными активами. Анализ ликвидности баланса заключается в сравнении средств по активу, сгруппированных по степени их ликвидности, с обязательствами по пассиву, сгруппированными по срокам их погашения.

Таблица 2.8 – Группировка активов и пассивов

Активы		Пассивы	
A1	высоколиквидные активы;	П1	наиболее срочные обязательства;
A2	активы средней скорости реализации;	П2	краткосрочные обязательства;
A3	медленно реализуемые активы;	П3	долгосрочные обязательства;
A4	трудно реализуемые активы.	П4	постоянные пассивы.

Для определения ликвидности Баланса следует сопоставить итоги соответствующих групп активов и пассивов. Баланс считается абсолютно ликвидным, если одновременно выполняются следующие условия:

$$A1 > П1, A2 > П2, A3 > П3, A4 < П4.$$

Высоколиквидные активы включают в себя финансовые вложения (строка 1240 актива баланса) и денежные средства (строка 1250). Активы средней скорости реализации включают дебиторскую задолженность (строка 1230) и прочие оборотные активы (строка 1260). Медленно реализуемые активы включают запасы (строка 1210), НДС по приобретенным ценностям (строка 1220), доходные вложения (строка 1160) и долгосрочные финансовые вложения (строка 1170). Для определения величины труднореализуемых активов из общей стоимости внеоборотных активов (строка 1100) необходимо вычесть сумму доходных вложений (строка 1160) и долгосрочных финансовых вложений (строка 1170).

Таблица 2.9 – Группировка активов ПАО «Варьеганнефтегаз» по степени ликвидности за 2015-2017 гг.

Показатели	На 2015г.	На 2016г.	На 2017г.	Структура, %		
				На 2015г.	На 2016г.	На 2017г.
Высоколиквидные активы (A1)	866	951	869	0,0023	0,0024	0,002
Активы средней скорости реализации (A2)	5725594	5399013	5766937	15,33	13,79	13,28
Медленно реализуемые активы (A3)	486918	531842	903926	1,31	1,35	2,08
Трудно реализуемые активы (A4)	31121674	33211912	36729435	83,35	84,84	84,62
Баланс	37335052	39143718	43401167	100	100	100

Для большей наглядности данные показатели отобразим на рисунке.

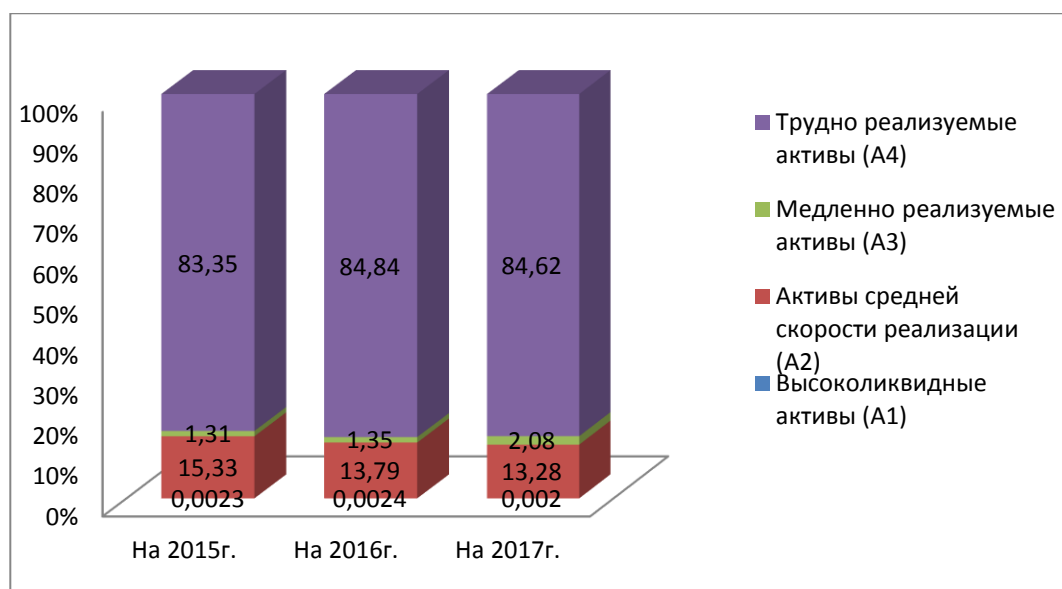


Рисунок 2.7 – Группировка активов ПАО «Варьеганнефтегаз» по степени ликвидности за 2015-2017 гг.

Произведенная группировка активов общества говорит о том, что в структуре имущества за 2017 год преобладают труднореализуемые активы (A4), что является не очень положительным фактором.

Данные, представленные в таблице 2.9, позволяют сделать следующие выводы:

- общая стоимость активов предприятия увеличилась с 37335052 тыс. руб. до 43401167 тыс. руб.; структура активов также изменилась;
- общая сумма наиболее высоколиквидных активов снизилась на 2017 год по сравнению с предыдущим с 951 тыс. руб. до 869 тыс. руб.
- увеличение величины активов средней скорости реализации означает, что у предприятия увеличилась дебиторская задолженность. В целом можно отметить, что это негативно характеризует работу предприятия, поскольку дебиторская задолженность - это средства, отвлеченные в активные расчеты, этими средствами предприятие не может свободно распоряжаться;
- увеличение удельного веса медленно реализуемых активов означает, что предприятие увеличило вложения в запасы товарно-материальных ценностей. Если это связано с увеличением масштабов осуществления хозяйственной деятельности, то это обстоятельство можно расценивать как положительное

явление. Вместе с тем, увеличение величины и удельного веса медленно реализуемых активов можно также быть связано с наличием залежалых запасов, а также с затовариваем готовой продукцией. А это, безусловно, является негативным фактом в работе предприятия;

Таким образом, делать вывод о динамике величины и удельного веса каждой группы активов следует только в комплексе, учитывая условия и особенности хозяйствования конкретного предприятия.

Осуществляем группировку пассивов предприятия. Наиболее срочные обязательства - это разница между общей суммой краткосрочных обязательств (строка 1500) и суммой краткосрочных займов (строка 1510). Краткосрочные пассивы - строка 1510. Долгосрочные пассивы - строка 1400. Постоянные пассивы - строка 1300.

Таблица 2.10 – Группировка пассивов ПАО «Варьеганнефтегаз» по степени ликвидности за 2015-2017 гг.

Показатели	На 2015г.	На 2016г.	На 2017г.	Структура, %		
				На 2015г.	На 2016г.	На 2017г.
Наиболее срочные обязательства (П1)	4351020	4009074	5539748	11,65	10,24	12,76
Краткосрочные обязательства (П2)	0	2283515	0	0	5,83	0
Долгосрочные обязательства (П3)	8336569	5616601	9483648	22,32	14,34	21,85
Постоянные пассивы (П4)	24647463	27234528	28377771	66,01	69,57	65,38
Баланс	37335052	39143718	43401167	100	100	100

В структуре пассивов общества за 2017 год преобладают постоянные активы (П4), которые свидетельствуют о том, что предприятие активно финансирует свою деятельность посредством краткосрочных кредитов и займов (П2>0).

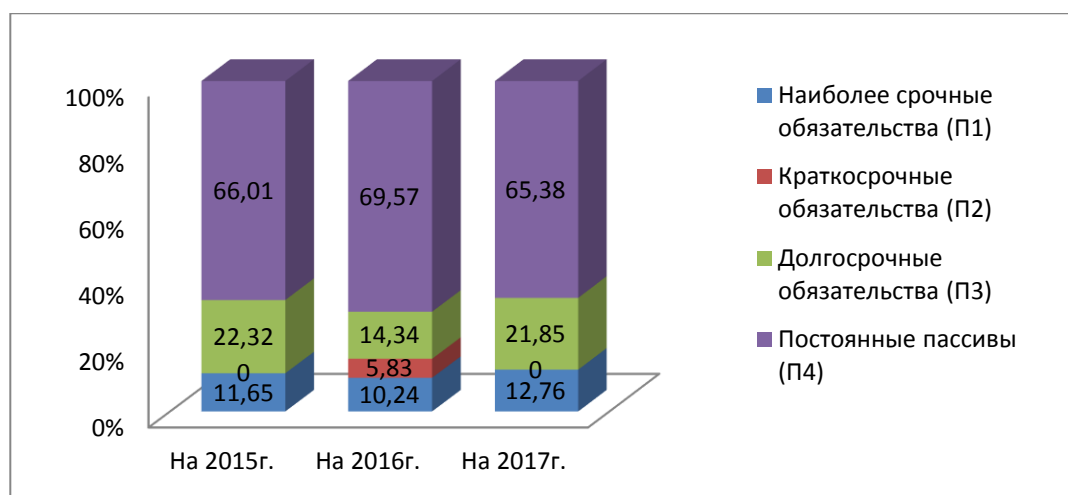


Рисунок 2.8 – Группировка пассивов ПАО «Варьеганнефтегаз» по степени ликвидности за 2015-2017 гг.

Представленный выше рисунок иллюстрирует величины каждой группы обязательств, их динамику, а также удельный вес каждой группы в общей сумме пассивов. На основе этих данных легко делается вывод о том, какие группы пассивов преобладают, суммы по каким из них увеличились, а какие, напротив, уменьшились. Если, например, увеличился удельный вес наиболее срочных обязательств, то (при прочих равных условиях) это означает, что сократилась платежеспособность предприятия.

В частности для обеспечения ликвидности баланса по первым трем группам активов полученные результаты в таблице должны быть положительными, т.е. должны выполняться следующие условия: $A1 > П1$, $A2 > П2$, $A3 > П3$. А труднореализуемых активов, напротив, желательно, чтобы было меньше, чем постоянных пассивов, т.е. $A4 < П4$.

Таблица 2.11 – Сравнение групп активов и пассивов 2015 – 2017 г.г.

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

Выполнение первых двух неравенств означает обеспечение текущей ликвидности баланса. Именно эти обстоятельства определяют уровень платежеспособности предприятия. Выполнение третьего и четвертого неравенств

означает, что баланс предприятия является ликвидным в долгосрочной перспективе. Это обстоятельство является весьма важным для финансовой устойчивости предприятия.

Таким образом по полученным неравенствам можно сделать вывод о том, что баланс ПАО «Варьегнаннефтегаз» является низко ликвидным, так как не соответствует условию абсолютной ликвидности.

Оценка относительных показателей ликвидности и платежеспособности.

Для качественной оценки платежеспособности и ликвидности предприятия кроме анализа ликвидности баланса необходим расчет коэффициентов ликвидности. Цель расчета - оценить соотношение имеющихся активов, как предназначенных для непосредственной реализации, так и задействованных в технологическом процессе, с целью их последующей реализации и возмещения вложенных средств и существующих обязательств, которые должны быть погашены предприятием в предстоящем периоде.

Коэффициенты платежеспособности:

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

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

2015 год:

$$K_{ТЛ} = 6213378 / 5219069 = 1,19$$

2016 год:

$$K_{ТЛ} = 5931806 / 7222871 = 0,82$$

2017 год:

$$K_{ТЛ} = 6671732 / 6547748 = 1,01$$

$1 \geq K_{ТЛ} \leq 2$ - нижняя граница указывает на то, что оборотных средств должно быть достаточно, чтобы покрыть свои краткосрочные обязательства. Превышение оборотных активов над краткосрочными обязательствами более чем

в два раза считается нежелательным, поскольку это свидетельствует о нерациональном вложении своих средств и неэффективном их использовании.

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

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

2015 год:

$$\text{Кбл} = (866 + 0 + 5725556) / 5219069 = 1,09$$

2016 год:

$$\text{Кбл} = (951 + 0 + 5399003) / 7222871 = 0,74$$

2017 год:

$$\text{Кбл} = (869 + 0 + 5766140) / 6547748 = 0,88$$

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

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

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

2015 год:

$$\text{Кал} = 866 / 5219069 = 0,0039$$

2016 год:

$$\text{Кал} = 951 / 7222871 = 0,000131$$

2017 год:

$$\text{Кал} = 869 / 6547748 = 0,000132$$

$\text{Кал} \geq 0,2 \dots 0,5$ - низкое значение указывает на снижение платежеспособности предприятия. Нормативное значение коэффициента абсолютной

ликвидности составляет не менее 0,2. Это означает, что предприятие должно быть в состоянии погасить не менее 20% обязательств, срок погашения которых составляет менее 1 года.

4. Коэффициент восстановления платежеспособности (Квп) за период, равный шести месяцам

Коэффициент восстановления платежеспособности описан в Методических положениях по оценке финансового состояния предприятий и установлению неудовлетворительной структуры баланса, утвержденных распоряжением Федерального управления по делам о несостоятельности (банкротстве) от 12.08.1994 г. N 31-р). Согласно документу, формула расчета коэффициента следующая:

$$K_{вп} = \frac{K_{т.л.1} + 6/T(K_{т.л.1} - K_{т.л.0})}{K_{т.л.норм.}} \quad (14)$$

где $K_{т.л.1}$ и $K_{т.л.0}$ - соответственно фактическое значение коэффициента ликвидности в конце и начале отчетного периода;

$K_{т.л.норм.}$ - нормативное значение коэффициента текущей ликвидности;

6 - период восстановления (прогнозирования) платежеспособности, мес.;

T - отчетный период, мес.

2017

$$K_{вп} = (1,01 + 6/12(1,01 - 0,82))/2 = 0,55$$

Значение менее 1 – динамика изменения показателя текущей ликвидности с начала года до отчетной даты показывает, что у предприятия в ближайшее время нет реальной возможности восстановить платежеспособность.

5. Коэффициент утраты платежеспособности (Куп) за период, равный трем месяцам:

$$K_{уп} = \frac{K_{т.л.1} + 3/T(K_{т.л.1} - K_{т.л.0})}{K_{т.л.норм.}} \quad (15)$$

$$K_{уп} = (1,01 + 3/12(1,01 - 0,82))/2 = 0,53$$

Коэффициент утраты платежеспособности меньше 1, это свидетельствует о наличии реальной угрозы для предприятия утратить платежеспособность, это критическое значение. Т.е. при сложившейся с начала отчетного года динамики

коэффициента текущей ликвидности через 3 месяца его значение может опуститься ниже 2, став неудовлетворительным.

Изменение коэффициентов ликвидности за 2015-2017гг. представлено графически на рисунке 2.9.

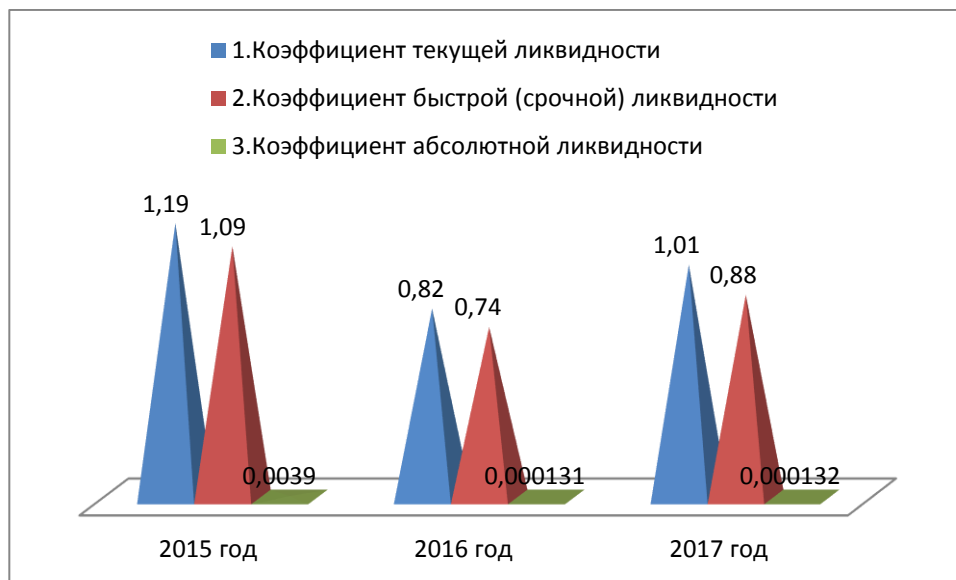


Рисунок 2.9 – Динамика коэффициентов ликвидности

Таким образом, коэффициент текущей ликвидности за 2016 год ниже 1 говорит о высоком финансовом риске, связанном с тем, что предприятие не в состоянии стабильно оплачивать текущие счета, в 2017 видим улучшение этого показателя. Коэффициент быстрой ликвидности показывает, что денежные средства и предстоящие поступления от текущей деятельности должны покрывать текущие долги организации.

Данные, полученные из расчетов, позволяют сделать следующие выводы:

- Значение коэффициента абсолютной ликвидности на последнюю отчетную дату свидетельствует о том, что предприятие за счет наиболее ликвидных активов не может погасить 20% краткосрочных обязательств, в течении одного года;
- Значение коэффициента срочной ликвидности указывает на необходимость постоянной работы с дебиторами, чтобы обеспечить возможность обращения наиболее ликвидной части оборотных средств в денежную форму для расчетов;

- Значение коэффициента текущей ликвидности также демонстрирует стабильную динамику, оборотных средств должно быть достаточно, чтобы покрыть свои краткосрочные обязательства

2.2.4 Оценка деловой активности предприятия

Деловая активность проявляется в динамичности развития организации, достижении ею поставленных целей, что отражают абсолютные стоимостные и относительные показатели.

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 отчетности предприятий. Это обстоятельство позволяет по данным расчета показателей контролировать изменения в финансовом состоянии предприятия.

Среднюю величину актива определяют исходя из бухгалтерского баланса по формуле среднего арифметического:

$$A_{\text{ср}} = (O_{\text{н.п}} + O_{\text{к.п}}) / 2 \quad (16)$$

где $A_{\text{ср}}$ – средняя величина активов за расчетный период;

$O_{\text{н.п}}$ – остаток активов на начало расчетного периода;

$O_{\text{к.п}}$ – остаток активов на конец расчетного периода.

$$A_{\text{ср}} = (3733052 + 43401167) / 2 = 40368109,5$$

Показатель оборачиваемости в днях, т.е. продолжительность оборота, рассчитывается по формуле:

$$\text{Показатель оборачиваемости в днях} = D / \text{Показатель оборачиваемости в оборотах.} \quad (17)$$

где D – количество дней в исследуемом периоде (квартал – 90, полугодие – 180, год – 365).

Рассчитаем более распространенные коэффициенты оборачиваемости (деловой активности) по данным финансовой отчетности объекта исследования, используя предложенные ниже формулы, и представим расчеты в таблице для наглядного сравнения:

1. Оборачиваемость совокупного капитала.

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

$$\text{Коск} = \text{стр. 2110 №2} / 0,5 (\text{стр. 1600 нг} + \text{стр.1600 кг}) \text{ ф. №1} \quad (18)$$

где нг – данные на начало отчетного года;

кг – данные на конец отчетного периода.

2. Оборачиваемость текущих активов (оборотных активов).

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

$$\text{Коа} = \text{стр. 2110 №2} / 0,5 (\text{стр. 1200 нг} + \text{стр.1200кг}) \text{ ф. №1} \quad (19)$$

3. Оборачиваемость собственного капитала.

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

$$\text{Коск} = \text{стр. 2110 №2} / 0,5 (\text{стр. 1300нг} + \text{стр.1300кг}) \text{ ф. №1} \quad (20)$$

4. Оборачиваемость материальных запасов (запасов и затрат).

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

$$\text{Комз} = \text{стр. 2110 №2} / 0,5 \times ((\text{стр. 1210} + \text{стр. 1220})\text{нг} + (\text{стр. 1210} + \text{стр. 1220})\text{кг}) \text{ ф. №1} \quad (21)$$

где нг – данные на начало отчетного года;

кг – данные на конец отчетного периода.

Средний срок оборота материальных оборотных средств (в днях):

$$\text{Помз} = 365 / \text{Комз} \quad (22)$$

5. Оборачиваемость дебиторской задолженности.

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

$$\text{Кодз} = \text{стр. 2110 №2} / 0,5 \times (\text{стр. 1230нг} + \text{стр.1230кг}) \text{ ф. №1} \quad (23)$$

где нг – данные на начало отчетного года;

кг – данные на конец отчетного периода.

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

$$\text{Пдз} = 365 / \text{Кодз} \quad (24)$$

6. Оборачиваемость кредиторской задолженности.

Это показатель скорости погашения предприятием своей задолженности перед поставщиками и подрядчиками. Коэффициент оборачиваемости кредиторской задолженности (Кокз) показывает, сколько раз (обычно, за год) предприятие оплачивает среднюю величину своей кредиторской задолженности, иными словами коэффициент показывает расширение или снижение коммерческого кредита, предоставляемого предприятию:

$$\text{Кокз} = \text{стр. 2110 №2} / 0,5 \times (\text{стр. 1520нг} + \text{стр.1520кг}) \text{ ф. №1} \quad (25)$$

где нг – данные на начало отчетного года;

кг – данные на конец отчетного периода.

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

$$\text{Пкз} = 365 / \text{Кокз} \quad (26)$$

7. Оборачиваемость денежных средств.

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

$$\text{Кодс} = \text{стр. 2110 №2} / 0,5 \times (\text{стр. 1250нг} + \text{стр.1250кг}) \text{ ф. №1} \quad (27)$$

где нг – данные на начало отчетного года;

кг – данные на конец отчетного периода.

8. Фондоотдача основных средств.

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

$$\text{Фо} = \text{стр. 2110 №2} / 0,5 \times (\text{стр. 1130нг} + \text{стр.1130кг}) \text{ ф. №1} \quad (28)$$

где нг – данные на начало отчетного года;

кг – данные на конец отчетного периода.

Деловая активность предприятия в финансовом аспекте проявляется прежде всего в скорости оборота его средств. Коэффициенты деловой активности позволяют проанализировать, насколько эффективно предприятие использует свои средства. Коэффициенты могут выражаться в днях, а также в количестве оборотов того либо иного ресурса предприятия за анализируемый период.

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

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

$$\text{Цп} = \text{Помз} \quad (29)$$

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

$$\text{Цо} = \text{Пдз} + \text{Помз} \quad (30)$$

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

$$\text{Цф} = \text{Цо} - \text{Пкз} \quad (31)$$

2015 год:

$$\text{Коск} = 27\,675\,107 / 0,5(32\,655\,351 + 37\,335\,052) = 0,79$$

$$\text{Коа} = 27\,675\,107 / 0,5(3943626 + 6213378) = 5,44$$

$$\text{Коск} = 27\,675\,107 / 0,5(23779414 + 23779414) = 1,23$$

$$\text{Комз} = 27\,675\,107 / 0,5((362061 + 102367) + (409370 + 77548)) = 58,18$$

$$\text{Помз} = 365 / 58,18 = 6,27$$

$$\text{Кодз} = 27\,675\,107 / 0,5(5725556 + 3475798) = 6,02$$

$$\text{Пдз} = 365 / 6,02 = 60,63$$

$$\text{Кокз} = 27\,675\,107 / 0,5(3707514 + 4351020) = 6,86$$

$$\text{Пкз} = 365 / 6,86 = 53,21$$

$$\text{Кодс} = 27\,675\,107 / 0,5(655 + 866) = 36390,67$$

$$\text{Цп} = 6,27$$

$$\text{Цо} = 60,63 + 6,27 = 66,9$$

$$\text{Цф} = 66,9 - 53,21 = 13,69$$

2016 год:

$$\text{Коск} = 27161947 / 0,5(37335052 + 339143318) = 0,71$$

$$\text{Коа} = 27161947 / 0,5(6213378 + 5931806) = 4,47$$

$$\text{Коск} = 27161947 / 0,5(23779414 + 26304246) = 1,08$$

$$\text{Комз} = 27161947 / 0,5((409370 + 77548) + 531013 + 829)) = 53,32$$

$$\text{Помз} = 365 / 53,32 = 6,84$$

$$\text{Кодз} = 27161947 / 0,5(5725556 + 5399003) = 4,88$$

$$\text{Пдз} = 365 / 4,88 = 74,79$$

$$\text{Кокз} = 27161947 / 0,5(4351020 + 4009074) = 6,49$$

$$\text{Пкз} = 365 / 6,49 = 56,24$$

$$\text{Кодс} = 27161947 / 0,5(866 + 951) = 29897,57$$

$$\text{Цп} = 6,84$$

$$\text{Цо}=74,79+6,84=81,63$$

$$\text{Цф}= 81,63-56,24=25,39$$

2017 год:

$$\text{Коск}= 32883956/0,5(39143718+43401167)=0,79$$

$$\text{Коа}= 32883956/0,5(5931806+6671732) =5,21$$

$$\text{Коск}=32883956 /0,5(26304246+27369771)=1,22$$

$$\text{Комз}=32883956 /0,5((531013+829)+(877935+25991))=45,81$$

$$\text{Помз}= 365/45,81=7,96$$

$$\text{Кодз}= 32883956/0,5(5399003+5766140)=5,89$$

$$\text{Пдз}= 365/5,89=61,96$$

$$\text{Кокз}= 32883956/0,5(4009074+5539748)= 6,88$$

$$\text{Пкз}=365/6,88=53,05$$

$$\text{Кодс}= 32883956/0,5(951+869)= 36136,21$$

$$\text{Цп}=7,96$$

$$\text{Цо}=64,96-7,96=69,92$$

$$\text{Цф}=69,92-53,05=16,87$$

Внесем полученные значения коэффициентов оборачиваемости в таблицу.

Таблица 2.12 – Коэффициенты оборачиваемости (деловой активности)

Показатель	На 2015г.	На 2016г.	На 2017г.	Изменение (+,-) 2016г. от 2015г.	Изменение (+,-) 2017г. от 2016г.
Оборачиваемость совокупного капитала	0,79	0,71	0,79	(0,08)	0,08
Оборачиваемость оборотных активов	5,44	4,47	5,21	(0,97)	0,74
Оборачиваемость собственного капитала	1,23	1,08	1,22	(0,15)	0,14
Оборачиваемость запасов и затрат	58,18	53,32	45,81	(4,86)	(7,51)
Средний срок оборота материальных оборотных средств (в днях)	6,27	6,84	7,96	0,57	1,12
Оборачиваемость дебиторской задолженности	6,02	4,88	5,89	(1,14)	1,01
Период оборота дебиторской задолженности	60,63	74,79	61,96	14,16	(12,83)

Продолжение таблицы 2.12

Показатель	На 2015г.	На 2016г.	На 2017г.	Изменение (+,-) 2016г. от 2015г.	Изменение (+,-) 2017г. от 2016г.
Оборачиваемость кредиторской задолженности	6,86	6,49	6,88	(0,37)	0,39
Период оборота кредиторской задолженности	53,21	56,24	53,05	3,03	(3,19)
Оборачиваемость денежных средств	36390,67	29897,57	36136,21	(6493,1)	6238,64
Фондоотдача основных средств	X	X	X	X	X
Производственный цикл	6,27	6,84	7,96	0,57	1,12
Продолжительность операционного цикла	66,9	81,63	69,92	14,73	(11,71)
Продолжительность финансового цикла	13,69	25,39	16,87	11,7	(8,52)

Отообразим динамику коэффициентов оборачиваемости ПАО «Варьеганнефтегаз» на рисунках 2.10 и 2.11.

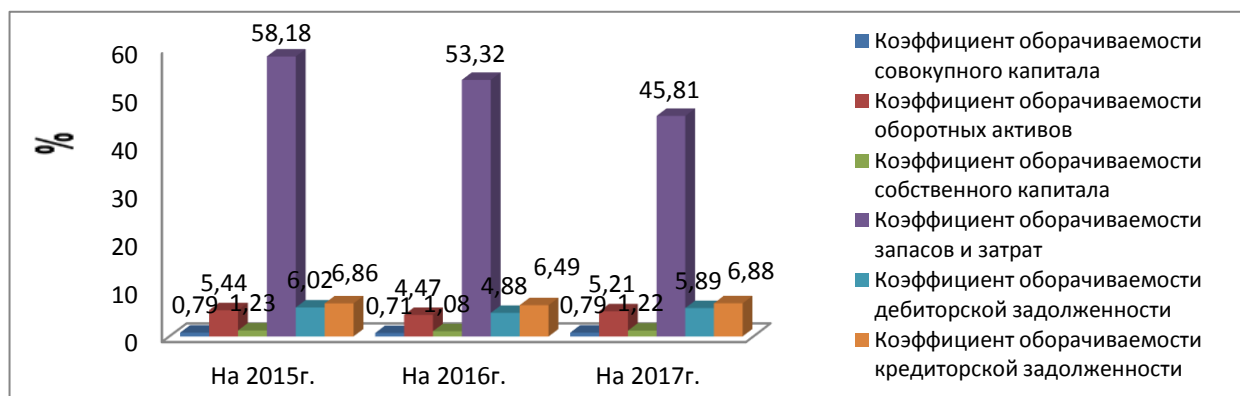


Рисунок 2.10 – Динамика коэффициентов оборачиваемости ПАО «Варьеганнефтегаз» за 2015-2017 гг.

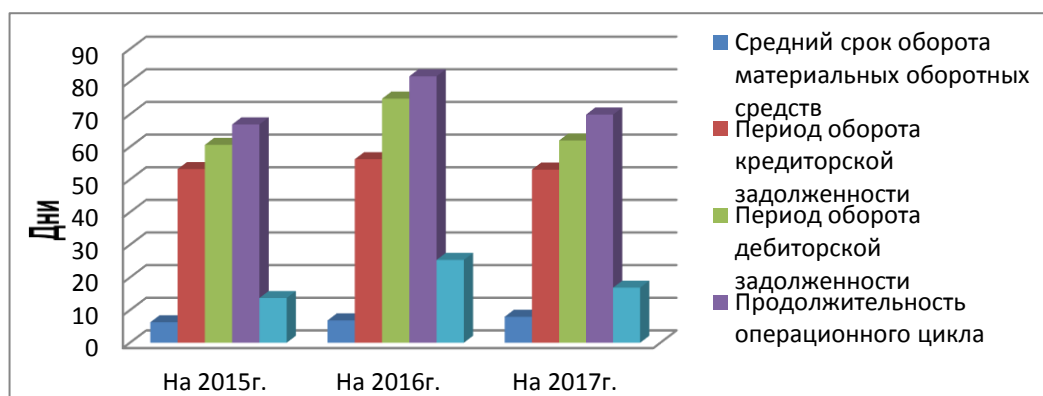


Рисунок 2.11 – Динамика коэффициентов периодов оборота ПАО «Варьеганнефтегаз» за 2015-2017 гг.

Исходя из данных в таблице 2.12, можно сделать следующие выводы:

Чем выше значение коэффициента оборачиваемости совокупного капитала, тем быстрее оборачивается капитал, и тем больше прибыли приносит каждая единица актива организации. Темп роста (снижения) = 111,26%.

Коэффициент оборачиваемости активов показывает эффективность использования активов, количество оборотов всего капитала за период и количество денежных средств, которые принесла единица активов. Темп роста (снижения) = 116,55%.

Коэффициент оборачиваемости собственного капитала показывает скорость оборота собственного капитала или активность средств, которыми рискуют акционеры. Темп роста (снижения) = 112,96%.

Коэффициент оборачиваемости запасов и затрат активов показывает интенсивность использования запасов и скорость оборота. Чем выше коэффициент оборачиваемости запасов и затрат активов, тем выше активность предприятия в создании денежных средств. Чрезмерно высокий коэффициент оборачиваемости запасов и затрат активов свидетельствует об острой нехватке запасов и быстром опустошении. Темп роста (снижения) = 85,92%.

Коэффициент оборачиваемости материальных средств - характеризует рациональность и интенсивность использования оборотных средств в организации, если он больше 1, то предприятие можно считать рентабельным. Темп роста (снижения) = 116,37%.

Чем выше коэффициент оборачиваемости дебиторской задолженности, тем быстрее потребители погашают свои обязательства, что выгодно для предприятия. Темп роста (снижения) = 120,69%.

Коэффициент оборачиваемости кредиторской задолженности показывает скорость и интенсивность погашения обязательств предприятия перед заемщиками и характеризует количество оборотов погашения кредиторской задолженности за отчетный период. Нормативное значение коэффициента зависит от отрасли и характера деятельности предприятия. Темп роста (снижения) = 106,01%.

Коэффициент оборачиваемости денежных средств показывает интенсивность использования денежных средств предприятия и показывает число оборотов за отчетный период. Темп роста (снижения) = 120,86%.

Таким образом, если судить по отклонению коэффициентов к концу 2017 года то, можно заметить изменение в положительную сторону большинства показателей, чего нельзя сказать, рассматривая отклонение показателей к концу 2015 года. Такая положительная динамика свидетельствует об эффективном использовании ресурсов предприятием.

2.2.5 Оценка рентабельности предприятия

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

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

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

Показатели рентабельности характеризуют работу предприятия в целом и

доходность различных направлений деятельности. И поскольку показатели рентабельности относительные показатели, то они практически не подвержены влиянию инфляции.

Общая формула расчета рентабельности:

$$P = \Pi / V \times 100\% \quad (32)$$

где P – рентабельность;

Π – прибыль предприятия;

V – показатель, по отношению к которому рассчитывается рентабельность.

Рассмотрим показатели, отображающие рентабельность ПАО «Варьеганнефтегаз» за 2015-2017 гг. в таблице, для того, чтобы отследить динамику их изменений:

Таблица 2.13 – Анализ основных показателей рентабельности ПАО

«Варьеганнефтегаз»

Наименование показателей	На 2015 г. в %	На 2016 г. в %	На 2017 г. в %	Изменени е (+,-) 2016г. от 2015г. в %	Изменени е (+,-) 2017г. от 2016г. в %
Рентабельность собственного капитала	0,12	0,10	0,04	(0,02)	(0,06)
Рентабельность внеоборотных активов	0,08	0,07	0,03	(0,01)	(0,04)
Рентабельность оборотных активов	0,51	0,41	0,16	(0,10)	(0,25)
Рентабельность активов	0,07	0,06	0,02	(0,01)	(0,04)
Рентабельность основной деятельности (производства)	0,11	0,16	0,11	0,05	(0,27)
Рентабельность продаж (по чистой прибыли)	0,09	0,09	0,03	0	(0,06)
Рентабельность продаж (по прибыли от продаж)	0,14	0,14	0,05	0	(0,09)

Отообразим динамику основных показателей рентабельности организации на рисунке 2.12.

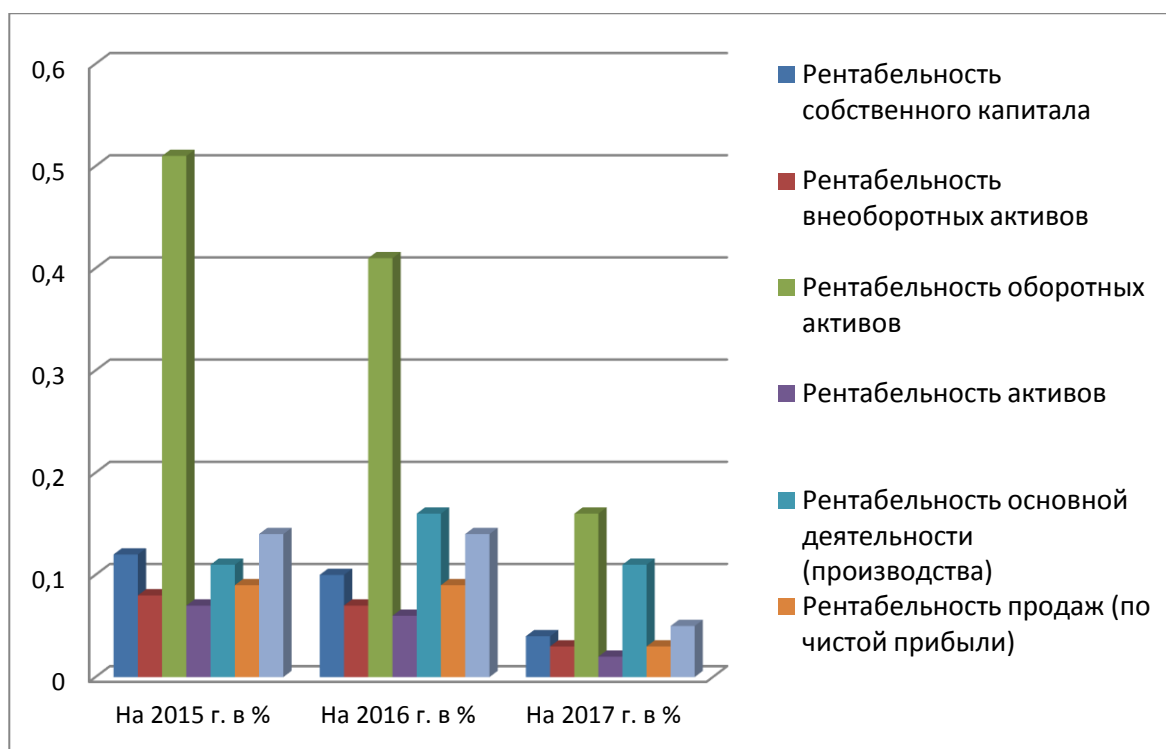


Рисунок 2.12 – Динамика основных показателей рентабельности организации

Исходя из расчетов в таблице 2.13, можно заметить, что:

Коэффициент рентабельности капитала, характеризующий эффективность использования капитала снижается, что приводит к уменьшению количества чистой прибыли получаемой предприятием. Темп роста (снижения) = 40%.

Рентабельность внеоборотных активов показывающая, какую прибыль дают внеоборотные активы предприятия, увеличивается. Темп роста (снижения) = 42,85%.

Рентабельность оборотных активов уменьшилась по сравнению с предыдущим годом на 42,85% и составила в 2017 году 16%. Это означает, что на 1 рубль оборотных активов предприятие получает прибыль в размере 0 руб. 16 коп.

В целом, рентабельность активов характеризует то, насколько грамотно организована работа компании. Темп роста (снижения) = 33,33%.

Рентабельность основной деятельности, отражающая количество прибыли, получаемое предприятием с каждой денежной единицы, инвестируемой в производство и реализацию выпускаемых услуг, составила к концу 2016 года 0,2. Так как данный коэффициент меньше 0,5, ПАО «Варьеганнефтега» можно назвать

низкорентабельным. Темп роста (снижения) = 68,75%.

Коэффициент рентабельности продаж отражает эффективность деятельности предприятия и показывает долю (в процентах) чистой прибыли в общей выручке предприятия. Доля чистой прибыли к 2017 году снизилась. Темп роста (снижения) = 33,33%.

Рентабельность продаж по прибыли от продаж показывает, что к 2017 году процент прибыли на единицу реализованных услуг так же снизился, по сравнению с предыдущими годами. Темп роста (снижения) = 35,71%.

Таким образом, можно сделать вывод, что показатели рентабельности характеризуют финансовые результаты и эффективность деятельности предприятия. Они измеряют доходность предприятия с различных позиций и систематизируются в соответствии с интересами участников экономического процесса.

2.3 Анализ затратности функционирования

Любая коммерческая организация в процессе своей деятельности несет определенные расходы. Например, сюда относятся содержание помещений, коммунальные платежи, заработная плата персонала, ЕСН и так далее.

При формировании расходов по обычным видам деятельности согласно пункту 8 ПБУ 10/99 должна быть обеспечена их группировка по следующим элементам:

- материальные затраты;
- затраты на оплату труда;
- отчисления на социальные нужды;
- амортизация;
- прочие затраты.

Для целей управления в бухгалтерском учете организуется учет расходов по статьям затрат, при этом перечень статей затрат устанавливается организацией

самостоятельно.

Затраты ПАО «Варьеганнефтегаз» приведены в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Динамика изменений в затратах по обычным видам деятельности ПАО «Варьеганнефтегаз» за 2015-2017гг.

Наименование показателя	На 2015 г.		На 2016г.		На 2017г.		Абсолютное Отклонение (+,-) тыс. руб.		Относительное отклонение, %	
	тыс. руб.	Уд. Вес, %	тыс. руб.	Уд. Вес, %	тыс. руб.	Уд. Вес, %	2016/2015 гг.	2017/2016 гг.	2016/2015 гг.	2017/2016 гг.
Материальные затраты	1887678	7,82	2149185	9,06	2259977	7,11	261507	110792	1,24	(1,95)
Затраты на оплату труда	2041299	8,46	2053413	8,66	2308794	7,26	12114	255381	0,2	(1,1)
Соц. выплаты	486962	2,02	490357	2,07	544814	1,71	3395	54457	0,05	(0,36)
Амортизация	4397719	18,22	5135766	21,66	6300995	19,83	738047	1165229	3,44	(1,83)
Прочие затраты	15326172	63,49	13885799	58,55	20349271	64,06	(1440373)	6463472	(4,94)	5,51
Итого затрат	24139830	100	23714520	100	31763851	100	0	0	0	0

Отообразим динамику изменений в затратах по обычным видам деятельности ПАО «Варьеганнефтегаз» за 2015-2017гг. на рисунке 2.13.

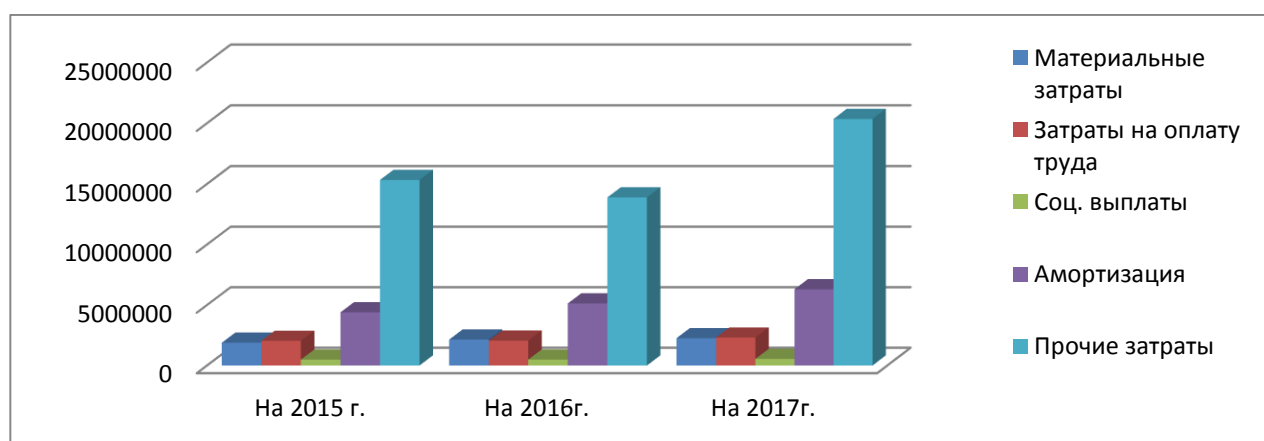


Рисунок 2.13 – Динамика затрат ПАО «Варьеганнефтегаз» за 2015-2017гг. (тыс.руб.)

Из таблицы видно, что общее количество затрат увеличилось за анализируемый период. Основную часть затрат занимают прочие затраты – их доля в

2015 году составила 63,49%, в 2016 году 58,55% и в 2017 году 64,06%. Доля материальных затрат за анализируемый период снизилась. Доля затрат на оплату также сократилась. Доля амортизации увеличилась в динамике с 2015 по 2016 год на 3,44%, с 2015 по 2017 год на 1,61%. Доля на социальные выплаты с 2015 по 2017 г. уменьшилась на 0,31%,

Из выше представленных данных можно заметить тенденцию снижения затрат как по всем элементам затрат в 2015-2016 гг. так и по некоторым элементам в целом, за рассматриваемый период, что является положительным моментом в динамике изменения затрат по обычным видам деятельности.

Следует заметить, что все показатели статей затрат существенно изменяются по сравнению с предыдущим годом.

Так, например, материальные затраты к концу 2017 года снизились на 40%.

Сумма амортизационных отчислений за анализируемый период имеет темп роста, к концу 2016 года возросла на 738047 тыс. руб., а к концу 2017 – 1165229 тыс. руб.

Наблюдается незначительный разброс значений в статье затрат «расходы на оплату труда». На это влияет как повременно-премиальная система оплаты труда, предусмотренная в ПАО «Варьеганнефтегаз», так и количество заключенных за год контрактов, выигранных тендеров, от которых зависит прибыль организации. Затраты на оплату труда в 2017 году составляли 2 308 794 тыс. руб. и были выше на 255 000 тыс. руб. чем в предыдущих отчетных периодах.

«Отчисления на социальные нужды» изменяются пропорционально расходам на оплату труда, так как составляют 44% от них.

Статья «прочие затраты» к концу 2016 года уменьшилась в 1.2 раза по отношению к 2015 году, а к концу 2017 года, прочие затраты увеличились вдвое, составляя 20349271 тыс. руб.

Преобладание в структуре прочих затрат объясняется тем, что предприятие осуществляет свою деятельность в нефтегазовой отрасли и основную долю таких предприятий составляют налоги, особенно НДС.

Налог на добычу полезных ископаемых, включенный в себестоимость продукции, товаров, работ, услуг, составил на 2017 год 14 416 260 тыс. руб., в 2016 году 9 890 351 тыс. руб. по состоянию на отчетную дату задолженность Общества по налогам в бюджет составила 2 320 908 тыс. руб., задолженность перед государственными внебюджетными фондами – 27 660 тыс. руб. По состоянию на 31 декабря 2017г., 31 декабря 2016г., и 31 декабря 2015г., Общество не имело просроченных обязательств по налогам и сборам.

3 РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ПРИБЫЛЬНОСТИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПАО «ВАРЬЕГАННЕФТЕГАЗ»

3.1 Методические основы оценки эффективности инвестиционных Проектов

Основными критериями оценки инвестиционных проектов являются доходность, рентабельность и окупаемость. В зарубежной практике для оценки эффективности инвестиционных проектов используются пять основных методов:

1) методы, основанные на дисконтировании, позволяющие рассчитать следующие показатели:

- чистая текущая стоимость (чистый приведенный эффект) (NPV);
- индекс рентабельности инвестиций (PI);
- внутренняя норма рентабельности инвестиций (IRR);

2) методы, основанные на учетных оценках, позволяющие рассчитать следующие показатели:

- срок окупаемости проекта (PP);
- коэффициент эффективности инвестиций (ARR).

В российской практике для оценки эффективности инвестиционных проектов используются следующие методы.

1. Метод расчета чистой текущей стоимости позволяет определить чистый доход от проекта, который представляет собой разницу между суммой дисконтированных потоков денежных средств, генерируемых проектом, и общей суммой инвестиций.

Чистая текущая стоимость = приведенная стоимость денежных потоков от проекта - общая сумма инвестиций. Применение данного метода позволяет получить наиболее точные результаты в том случае, если колебания дисконтной ставки в период реализации проекта незначительны. Аналогичный метод в западной практике называется методом расчета чистой текущей стоимости (или

чистой приведенной стоимости) (Netpresentvalue — NPV), под которой понимается разница между общей суммой дисконтированных потоков будущих поступлений денежных средств, генерируемых данным проектом, и общей суммой инвестиций (investcost — IC).

$$NPV = \sum_{t=1}^n FV_n - IC \quad (33)$$

$\sum_{t=1}^n FV_n$ — общая сумма будущих поступлений от проекта;

r — доходность проекта, приемлемый и возможный для инвестора ежегодный процент возврата может быть равен стоимости привлеченных источников финансирования проекта;

IC — сумма инвестиций.

2. Метод расчета индекса доходности позволяет определить доход на единицу затрат. Считается, что результаты применения данного метода уточняют результаты применения метода чистой текущей стоимости. Показатель рентабельности представляет собой отношение текущей стоимости денежных потоков, генерируемых проектом, к общей сумме первоначальных инвестиций. Аналогичный в западной практике метод называется методом расчета индекса рентабельности инвестиций (profitability index — PI).

Формула расчета индекса рентабельности инвестиций имеет следующий вид:

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{FV}{(1+r)^n} : IC \quad (34)$$

3. Метод расчета внутренней нормы рентабельности проекта (или маржинальной эффективности капитала) позволяет определить максимально возможный уровень затрат на капитал, ассоциируемых с проектом. Внутренняя норма рентабельности представляет собой ставку доходности, при которой чистая приведенная стоимость денежных потоков от проекта равна нулю. Если стоимость источников финансирования превышает внутреннюю норму рентабельности, проект будет убыточным, и наоборот, если внутренняя норма рентабельности превышает стоимость источников финансирования, проект будет прибыльным. В российской практике финансового анализа внутренняя норма рента-

бельности рассчитывается как отношение чистой текущей стоимости к текущей стоимости первоначальных инвестиций.

Внутренняя норма рентабельности = (чистая текущая стоимость / текущая стоимость первоначальных инвестиций) • 100%

Аналогичный метод в западной практике называется методом расчета нормы рентабельности инвестиций (внутренняя норма прибыли, internal rate of return — IRR) и используется в двух целях:

1) определение допустимого уровня процентных расходов в случае финансирования проекта за счет привлеченных средств;

2) подтверждение оценки проектов, полученной в результате использования методов расчета чистой текущей стоимости (NPV) и индекса рентабельности инвестиций (PI).

Под нормой рентабельности инвестиций (IRR) понимается та-кое значение доходности (r), при которой чистая текущая стоимость (NPV), являющаяся функцией от (r), равна нулю.

IRR = r, при которой NPV (f (r)) = 0.

Формула расчета нормы рентабельности инвестиций (IRR) имеет следующий вид:

$$IRR = r_1 + \frac{r_1}{f(r_1)-(r_2)} * (r_2 - r_1) \quad (35)$$

Из формулы следует, что для получения показателя IRR не-обходимо предварительно рассчитать показатель чистой текущей стоимости при разных значениях процентной ставки.

4. Модифицированный метод расчета внутренней нормы рентабельности позволяет получить более точные результаты. При расчете чистой текущей стоимости денежные потоки дисконтируются по ставке, равной средневзвешенной стоимости авансированного капитала.

Внутренняя норма рентабельности = (чистая текущая стоимость, рассчитанная на основе ставки дисконтирования, равной средневзвешенной стоимости авансированного капитала) • 100% / (сумма первоначальных инвестиций) (36)

5. Метод расчета срока окупаемости инвестиций. Под сроком окупаемости инвестиций понимается срок, по истечении которого общая сумма поступления от проекта станет равной общей сумме вложенных средств. Момент времени, в который общая сумма поступлений становится равной общей сумме первоначальных инвестиций, в финансовом менеджменте называется точкой безубыточности. Поступления денежных средств после прохождения точки безубыточности не учитываются. Проекты с равными сроками окупаемости признаются равноценными. Данный метод также позволяет определить уровень ликвидности проекта и инвестиционного риска. Чем меньше сроки окупаемости, тем больше ликвидность, и наоборот, чем больше срок окупаемости, тем меньше ликвидность. Чем выше ликвидность, тем меньше риск, и наоборот, чем меньше ликвидность, тем выше риск, связанный с проектом.

В российской практике в зависимости от способа определения величины денежных потоков, генерируемых проектом, и величины первоначальных инвестиций используются три варианта расчетов:

- 1) метод, основанный на учетных оценках;
- 2) дисконтный метод;
- 3) дисконтный метод с использованием средней величины денежного потока.

В первом случае определяется срок, по истечении которого сумма денежных потоков, генерируемых проектом, станет равной сумме вложенных средств. При этом суммируются недисконтированные потоки денежных средств, которые сравниваются с недисконтированной стоимостью первоначальных инвестиций.

Во втором случае определяется срок, по истечении которого сумма дисконтированных денежных потоков, генерируемых проектом, станет равной дисконтированной стоимости первоначальных инвестиций. Данный способ позволяет учитывать возможность реинвестирования (повторного инвестирования) доходов от проекта.

В третьем случае срок окупаемости инвестиций определяется отношением приведенной стоимости первоначальных инвестиций к средней величине дисконтированного денежного потока в данном периоде.

Аналогичный метод в западной практике называется методом срока окупаемости инвестиций (payback period — PP) и позволяет определить срок, в течение которого сумма недисконтированных прогнозируемых поступлений денежных средств станет равной общей сумме расходов, связанных с данным проектом. Формула расчета срока окупаемости инвестиций (PP) имеет следующий вид:

$$PP = n, \quad (37)$$

при котором

$$\sum_{t=1}^n FV_n > IC \quad (38)$$

Срок окупаемости инвестиций рассчитывается:

1) в случае равномерного распределения поступлений от проекта по годам — делением совокупных затрат на величину годового дохода;

2) в случае неравномерного распределения поступлений от проекта по годам — прямым подсчетом числа лет, в течение которых сумма доходов превысит сумму расходов.

6. Метод простой (бухгалтерской) нормы прибыли применяется для оценки эффективности проектов с непродолжительными сроками окупаемости. Под простой нормой прибыли понимается отношение чистой прибыли, полученной в результате реализации инвестиционного проекта, к вложенным средствам (инвестициям). В западной практике аналогичный метод называется методом расчета коэффициента эффективности инвестиций (accounting rate of return — ARR).

Формула расчета простой бухгалтерской нормы прибыли имеет следующий вид:

$$\text{Рентабельность проекта} = (\text{чистая прибыль} + \text{амортизационные отчисления, генерируемые проектом} / \text{стоимость инвестиций}) \cdot 100\% \quad (39)$$

Формула расчета коэффициента эффективности инвестиций (ARR) имеет следующий вид:

$$ARR = \frac{PN}{0.5*(IC-RV)} \quad (40)$$

где

ARR — коэффициент эффективности инвестиций

PN — среднегодовая прибыль от вложения денежных средств в данный проект;

IC — сумма денежных средств, инвестированных в данный проект (сумма инвестиций);

RV — величина ликвидационной (остаточной) стоимости активов, т.е. стоимости активов по окончании срока их полезного использования.

Как следует из приведенных формул, в российской практике для расчета показателя рентабельности инвестиций используется отношение суммы чистой прибыли и амортизационных отчислений, сделанных в течение срока реализации проекта к вложенным средствам; в западной практике — отношение чистой прибыли к 0.5 разности инвестиций и ликвидационной стоимости активов. Таким образом, российская практика не учитывает доходы от ликвидации активов, срок полезного использования которых закончился.

3.2 Сущность инвестиционного мероприятия «Технология Проведение обработки призабойной зоны с применением гибкой насосно-компрессорной трубы и эмульсионного отклонителя в виде кислотного состава повышенной вязкости в горизонтальных скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта»

Технология «Проведение обработки призабойной зоны (ОПЗ) с применением гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ) и эмульсионного отклонителя в виде кислотного состава повышенной вязкости (КСПВ) в горизонтальных скважинах (ГС) с многостадийным гидроразрывом пласта

(МГРП)» – многостадийная кислотная обработка призабойной зоны горизонтальной скважины с многостадийным гидроразрывом пласта, каждого фрак – порта по отдельности, с применением гибкой насосно-компрессорной трубы и эмульсионного отклонителя в виде кислотного состава повышенной вязкости .

Проект предусматривает проведение опытно-промышленных испытаний технологии «Проведение обработки призабойной зоны (ОПЗ) с применением гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ) и эмульсионного отклонителя в виде кислотного состава повышенной вязкости (КСПВ) в горизонтальных скважинах (ГС) с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП)».

Технология предложена в виде рационализаторского предложения в рамках системы непрерывных улучшений ПАО «Варьеганнефтегаз».

Проблема, на решение которой направлена рассматриваемая технология связана с тем что, при стандартной ОПЗ на пакере в одну стадию практически весь кислотный состав уходит в один фрак-порт с наибольшей приёмистостью (путь наименьшего сопротивления) и вероятно более высокой обводнённостью (в связи с наибольшей выработанностью зоны) добываемой продукции, что приводит к незначительному росту дебита жидкости, а также может привести к росту общей обводнённости продукции скважины за счёт усиления неоднородности притока в результате обработки. Остальные фрак-порты, как правило, с наиболее сильно закольматированной проппантной пачкой и невыработанными в связи с этим запасами, остаются при этом необработанными, что приводит к отсутствию достаточного прироста дебита нефти.

Таким образом, у испытываемой новой технологии имеется своя отдельная область применения (ниша), которая ранее не могла быть охвачена другими технологиями ОПЗ или ОПЗ по другим технологиям на них были неуспешны.

В результате, горизонтальные скважины (ГС) с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП) до испытания и внедрения технологии «Проведение обработки призабойной зоны (ОПЗ) с применением гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ) и эмульсионного отклонителя в виде кислотного состава

повышенной вязкости (КСПВ) в горизонтальных скважинах (ГС) с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП)» либо не подвергались кислотным обработкам, либо обработки не имели значительного эффекта.

На рисунке 3.1 представлена динамика количества горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта – с каждым годом их число стремительно растёт.

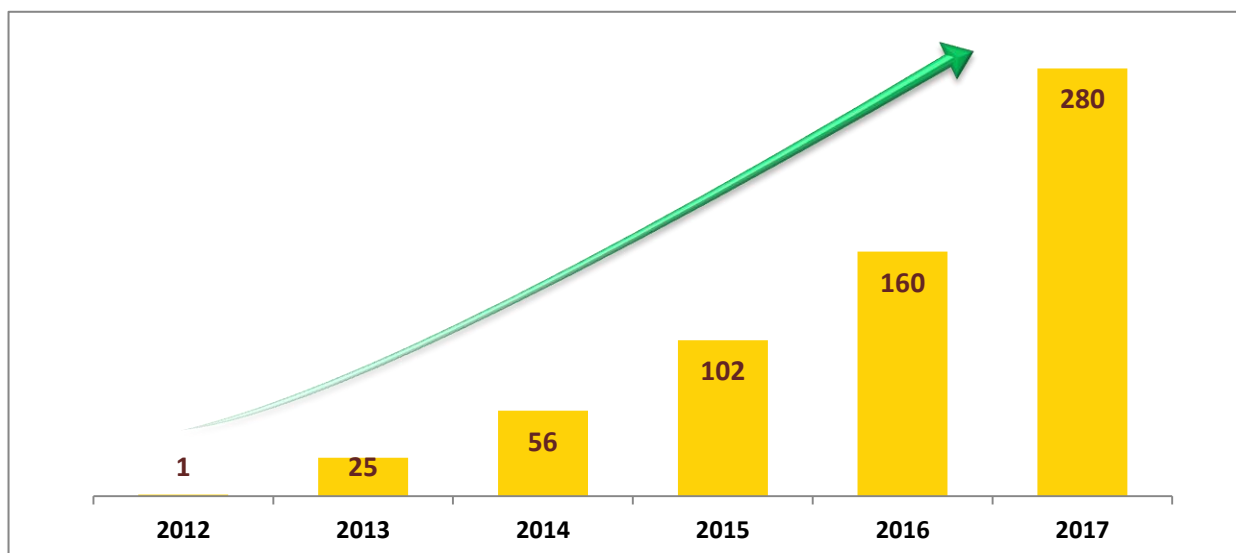


Рисунок 3.1 – Динамика количества горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП) в ПАО «Варьеганнефтегаз»

Критерии для применимости технологии:

- Горизонтальная скважина с многостадийным гидроразрывом пласта;
- Имеются признаки значительного снижения (для терригенных коллекторов) продуктивности добывающих скважин по причине кольтматации призабойной зоны пласта в процессе строительства, освоения, эксплуатации и при ремонтах, как и при подборе кандидатов под стандартные технологии обработки призабойных зон пласта.

На горизонтальных скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта, по которым наблюдается снижение продуктивности и которые нуждаются в проведении кислотных обработок призабойных зон, предлагается проводить обработку призабойной зоны, каждого фрак – порта по отдельности, с применением гибкой насосно-компрессорной трубы и эмульсионного отклонителя в виде

кислотного состава повышенной вязкости.

Схемы призабойной зоны пласта (ПЗП) до, в процессе и после проведения «обработки призабойной зоны с применением гибкой насосно-компрессорной трубы и эмульсионного отклонителя в виде кислотного состава повышенной вязкости в горизонтальных скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта» представлены на рисунках 3.2 – 3.4.

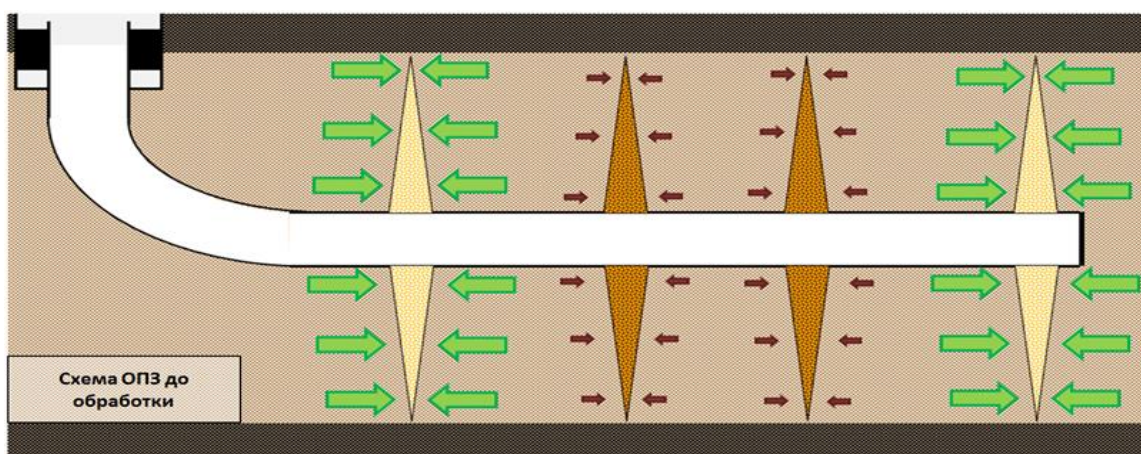


Рисунок 3.2 – схема ПЗП до проведения (соответственно) ОПЗ на ГНКТ с применением отклонителя КСПВ в ГС с МГРП

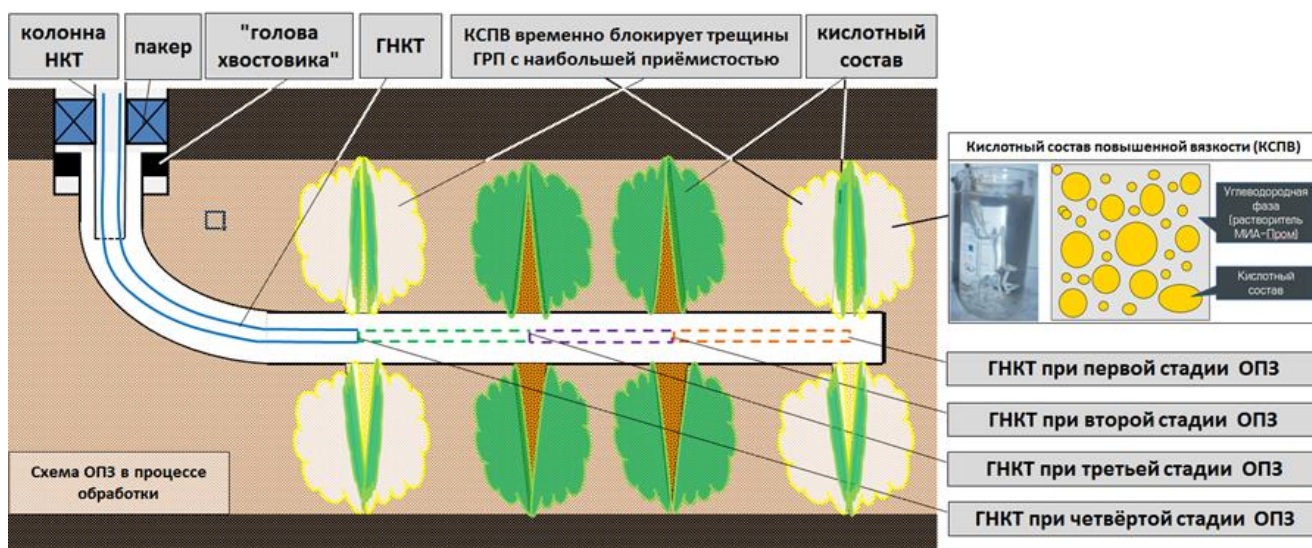


Рисунок 3.3 – схема ПЗП в процессе проведения ОПЗ на ГНКТ с применением отклонителя КСПВ в ГС с МГРП

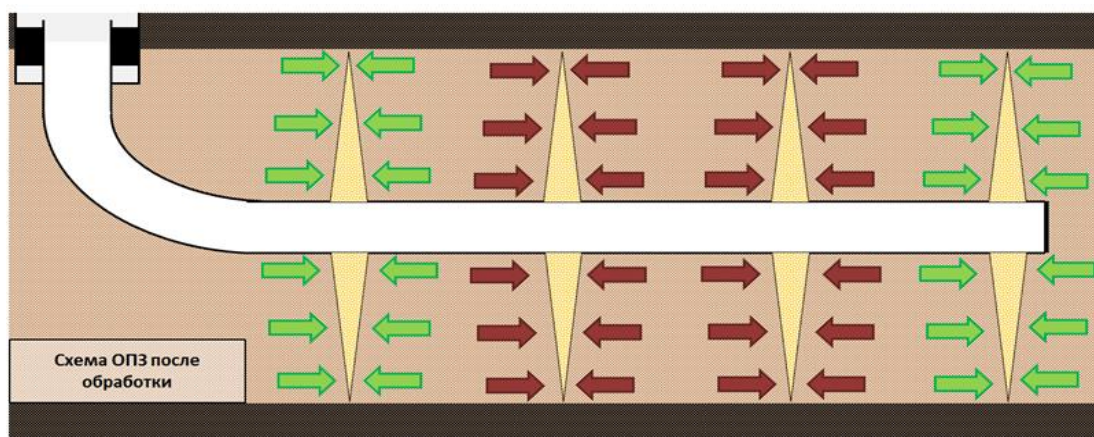


Рисунок 3.4 – схема ПЗП после проведения ОПЗ на ГНКТ с применением отклонителя КСПВ в ГС с МГРП

Гибкая насосно – компрессорная труба (ГНКТ) в составе испытываемой технологии – это способ адресной доставки кислотного состава во фрак-порты, которые находятся на достаточно большом расстоянии (100–260м) друг от друга. Кислотная эмульсия состава повышенной вязкости (КСПВ) – это способ временного блокирования путей наименьшего сопротивления, который помогает выровнять профиль приёмистости при обработке призабойной зоны (ОПЗ).

Кислотный состав повышенной вязкости представляет собой кислотную эмульсию обратного типа, внешней фазой которой является растворитель, внутренней – глинокислотный состав. На кислотный состав приходится 65-85% объема КСПВ, остальное – углеводородный растворитель и комплекс поверхностно-активных веществ (ПАВ) (эмульгатор и стабилизатор эмульсии). Данная эмульсия имеет динамическую вязкость 100-350 мПа·с при скорости сдвига 100с⁻¹ и сохраняет свойства при пластовых температурах в течение суток, не содержит полимеров или других, коагулирующих призабойную зону пласта, компонентов.

Технология позволяет получить дополнительную добычу нефти и способствует довыработке запасов за счёт вовлечения в эксплуатацию ранее недренируемых интервалов, а значит, позволяет обрабатывать скважины, на которых стандартные обработки призабойных зон (ОПЗ) не дают положительных результатов.

Таким образом, технология позволяет расширить перечень скважин-кандидатов под ОПЗ и обладает своей областью применимости, для которой отсутствуют альтернативные, успешно испытанные в условиях ПАО «Варьеганнефтегаз», технологии обработки.

Объёмы (состава композиций химреагентов) оторочек по отдельным скважинам различаются в зависимости от величин эффективных толщин пластов, тоннажей проппанта, количества проведённых гидро-разрывов пласта (ГРП) и объёма гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ) .

Лабораторными тестами выявлен интенсивный распад кислотной эмульсии при контакте с другими кислотными составами, по причине содержания в последних деэмульгатора. В связи с этим, при ОПЗ следует отделять оторочку КСПВ от других кислотных составов буферами растворов хлорида аммония, не содержащими поверхностно-активных веществ (ПАВ).

При обработке скважины по технологии «Проведение обработки призабойной зоны (ОПЗ) с применением гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ) и эмульсионного отклонителя в виде кислотного состава повышенной вязкости (КСПВ) в горизонтальных скважинах (ГС) с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП)», нет необходимости в дополнительной подготовке хвостовика под ОПЗ, например такой, как фрезерование фрак-муфт до равнопроходного сечения. На сегодняшний момент это единственная, осуществимая технически, эффективная испытанная технология обработки горизонтальных скважин (ГС) с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП) в условиях ПАО «Варьеганнефтегаз».

Технология не привязана к определённому исполнителю работ.

Эффективность применения технологии:

- Увеличение коэффициента продуктивности скважины не менее чем на 30%;
- Получение среднего запускного прироста дебита нефти не ниже +5т/сут;
- PI проекта на горизонт оценки эффекта не ниже 2,0 ед;
- Успешное проведение ОПЗ на ГНКТ с применением отклонителя КСПВ в ГС с

МГРП без технологических осложнений.

Для реализации проекта по технологии «Проведение обработки призабойной зоны (ОПЗ) с применением гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ) и эмульсионного отклонителя в виде кислотного состава повышенной вязкости (КСПВ) в горизонтальных скважинах (ГС) с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП)» организации потребуются инвестиционные ресурсы в сумме 2 590 000 руб.

Кроме единовременных затрат реализация проекта приведет к увеличению текущих издержек, которые представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Текущие издержки

Наименование	Всего текущих затрат, руб.
1. Материальные затраты	980 000,00
1.1 Сырье и материалы (химреагенты)	980 000,00
2. ТКРС	2 139 000,00
3. ОПЗ	3 240 000,00
4. ГНКТ	1 860 000,00
5. Амортизация основных фондов	310 800,00
6. Прочие затраты	6 850 466,00
Итого затрат:	15 380 266,00
Текущие издержки без амортизации	15 069 466,00
Наименование	Сумма, руб.
Итого затрат:	2 590 000,00

Текущие издержки переходят в эксплуатационные издержки, они связаны с оплатой услуг у подрядных организаций. В эти услуги включены текущий и капитальный ремонт скважины средняя стоимость – 2 139 000 руб., обработка призабойных зон – 3 240 000 руб. и услуга работы с ГНКТ – 1 860 000 руб.

Материальные затраты будут связаны с затратами на закупку химических реагентов а именно кислотных эмульсий и эмульсий кислотного состава повышенной вязкости.

Годовая норма амортизации считается, исходя из срока полезного использования ($100\%:8\text{лет} = 12\%$).

Амортизация основных фондов составляет 310 800 руб.

К прочим затратам отнесен налог на добычу полезных ископаемых.

При добыче нефти используются ставки в рублях на тонну добытого вещества. 766 рублей – на 2015 год, 857 рублей – на 2016 год и 919 рублей – на 2017 год. Кроме того существует коэффициент, отображающий динамику изменений мировых цен на это сырье.

Расчёт НДС на нефть происходит по такой формуле:

$$\text{НДС (нефть)} = \text{НБ} \times (\text{С} \times \text{Кц} - \text{Дм}) \quad (41)$$

где:

НБ – налоговая база;

С – ставка;

Кц – коэффициент для учёта мировых цен за баррель;

Дм – показатель, корректирующий формулу в зависимости от особенности технологии добычи сырья. Его рассчитывают как произведение отдельных коэффициентов:

$$\text{Дм} = \text{Кндпи} \times \text{Кц} \times (1 - \text{Кв} \times \text{Кз} \times \text{Кд} \times \text{Кдв} \times \text{Ккан}). \quad (42)$$

При добыче нефти используются ставки в рублях на тонну добытого вещества. 766 рублей – на 2015 год, 857 рублей – на 2016 год и 919 рублей – на 2017 год. Кроме того существует коэффициент, отображающий динамику изменений мировых цен на это сырье

Кц - коэффициент, который определяется в порядке, установленном пунктом 3 статьи 342 настоящего Кодекса; (на 2017г он равен 9,1484)

Кд и Кдв - коэффициенты, которые определяются в соответствии со статьей 342.2 настоящего Кодекса;

Кв, Кз и Ккан - коэффициенты, которые определяются в порядке, установленном соответственно пунктами 2, 3 и 4 настоящей статьи;

Отсюда следует :

$$\text{НДС} = 1825 \times (919 \times 9,1484 - (559 \times 9,1484 \times (1 - 0,3 \times 1 \times 1 \times 0,3 \times 1))) = 6\,850\,466 \text{ руб.}$$

Несмотря на существенные единовременные текущие затраты, связанные с проектом, организация получит дополнительный экономический эффект в сумме

16 599 871,5 руб.

Данный экономический эффект рассчитан после стимулировании скважины, средний прирост дебета на +5 т./сут., и получаем дополнительную выручку от продажи добытой нефти с учетом налоговых вычетов.

Сумма дополнительной выручки после проведения технологии 16 599 871,5 руб. и будет являться экономическим эффектом от реализации предлагаемого инвестиционного мероприятия.

3.3 Оценка эффективности предлагаемых мероприятий

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

- продолжительность периода планирования принята 5 лет (5 шагов);
- в качестве шага планирования принят один год;
- норма дисконта принята на уровне 16 % в год;
- цены, тарифы и нормы не изменяются на протяжении всего периода планирования;

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

Норма дисконтирования установлена из условий:

- ключевая ставка ЦБ РФ – 7,25 % (по состоянию на 25.04.2018г.);
- риск недополучения прибыли 8,75 %.

Сделанные предположения характеризуют оценку эффективности проекта технологии «ОПЗ на ГНКТ с КСПВ» как предварительную, требующую уточнения в дальнейшем.

Результаты расчетов по оценке коммерческой эффективности данного инвестиционного проекта представлены в таблицах 3.2 – 3.7.

Таблица 3.2 – Поток денежных средств от инвестиционной деятельности

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0	1	2	3	4	
	2018	2019	2020	2021	2022	
1. Расходы на приобретение активов, всего	2 590 000,00					2 590 000,00
в том числе:						
за счет собственных средств	2 590 000,00					
за счет заемных средств.	0,00					0,00
2. Поток реальных средств						
2.1. По шагам	-2 590 000,00					-2 590 000,00
2.2. Нарастающим итогом	-2 590 000,00	-2 590 000,00	-2 590 000,00	-2 590 000,00	-2 590 000,00	
3. Поток дисконтированных средств						
3.1. По шагам	-2 590 000,00					-2 590 000,00
3.2. Нарастающим итогом	-2 590 000,00	-2 590 000,00	-2 590 000,00	-2 590 000,00	-2 590 000,00	

Таблица 3.3 – Поток денежных средств от операционной деятельности

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0	1	2	3	4	
	2018	2019	2020	2021	2022	
1. Экономический эффект	16 599 871,50	16 599 871,50	16 599 871,50	16 599 871,50	16 599 871,50	82 999 357,50
2. Текущие издержки	15 069 466,00	15 069 466,00	15 069 466,00	15 069 466,00	15 069 466,00	75 347 330,00
3. Амортизация основных средств	310 800,00	310 800,00	310 800,00	310 800,00	310 800,00	1 554 000,00
4. Валовый доход	1 219 605,50	1 219 605,50	1 219 605,50	1 219 605,50	1 219 605,50	6 098 027,50
5. Налог на прибыль (20%)	243 921,10	243 921,10	243 921,10	243 921,10	243 921,10	1 219 605,50
6. Чистая прибыль	975 684,40	975 684,40	975 684,40	975 684,40	975 684,40	4 878 422,00
7. Поток реальных средств						

Продолжение таблицы 3.3

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0	1	2	3	4	
	2018	2019	2020	2021	2022	
7.1. По шагам	1 286 484,40	1 286 484,40	1 286 484,40	1 286 484,40	1 286 484,40	6 432 422,00
7.2. Нарастающим итогом	1 286 484,40	2 572 968,80	3 859 453,20	5 145 937,60	6 432 422,00	
8. Поток дисконтированных средств						
8.1. По шагам	1 286 484,40	1 109 038,28	956 067,48	824 196,10	710 513,88	4 886 300,14
8.2. Нарастающим итогом	1 286 484,40	2 395 522,68	3 351 590,16	4 175 786,26	4 886 300,14	

Таблица 3.4 – Поток денежных средств от финансовой деятельности

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0	1	2	3	4	
	2018	2019	2020	2021	2022	
1. Собственный капитал.	2 590 000,00					2 590 000,00
2. Поток реальных средств						
2.1. По шагам	2 590 000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2 590 000,00
2.2. Нарастающим итогом.	2 590 000,00	2 590 000,00	2 590 000,00	2 590 000,00	2 590 000,00	
3. Поток дисконтированных средств						
3.1. По шагам	2 590 000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2 590 000,00
3.2. Нарастающим итогом.	2 590 000,00	2 590 000,00	2 590 000,00	2 590 000,00	2 590 000,00	

Таблица 3.5 – Поток денежных средств от инвестиционной и операционной деятельности

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0	1	2	3	4	
	2018	2019	2020	2021	2022	
1. Поток реальных средств (ЧРД)						
1.1. По шагам	-1 303 515,60	1 286 484,40	1 286 484,40	1 286 484,40	1 286 484,40	3 842 422,00
1.2. Нарастающим итогом.	-1 303 515,60	-17 031,20	1 269 453,20	2 555 937,60	3 842 422,00	
2. Поток дисконтированных средств (ЧДД)						
2.1. По шагам	-1 303 515,60	1 109 038,28	956 067,48	824 196,10	710 513,88	2 296 300,14
2.2. Нарастающим итогом.	-1 303 515,60	-194 477,32	761 590,16	1 585 786,26	2 296 300,14	

Таблица 3.6 – Сальдо денежных потоков

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0	1	2	3	4	
	2018	2019	2020	2021	2022	
1. Поток реальных средств						
1.1. По шагам	1 286 484,40	1 286 484,40	1 286 484,40	1 286 484,40	1 286 484,40	6 432 422,00
1.2. Нарастающим итогом (СРД).	1 286 484,40	2 572 968,80	3 859 453,20	5 145 937,60	6 432 422,00	

Таблица 3.7 – Расчет значений чистого дисконтированного дохода в зависимости от ставки дисконтирования

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0	1	2	3	4	
	2018	2019	2020	2021	2022	
0	-1 303 515,60	1 286 484,40	1 286 484,40	1 286 484,40	1 286 484,40	3 842 422,00
0,1	-1 303 515,60	1 169 531,27	1 063 210,25	966 554,77	878 686,16	2 774 466,85

Продолжение таблицы 3.7

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0	1	2	3	4	
	2018	2019	2020	2021	2022	
0,2	-1 303 515,60	1 072 070,33	893 391,94	744 493,29	620 411,07	2 026 851,04
0,3	-1 303 515,60	989 603,38	761 233,37	585 564,13	450 433,95	1 483 319,24
0,4	-1 303 515,60	918 917,43	656 369,59	468 835,42	334 882,44	1 075 489,29
0,5	-1 303 515,60	857 656,27	571 770,84	381 180,56	254 120,38	761 212,45
0,6	-1 303 515,60	804 052,75	502 532,97	314 083,11	196 301,94	513 455,17
0,7	-1 303 515,60	756 755,53	445 150,31	261 853,12	154 031,25	314 274,61
0,8	-1 303 515,60	714 713,56	397 063,09	220 590,60	122 550,34	151 401,98
0,9	-1 303 515,60	677 097,05	356 366,87	187 561,51	98 716,58	16 226,42
1	-1 303 515,60	643 242,20	321 621,10	160 810,55	80 405,28	-97 436,48
0,9132	-1 303 515,60	672 425,47	351 466,37	183 706,03	96 020,29	102,56

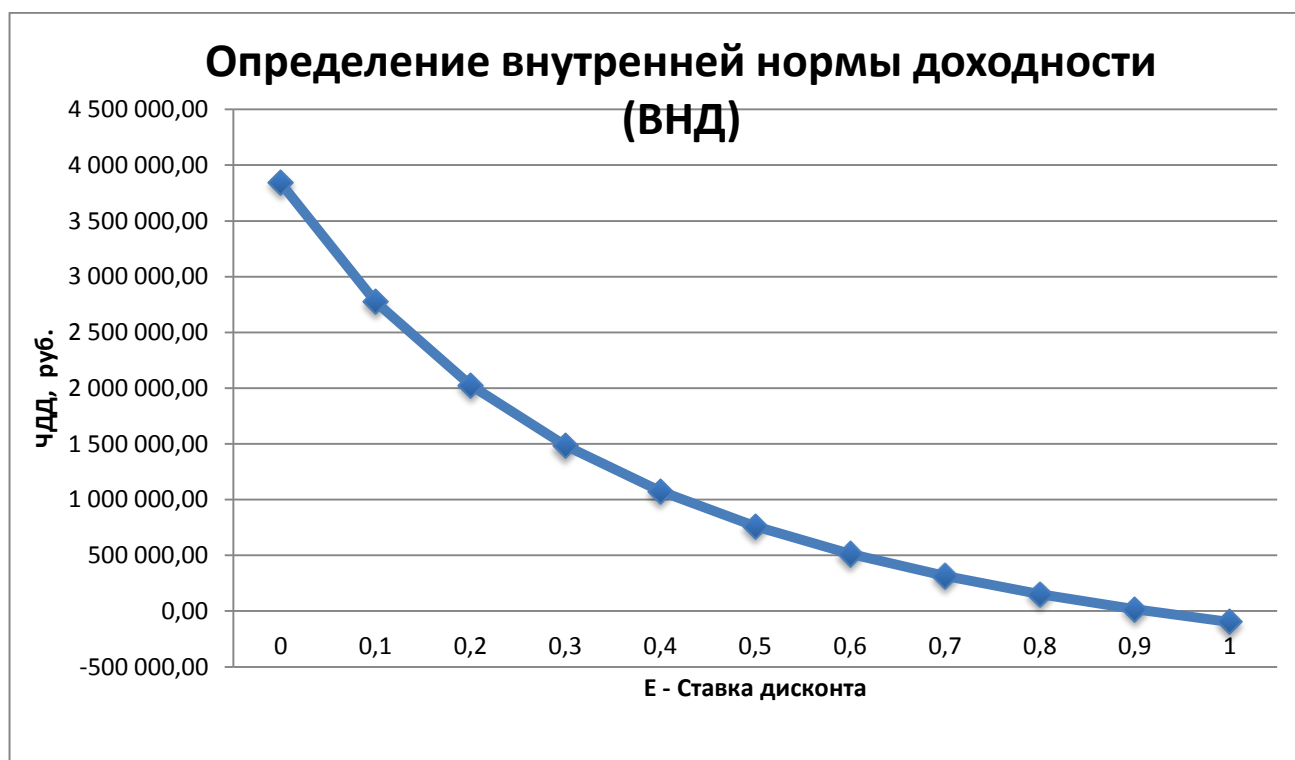


Рисунок 3.5 – Определение внутренней нормы доходности (ВНД)

Внутренняя норма доходности инвестиций составляет 91,32% в год (рисунок 3.5).

За период планирования (5 лет), инвестиционный проект потребует 2 590 000 рублей капитальных вложений и принесет на конец периода планирования 4 878 422,00 рублей чистой прибыли.

Чистый реальный доход проекта составит 6 432 422,00 рублей, чистый дисконтированный доход – 4 886 300,14 рублей (таблица 3.3).

Индекс доходности (отношение ЧДД к инвестициям), исчисленный по дисконтированным потокам, составляет 1,88. Показатель индекс доходности показывает эффективность использования капитала в инвестиционном проекте или бизнес плане.

Положительный чистый дисконтированный доход и индекс доходности, превосходящий единицу (1,88), позволяют охарактеризовать проект как эффективный.

Проведем расчет срока окупаемости инвестиционного проекта:

Для расчета срока окупаемости была использована следующая методика:

$$CO = t^l - \frac{ЧДД^l}{ЧДД - ЧДД^l} \quad (43)$$

Где:

t^l — номер шага на котором получено последнее отрицательное значение ЧДД;

$ЧДД^l$ — последнее отрицательное значение ЧДД из таблицы 3.18;

$ЧДД$ — первое положительное значение ЧДД из таблицы 3.18.

Таким образом, расчет срока окупаемости будет выглядеть следующим образом:

$$CO = 1 - \frac{(-194\,477,32)}{1\,109\,038,28 - (-194\,477,32)} = 1,14 \text{ года}$$

Полученное значение CO позволяет сделать вывод о том, что срок окупаемости данного проекта составляет 1 год и 1,4 месяца.

Чем больше показатель — тем рискованнее вложение. Чем показатель при простом расчёте меньше, тем выгоднее инвестору вкладывать средства, ведь он может рассчитывать на возврат инвестиций заведомо большими частями и более

короткие сроки. А это позволит поддерживать уровень ликвидности фирмы.

Внутренняя норма доходности и срок окупаемости устраивают акционеров.

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

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

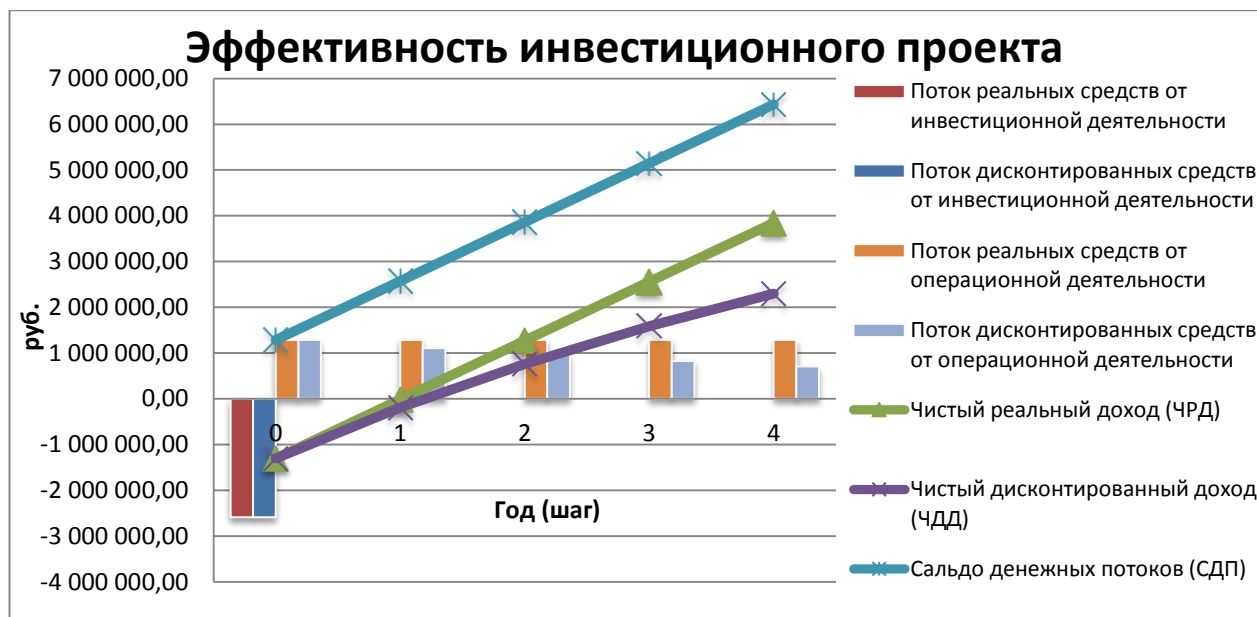


Рисунок 3.6 – Показатели коммерческой эффективности проекта

Таким образом, можно сказать, что реализация данного мероприятия позволит предприятию существенно повысить эффективность деятельности и выйти на новый качественный уровень своего развития.

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

3.4 Анализ чувствительности проекта к риску

Это метод, который позволяет определить последствия реализации прогнозных характеристик инвестиционного проекта (например, на основе NPV,

IRR, IP) при заданном изменении значения переменной при неизменных значениях всех остальных показателей.

Для определения эффективности проекта определяют его чистый дисконтированный доход ЧДД (NPV), по следующей формуле:

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

Где:

NPV- чистый дисконтированный доход;

r- ставка дисконтирования;

CF- суммарный денежный поток в период времени t;

I- сумма инвестиций;

n- число периодов.

Инвестиционный проект принимается, если ЧДД > 0;

Инвестиционный проект отвергается, если ЧДД < 0;

Если ЧДД = 0, то следует для принятия решения рассмотреть обстоятельств, выходящих за рамки критерия (например, экологические, социальные).

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

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

Для их расчета мы определим следующие промежутки:

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

Рассчитанные данные занесем в таблицу 3.8. Если рассчитанные данные имеют положительное значение, значит, проект не является рискованным в этом

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

Таблица 3.8 – Значение ЧДД при варьируемых показателях

	-15%	-10%	-5%	0	5%	10%	15%
Экономический эффект	977 260,03			4 886 300,14			8 795 340,25
Текущие издержки		7 720 354,22		4 886 300,14		2 052 246,06	
Налоги			4 935 163,14	4 886 300,14	4 837 437,14		

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

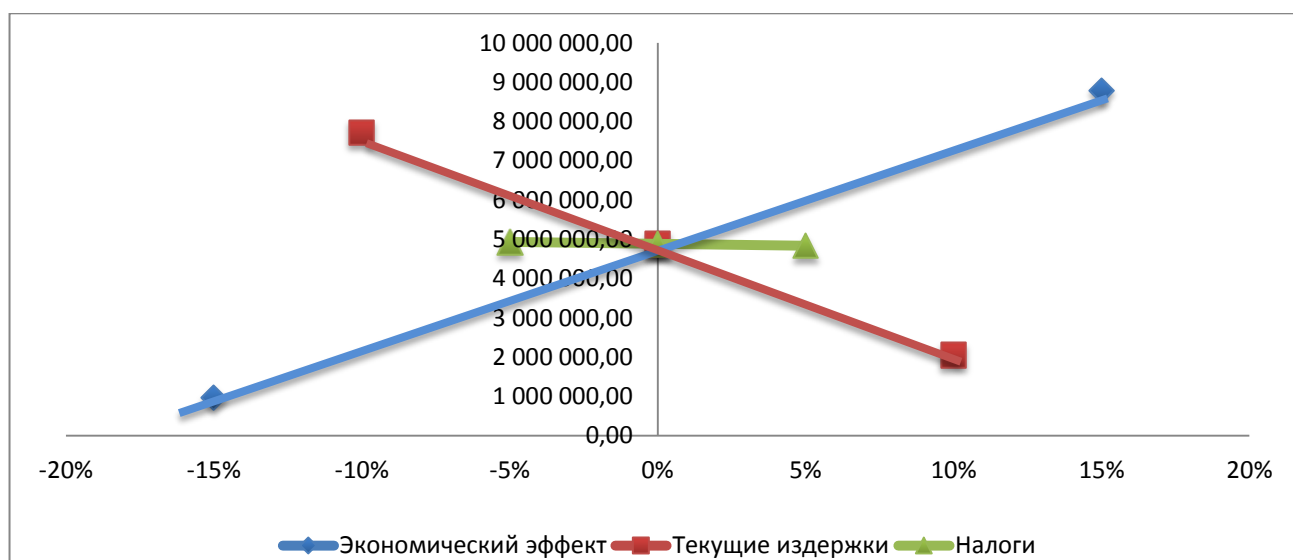


Рисунок 3.7 – Диаграмма «Оценка чувствительности проекта к риску»

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

3.5 Сущность инвестиционного мероприятия «Расширитель раздвижной №530»

Для снижения риска возникновения осложнений при бурении и креплении бокового горизонтального ствола скважины предлагается использовать скважинные расширители, которые позволяют осуществлять спуск «хвостовика» под МГРП для скважин с материнской колонной диаметром менее 140 мм при реконструкции методом ЗБС.

Имеется значительное количество скважин – кандидатов с эксплуатационной колонной 140 мм. Для ЗБС по общепринятой технологии в таком материнском стволе мы ограничены долотом диаметром 120,6 мм. Бурение долотом такого диаметра приводит к уменьшению кольцевого зазора между стенкой скважины и буровым инструментом. Эти и другие негативные факторы приводят к значительному увеличению риска, связанного с поглощением бурового и тампонажного раствора, прихватами бурильной и обсадной колонны.

Особо остро это проблема стоит при спуске хвостовиков с МГРП, за счет большего диаметра муфт и пакеров по сравнению с самим фильтром. На данный момент отсутствовала возможность спускать хвостовик с МГРП в скважины с материнской колонной менее 140 мм.

Для выполнения операций по расширению ствола скважины могут использоваться буровые инструменты - расширители. В отличие от бицентричных долот и наддолотных эксцентриков они:

- 1) обеспечивают стабильность работы измерительного оборудования (MWD);
- 2) дают возможность увеличения ствола до 25% от исходного диаметра;
- 3) полный контроль за направлением бурения.

Именно для этого рекомендуется к покупке расширитель раздвижной №530.

Расширители раздвижные типа РР предназначены для расширения любых

интервалов ствола скважины (под хвостовик, потайную колонну, профильный перекрыватель участков ремонтно-изоляционных работ) в мягких и средней твердости породах.

Расширители раздвижные типа РР Н предназначены для расширения любых интервалов ствола скважины в составе КНБК с пилот-долотом или ранее пробуренного участка.

Расширители раздвижные типа РР Сп предназначены для проведения специальных операций в открытом стволе скважины, подразумевающих формирование уступа для последующего отхода от основного ствола наклонно-направленной скважины.

Выдвижение в рабочее положение лопастей, армированных высококачественными резцами PDC, осуществляется под действием перепада давления в корпусе расширителя.

Назначение:

Расширитель предназначен для расширения ствола скважины диаметром 120,6 мм до диаметра 132 мм в мягких и средних породах 3-4 категории твердости.

Особенности конструкции:

Режущий торец лопастей армирован высококачественными резцами PDC, имеющими индивидуальное размещение для каждой лопасти.

- 1) Наличие центрального промывочного отверстия (сменная твердосплавная насадка) обеспечивающего улучшенную очистку и подмыв ЗУМПФа.
- 2) Специальный гладкий профиль нижнего центратора уменьшает риск посадок при спуске расширителя и «забуривания» в стенку скважины при расширении.
- 3) Уменьшена общая длина расширителя и введены доработки, улучшающие технико-эксплуатационные характеристики инструмента.

Недостатки технологии применения гидравлического расширителя:

- затраты времени на СПО для включения в КНБК гидравлического расширителя и проведения работы по расширению ствола скважины;
- дополнительные расходы на оплату ставки работы гидравлического расширителя, ставок бурового подрядчика и сервисных компаний (в связи с общим увеличением срока строительства).
- увеличение продолжительности времени между вскрытием интервала неустойчивых аргиллитов (Баженовской свиты) и креплением ствола (риск потери устойчивости).

Цели и задачи проекта

Целью данной технологии является обеспечение безаварийного спуска хвостовика при заканчивании скважин под МГРП. Основная задача это расширение открытого ствола скважины минимум до Ø130мм.

Критерии применимости технологии, ограничения

Специфическими требованиями к подбору кандидатов для технологии являются:

- диаметр материнской колонны менее 140мм
- высокие риски недохождения «хвостовика»
- высокие значения ЭЦП (превышающие давление ГРП) при бурении

максимально возможным диаметром долота.

Расширитель раздвижной №530 обладает следующими техническими характеристиками:

- 1) Наружный диаметр корпуса, 105 мм;
- 2) Наружный диаметр по направляющим центраторов, 114 мм;
- 3) Максимальный диаметр выдвигаемых лопастей, 132 мм;
- 4) Длина расширителя, 1340±10 мм;
- 5) Рекомендуемая осевая нагрузка, 0,5...1,2 т;
- 6) Рекомендуемый расход, 4...13,5 л/с;
- 7) Рекомендуемый перепад давления в расширителе, 11...20 атм.;
- 8) Рекомендуемая частота вращения ротора, 60...80 об/мин;

- 9) Присоединительная резьба по ГОСТ 28487-90, 3-86 муфта;
- 10) Рекомендуемый момент свинчивания резьбы 3-86, 8000...8900 Н*м
- 11) Масса, 80кг.

В комплект поставки всех типов расширителей входят обратный клапан, предотвращающий забивание инструмента шламом во время спускоподъемных операций, и сменные лопасти, легко заменяемыми в условиях буровой, что значительно снижает эксплуатационные затраты на ремонт и обслуживание инструмента.



Рисунок 3.8 – Расширитель раздвижной №530

Краткое описание подрядчика (опыт, заслуги и т.д.)

ООО НПП «БУРИНТЕХ» на протяжении 17 лет занимает лидирующую позицию в области производства высококачественного инструмента для бурения и капитального ремонта скважин, является крупнейшим российским разработчиком и производителем бурового инструмента, кроме того – одной из самых крупных и высокопрофессиональных нефтесервисных компаний в стране.

На сегодняшний день, «БУРИНТЕХ» - это тысячи наименований выпускаемой продукции, многочисленные собственные разработки, производство

инструмента для бурения и капитального ремонта скважин, химических реагентов, а так же полный цикл сервисных услуг.

Производственная база предприятия — это современное оборудование, станки с ЧПУ, новейшие многокоординатные обрабатывающие центры и эффективные средства контроля качества на каждом этапе производства, позволяющие выпускать широкий спектр продукции, соответствующий всем требованиям и пожеланиям даже самого взыскательного заказчика.

Входящее в состав предприятия подразделение, предоставляющее услуги по отработке собственного оборудования нефтегазодобывающим, буровым и сервисным компаниям при строительстве и ремонте скважин, замыкая цикл разработка — производство — сервис, в кратчайшие сроки позволяет оптимизировать инструмент под конкретные геологические, технические и технологические условия заказчика.

В программу исследований включено изучение процессов моделирования взаимодействия породоразрушающих элементов с массивом горной породы. Такие исследования проводятся как на различных испытательных стендах, так и теоретическими методами.

На предприятии разработана, внедрена и успешно работает Интегрированная система менеджмента качества, сертифицированная на соответствие с требованиями ГОСТ ISO 9001-2011 (ISO 9001:2008), ГОСТ Р ИСО 14001-2007, ГОСТ Р 54934-2012/OHSAS 18001:2007, API Spec 7-1.). ИСМ включает в себя систему менеджмента качества (СМК), систему менеджмента окружающей среды и систему менеджмента охраны здоровья и безопасности труда.

Рекомендации

Технология «Применение скважинного расширителя» является эффективной технологически и экономически целесообразной. Успешное испытание позволяет значительно расширить перечень потенциальных скважин-кандидатов для проведения реконструкции методом ЗБС.

В целом по работе скважинного расширителя можно сделать следующие выводы: данное оборудование позволяет снизить риск недохождения хвостовиков с МГРП и отказаться от дополнительных проработок ствола скважин перед их спуском.

Источником финансирования данного проекта будет выступать нераспределенная прибыль и чистая прибыль ПАО «Варьеганнефтегаз».

Инвестиционный проект потребует 3 335 тысяч рублей капитальных вложений и принесет на конец периода планирования 6 008,64 тысяч рублей чистой прибыли.

Таблица 3.9 – Капитальные вложения на приобретение оборудования

Наименование	Сумма, руб.
1. Оборудование	
1.1 Расширитель раздвижной №530	600 000,00
Итого	600 000,00

В стоимость доставки войдут затраты на топливо для грузовой машины.

Помимо единовременных затрат, реализация данного инвестиционного проекта приведет к увеличению текущих издержек, которые представлены в таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Текущие издержки

Наименование	Всего текущих затрат, руб.
1. Материальные затраты	452 000,00
1.1 Техническое обслуживание	180 000,00
1.2 Установка оборудования	197 000,00
1.3 Самовывоз из г. Уфа	75 000,00
2. Амортизация основных фондов	72 000,00
3. Прочие затраты	90 000,00
Итого затрат:	614 000,00
Текущие издержки без амортизации	542 000,00

Текущие издержки по данному проекту состоят из следующего:

1. Материальные затраты в сумме составляют 182 000 руб. В них входят затраты на техническое обслуживание в размере 80 000 руб., затраты на установку

оборудования – 67 000 руб. Транспортные расходы равны нулю так как стоимость перебазировки техники включена в цену оказания услуг\аренды.

2. Амортизация основных фондов составляет 72 000 руб. Годовая норма амортизации считается, исходя из срока полезного использования ($100\%:8\text{лет} = 12\%$).

Расчет амортизационных отчислений представлен в таблице 3.11.

Таблица 3.11 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование	Стоимость оборудования, руб.	Норма годовой амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
Расширитель раздвижной №530	600 000	12	72 000

3. К прочим затратам в размере 90 000 руб. отнесены расходы на поддержание расширителя в хорошем техническом состоянии (диагностика состояния всех систем; очистка, смазка, подтяжка, регулировка разъемных соединений; замена изношенных деталей; устранение мелких повреждений)

Осуществление данных затрат (единовременных и текущих) будет являться целесообразным в случае получения экономического эффекта в размере 896 000 рублей в год.

Таким образом можно сделать вывод, что общий экономический эффект составит в год 896 000 рублей. Данные расчетов представлены в таблице 3.12.

Таблица 3.12 – Экономический эффект

Наименование	Значение
1. Дополнительная выручка от применения расширителя раздвижного №530	896 000
2. Экономический эффект, руб.	896 000

Дополнительная выручка от расширителя раздвижного №530 была рассчитана путем вычисления средней стоимости работы за один проект (896 000 руб.)

Сумма дополнительной выручки от применения расширителя раздвижного №530 и будет являться экономическим эффектом от реализации предлагаемого инвестиционного мероприятия.

3.6 Оценка эффективности предлагаемых мероприятий

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

- ✓ продолжительность периода планирования принята 5 лет (5 шагов);
- ✓ в качестве шага планирования принят один год;
- ✓ норма дисконта принята на уровне 16 % в год;
- ✓ цены, тарифы и нормы не изменятся в течение всего периода планирования.

Продолжительность периода определена, исходя из среднего срока службы установки.

Норма дисконта установлена из условий:

- ключевая ставка ЦБ РФ – 7,25 % (по состоянию на 25.04.2018г.);
- риск недополучения прибыли 8,75 %.

Сделанные предположения характеризуют оценку эффективности проекта расширитель раздвижной №530 как предварительную, требующую уточнения в дальнейшем.

Результаты расчетов по оценке коммерческой эффективности данного инвестиционного проекта представлены в таблицах 3.13 – 3.18.

Таблица 3.13 – Поток денежных средств от инвестиционной деятельности

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0	1	2	3	4	
	2018	2019	2020	2021	2022	
1. Собственный капитал	600 000,00					600 000,00
2. Поток реальных средств						
2.1. По шагам	600 000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	600 000,00
2.2. Нарастающим итогом.	600 000,00	600 000,00	600 000,00	600 000,00	600 000,00	
3. Поток дисконтированных средств						

Продолжение таблицы 3.13

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0	1	2	3	4	
	2018	2019	2020	2021	2022	
3.1. По шагам	600 000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	600 000,00
3.2. Нарастающим итогом.	600 000,00	600 000,00	600 000,00	600 000,00	600 000,00	

Таблица 3.14 – Поток денежных средств от операционной деятельности

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0	1	2	3	4	
	2018	2019	2020	2021	2022	
1. Экономический эффект	896 000,00	896 000,00	896 000,00	896 000,00	896 000,00	4 480 000,00
2. Текущие издержки	542 000,00	542 000,00	542 000,00	542 000,00	542 000,00	2 710 000,00
3. Амортизация основных средств	72 000,00	72 000,00	72 000,00	72 000,00	72 000,00	360 000,00
4. Валовый доход	282 000,00	282 000,00	282 000,00	282 000,00	282 000,00	1 410 000,00
5. Налог на прибыль (20%)	56 400,00	56 400,00	56 400,00	56 400,00	56 400,00	451 200,00
6. Чистая прибыль	225 600,00	225 600,00	225 600,00	225 600,00	225 600,00	1 128 000,00
7. Поток реальных средств						
7.1. По шагам	297 600,00	297 600,00	297 600,00	297 600,00	297 600,00	1 488 000,00
7.2. Нарастающим итогом	297 600,00	595 200,00	892 800,00	1 190 400,00	1 488 000,00	-
8. Поток дисконтированных средств						
8.1. По шагам	297 600,00	256 551,72	221 165,28	190 659,72	164 361,83	1 130 338,56
8.2. Нарастающим итогом	297 600,00	554 151,72	775 317,00	965 976,73	1 130 338,56	-

Таблица 3.15 – Поток денежных средств от финансовой деятельности

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0	1	2	3	4	
	2018	2019	2020	2021	2022	
1. Собственный капитал.	600 000,00					600 000,00
2. Поток реальных средств						
2.1. По шагам	600 000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	600 000,00
2.2. Нарастающим итогом.	600 000,00	600 000,00	600 000,00	600 000,00	600 000,00	
3. Поток дисконтированных средств						
3.1. По шагам	600 000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	600 000,00
3.2. Нарастающим итогом.	600 000,00	600 000,00	600 000,00	600 000,00	600 000,00	

Таблица 3.16 – Поток денежных средств от инвестиционной и операционной деятельности

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0	1	2	3	4	
	2018	2019	2020	2021	2022	
1. Поток реальных средств (ЧРД)						
1.1. По шагам	-302 400,00	297 600,00	297 600,00	297 600,00	297 600,00	888 000,00
1.2. Нарастающим итогом.	-302 400,00	-4 800,00	292 800,00	590 400,00	888 000,00	-
2. Поток дисконтированных средств(ЧДД)						
2.1. По шагам	-302 400,00	256 551,72	221 165,28	190 659,72	164 361,83	530 338,56
2.2. Нарастающим итогом.	-302 400,00	-45 848,28	175 317,00	365 976,73	530 338,56	-

Таблица 3.17 – Сальдо денежных потоков

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0	1	2	3	4	
	2018	2019	2020	2021	2022	
1. Поток реальных средств						
1.1. По шагам	297 600,00	297 600,00	297 600,00	297 600,00	297 600,00	1 488 000,00
1.2. Нарастающим итогом (СРД).	297 600,00	595 200,00	892 800,00	1190400,0 0	1 488 000,00	

Таблица 3.18 – Расчет значений чистого дисконтированного дохода в зависимости от ставки дисконтирования

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0	1	2	3	4	
	2018	2019	2020	2021	2022	
0	-302 400,00	297 600,00	297 600,00	297 600,00	297 600,00	888 000,00
0,1	-302 400,00	270 545,45	245 950,41	223 591,28	203 264,80	640 951,96
0,2	-302 400,00	248 000,00	206 666,67	172 222,22	143 518,52	468 007,41
0,3	-302 400,00	228 923,08	176 094,67	135 457,44	104 198,03	342 273,23
0,4	-302 400,00	212 571,43	151 836,73	108 454,81	77 467,72	247 930,70
0,5	-302 400,00	198 400,00	132 266,67	88 177,78	58 785,19	175 229,63
0,6	-302 400,00	186 000,00	116 250,00	72 656,25	45 410,16	117 916,41
0,7	-302 400,00	175 058,82	102 975,78	60 573,99	35 631,76	71 840,35
0,8	-302 400,00	165 333,33	91 851,85	51 028,81	28 349,34	34 163,33
0,9	-302 400,00	156 631,58	82 437,67	43 388,25	22 835,92	2 893,42
1	-302 400,00	148 800,00	74 400,00	37 200,00	18 600,00	-23 400,00
0,9100	-302 400,00	155 811,52	81 576,71	42 710,32	22 361,42	59,97

Внутренняя норма доходности инвестиций составляет 91% в год (рисунок 3.9).

За период планирования (5 лет), инвестиционный проект потребует 600 000 рублей капитальных вложений и принесет на конец периода планирования 1 128 000 рублей чистой прибыли.

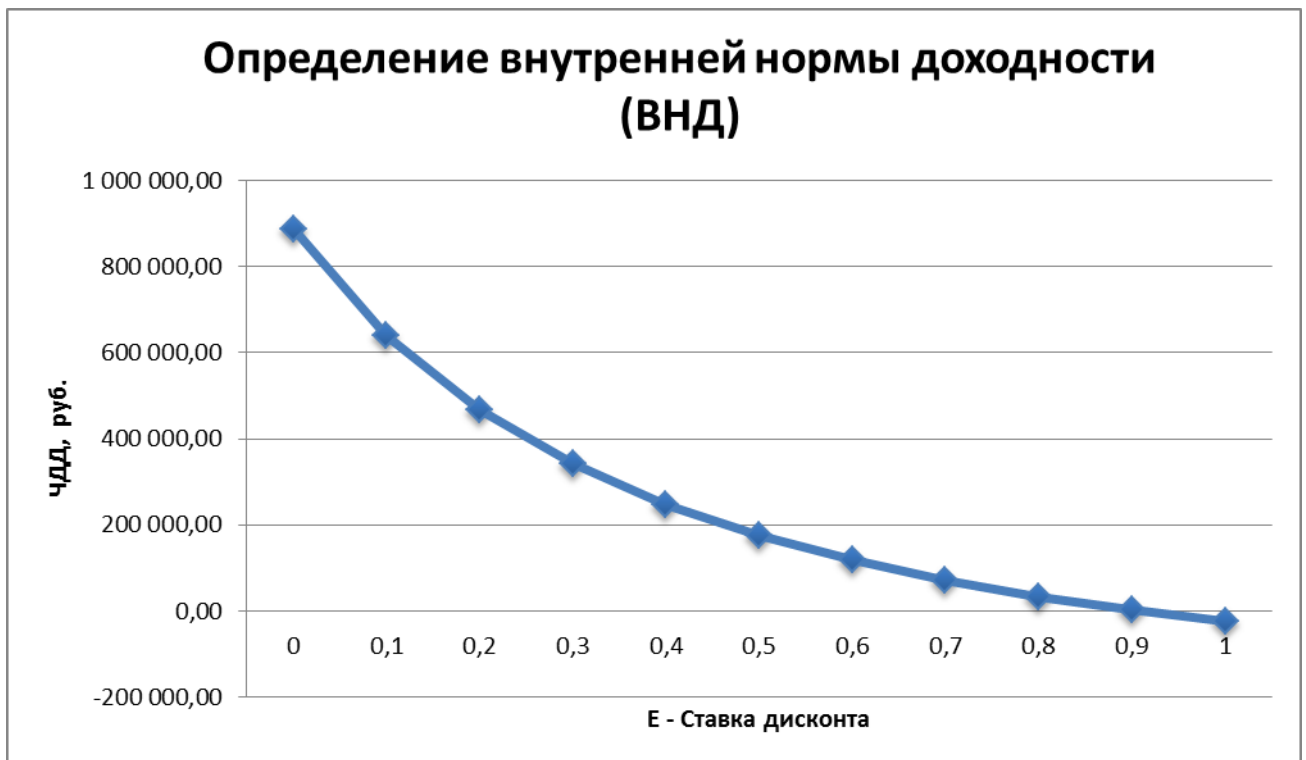


Рисунок 3.9 – Определение внутренней нормы доходности (ВНД)

Чистый реальный доход проекта составит 1 488 000 рублей, чистый дисконтированный доход – 1 130 338 рублей (таблица 3.14).

Индекс доходности (отношение ЧДД к инвестициям), исчисленный по дисконтированным потокам, составляет 1,9. Показатель индекс доходности показывает эффективность использования капитала в инвестиционном проекте или бизнес плане.

Положительный чистый дисконтированный доход и индекс доходности, превосходящий единицу (1,9), позволяют охарактеризовать проект как эффективный.

Проведем расчет срока окупаемости инвестиционного проекта:

Для расчета срока окупаемости была использована следующая методика:

$$CO = t^l - \frac{ЧДД^l}{ЧДД - ЧДД^l} \quad (45)$$

Где:

t^l — номер шага на котором получено последнее отрицательное значение ЧДД;

ЧДД¹ — последнее отрицательное значение ЧДД из таблицы 3.29;

ЧДД — первое положительное значение ЧДД из таблицы 3.29.

Таким образом, расчет срока окупаемости будет выглядеть следующим образом:

$$CO = 1 - \frac{(-45\,848,28)}{256\,551,72 - (-45\,848,28)} = 1,15 \text{ года}$$

Полученное значение CO позволяет сделать вывод о том, что срок окупаемости данного проекта составляет 1 год и 1,5 месяца.

Чем больше показатель — тем рискованнее вложение. Чем показатель при простом расчёте меньше, тем выгоднее инвестору вкладывать средства, ведь он может рассчитывать на возврат инвестиций заведомо большими частями и более короткие сроки. А это позволит поддерживать уровень ликвидности фирмы.

Внутренняя норма доходности и срок окупаемости устраивают акционеров. Положительное сальдо денежных потоков свидетельствует об осуществимости проекта при данной схеме финансирования.

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

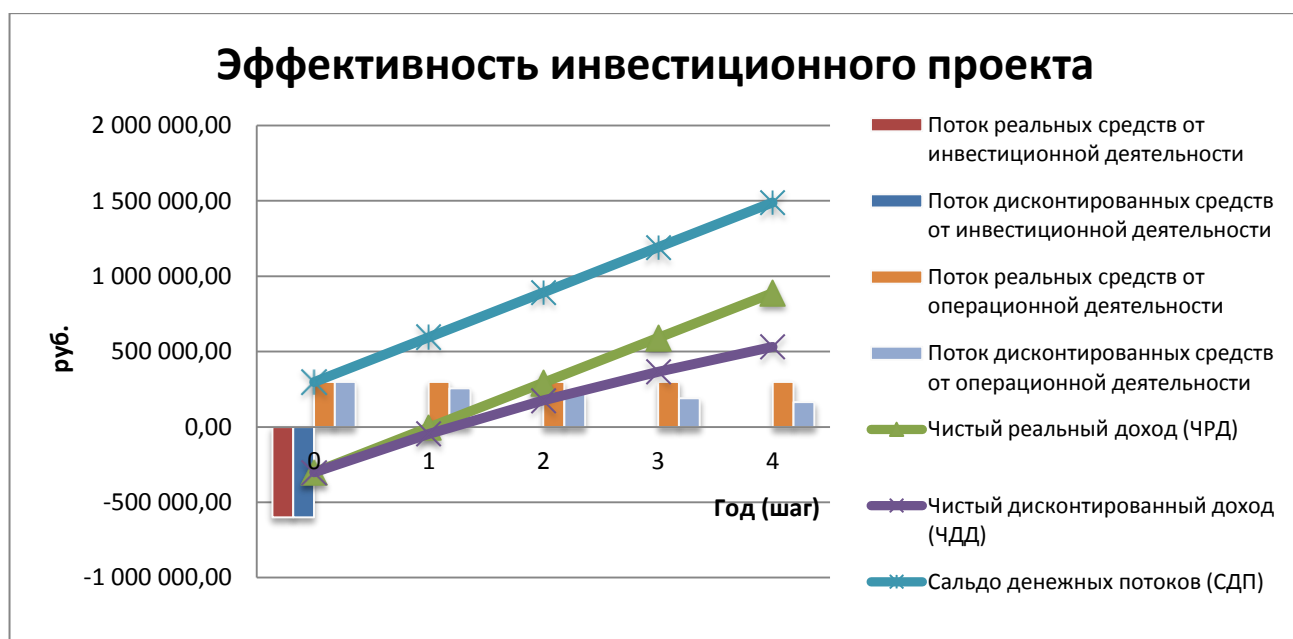


Рисунок 3.10 – Показатели коммерческой эффективности проекта

Таким образом, можно сказать, что реализация данного мероприятия позволит предприятию существенно повысить эффективность деятельности и выйти на новый качественный уровень своего развития.

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

3.7 Анализ чувствительности проекта к риску

Анализ чувствительности – стандартный метод количественного анализа, который заключается в изменении значений критических параметров (в нашем случае экономического эффекта, текущих издержек и налогов), подстановке их в финансовую модель проекта и расчете показателей эффективности проекта при каждом таком изменении.

Анализ чувствительности можно реализовать с помощью как специализированных программных пакетов (ProjectExpert, «Альт-Инвест»), так и программы Excel.

Таблица 3.19 – Значение ЧДД при варьируемых показателях

В руб.

	-15%	-10%	-5%	0	5%	10%	15%
Экономический эффект	226 067,71			1 130 338,56			2 034 609,40
Текущие издержки		1 785 934,92		1 130 338,56		474 742,19	
Налоги			1 141 641,94	1 130 338,56	1 119 035,17		

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

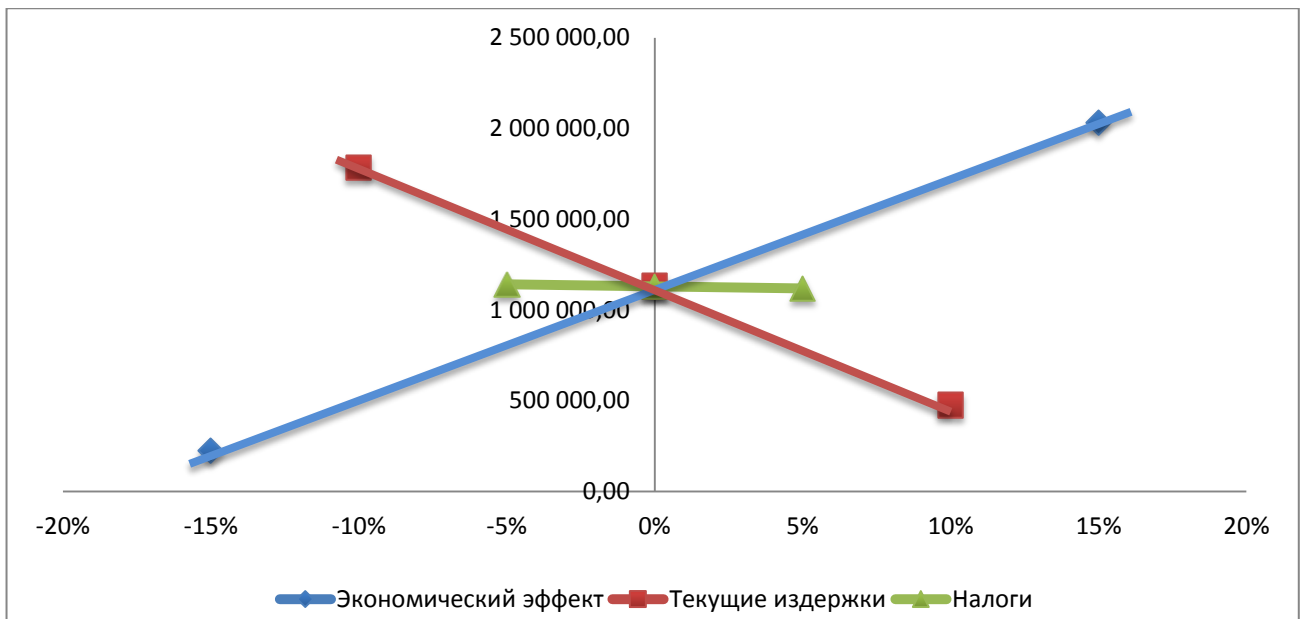


Рисунок 3.11 – Диаграмма «Оценка чувствительности проекта к риску»

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

3.8 Сравнительный анализ проектов

Проанализировав экономическую эффективность рассматриваемых проектов «Расширитель раздвижной №530» и технология «Проведение обработки призабойной зоны (ОПЗ) с применением гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ) и эмульсионного отклонителя в виде кислотного состава повышенной вязкости (КСПВ) в горизонтальных скважинах (ГС) с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП)», суть которых сводится к увеличению выручки от дополнительно добытой нефти, можно сделать вывод о том, что проект технология «Проведение обработки призабойной зоны (ОПЗ) с применением гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ) и эмульсионного отклонителя в виде кислотного состава повышенной вязкости (КСПВ) в горизонтальных

скважинах (ГС) с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП)» более эффективен.

Из проведенных расчетов видно, что за весь период планирования проект технология «Проведение обработки призабойной зоны (ОПЗ) с применением гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ) и эмульсионного отклонителя в виде кислотного состава повышенной вязкости (КСПВ) в горизонтальных скважинах (ГС) с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП)» потребует 2 590 000 руб., капитальных вложений и принесет 4 878 422 руб., чистой прибыли, а проект «Расширитель раздвижной №530» потребует 600 000 руб., капитальных вложений, а чистая прибыль составит за период планирования 1 128 000 руб. (рисунок 3.12).

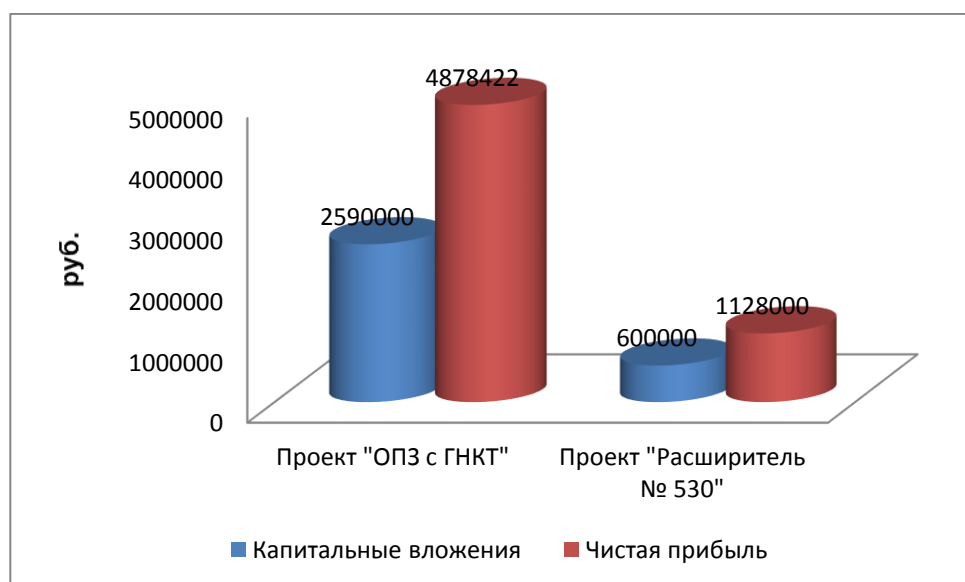


Рисунок 3.12 – Капитальные вложения и чистая прибыль проектов

Чистый реальный доход и чистый дисконтированный доход (рисунок 3.13) технология «Проведение обработки призабойной зоны с применением гибкой насосно-компрессорной трубы и эмульсионного отклонителя в виде кислотного состава повышенной вязкости в горизонтальных скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта» выше, чем у проекта «Расширитель раздвижной №530».

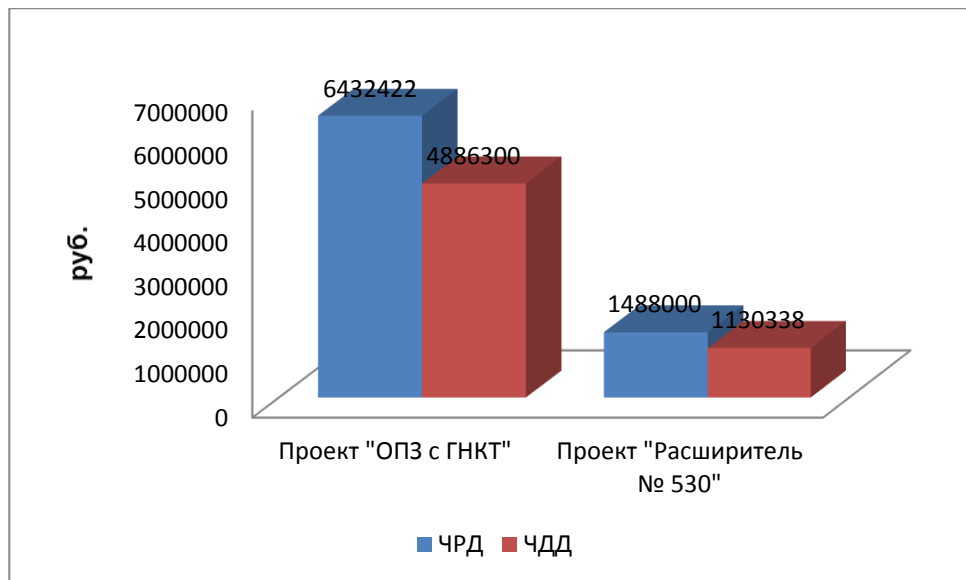


Рисунок 3.13 – Чистый реальный доход и чистый дисконтированный доход

Кроме того, такие показатели, как индекс доходности по дисконтированным потокам «Расширитель раздвижной №530» (1,9) выше, чем индекс доходности по дисконтированным потокам технологии «Проведение ОПЗ с применением ГНКТ и эмульсионного отклонителя в виде кислотного состава повышенной вязкости в ГС с МГРП» (1,88) (рисунок 3.14).

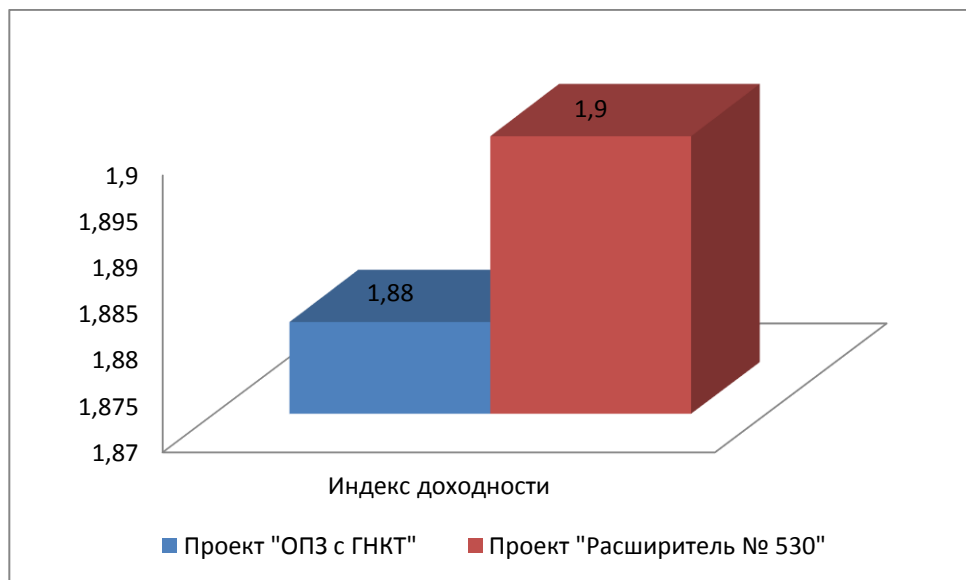


Рисунок 3.14 – Индекс доходности

Внутренняя норма доходности инвестиций для технологии «Проведение ОПЗ с применением ГНКТ и эмульсионного отклонителя в виде кислотного

состава повышенной вязкости в ГС с МГРП» - 91,32% в год, для «Расширитель раздвижной №530» – 91% (рисунок 3.15).

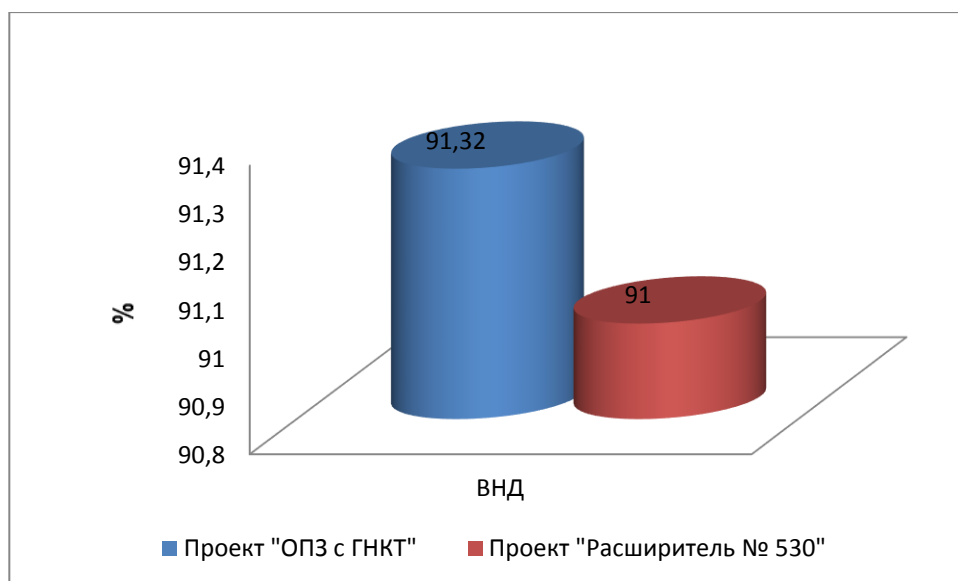


Рисунок 3.15 – Внутренняя норма доходности

Срок окупаемости технологии «Проведение ОПЗ с применением ГНКТ и эмульсионного отклонителя в виде кислотного состава повышенной вязкости в ГС с МГРП», исчисленный по дисконтированным потокам – 1,14 года. Срок окупаемости «Расширитель раздвижной №530», исчисленный по дисконтированным потокам – 1,15 года (рисунок 3.16).

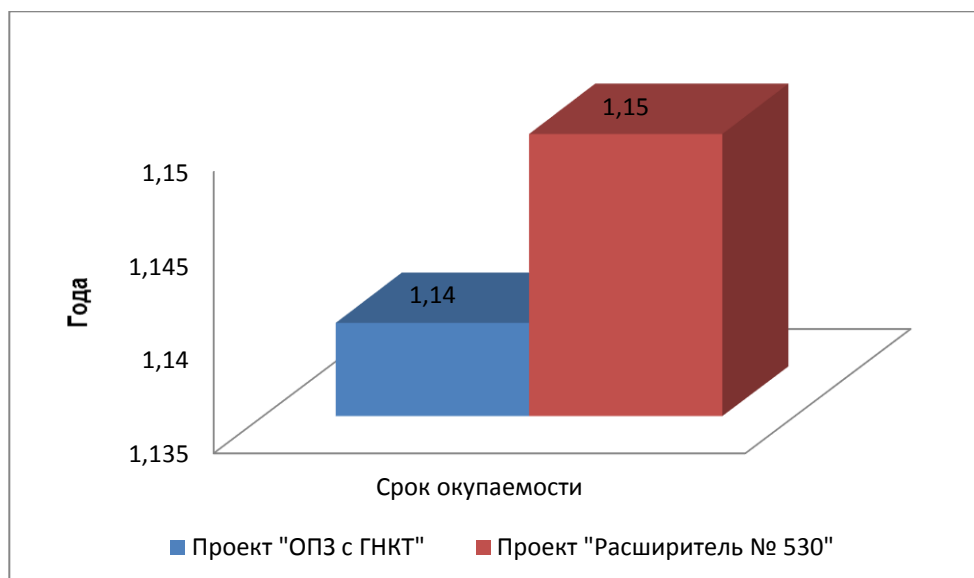


Рисунок 3.16 – Срок окупаемости проектов

Положительный чистый дисконтированный доход и индекс доходности,

превосходящий единицу, позволяют охарактеризовать оба проекта как эффективные.

Оба проекта являются привлекательными для их реализации, но поскольку основным критерием принятия решения является величина чистого дисконтированного дохода то по этому параметру наиболее привлекательным является проект технология «Проведение обработки призабойной зоны (ОПЗ) с применением гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ) и эмульсионного отклонителя в виде кислотного состава повышенной вязкости (КСПВ) в горизонтальных скважинах (ГС) с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП)».

Также проанализировав и другие показатели эффективности как срок окупаемости, внутренняя норма доходности и индекс доходности позволяет остановиться на выборе именно этого проекта. Это позволит повысить прибыльность хозяйствования и создаст условия для дальнейшего развития и процветания компании.

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

На первоначальном этапе была дана краткая характеристика ПАО «Варьеганнефтегаз», и отрасли в которой осуществляет свою деятельность данное предприятие.

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

Принимая во внимание все слабые стороны ПАО «Варьеганнефтегаз», наиболее приемлемой стратегией для предприятия является стратегия концентрированного роста. Суть стратегии состоит в приращении показателей функционирования организации, в том числе, посредством осуществления предложенного варианта диверсификации деятельности.

ПАО «Варьеганнефтегаз» должно стремиться стать производителем с низкими издержками, за счет использования новых технологий при добыче нефти и энергоэффективного оборудования. Проведя анализ финансово-хозяйственной деятельности ПАО «Варьеганнефтегаз», можно сделать следующие выводы:

На протяжении рассматриваемого периода времени ПАО «Варьеганнефтегаз» характеризовалось средним уровнем платежеспособности, и не зависело от внешних кредиторов;

Опережение темпов роста внеоборотных активов над оборотными свидетельствует о положительной тенденции для ПАО «Варьеганнефтегаз», т.е. компания рационально использует собственные средства, что говорит о капитализации прибыли и инвестиционной направленности политики предприятия;

Увеличение удельного веса внеоборотных активов свидетельствует (в определенной степени) о росте финансовой устойчивости организации;

Увеличение темпа роста капитала и резервов является положительной тенденцией в работе предприятия;

Собственный капитал превышает заемный капитал предприятия, это свидетельствует о малом привлечении заемных средств;

Высокое значение коэффициента маневренности положительно характеризует финансовое состояние предприятия. В данном случае полученное значение является низким, что не дает возможность совершать достаточный финансовый маневр;

Условия абсолютной ликвидности не соблюдены, баланс ПАО «Варьеганнефтегаз» нельзя считать полностью ликвидным;

Рентабельность оборотных активов снизилась за рассматриваемый период, а рентабельность внеоборотных активов показывающая, какую прибыль дают внеоборотные активы предприятия, за рассматриваемый период увеличивается. В динамике видно, что предприятие стабильно использует основные долгосрочные фонды для извлечения прибыли.

Рентабельность основной деятельности, отражающая количество прибыли, получаемое предприятием с каждой денежной единицы, инвестируемой в производство и реализацию выпускаемых услуг, составила к концу 2017 года 0,11 предприятие можно назвать рентабельным.

Таким образом, в целом финансовая устойчивость ПАО «Варьеганнефтегаз» улучшилась, но присутствуют аспекты экономико-хозяйственной деятельности, на которые необходимо обратить внимание руководства.

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

Для повышения прибыльности работы ПАО «Варьеганнефтегаз» были предложены мероприятия: «Расширитель раздвижной №530» и технология «ОПЗ с применением ГНКТ и КСПВ в ГС с МГРП».

Первый вариант решения проблемы – применение технологии Проведение обработки призабойной зоны (ОПЗ) с применением гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ) и эмульсионного отклонителя в виде кислотного состава повышенной вязкости (КСПВ) в горизонтальных скважинах (ГС) с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП), которая позволит увеличить средний дебит добычи нефти, На горизонтальных скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта, по которым наблюдается снижение продуктивности и которые нуждаются в проведении кислотных обработок призабойных зон, предлагается проводить обработку призабойной зоны , каждого фрак – порта по отдельности, с применением гибкой насосно-компрессорной трубы и эмульсионного отклонителя в виде кислотного состава повышенной вязкости.

Для данной технологии «ОПЗ с применением ГНКТ и КСПВ в ГС с МГРП», необходимы единовременные затраты в размере 2 590 000 руб. для применения на одной скважине.

Второй вариант решения проблемы – приобретение «Расширителя раздвижного №530». Данное оборудование позволяет снизить риск недохождения хвостовиков с многостадийным гидроразрывом пласта и отказаться от дополнительных проработок ствола скважин перед их спуском. Технология является эффективной технологически и экономически целесообразной. Успешное испытание позволяет значительно расширить перечень потенциальных скважин-кандидатов для проведения реконструкции методом ЗБС.

Для приобретения такого оборудования, необходимы единовременные затраты на покупку «Расширителя раздвижного №530» на его установку и тех обслуживание в размере 600 000 руб.

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

В настоящее время производственная деятельность ПАО "Варьеганнефте-

газ" ориентирована на совершенствование сырьевой базы, увеличение объемов добычи углеводородного сырья, повышение промышленной и экологической безопасности производства, развитие инфраструктуры сбора, подготовки, транспортировки н и г, внедрение информационных технологий управления производством, рациональное использование природных ресурсов, охрана здоровья и безопасность персонала, постоянное повышение промышленной и экологической безопасности.

Главными задачами для ПАО "Варьеганнефтегаз" в отношении будущей деятельности являются:

- сохранение финансовой устойчивости;
- поддержание ликвидности компании;
- увеличение прибыльности;
- усиление конкурентоспособности компании.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Акуленко, Н.Б. Экономика предприятия (организации): учебник / Н.Б. Акуленко. - М.: Инфра-М, 2011.- 639 с.
- 2 Алексейчева, Е.Ю. Экономика организации (предприятия): учебник / Е.Ю. Алексейчева, М.Д. Магомедов, И.Б. Костин. – М.: Дашков и К, 2016. – 292с.
- 3 Агарков, А.П. Экономика и управление на предприятии: учебник / Р.С. Голов, В.Ю. Теплышев. – М.: Дашков и К, 2017. – 400 с.
- 4 Адаменко, Ю.А. Оценка финансового состояния предприятия на основе анализа финансовых коэффициентов / Ю.А. Адаменко // Современные тенденции в экономике и управлении: новый взгляд. – 2013. – Вып. 23. – С.142-144.
- 5 Бабаян, Э.В. Инженерные расчеты при бурении: Учебник / Э.В. Бабаян, А.В. Черненко. – Вологда: «Инфра-Инженерия», 2016. – 440 с.
- 6 Баринов, В.А. Бизнес-планирование: Учебное пособие / В.А. Баринов. - М.: Форум, 2013. - 256 с.
- 7 Баскакова, О. В. Экономика предприятия (организации): Учебник / О. В. Баскакова, Л. Ф. Сейко. – М.: Издательско-торговая корпорация «Дашков и К», 2013. – 189 с.
- 8 Бочаров, В.В. Инвестиции: Учебник / В. В. Бочаров. – СПб.: Питер, 2015. – 384 с.
- 9 Быстров, О.Ф. Экономика предприятия (фирмы). Экономика предприятия (фирмы): Практикум / Л.П. Афанасьева, Г.И. Болкина, О.Ф. Быстров. - М.: ИНФРА-М, 2012. - 319 с.
- 10 Волкова, М.В. Финансовый анализ: Методические указания по выполнению курсовой работы для студентов очной и заочной форм обучения / сост.: М.В. Волкова. – Нижневартовск: ,2014.
- 11 Володько, О.В. Экономика организации: Учебник / О.В. Володько, Р.Н. Грабар. – Минск: Вышэйшая школа, 2015. – 399 с.

- 12 Войтенко, В.С. Технология и техника бурения скважин: Учебник / В.С. Войтенко. – Минск: Новое знание, 2013. — 613 с.
- 13 Гапаева, С.У. Оценка ликвидности и платежеспособности предприятия // Молодой ученый. — 2013. — №12. — С. 279-282.
- 14 Головачев, А.С. Экономика организации (предприятия) : учеб. пособие / А.С. Головачев. – Минск: Вышэйшая школа, 2015.
- 15 Зяблицкая, Н.В. Оценка адаптационного потенциала предприятий нефтегазовой отрасли: Монография. / Н. В. Зяблицкая. – Нижневартовск: Изд-во Нижневарт. гуманит. ун-та, 2011. – 163 с.
- 16 Игонина, Л.Л. Инвестиции: Учеб. пособие / Л.Л. Игонина; Под ред. В.А. Слепова. — М.: Юристъ, 2012. — 480 с.
- 17 Рябова, М.А. Анализ финансовой отчетности: учебно-практическое пособие /М. А.Ряова. – Ульяновск : УлГТУ, 2011. – 237 с.
- 18 Скляренко, В.К. Экономика предприятия: Учебник / В.К. Скляренко, В.М. Прудников. – М.: НИЦ ИНФРА–М, 2013. – 293 с.
- 19 Крылов, С.И. Совершенствование методологии анализа в системе управления финансовым состоянием коммерческой организации : монография / С. И. Крылов ; Федеральное агентство по образованию, ГОУ ВПО "Уральский гос. технический ун-т - УПИ". - Екатеринбург : Уральский гос. технический ун-т - УПИ, 2007. - 357 с.
- 20 Лахметкина, Н.И. Инвестиционная стратегия предприятия : учеб. пособие / Н. И. Лахметкина. – 6-е изд., стер. – М. : КНОРУС, 2014. – 230 с.
- 21 Фетисов, В.Д. Финансовый менеджмент: учебное пособие / В. Д. Фетисов, Т.В. Фетисова. – М.: Юнити, 2014. – 167 с
- 22 Фомичев, А.Н. Стратегический менеджмент: Учебник для вузов / А.Н. Фомичев. – М.: Издательско-торговая корпорация “Дашков и К°”, 2014.

- 23 Хазанович, Э.С. Инвестиции: Учеб. пособие / Э. С. Хазанович. – М.: КноРус, 2013. – 320 с.
- 24 Храменков, В.Г. Автоматизация управления технологическими процессами бурения нефтегазовых скважин: Учебник / В.Г. Храменков. – Томск: ТПУ, 2013. – 416 с.
- 25 Устав ПАО «Варьеганнефтегаз» (редакция №12), 2015. – 24 с.
- 26 ПАО «Варьеганнефтегаз» [Электронный ресурс]: официальный сайт / ПАО «Варьеганнефтегаз». – Электрон. дан. – Режим доступа: https://vareganneft.rosneft.ru/about/Glance/OperationalStructure/Dobicha_i_razrabotka/Zapadnaja_Sibir/vareganneft/
- 27 Роснефть [Электронный ресурс]: официальный сайт / ОАО «НК «Роснефть». – Электрон. дан. – Режим доступа: <http://www.rosneft.ru>

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ А Организационная структура ПАО «Варьеганнефтегаз»

